



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE- UFCG**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA - CCT**  
**PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PROCESSOS**

**JÉSSICA BARBOSA DA SILVA DO NASCIMENTO**

**ANÁLISE DO PROCESSO DE SEPARAÇÃO GÁS-ÓLEO-ÁGUA EM**  
**SEPARADORES HORIZONTAIS:**  
Aspectos fluidodinâmicos e geométricos

**CAMPINA GRANDE-PB**

**2023**

**JÉSSICA BARBOSA DA SILVA DO NASCIMENTO**

**ANÁLISE DO PROCESSO DE SEPARAÇÃO GÁS-ÓLEO-ÁGUA EM  
SEPARADORES HORIZONTAIS:**

Aspectos fluidodinâmicos e geométricos

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

Orientador: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto

**CAMPINA GRANDE-PB**

**2023**

N244a Nascimento, Jéssica Barbosa da Silva do.  
Análise do processo de separação gás-óleo-água em separadores horizontais : aspectos fluidodinâmicos e geométricos / Jéssica Barbosa da Silva do Nascimento. - Campina Grande, 2023.  
219 f. : il. color.

Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 2023.  
"Orientação: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto."  
Referências.

1. Processos Térmicos. 2. Processos de Separação. 3. Separador Horizontal Trifásico. 4. CFD. 5. Defletores Semi-Porosos. 6. Placa Lavagem com Água. 7. Escoamento Multifásico. I. Farias Neto, Severino Rodrigues de. II. Título.

CDU 658.5(043)

**JÉSSICA BARBOSA DA SILVA DO NASCIMENTO**

**ANÁLISE DO PROCESSO DE SEPARAÇÃO GÁS-ÓLEO-ÁGUA EM  
SEPARADORES HORIZONTAIS:**

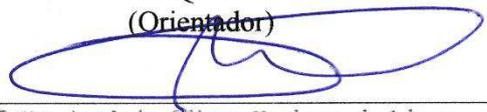
Aspectos fluidodinâmicos e geométricos

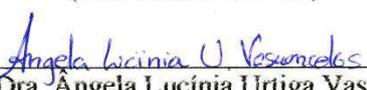
Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos da Universidade Federal de Campina Grande – UFCG como requisito para obtenção do título de Doutora em Engenharia de Processos.

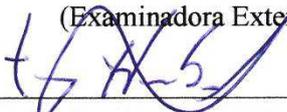
Campina Grande, 28 de fevereiro de 2023.

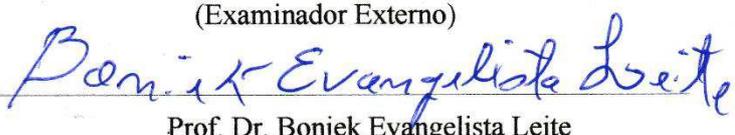
**BANCA EXAMINADORA**

  
Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto  
UAEQ/UFCG  
(Orientador)

  
Prof. Dr. Antônio Gilson Barbosa de Lima  
UAEM/UFCG  
(Examinador Interno)

  
Prof.ª Dra. Angela Lucinia Urtiga Vasconcelos  
DTS/UFPB  
(Examinadora Externa)

  
Prof. Dr. Tony Hebert Freire de Andrade  
UAEM/UFCG  
(Examinador Externo)

  
Prof. Dr. Boniek Evangelista Leite  
PPGEP/UFCG  
(Examinador Interno)

## **DEDICATÓRIA**

“Dedico esta Tese às mulheres matriarcas da minha família Barbosa, representantes da classe trabalhadora brasileira, e que como tantas outras, não tiveram as mesmas oportunidades educacionais que eu.”

## AGRADECIMENTOS

Agradeço inicialmente a minha avó Amélia Gomes Barbosa (*in memória*) por desde minha infância ter me proporcionado o acesso à Educação. Em sequência agradeço a minha mãe Roberta Barbosa e minha madrinha Maria das Graças Barbosa (segunda mãe) pelos cuidados, incentivos e pela educação a mim oferecidos.

Agradeço ao meu marido Luiz Henrique Gamboa Marques por todo apoio e suporte emocional durante os períodos de realização dessa tese. Em seu nome, agradeço a minha sogra Maria Lúcia e meu sogro José Raúl pelo acolhimento e cuidado em sua casa durante a conclusão do trabalho.

Agradeço às minhas primas Maria Elma, Ângela Barbosa, Fabricia Barbosa, a minha irmã Dayane Barbosa e minha Tia Antonieta Silva pelas palavras de motivação e conforto nos momentos difíceis durante a pesquisa.

Agradeço ao meu orientador Severino Rodrigues de Farias Neto por toda orientação, paciência e maestria, contribuindo no desenvolvimento do meu conhecimento intelectual, profissional e humano, desde o mestrado até a conclusão do doutorado. Adicionalmente, o agradeço pelo uso das dependências do Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem (LPFI) sob sua coordenação.

Agradeço ao professor Antônio Gilson Barbosa pelo apoio proporcionado pela Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos e principalmente pela permissão do uso do Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos (LCTF) para a realização da pesquisa. Nesta linha, também agradeço ao Professor Tony Herbert por colocar à disposição da pesquisa, o Laboratório de Pesquisa e Simulação em Engenharia de Petróleo (SimPetro).

Agradeço ao Professor Boniek Evangelista e ao técnico de laboratório Roberto por todo suporte oferecido no uso dos laboratórios de pesquisa, o que foi primordial para que os experimentos de simulação fossem realizados em tempo hábil.

Agradeço ao meu querido amigo e colega de doutorado Alysson Dantas por toda disponibilidade e atenção dada para realização de discussões teóricas e práticas na área de CFD, ao longo do doutorado.

Por fim, agradeço ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo financiamento da pesquisa, a partir da bolsa de doutorado, durante os meses que estive contemplada.

## RESUMO

Os vasos separadores horizontais apresentam melhores eficiências de separação quando os fluidos escoam em menor velocidade, favorecendo o processo de sedimentação. A determinação otimizada de dispositivos internos do tipo defletores pode contribuir na redução da velocidade dos fluidos desde a entrada até a região de separação. O objetivo desta tese foi analisar a influência dos aspectos geométricos de defletores e parâmetros operacionais de entrada na dinâmica do escoamento e eficiência de separação em um separador horizontal trifásico. Uma geometria base foi adaptada a partir da inserção de cinco defletores de entrada (placa lavagem com água sólida, placa lavagem com água perfurada e defletores semi-porosos). As equações de conservação da massa e de quantidade de movimento foram usadas para modelar o escoamento multifásico adotando o modelo VOF em conjunto com o modelo de turbulência  $k - \varepsilon$  padrão. Os resultados indicaram que de forma geral a inserção, tanto das placas de lavagem quanto dos defletores, contribuiu na atenuação da velocidade dos fluidos de entrada, mas resultou em dinâmica de escoamento e eficiências de separação trifásica distintas. Dentre os arranjos geométricos analisados é possível concluir que, o separador horizontal trifásico dotado de um defletor semi-perfurado na posição P1 apresentou um escoamento trifásico mais uniforme, além de melhores eficiências de separação líquido/gás e óleo/ água, sob condições operacionais específicas.

**Palavras-chave:** Separador horizontal trifásico. CFD. Defletores semi-porosos. Placa Lavagem com água. Escoamento Multifásico.

## ABSTRACT

Horizontal separator vessels present better separation efficiencies when the fluids flow at a lower speed, favoring the sedimentation process. Optimized determination of internal baffles type devices can contribute to reducing the fluid velocity from the inlet to the separation region. The aim of this thesis was to analyze the influence of geometric aspects of baffles and input operating parameters on flow dynamics and separation efficiency in a three-phase horizontal separator. A base geometry was adapted from the insertion of five inlet baffles (solid water washing plate, perforated water washing plate and semi-porous baffles). The conservation of mass and momentum equations were used to model the multiphase flow adopting the VOF model in conjunction with the standard turbulence model. The results indicated that, in general, the insertion of both the washing plates and the deflectors contributed to the attenuation of the velocity of the inlet fluids, but resulted in different flow dynamics and efficiencies of three-phase separation. Among the analyzed geometric arrangements, it is possible to conclude that the three-phase horizontal separator equipped with a semi-perforated baffle in the P1 position presented a more uniform three-phase flow, in addition to better liquid/gas and oil/water separation efficiencies, under specific operational conditions.

**Keywords:** Three-phase horizontal separator. CFD. Semi-porous baffles. Plate wash with water. Multiphase Flow.

## LISTA DE FIGURAS

### CAPÍTULO II – REFERENCIAL TEÓRICO

Figura 2.1- Separação em um único estágio.....	29
Figura 2.2- Separação em três estágios .....	29
Figura 2.3- Camadas de líquido na região de decantação .....	32
Figura 2.4-Esquema de um vaso separador horizontal trifásico.....	32
Figura 2.5 - Corte de um separador horizontal com visão do dispositivo interno weir.....	33
Figura 2.6 - Separador horizontal com vistas dos dispositivos internos .....	37
Figura 2.7- Regiões de separação no separador horizontal trifásico .....	38
Figura 2.8- Defletores de entrada (a) Semi-esférico (b) Placa plana.....	39
Figura 2.9 - Defletor de entrada ilustrando os princípios da “lavagem com água”.....	39
Figura 2.10 - Defletores de entrada: (a) placa plana (b) caixa de orifícios superior (c) caixa de orifícios inferior.....	41
Figura 2.11 - Subdivisão da região de separação secundária .....	44
Figura 2.12- Imagem 3D do vaso Separador (a) Pratos perfurados (b) weir.....	45
Figura 2.13- Separador horizontal com internos antes da adaptação .....	47
Figura 2.14 - Campo de fração de volume de água e vetores de velocidade na região de saída de água. (a) menor altura do weir (b) maior altura do weir.....	49
Figura 2.15- Campo de fração de volume da fase óleo (a) STAR-CCM <sup>+</sup> (b) FLUENT <sup>®</sup> .....	51
Figura 2.16 - Separador horizontal experimental com <i>bucket</i> e weir.....	54

### CAPÍTULO III – MATERIAIS E MÉTODOS

Figura 3.1 - Separador horizontal trifásico.....	68
Figura 3.2 - Geometria do Separador de Comparação .....	69
Figura 3.3 - Geometria do vaso separador de comparação (Geometria G1).....	70
Figura 3.4 - Visão dos dispositivos internos (Geometria G1).....	71
Figura 3.5 - Defletores de entrada – Geometrias Adaptadas.....	71

Figura 3.6 - Geometria do Separador Horizontal com Defletor Semi-poroso P1 (Geometria 4)	72
Figura 3.7 - Visão dos dispositivos internos (Geometria G4)	72
Figura 3.8 - (a) Malha do Separador horizontal (Malha B). (b) Visão ampliada da região de mistura. (c) Visão ampliada da região de separação	73
Figura 3.9 - (a) Malha do Separador horizontal (Malha F). (b) Visão ampliada da região de mistura. (c) Visão ampliada da região de separação	75

## CAPÍTULO IV – ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Figura 4.1 - Avaliação do fator <i>skewness</i> para malha B ( <i>software</i> Ansys Mesh®)	88
Figura 4.2 - Avaliação do fator <i>skewness</i> para malha E ( <i>software</i> Ansys Mesh®)	88
Figura 4.3 - Resultado do Teste ICM para a variável pressão média (Geometria G1)	90
Figura 4.4 - Resultado do Teste ICM para a variável velocidade média (Geometria G1)	91
Figura 4.5 - Resultado do Teste ICM para a variável pressão média (Geometria G4)	92
Figura 4.6 - Resultado do Teste ICM para a variável fração de volume média (Geometria G4)	93
Figura 4.7 - Teste de Independência de Malha para a Geometria G1	94
Figura 4.8 - Teste de Independência de Malha para a Geometria G4	94
Figura 4.9 - Teste de Independência de Malha para a Geometria G4	95
Figura 4.10 - Campo de fração de volume da fase água indicando o nível de água no vaso na condição inicial (Caso 1)	97
Figura 4.11 - Campo de fração de volume da fase óleo indicando o nível de óleo no vaso na condição inicial (Caso 1)	97
Figura 4.12 - Campo de fração de volume da fase gás indicando na condição inicial (Caso 1)	97
Figura 4.13 - Campo de fração de volume da fase gás, em t=180s (Caso 1)	97
Figura 4.14 - Campo de fração de volume da fase gás, em t=180s (Caso 2)	98
Figura 4.15 - Campo de fração de volume da fase óleo, em t=180s (Caso 2)	100
Figura 4.16 - Campo de fração de volume da fase água, em t=180s (Caso 2)	100
Figura 4.17 – (a) Linhas de corrente da mistura ao longo do vaso. (b) Ampliação da região de entrada (Caso 2)	100
Figura 4.18 – (a) Campo vetorial da mistura ao longo do vaso. (b) Ampliação da região de entrada (Caso 2)	101

Figura 4.19 - Campo vetorial da velocidade da mistura indicando zonas de recirculação.....	102
Figura 4.20 - Campo de fração de volume do óleo destacando a região de mistura entre as placas perfuradas e a presença de óleo na região gás (Caso 2) .....	102
Figura 4.21 - Campo de fração de volume da fase água com destaque para interface óleo/gás (Caso 2).....	102
Figura 4.22 - Campo vetorial de velocidade indicando mistura das fases acima do <i>weir</i> (Caso2) .....	104
Figura 4.23 - Campo de fração de volume da fase gás ao longo do tempo de 180s (Caso2) .....	105
Figura 4.24- Campo de fração de volume da fase água ao longo do tempo de 180s (Caso2) .....	106
Figura 4.24- Campo de fração de volume da fase óleo ao longo do tempo de 180s (Caso2) .....	109
Figura 4.26 - Concentração de líquido na saída de gás (USG/MMSCFD) .....	110
Figura 4.27 - Eficiência de separação líquido/gás (%).....	110
Figura 4.28 - Eficiência de separação óleo/água (%).....	111
Figura 4.29 - Linhas de fluxo da mistura ao longo da região de separação (Caso 2).....	113
Figura 4.30 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 3).....	114
Figura 4.31 - Linhas de fluxo da mistura ao longo da região de separação (Caso 3).....	114
Figura 4.32 - Campo de fração de volume da fase gás, em t=180s (Caso 4) .....	115
Figura 4.33 - Campo de fração de volume da fase óleo, em t=180s (Caso 4).....	115
Figura 4.34 - Campo de fração de volume da fase água, em t=180s (Caso 4).....	116
Figura 4.35 - Eficiência de separação óleo/água (%).....	117
Figura 4.36 - Percentual em fração de volume da água na saída de óleo (%).....	117
Figura 4.37 - Concentração de líquido na saída de gás (USG/MMSCFD) .....	118
Figura 4.38 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 5).....	121
Figura 4.39.- Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 5).....	121
Figura 4.40- Campo de fração de volume da fase água (Caso 5).....	122
Figura 4.41 - Campo de fração de volume da fase gás, em t =30s (Caso 5).....	122
Figura 4. 42 - Campo de fração de volume da fase óleo, em t =30s (Caso 5).....	123
Figura 4.43 - Campo de fração de volume da fase água, em t =30s (Caso 5).....	123
Figura 4.44 - Linhas de corrente da mistura ao longo do vaso (Caso 5).....	123
Figura 4.45 -(a) Campo vetorial de velocidades ao longo do vaso (b) Contornos de velocidades (Caso 5).....	124

Figura 4.46- Contornos de velocidade (u) na direção x (Caso 5).....	125
Figura 4.47 - Contornos de velocidade (v) na direção y (Caso 5).....	127
Figura 4.48 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 6).....	129
Figura 4.49 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 6).....	130
Figura 4.50 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 6).....	131
Figura 4. 51 - Linhas de fluxo ao longo do vaso separador (Caso 6).....	131
Figura 4.52 - Contornos de velocidade (Caso 6).....	132
Figura 4.53 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 7).....	132
Figura 4.54 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 7).....	132
Figura 4.55 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 7).....	132
Figura 4.56 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 7).....	133
Figura 4.57- Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 7).....	133
Figura 4.58 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 7).....	134
Figura 4.59 - (a e b) Linhas de fluxo da mistura ao longo do vaso. (c) Destaque da região de entrada (Caso 7).....	135
Figura 4.60- Campo vetorial de velocidade dos fluidos. (a) Ao longo do vaso (b) Ampliação da região de entrada (c) Ampliação região entre defletor e placas perfuradas (Caso 7).....	136
Figura 4.61 - Campo de velocidade das fases (Caso 7).....	137
Figura 4.62 - Contornos de velocidade (u) na direção x (Caso 7).....	138
Figura 4.63 - Contornos de velocidade (v) na direção y (Caso 7).....	139
Figura 4.64 - Energia Cinética Turbulenta (a) Caso 7 (b) Caso 5.....	141
Figura 4.65 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 8).....	141
Figura 4.66 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 8).....	142
Figura 4.67- Campo de fração de volume da fase gás (Caso 8).....	142
Figura 4.68 - (a) Linhas de fluxo ao longo do vaso. (b) Destaque das linhas de fluxo na região de entrada. (c) Destaque do campo vetorial de velocidade na região de entrada (Caso 8) ....	142
Figura 4.69 - Fração de volume da fase gás (a) caso 8 (b) caso 7.....	143
Figura 4.70 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 8).....	145
Figura 4.71 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 8).....	145
Figura 4.72 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 8).....	146
Figura 4.73 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 10).....	147
Figura 4.74 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 10).....	147
Figura 4.75 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 10).....	148

Figura 4.76- Campo de fração de volume da fase gás, em $t= 30s$ (Caso 10) .....	148
Figura 4.77 - Campo de fração de volume da fase água, em $t= 30s$ (Caso 10).....	149
Figura 4.78 - Campo de fração de volume da fase óleo, em $t= 30s$ (Caso 10).....	149
Figura 4.79- (a) Linhas de fluxo ao longo do vaso. (b) Destaque das linhas de fluxo na região de entrada (Caso 10).....	149
Figura 4.80 - Campo de velocidade das fases (Caso 10).....	150
Figura 4.81 - Fração de volume das fases na zona porosa horizontal do semi-defletor (a) fase óleo (b) fase água (c) fase gás (Caso 10).....	151
Figura 4.82 - Velocidade dos fluidos na região de entrada (Plano xy) e pressão na placa porosa horizontal (Plano xz) (Caso 10).....	152
Figura 4.83 - Energia Cinética turbulenta plano xy (Caso 10).....	152
Figura 4.84- Fração de volume da fase óleo (Plano xy) e destaque da área de maior pressão no defletor (Caso 10).....	152
Figura 4.85 - Fração de volume da fase gás (Plano xy) e destaque da área de maior pressão no defletor (Caso 10).....	153
Figura 4.86 - Fração de volume da fase água destacando a área de maior pressão no defletor (Caso 10).....	153
Figura 4.87- Contornos de velocidade (v) na direção y (Caso 10).....	154
Figura 4.88- Contornos de velocidade (u) na direção x (Caso 10).....	154
Figura 4.89 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 11) .....	155
Figura 4.90 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 11).....	155
Figura 4.91- Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 11).....	156
Figura 4.92- Campo de fração de volume da fase óleo, em $t=30s$ (Caso 11).....	156
Figura 4.93- Campo de fração de volume da fase água, em $t=30s$ (Caso 11).....	156
Figura 4.94 - Campo de fração de volume da fase gás, em $t=30s$ (Caso 11) .....	157
Figura 4.95 - Contornos de velocidade das fases (Caso 11).....	157
Figura 4.96 - (a) Linhas de fluxo ao longo do separador. (b) Destaque da região de entrada sob um plano xy (Caso 11).....	158
Figura 4.97- Campo de fração de volume da fase água, em $t=30s$ (Caso 12).....	161
Figura 4.98 - Campo de fração de volume da fase gás, em $t=30s$ (Caso 12) .....	162
Figura 4.99- Campo de fração de volume da fase óleo, em $t=30s$ (Caso 12).....	162
Figura 4.100 - (a) Campo de fração de volume da fase gás (b) Campo de fração de volume da fase água .....	163
Figura 4.101- Linhas de fluxo ao longo do vaso (Caso 13) .....	163

Figura 4.102 - Campo de fração de volume da fase gás, em t=30s (Caso 13) .....	163
Figura 4.103 - Campo de fração de volume da fase óleo, em t=30s (Caso 13).....	164
Figura 4.104 - Campo de fração de volume da fase água, em t=30s (Caso 13) .....	164
Figura 4.105- Campo de fração de volume (a) fase óleo (b) fase gás (Plano xy), em t=30s (Caso 13).....	164
Figura 4.106 - Contornos de densidade dos fluidos (Caso 13).....	165
Figura 4.107 - Campo de fração de volume da fase óleo em t=30s (Caso 14).....	166
Figura 4.108- Campo de fração de volume da fase água em t=30s (Caso 14) .....	166
Figura 4.109 - (a) Fração de volume da fase gás (b) Fração de volume da fase água (c) Fração de volume da fase óleo (Plano xz – placa horizontal do defletor semi-poroso) em t=30s (Caso 14).....	167
Figura 4.110 - Placa horizontal do defletor semi-poroso (Plano xz), em t=30s (Caso 14) ....	167
Figura 4.111 – Campo de fração de volume da fase gás (Plano xy), em t=30s (Caso 14).....	168
Figura 4.112 - Linhas de fluxo ao longo do vaso separador (Caso 15).....	170
Figura 4.113- Campo de fração de volume da fase água, em t=30s (Caso 15).....	170
Figura 4.114- Campo de fração de volume da fase óleo, em t=30s (Caso 15).....	170
Figura 4.115- Fração de volume da fase gás (b) Fração de volume da fase óleo (c) Fração de volume da fase água (Plano xz – haste horizontal do defletor semi-poroso), em t=30s (Caso 16) .....	173
Figura 4.116 - Linhas de fluxo ao longo do separador (Caso 16) .....	173
Figura 4.117 - Campo de fração de volume da fase água, em t=30s (Caso 16) .....	174
Figura 4.118 - Campo de fração de volume da fase gás, em t=30s (Caso 16) .....	174
Figura 4.119 - Campo de fração de volume da fase óleo, em t=30s (Caso 16).....	177
Figura 4.120- Campo de fração de volume da fase água, em t=30s (Caso 17) .....	178
Figura 4.121- Campo de Pressão na placa horizontal semi-porosa (Plano xy) (Caso 17) ....	178
Figura 4.122 - Linhas de fluxo ao longo do vaso separador (Caso 17).....	180
Figura 4.123- Fração de volume da fase gás (b) Fração de volume da fase óleo (c) Fração de volume da fase água (Plano xz – placa horizontal do defletor semi-poroso) (Caso 17) .....	179
Figura 4.124 - Campo de fração de volume da fase água (Plano xy) e destaque da área de maior pressão no defletor, em t=30s (Caso 17) .....	181
Figura 4.125 - Campo de fração de volume da fase óleo ( em t=30s (Caso 17) .....	181
Figura 4.126- Campo de fração de volume da fase gás (Plano xy) e destaque da área de maior pressão no defletor, em t=30s (Caso 17) .....	181
Figura 4.127- Campo de fração de volume da fase óleo, em t=30s (Caso 17).....	182

Figura 4.128- Campo de fração de volume da fase gás, em $t=30s$ (Caso 17) .....	182
Figura 4.129 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 19).....	184
Figura 4.130 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 19).....	184
Figura 4.131– Campo de fração de volume da fase gás (Caso 19) .....	184
Figura 4.132- Campo de fração de volume da fase óleo, em $t=180s$ . (a) Caso 19, (b) Caso 18 e (c) Caso 4.....	188
Figura 4.133 - Campo de fração de volume da fase gás, em $t=180s$ (Caso 4) .....	189
Figura 4.134 - Campo de fração de volume da fase óleo, em $t=180s$ (Caso 4). (a) Destaque da fase óleo dispersa na parte superior do coalescedor (b) Destaque da fase óleo dispersa no interior do coalescedor .....	189
Figura 4.135 - Campo de fração de volume da fase água dispersa na parte superior e entrando no coalescedor, em $t=180s$ (Caso 4).....	190
Figura 4.136– Campo de velocidade, em $t=180s$ (Caso 4). (a e b) velocidade ( $v$ ) no plano $yz$ no interior do coalescedor sob dois aspectos de visualização. (c) Velocidade ( $v$ ) em distintos planos $yz$ ao longo do vaso separador.....	191
Figura 4.137 - Campo de fração de volume da fase água em, $t=180s$ . (a) Caso 4 ,(b) Caso 18 e (c) Caso 19.....	194

## ANEXO I – GEOMETRIAS ADAPTADAS

Figura AI.1 – Geometria sem dispositivo interno e sem coalescedor (Geometria G2). (a) Visão externa. (b) Visão interna .....	204
Figura AI.2– Geometria placa lavagem com água sólida (Geometria G3). (a) Visão externa. (b) Visão interna.....	204
Figura AI.3– Geometria Defletor semi-poroso P2 (Geometria G5). (a) Visão externa. (b) Visão interna .....	205
Figura AI.4– Geometria Defletor semi-poroso P3 (Geometria G6). (a) Visão externa. (b) Visão interna.....	206
Figura AI.5 – Geometria Placa lavagem porosa (Geometria G7). (a) Visão externa. (b) Visão interna.....	206

## ANEXO II- TESTE DE MALHAS

Figura AII.1 (a) Malha A (Geometria G1). (b) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	208
Figura AII.2- (a) Malha C (Geometria G1). (b) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	209

Figura AII.3-	(a) Malha D (Geometria G1). (b) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	209
Figura AII.4-	(a) Malha E (Geometria G4). (b) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	210
Figura AII.5-	(a) Malha G (Geometria G4). (b) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	211
Figura AII.6-	(a) Malha H (Geometria G4). (b) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	211

### **ANEXO III – MALHAS DAS GEOMETRIAS ADAPTADAS**

Figura AIII.1-	(a) Malha da Geometria G2. (b) Ampliação da região de entrada. (c) Ampliação da região de separação (d) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	213
Figura AIII.2-	(a) Malha da Geometria G3. (b) Ampliação da região de entrada. (c) Ampliação da região de separação. (d) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	214
Figura AIII.3-	(a) Malha da Geometria G5. (b) Ampliação da região de entrada. (c) Ampliação da região de separação. (d) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	214
Figura AIII.4-	(a) Malha da geometria G6. (b) Ampliação da região de entrada. (c) Ampliação da região de separação. (d) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	214
Figura AIII.5-	(a) Malha da Geometria G7. (b) Ampliação da região de entrada. (c) Ampliação da região de separação. (d) Avaliação do fator <i>skewness</i> .....	214

## LISTA DE GRÁFICOS

### CAPÍTULO IV – ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Gráfico 4.1- Velocidades (u) nas linhas horizontais (LH) da Figura 4.46. (a) Linha LH1. (b) Linha LH3. (c) Linha LH4 .....	126
Gráfico 4.2 - Velocidades (v) nas linhas destacadas na Figura 4.47. (a) LH1 (b) LH2 (c) LV1 (d) LH5 .....	127
Gráfico 4.3 - Velocidades (u) nas linhas horizontais (LH) da Figura 4.62. (a) LH1. (b) LH3. (c) LH4.....	138
Gráfico 4.4 - Velocidades (v) nas linhas horizontais (LH) e vertical (LV) da Figura 4.63 (a) Linha LH1 (b) Linha LH2 (c) Linha LV1 (d) LH5 .....	140
Gráfico 4.5- (a)Velocidade (v) na linha vertical (LV) da Figura 4.87. (b)Velocidade (u) na linha horizontal (LH) da Figura 4.88.....	154
Gráfico 4.6- Fração de volume média da água na saída de óleo (Caso 15).....	171
Gráfico 4.7 - Fração de volume média da água na saída de óleo (Caso 16).....	172
Gráfico 4.8 - Fração de volume média do óleo na saída de gás (Caso 16).....	175
Gráfico 4.9 - Fração de volume média da água na saída de gás (Caso 16) .....	175
Gráfico 4.10 - Fração de volume média do óleo na saída de gás (Caso 16).....	176
Gráfico 4.11 - Fração de volume média de água na saída de gás (Caso 16) .....	176

## LISTA DE TABELAS

### CAPÍTULO III – MATERIAIS E MÉTODOS

Tabela 3.1 - Dimensões gerais dos Separador.....	69
Tabela 3.2 - Geometrias.....	70
Tabela 3.3 - Dimensões dos defletores.....	70
Tabela 3.4 - Malhas da Geometria G1- Teste de independência de malha .....	73
Tabela 3.5 - Malhas da Geometria G4- Teste de independência de malha .....	74
Tabela 3.6 - Avaliação do ICM das malhas da Geometria G1 .....	77
Tabela 3.7 - Avaliação do ICM das malhas da Geometria G4 .....	77
Tabela 3.8 - Variáveis analisadas no teste ICM .....	78
Tabela 3.9 - Condições de contorno e propriedades.....	80
Tabela 3.10 - Propriedades físicas dos fluidos .....	81
Tabela 3.11 - Tensão Superficial.....	81
Tabela 3.12 - Métodos de Solução Numérica.....	82
Tabela 3.13 - Fatores para controle de solução .....	82
Tabela 3.14 - Casos Simulados para avaliação da qualidade das malhas numéricas .....	82
Tabela 3.15 - Casos simulados para avaliação do modelo matemático.....	83
Tabela 3.16 - Casos simulados para avaliação dos dispositivos de entrada e variáveis operacionais.....	83
Tabela 3.17 - Tabela de Resultados para comparação.....	86

### CAPÍTULO IV – ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Tabela 4.1 - Dados para avaliação ICM das malhas B, C e D.....	88
Tabela 4.2 - Resultados do teste ICM para variável pressão média (Geometria G1).....	89
Tabela 4.3 - Resultados do teste ICM para variável velocidade média (Geometria G1) .....	90
Tabela 4.4 - Dados para avaliação ICM das malhas F, G e H.....	90
Tabela 4.5 - Resultados do teste ICM para variável pressão média (Geometria G4).....	91
Tabela 4.6 - Resultados do teste ICM para variável fração de volume de óleo média (Geometria G4).....	91

Tabela 4.7 - Vazões nas saídas de óleo, água e gás.....	146
Tabela 4.8 - Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (condições de comparação) ..	159
Tabela 4.9 - Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (condições de comparação)....	159
Tabela 4.10 - Eficiências de separação (condições de comparação).....	159
Tabela 4.11- Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (condições de poço novo) ....	160
Tabela 4.12 - Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (condições de poço novo) ....	160
Tabela 4.13 - Eficiências de separação (condições de poço novo) .....	160
Tabela 4.14 - Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (condições de poço maduro) .....	168
Tabela 4.15 - Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (condições de poço maduro)	169
Tabela 4.16 - Eficiências de separação (condições de poço maduro) .....	169
Tabela 4.17- Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas .....	182
Tabela 4.18 - Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás.....	182
Tabela 4.19 - Eficiências de separação.....	182
Tabela 4.20 - Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (Caso 19).....	185
Tabela 4.21- Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (Caso 4).....	186
Tabela 4.22- Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (Caso 18).....	186
Tabela 4.23- Eficiência de separação ao longo do tempo (Caso 19).....	186
Tabela 4.24- Eficiência de separação ao longo do tempo (Caso 4).....	186
Tabela 4.25 - Eficiência de separação ao longo do tempo (Caso 18).....	187
Tabela 4.26 - Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (Caso 19).....	192
Tabela 4. 27 - Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (Caso 4).....	192
Tabela 4.28- Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (Caso 18).....	192
Tabela 4.29 - Comparação entre dados numéricos e experimentais.....	194

# SUMÁRIO

<b>CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO E OBJETIVOS</b> .....	21
1.1 INTRODUÇÃO .....	21
1.2 OBJETIVOS.....	26
1.2.1 Objetivo geral .....	26
1.2.2 Objetivos específicos .....	26
<b>CAPÍTULO II - REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	27
2.1 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO .....	27
2.2 VASOS SEPARADORES.....	30
2.2.1 Vasos separadores horizontais .....	31
2.2.2 Eficiência de Separação .....	34
2.3 PARÂMETROS ESTRUTURAIS DOS VASOS SEPARADORES .....	36
2.3.1 Dimensionamento externo .....	36
2.3.2 Parâmetros estruturais internos .....	37
2.3.2.1 Estudos de vasos separadores via CFD: Estado da arte.....	38
2.4 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA ESCOAMENTO MULTIFÁSICO .....	54
2.4.1 Modelo Euleriano-Euleriano.....	56
2.4.2 Modelo de Mistura .....	57
2.4.3 Modelo de Volume de Fluidos .....	58
2.5 MODELOS DE TURBULÊNCIA $k - \varepsilon$ .....	60
2.5.1 Modelo $k - \varepsilon$ padrão .....	61
2.5.2 Modelo $k - \varepsilon$ RNG.....	63
2.5.3 Modelo $k - \varepsilon$ <i>realizable</i> .....	65
<b>CAPÍTULO III - MATERIAIS E MÉTODOS</b> .....	67
3.1 ETAPAS DO ESTUDO.....	67
3.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA E CONSTRUÇÃO DAS GEOMETRIAS .....	67
3.3 GERAÇÃO DAS MALHAS COMPUTACIONAIS .....	72
3.3.1 Análise de métrica de malha .....	72
3.3.2 Teste de independência de malha .....	73
3.3.2.1 Teste de independência de malha para Geometria G1 .....	73
3.3.2.2 Teste de independência de malha para Geometria G4 .....	74

3.3.1 Índice de Convergência de Malha (ICM).....	75
3.4 <b>MODELAGEM MATEMÁTICA E SIMULAÇÃO NUMÉRICA.....</b>	<b>78</b>
3.4.1 Condições iniciais e de contorno e propriedades físicas dos fluidos.....	80
3.4.2 Métodos de Solução.....	82
3.4.3 Casos Simulados.....	82
3.4.4 Análise dos resultados.....	85
<b>CAPÍTULO IV- ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS.....</b>	<b>87</b>
4.1 <b>AVALIAÇÃO DAS MALHAS NUMÉRICAS.....</b>	<b>87</b>
4.1.1 Métricas de malha.....	87
4.1.2 Índice de Convergência de Malha (ICM).....	88
4.1.2.1 Malhas da Geometria G1.....	88
4.1.2.2 Malhas da Geometria G4.....	90
4.1.3 Teste de independência de Malha.....	92
4.1.4 Considerações finais.....	94
4.2 <b>ESCOAMENTO EM REGIME PERMANENTE.....</b>	<b>94</b>
4.3 <b>AVALIAÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO.....</b>	<b>95</b>
4.3.1 <b>Modelo VOF com rastreamento de interface do tipo <i>sharp</i>.....</b>	<b>95</b>
4.3.1.1 Análise das Placas Perfuradas.....	95
4.3.1.1.1 Características do comportamento interno.....	95
4.3.1.1.2 Avaliação da Eficiência de Separação.....	108
4.3.1.2 Análise do Coalescedor.....	111
4.3.2 <b>Modelo VOF com rastreamento de interface do tipo <i>sharp-dispersed</i>.....</b>	<b>113</b>
4.3.2.1 Características do comportamento interno.....	113
4.3.2.2 Avaliação da Eficiência de separação.....	115
4.3.3 <b>Considerações finais sobre o subitem 4.3.....</b>	<b>117</b>
4.4 <b>GEOMETRIAS ADAPTADAS.....</b>	<b>119</b>
4.4.1 <b>Condições de comparação.....</b>	<b>120</b>
4.4.1.1 Características do comportamento interno.....	120
4.4.1.1.1 Geometria sem defletor de entrada (Geometria G2).....	120
4.4.1.1.2 Geometria com Placa “lavagem com água” sólida (Geometria G3).....	128
4.4.1.1.3 Geometria com defletor semi-poroso P1 (Geometria G4).....	131
4.4.1.1.4 Geometria com defletor semi-poroso P2 (Geometria G5).....	141
4.4.1.1.5 Geometria com defletor semi-poroso P2 (Geometria G5) – Porosidade.....	146
4.4.1.1.6 Geometria com defletor semi-poroso P3 (Geometria G6).....	147

4.4.1.1.7 Geometria com placa de “lavagem com água” perfurada (Geometria G7).....	155
4.4.1.2 Eficiência de Separação.....	158
<b>4.4.2 Condições de poço novo.....</b>	<b>160</b>
4.4.2.1 Características do comportamento interno e eficiências de separação.....	161
<b>4.4.3 Condições de poço maduro.....</b>	<b>168</b>
4.4.3.1 Características do comportamento interno e eficiências de separação.....	168
<b>4.5 DEFINIÇÃO DA GEOMETRIA MAIS EFICIENTE DENTRE OS CASOS ANALISADOS - ARRANJO ESTRUTURAL FINAL.....</b>	<b>181</b>
<b>CAPÍTULO V- CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>195</b>
<b>5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>195</b>
<b>5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>196</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>197</b>
<b>ANEXO I - GEOMETRIAS ADAPTADAS.....</b>	<b>204</b>
<b>ANEXO II - TESTE DE MALHAS.....</b>	<b>208</b>
<b>ANEXO III - MALHAS DAS GEOMETRIAS ADAPTADAS.....</b>	<b>213</b>

# CAPÍTULO I

## INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

### 1.1 INTRODUÇÃO

O petróleo continua a deter a maior parcela da matriz energética mundial (33,1%) e, por sua vez, o gás natural também ganha destaque com um aumento de 24,2% na participação (BP, 2021). O processamento desses hidrocarbonetos visa atender a demanda da sociedade na obtenção de derivados combustíveis e não combustíveis, para seu crescimento e desenvolvimento, demonstrando assim, a importância da Indústria do Petróleo.

Durante a produção de petróleo, os hidrocarbonetos são recuperados do reservatório através da perfuração de poços, e são destinados à superfície. Chegando as instalações de superfície, também denominadas de facilidades de produção, os fluidos produzidos são submetidos a uma etapa de processamento primário, que consiste na primeira etapa de separação e tratamento. Uma vez que são produzidos hidrocarbonetos (óleo e gás), água e sedimentos, o escoamento proveniente dos poços trata-se de um escoamento multifásico e essas fases necessitam ser separadas antes de serem encaminhadas à etapas posteriores.

A separação ocorre em separadores multifásicos, vasos de pressão localizados imediatamente após a cabeça do poço, que têm como objetivo principal separar as fases gás, óleo e água. Os separadores podem ser classificados de acordo com o número de fases a separar (bifásicos e trifásicos) com a orientação (verticais, horizontais ou esféricos) e a pressão de operação (baixa, média ou alta). A seleção adequada desses equipamentos depende de vários fatores tais como: propriedades dos fluidos, espaço disponível para instalação nas plataformas, possíveis problemas operacionais em função dos fluidos produzidos e custo de projeto e desenvolvimento (LAKE, 2006; ARNOLD e STEWART, 2008; BOTHAMLEY e CAMPBELL, 2013 a, b).

Além da separação gás/líquido, a mistura óleo/água do tipo líquido/líquido, é separada por sedimentação, onde a gravidade é a principal força motriz. A coalescência natural das gotículas de líquido é ditada por variáveis como tamanho das gotículas no escoamento, a estabilidade de quaisquer emulsões formadas e das propriedades individuais da fase líquida. Para separar essas misturas de fluidos, principalmente, em suas respectivas fases líquidas é utilizado um vaso separador horizontal (MCCLENEY et al., 2018). Portanto, o uso de separadores horizontais trifásicos destaca-se principalmente, por sua facilidade operacional em

lidar com grandes vazões de líquido (óleo/água), além de apresentar melhores resultados diante da presença de emulsões. Isto se dá, devido a seu comprimento horizontal que permite uma maior área interfacial de separação quando comparado a separadores verticais (MOKHATAB et al., 2006). Mesmo diante das vantagens apresentadas pelos separadores horizontais, são destacados no ambiente industrial uma série de problemas operacionais, que podem reduzir a eficiência de separação. São eles: formação de regiões de recirculação, rearrastamento de gotículas de óleo e água pelo gás, rearrastamento de bolhas de gás pelos líquidos, formação de emulsões, além de problemas de controle de nível e separação dos sólidos.

Neste sentido, espera-se que o equipamento solucione os entraves operacionais e proporcione uma eficiente separação trifásica, com o intuito de evitar os problemas técnicos nas etapas posteriores do processo, além de perdas econômicas em diferentes estágios de escoamento e processamento a jusante, tais como a formação de hidratos e a corrosão em tubulações e bombas, resultantes da presença de água e sedimentos. Também almeja-se evitar a possível desativação de catalisadores usados nos reatores catalíticos das refinarias (BEHIN, 2015).

Em adicional, sabe-se que a indústria do petróleo despende de enormes custos com o transporte, e como a separação trifásica consiste em uma etapa anterior a essa operação, otimizar os tamanhos dos vasos é extremamente importante para a indústria, uma vez que o custo total desses equipamentos e a eficiência de separação trifásica estão intimamente relacionados às suas dimensões (AYCHARYA e CASIMIRO, 2020; GHAFFARKHAH et al., 2018a, b). Por esta razão, o estudo de vasos separadores trifásicos alcança diferentes abordagens na literatura que têm como objetivo principal a melhoria das condições operacionais de construção e funcionamento destes equipamentos, em prol de uma adequada separação das fases e, conseqüentemente, otimização de suas dimensões e redução de custos (FRANKIEWICZ et al., 2002; VILAGINES e AKHRAS, 2010; LALEH et al., 2012; KHAROUA et al., 2012 a, b; KHAROUA et al., 2013a,b; TRIWIBOWO et. al., 2016; NASCIMENTO, 2017; SCAPIN et al., 2017; MCCLENEY et al., 2017, 2018; GHAFFARKHAH et al., 2017, 2018 a, b; AHMED et al., 2019; AYCHARYA e CASIMIRO, 2020).

O projeto de separadores trifásicos é desafiador, pois requer o conhecimento relacionado à física de separação multifásica, o comportamento do escoamento dos fluidos, as propriedades da corrente de alimentação, assim como as condições operacionais (AHMED et al., 2017; 2019). Para a determinação do dimensionamento de um vaso separador horizontal é necessário estimar seu comprimento e diâmetro externos, assim como dimensionar e definir o

arranjo estrutural dos dispositivos internos. A literatura aponta métodos semi-empíricos (MONNERY e SVRCEKC, 1994; ARNOLD e STEWART, 2008) que calculam as dimensões externas do equipamento, de forma a permitir que as fases presentes atinjam o equilíbrio e se separem uma da outra, considerando basicamente dados referentes às propriedades dos fluidos da corrente de alimentação e condições operacionais fixas. Embora úteis no fornecimento de projetos exploratórios, esses modelos tendem a omitir fatores essenciais que afetam a eficiência de separação, tais como o conhecimento sobre o comportamento do escoamento dos fluidos (GHAFFARKHAH et al., 2018 a, b).

Em contrapartida, de acordo Yu et al. (2012) e Oshinowo et al. (2014) para melhorar a eficiência de separação e ao mesmo tempo reduzir as dimensões gerais do vaso, diferentes internos podem ser selecionados e instalados para promover a separação gás/líquido e líquido/líquido, uma vez que possuem uma grande influência em nos aspectos omitidos pela modelagem semi-empírica, como por exemplo, a influência sob a dinâmica dos fluidos no interior do equipamento e mitigação de problemas operacionais. Dispositivos internos podem ser entendidos como equipamentos ou partes estruturais que compõem a configuração geométrica interna do vaso separador, são eles defletores do tipo placa plana, disjuntores para redução de quantidade de movimento em formato de palhetas ou ciclônicos (*cyclonic momentum breakers*), placas coalescedoras (*coalescing plates*), chicanas/placas defletoras sólidas e perfuradas, “endireitadores de fluxo” (*straighteners flow*), chicanas/placas para quebrar espuma ou ondas, chicanas entre as saídas de óleo e água (*weirs*), extratores de névoa e eletrocoalescedores (*electrocoalescers*), para citar alguns.

Os dispositivos internos podem possuir diferentes configurações estruturais, variando o *design* geométrico, quantidade, posição e função no interior de vasos separadores, mas diferentemente do dimensionamento externo, não seguem uma norma padronizada (EFENDIOGLU et al., 2014), tão pouco se alcançou um consenso final na comunidade científica para estabelecer um arranjo único otimizado, o que reforça ainda mais a importância de pesquisas acadêmicas. Há dispositivos internos atuando nos processos de separação inercial das fases, redução de turbulência e zonas de recirculação na região de separação, além de contribuírem para aglutinação de gotas de líquidos e consequentemente sua decantação. Assim, esses equipamentos internos de forma geral, podem também melhorar a separação da fase gasosa, a partir da retenção de gotículas de líquido nas saídas de gás, além de estabelecer uma separação óleo/água mais uniforme.

Em geral, à medida que a força gravitacional controla o processo de separação, a separação líquido/líquido, torna-se mais eficiente quando os fluidos escoam em uma menor velocidade e o vaso possui maior tamanho (MCCLENEY et al., 2018), para que haja menos turbulência e uma maior área de uniformização do escoamento, o que favorece a sedimentação.

Assim, considerando principalmente o custo na construção de equipamentos de grandes dimensões, alternativas para reduzir a velocidade dos fluidos na região de separação de forma que garanta uma maior eficiência de separação, passa a ser uma tarefa de pesquisa. E é neste ponto que as diferentes configurações de dispositivos internos podem contribuir na uniformização do escoamento dos fluidos e conseqüentemente, na redução de despesas industriais associadas à baixa eficiência de separação, ou até mesmo nas dimensões externas dos equipamentos. Uma hipótese de solução é estabelecer um adequado arranjo de internos.

Para ratificar o exposto, de acordo com Lee et al. (2004), Lee et al. (2009), Abdulkadir e Perez (2010), Vilagines (2010), Mee e Nor (2011), Laleh et al. (2012), Yu et al. (2012), Lee (2013), Kharoua et al. (2013), Huusari (2015), Freitas (2015), Nascimento (2017), Ghaffarkhah et al. (2018a), Ahmed et al. (2019), Le (2019), Oshinowo et al. (2020) e Acharya e Casimiro (2020), a adequada inserção de internos pode influenciar em diferentes aspectos a dinâmica do escoamento multifásico, evitando que os principais problemas operacionais da separação dos fluidos se originem ou se potencializem. Os resultados apontam que a presença, localização específica e/ou altura de defletores, chicanas (*weir*) e placas perfuradas podem contribuir para redução da velocidade dos fluidos através da separação inercial ou favorecendo resistência ao escoamento na região de sedimentação, reduzindo as regiões de mistura e formação de zonas de recirculação, além do rearrastamento de bolhas de gás pela fase líquida ou arraste das gotas de líquido pela fase gasosa, ou até mesmo mitigando o derramamento de água na região de saída de óleo, para citar algumas contribuições.

Os estudos apresentados reforçam a importância da localização e do tipo de defletor de entrada, na atenuação da velocidade dos fluidos e aumento da eficiência de separação. Percebe-se que além dos trabalhos ora citados, a grande maioria das pesquisas (Lu et al. (2007), Efendioğlu et al. (2014), Yayla et al. (2017, 2018), Nascimento (2017); Ghaffarkhah et al. (2018 a, b), avaliam principalmente o posicionamento e funcionalidade dos defletores tipos placa plana e semicírculo. Alguns trabalhos propuseram ainda a inserção de internos com *design* distinto, apresentando dispositivos de entrada em forma de palhetas (*vane*), placas perfuradas ou ciclones (YU et al., 2012; KHAROUA et al., 2013, 2012 a, b).

Em relação aos defletores semi-perfurados, destaca-se o trabalho de Yu et al. (2012) que analisou defletores do tipo placa de orifícios, sob geometrias e posicionamentos específicos, mas não avaliaram a situação em que a haste vertical do defletor fosse sólida. De forma similar, encontra-se limitações nas abordagens numéricas e experimentais que avaliem a ação da placa tipo “lavagem com água” sólida ou perfurada em separadores horizontais trifásicos.

As placas perfuradas, por sua vez, têm por objetivo a estabilização do escoamento trifásico, no entanto, de acordo com Lee et al. (2009), em face a um *design* inadequado, podem levar a fluxos contracorrente, tornando-as menos eficazes no controle e distribuição do escoamento. Portanto, as pesquisas buscam definir configurações otimizadas, uma vez que a comunidade científica não chegou à uma definição padrão sobre local de inserção, altura/comprimento e tão pouco área livre útil a ser utilizada pelas placas perfuradas em um separador horizontal trifásico, o que permite uma margem para outras contribuições de pesquisas científicas.

Diante do exposto, as investigações científicas realizadas apontam que cada dispositivo interno poderá influenciar de forma diferenciada a dinâmica dos fluidos no equipamento, de modo a contribuir com o processo de separação, e conseqüentemente a eficiência do vaso. As particularidades da configuração geométrica do dispositivo interno, assim como o seu posicionamento poderá proporcionar uma maior ou menor separação entre as fases. Assim, se faz necessário a realização de análises que preencham as lacunas existentes na área de separadores horizontais trifásicos.

Portanto, levanta-se como hipóteses que uma adequada configuração geométrica e posicionamento do defletor de entrada pode contribuir na atenuação da velocidade dos fluidos desde a região de entrada até a região de separação e conseqüentemente influenciar positivamente o escoamento dinâmico trifásico e potencializar a separação gás/óleo/água em um separador horizontal.

Neste sentido, busca-se responder a seguinte pergunta de pesquisa: como os aspectos geométricos de defletores e parâmetros operacionais de entrada influenciam na dinâmica do escoamento e na eficiência de separação em um vaso separador horizontal trifásico?

Para responder essa pergunta, um método de análise abrangente tal como a fluidodinâmica computacional (CFD) será aplicado para avaliar a influência de placas defletoras lavagem com água sólida e perfurada, além do aspecto geométrico, posicionamento e porosidade de defletores semi-perfurados para o mesmo separador. Uma vez que, o CFD se tornou uma ferramenta útil no estudo da dinâmica do escoamento multifásico, tendo

apresentado resultados satisfatórios em projetos de equipamentos de separação trifásica (BEHIN e AZIMI, 2015; GHAFKHAH et al., 2017; AHMED et al., 2019; AYCHARYA e CASIMIRO, 2020; OSHINOWO et al., 2020). Ainda, segundo Abdulkadir e Perez (2010) os parâmetros operacionais de entrada, além da localização, tamanhos e alturas de placas podem ser facilmente alterados no estudo de projeto CFD, o que corrobora com a proposta da tese.

Desta forma, a realização das análises geométricas e fluidodinâmicas no separador horizontal a partir de aplicação de CFD, permitirá contribuir para o aperfeiçoamento do equipamento para garantir otimização e uma maior eficiência de separação, e consequentemente, reduzam custos para a indústria do Petróleo com a construção de protótipos experimentais.

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivo geral**

Analisar a influência dos aspectos geométricos de defletores e parâmetros operacionais na dinâmica do escoamento e na eficiência de separação em um vaso separador horizontal trifásico

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- a) Definir uma modelagem matemática que descreva o escoamento isotérmico e a separação trifásica (gás, óleo e água) em um vaso separador horizontal com base nas equações de conservação de massa e quantidade de movimento;
- b) Avaliar a porosidade dos dispositivos, tipos coalescedor, placas perfuradas e defletor semi-poroso, na dinâmica do escoamento e na eficiência de separação;
- c) Avaliar a influência dos defletores, semi-poroso, lavagem com água sólido e perfurado, na dinâmica do escoamento trifásico e na eficiência de separação;
- d) Avaliar a influência da posição dos defletores semi-porosos no interior do separador trifásico sob a dinâmica do escoamento trifásico e na eficiência de separação;
- e) Avaliar a influência de parâmetros operacionais (fração de volume, velocidade e pressão) na dinâmica do escoamento trifásico e na eficiência de separação;
- f) Definir, dentre os casos avaliados neste trabalho, o arranjo estrutural interno que apresenta uma maior eficiência de separação trifásica ao vaso separador horizontal.

## CAPÍTULO II

### REFERENCIAL TEÓRICO

#### 2.1 PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE PETRÓLEO

Os reservatórios petrolíferos podem ser classificados em reservatórios de óleo ou reservatórios de gás, e dependem de sua composição, além de fatores como pressão e temperatura e das condições de separação em superfície (LYONS, 1996). Durante a etapa de produção, a corrente proveniente dos poços de petróleo é composta basicamente de hidrocarbonetos líquidos e gasosos, água e sedimentos. Isso porque, a diferença nas condições de temperatura e pressão entre reservatório, poço e equipamentos de separação, permite que os hidrocarbonetos mais leves se vaporizem e escoem junto ao óleo em direção à superfície. Adicionalmente, haverá produção de água e sedimentos, e à medida que o reservatório se encontre mais maduro, observa-se um aumento na produção de água.

Desta forma, os fluidos produzidos tratam-se de uma corrente multifásica que deverá ser direcionada à equipamentos de separação nas instalações de superfície, com o objetivo de separar as fases (óleo, gás e água), processar o óleo e o gás para comercialização e descartar a água de forma ambientalmente adequada (ARNOLD e STEWART, 2008). Esse processo de separação ocorre nos vasos separadores, nas proximidades dos poços produtores e é denominado de processamento primário do petróleo.

De acordo com Arnold e Stewart (2008) as instalações de produção, também denominadas de facilidades de produção, podem ser construídas em terra (produção *onshore*) ou no mar (produção *offshore*), nas plataformas e/ou navios *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO). Na configuração básica de uma instalação de produção destaca-se além dos vasos separadores, a presença de equipamentos tais como bombas, compressores, tanques de armazenamento, tubulações de transporte e equipamentos de medição e controle.

Os vasos separadores são equipamentos de pressão e podem ser classificados quanto à sua pressão de operação (baixa, intermediária e alta), orientação estrutural (vertical ou horizontal) e quanto ao número de fases a separar (bifásicos ou trifásicos). Estes equipamentos devem separar o gás que se desprende do líquido e/ou a água livre do óleo. A separação dos hidrocarbonetos leves é determinante para a obtenção de um petróleo bruto estável com volatilidade que atenda aos critérios de vendas (ARNOLD e STEWART, 2008). A seleção dos equipamentos de separação deve levar em consideração uma série de fatores, que será destacado a seguir.

O sistema de produção é formado por vários componentes, ele inicia na cabeça do poço e vai até os equipamentos de tratamento das fases, passando por processos de compressão e resfriamento, quando necessários. Após a cabeça do poço encontra-se a instalação de uma válvula de estrangulamento, a menos que se trate de um poço com elevação artificial, e é nesse dispositivo que ocorre a maior queda de pressão entre a pressão de tubulação e a pressão de operação dos separadores. Em situações onde há mais de um poço produzindo, o sistema de produção é dotado de um *manifold*, que pode ser definido como um coletor, responsável por receber as vazões dos diferentes poços e direcioná-las para uma única tubulação com destino ao primeiro equipamento de separação.

Além disso, a facilidade de produção conta com a presença de dispositivos de controle (pressão, nível e temperatura), essenciais para o funcionamento dos equipamentos de separação. O controle da pressão é importante, uma vez que o fluido produzido possui componentes que variam de metano, o hidrocarboneto mais leve e mais gasoso, a alguns compostos de hidrocarbonetos muito pesados e complexos, desta forma à medida em que há queda de pressão, há liberação de gás. O controle da pressão é feito com o uso de controladores de pressão e válvula de contrapressão (ARNOLD e STEWART, 2014).

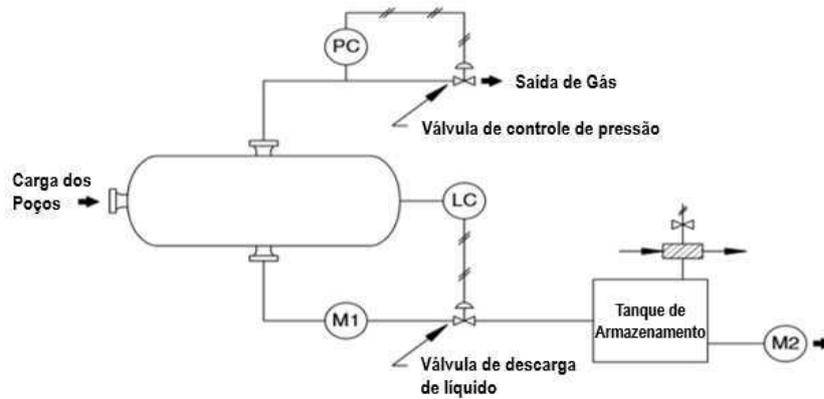
Assim como feito para pressão, é fundamental controlar a interface gás-líquido ou a interface óleo/água nos equipamentos de processo, e isso é feito usando um controlador de nível e uma válvula de descarga de líquido. Quando há um aumento no nível das interfaces, o controlador de nível irá sinalizar para que a válvula permita a saída do líquido do vaso separador. Em compensação, se o nível cair, a válvula deverá fechar ou restringir a saída de líquido. Portanto, a atuação dos dispositivos objetiva garantir que a taxa de líquido que flui para dentro do vaso seja correspondida pela taxa de saída do vaso.

Em se tratando do controle de temperatura, ressalta-se que em todo o processo ela será controlada de acordo com a necessidade. Este controle pode ser feito diretamente nos aquecedores e/ou trocadores de calor, por exemplo. Por fim, de acordo com Arnold e Stewart (2014), a realização dos controles de pressão, nível e temperatura durante o processo no sistema de produção é suficiente para o processamento primário dos fluidos.

Segundo Arnold e Stewart (2008) o processo de separação poderá ocorrer em diferentes configurações, que podem ser chamadas de estágios de separação, podendo ser classificados em um, dois ou três estágios de separação (Figuras 2.1 e 2.2). A separação por estágios tem por objetivo maximizar a produção de hidrocarbonetos líquidos que é

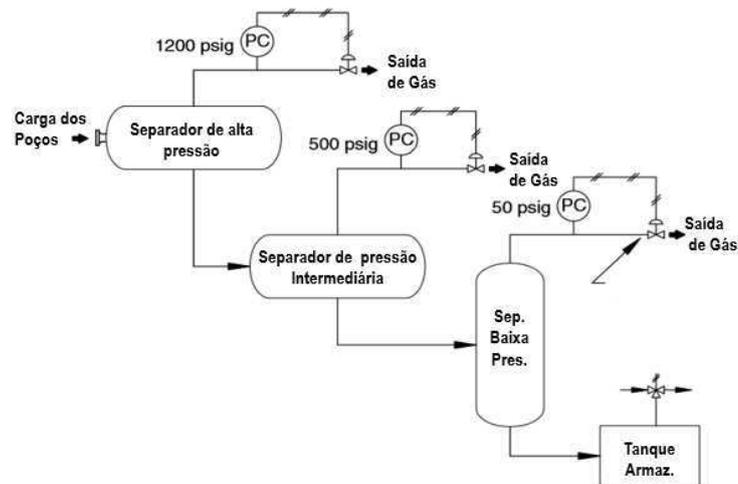
contabilizada no tanque de armazenamento, e está diretamente relacionada à pressão inicial de operação.

Figura 2.1- Separação em um único estágio



Fonte: Adaptado de Arnold e Stewart (2008)

Figura 2.2- Separação em três estágios



Fonte: Adaptado de Arnold e Stewart (2008)

A pressão de operação inicial no primeiro vaso separador poderá definir a quantidade de hidrocarbonetos líquidos obtidos no tanque de armazenamento, isto ocorre devido à natureza multicomponente do fluido produzido. Sendo a pressão inicial de operação muito alta, será observado uma maior produção de líquido na saída do separador, uma vez que os hidrocarbonetos mais leves estarão na fase líquida. No entanto, nas condições atmosféricas do tanque de armazenamento, os hidrocarbonetos mais leves serão vaporizados. A maximização da produção de líquido está relacionada ao número de estágios de separação selecionado durante a produção.

O número de estágios de separação pode ser definido pelos cálculos *flash*, e estes indicam que, para um fluido multicomponente quanto mais estágios de separação após a separação inicial, mais componentes leves serão estabilizados na fase líquida.

Para sistemas de produção que possuam um grande número de estágios de separação, a seleção das pressões de operação deve levar em consideração alguns fatores, tais como a produção final de hidrocarbonetos líquidos e o processo de compressão dos gases, por exemplo. Em instalações onde a produção é menor que 50000 barris por dia (bpd) uma pressão mínima para o estágio de menor pressão estaria na faixa de 25 a 50 psig. Quanto maior a pressão operacional, menor o compressor necessário para comprimir o gás instantâneo (*flash*) às vendas. Não obstante, também pode adicionar contrapressão aos poços, restringindo seu fluxo e permitir que mais gás seja liberado para a atmosfera no tanque. Normalmente, uma pressão operacional entre 50 e 100 psig é ideal. Como afirmado anteriormente, a pressão operacional do separador de pressão mais alta não será maior que a pressão do gás de venda. Ao escolher as pressões de operação dos estágios intermediários, é útil lembrar que o gás desses estágios deve ser comprimido.

## 2.2 VASOS SEPARADORES

De acordo com Lake (2006) os separadores são vasos de pressão usados para separar fluidos provenientes de poços de petróleo, tomando como princípio básico a diferença de densidade entre as fases (gás, óleo e água). Além da decantação, favorecida pela diferença de densidade das fases e sob a influência da gravidade, a depender da configuração interna dos separadores, podem se observar os seguintes princípios físicos atuando conjuntamente: separação inercial (baseado na diferença de quantidade de movimento dos fluidos), força centrífuga, aglutinação e coalescência de partículas (MOKHATAB et al., 2006; HUUSARI, 2015).

Segundo Ariza (2008), considerando as características dos fluidos, deve-se analisar algumas variáveis de controle, para estabelecer as condições mais apropriadas de separação. Desta forma, o tipo de equipamento (orientação e função), as dimensões externas e os dispositivos internos do vaso, tempo de residência do líquido, estágios de separação, pressões e temperaturas operacionais e local de instalação, são variáveis de controle que devem ser consideradas.

Portanto, a seleção adequada do separador deve levar em consideração uma série de fatores relacionados ao campo produtor, as instalações de superfície e esquema de separação, condições operacionais, principais problemas operacionais e a relação custo/benefício. É primordial estabelecer uma melhor combinação entre eles. Neste sentido, para definição do tipo de equipamento, deve-se elencar algumas vantagens e desvantagens entre o uso de um ou outro separador. De acordo com Lake (2006) os critérios como processo de separação, presença de sólidos, separação líquido-líquido, deslocamento/movimentação do equipamento, presença de espuma e surgência de gás, devem ser tomados em conta.

Independentemente do tamanho ou forma dos vasos separadores, esses equipamentos possuem zonas, regiões ou seções principais de separação, sendo elas seção de separação primária, seção de separação por gravidade que pode ser subdividida em seções de separação secundária e acumulação e por fim seção de aglutinação ou zona de eliminação de névoa (ARNOLD e STEWART, 2008; BOTHAMLEY e CAMPBELL, 2013; AYCHARYA e CASIMIRO, 2020).

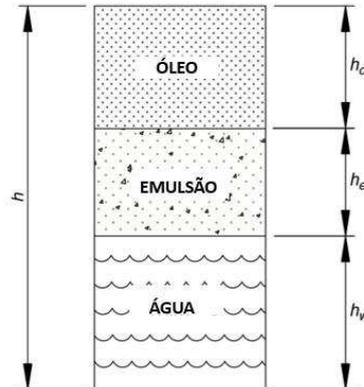
A seção de separação primária, responsável pela separação inercial é localizada na região de entrada do equipamento. As regiões de separação secundária e acumulação, típicas de uma classificação para separadores bifásicos, estão localizadas no topo e fundo do equipamento, respectivamente. Na região de separação secundária as gotículas menores de líquido que foram carregadas pelo gás, após a seção de separação primária, são separadas. Por sua vez, a região de acumulação tem por objetivo separar as bolhas de gás que se mantiveram distribuídas no líquido após a separação inercial. Próximo a saída de gás no topo do equipamento, separa-se as gotículas de líquido arrastadas pelo gás, através de dispositivos internos denominados extratores de névoa (SANT'ANA, 2005; ARNOLD e STEWART, 2008). Posteriormente, a discussão sobre as principais zonas de separação em separadores horizontais trifásicos será retomada durante o subtópico dispositivos estruturais internos do separador horizontal trifásico.

### **2.2.1 Vasos separadores horizontais**

Um vaso separador horizontal trifásico é projetado quando se deseja separar a água livre. Com outras palavras pode-se dizer que além da separação gás-líquido, duas fases líquidas imiscíveis (a água e o óleo) serão separadas. Quando o óleo e água se misturam com certa intensidade e depois ficam retidos por um tempo para ocorrer a sedimentação, uma camada de água livre relativamente limpa aparecerá no fundo do equipamento e deverá ser separada do óleo. Na interface óleo/água é possível ocorrer a formação de uma camada denominada emulsão

(Figura 2.3), que muitas vezes deverá ser efetivamente separada em um processo posterior a separação trifásica (ARNOLD e STEWART, 2008; BRASIL et al., 2011).

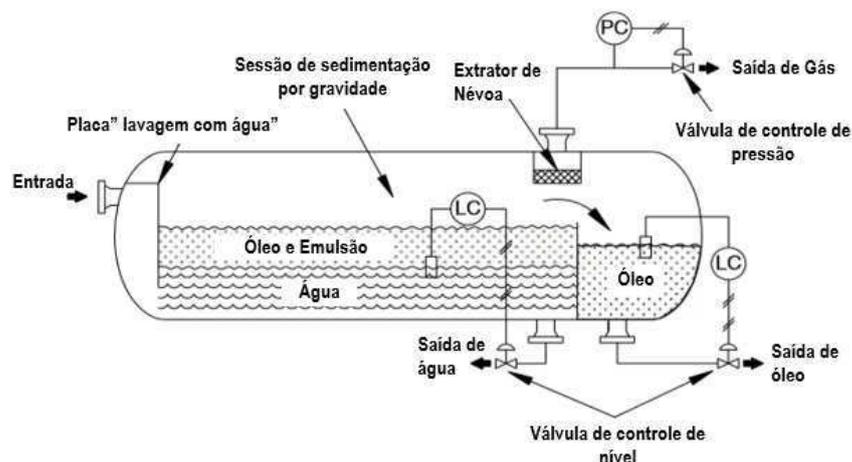
Figura 2.3- Camadas de líquido na região de decantação



Fonte: Adaptado de Arnold e Stewart (2008)

Em um separador horizontal trifásico (Figura 2.4) o fluido ao entrar pelo bocal de entrada atinge o dispositivo interno do tipo desviador de entrada, também denominado defletor, e o choque gera uma alteração repentina na quantidade de movimento dos fluidos, permitindo uma separação inicial do líquido e do vapor. Em alguns projetos de separadores trifásicos o defletor pode possuir um comprimento que permita na parte inferior direcionar o escoamento de líquido abaixo da interface óleo/água. Esse processo pode ser denominado segundo Arnold e Stewart (2008) de “lavagem com água” e pode promover a coalescência das gotículas de água que são arrastadas na fase contínua do óleo. Desta forma o defletor garante que pouco gás seja transportado com o líquido, e a “lavagem com água” garante que o líquido não venha a cair sobre a interface gás/óleo ou óleo/água, e proporcionando o controle da interface óleo/água, que é bastante complexo.

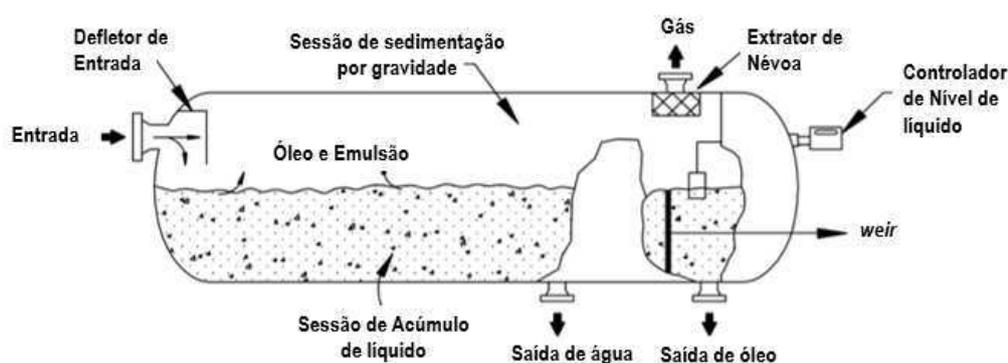
Figura 2.4-Esquema de um vaso separador horizontal trifásico



Fonte: Adaptado de Arnold e Stewart (2008)

Para o controle de nível em separadores horizontais trifásicos, destaca-se a presença de um controlador de nível de interface e um dispositivo interno do tipo chicana (*weir*) (Figura 2.5). O objetivo do *weir* é manter o nível de óleo, que desliza sobre ele. O nível de óleo a jusante do *weir* é controlado por um controlador de nível de óleo. Por outro lado, o nível de água é controlado por um controlador de nível e detecta a interface óleo/água. Ao enviar um sinal para a válvula de descarga da água, permitindo que uma quantidade controlada de água saia do vase, de maneira que a interface óleo/água seja mantida (ARNOLD e STEWART, 2008).

Figura 2.5 - Corte de um separador horizontal com visão do dispositivo interno weir



Fonte: Adaptado de Arnold e Stewart (2008)

No que se refere as vantagens de utilização dos separadores horizontais, é possível determina-las a partir de parâmetros comparativos com os separadores verticais, por exemplo. Os separadores verticais ocupam menos área para instalação e são mais fáceis de transportar do que os separadores horizontais. Ainda, os separadores verticais são usados quando os fluidos produzidos têm cargas líquidas menores ou quando a disponibilidade de espaço horizontal é limitada. É possível destacar que, comparados aos separadores verticais, os vasos separadores horizontais se apresentam como vantajosos, principalmente no que tange a separação que envolva grandes volumes de líquido, separação líquido-líquido, presença de espuma e baixa razão gás-líquido. Adicionalmente, estes dispositivos são mais econômicos, oferecem maior área superficial para separação por decantação, em função de seu comprimento horizontal, além de necessitar de menos espaço vertical para sua instalação e requerer um menor diâmetro que um separador vertical, para uma dada capacidade de gás (PDVSA, 1995; MOKHATAB et al., 2006; ARNOLD e STEWART, 2008; ACHARYA e CASIMIRO, 2020).

Os separadores horizontais também apresentam problemas operacionais, que podem reduzir a eficiência de separação. É possível destacar a formação de espumas, zonas de

recirculação, o re-arrastamento de gotículas de óleo e água pelo gás e/ou re-arrastamento de bolhas de gás pelos líquidos.

De acordo com Brasil et al. (2011) a formação de espumas é função das características físico-químicas do petróleo, das impurezas presentes e da queda de pressão imposta à mistura gás-líquido ao longo do escoamento e na entrada do equipamento. Portanto, um dimensionamento adequado do vaso, com alto tempo de residência e inserção de dispositivos internos que tenham a ação de “quebrar a espuma”, como os dispositivos tipo placa coalescedoras inclinadas, podem reduzir a formação de espuma. Para Brasil et al. (2011), o arraste também é um sério problema, e tanto pode ocorrer arraste de gotículas de líquido pelo gás, como arraste de bolhas de gás pela fase oleosa. Ainda, esse arraste de gotículas de líquido poderá ser intensificado devido a uma elevada formação de espuma, nível de óleo elevado, obstrução nas saídas de líquido, vazão de operação acima da capacidade, entre outros fatores. Desta forma, destaca-se a importância da análise adequada das variáveis operacionais, do dimensionamento do equipamento e das características do escoamento trifásico.

Embora compreenda-se a vantagem de melhor separação dos líquidos, devido a maior área de contato interfacial, oferecida pelo comprimento horizontal destes separadores, os grandes comprimentos dos vasos horizontais, muitas vezes são responsáveis pelo aumento de custos de construção e instalação desses equipamentos. Neste sentido, diante dos problemas operacionais implícitos aos separadores horizontais, esses equipamentos passam a ser objeto de estudos científicos, que visam a otimização do processo de separação, aumentando a eficiência e reduzindo os custos.

### **2.2.2 Eficiência de Separação**

Maximizar a eficiência de separação do equipamento é o objetivo principal durante o processamento primário. Para tanto, foram propostas melhorias no dimensionamento externo e também de seus dispositivos internos, além da avaliação das principais variáveis operacionais manipuladas, com o intuito de otimização. Neste sentido, seja estudando os fatores operacionais do processo ou propondo mudanças estruturais, a compreensão sobre a dinâmica do escoamento interno dos fluidos continua sendo primordial, uma vez que influencia a separação das fases. Segundo Orellana e Arce (2011), a eficiência de separação e o comportamento dinâmico dos vasos separadores estão diretamente relacionados com o dimensionamento do mesmo.

De acordo com Bothamley e Campbel (2013), a eficiência de separação é definida pela quantidade de líquido que permanece no gás e a quantidade de gás que permanece no líquido após a separação. A quantidade de líquido na fase gasosa separada é um indicador da eficiência de separação, quanto menor for essa quantidade, melhor será a eficiência de separação. Os autores complementam que os problemas operacionais associados à grande quantidade de líquido no gás são muito mais agravantes do que aqueles causados por excesso de gás no líquido. Liang et al. (2013), também define eficiência de separação como a análise da fração de volume de gás na saída de gás e a fração de volume de líquido na saída de líquido. Quanto maior a fração de volume de gás na saída do gás, e quanto menor a fração de volume de líquido nessa saída, maior será a eficiência e, vice-versa.

Para PDVSA (1995) a eficiência de separação em um separador gás-líquido pode ser avaliada de acordo com a Equação 2.1:

$$\eta = 100 \frac{Q_{LE} - Q_{LG}}{Q_{LE}} \quad (2.1)$$

onde  $\eta$  (%) é a eficiência de separação,  $Q_{LE}$  (Kg/s) a vazão de líquido na entrada do separador e  $Q_{LG}$  (Kg/s) a quantidade de líquido que foi arrastado pelo gás e sai na saída de gás (Kg/s).

Por outro lado, em um separador trifásico dois líquidos estão presentes, a água e o óleo, sendo duas fases distintas. Neste sentido, a análise da eficiência de separação deve considerar não só a presença de óleo na saída de gás e a presença de gás na saída de óleo, mas também o óleo e o gás na saída de água e a existência de água nas saídas de óleo e gás. Portanto, durante a avaliação da eficiência de separação alguma das fases pode ser selecionada como parâmetro. No trabalho de Mccleney et al. (2018) a eficiência de separação da água foi usada como a principal métrica na comparação das simulações CFD com as medições do experimento. Para tanto, a eficiência de separação de água foi baseada na concentração de água na linha de saída de óleo, conforme definido na Equação 2.2.

$$\eta = \left( 1 - \frac{\varphi_{sa}}{\varphi_{ea}} \right) \times 100 \quad (2.2)$$

onde  $\eta$  é a eficiência de separação e  $\varphi$  é a concentração volumétrica de água.

Ghaffarkhah et al. (2017, 2018a,b) usaram CFD para investigar as características macroscópicas e microscópicas dos fenômenos de separação trifásica, uma vez que o aspecto microscópico da separação trifásica fornece um meio para descrever as propriedades das gotículas de fluido que são injetadas na entrada do separador. Por outro lado, o aspecto

macroscópico dos fenômenos de separação de fases fornece uma estrutura para descrever as propriedades do sistema como um todo e determinar os perfis do escoamento trifásico dos fluidos. Desta forma, utilizando o modelo *Discrete phase Model* (DPM) os autores avaliaram a eficiência de separação a partir da distribuição das massas de óleo e água. As gotículas de óleo, modeladas como partículas, eram quantificadas na saída de gás, assim como as gotículas de água na saída de óleo.

No trabalho de Behin e Azimi (2015) um vaso separador óleo/água foi simulado via CFD e a eficiência de separação das fases óleo e água foi medida através da Equação 2.3. Em posse dos cálculos de eficiência, os resultados da simulação foram comparados aos dados experimentais também apresentados no estudo.

$$\eta_{\text{agua}} = \left( \frac{Q_{ea} - Q_{sa}}{Q_{ea}} \right) \quad (2.3)$$

onde,  $Q_{ea}$  é o teor de água na vazão de alimentação de entrada e  $Q_{sa}$  trata-se do teor de água na vazão de saída de fase óleo.

## 2.3 PARÂMETROS ESTRUTURAIS DOS VASOS SEPARADORES

### 2.3.1 Dimensionamento externo

Os vasos separadores devem ser dimensionados para determinar a sua estrutura externa e interna. O dimensionamento externo determina as condições ótimas de diâmetro e comprimento para dadas condições operacionais de separação. A determinação das dimensões externas de um separador horizontal, toma como base as propriedades dos fluidos a serem separados, as condições operacionais (temperatura, vazão de alimentação e pressão), o espaço disponível nas instalações de processamento primário e o custo. Desta maneira, a estrutura externa de um vaso separador horizontal pode ser dimensionada usando modelos semi-empíricos (MONNERY e SVRCEK, 1994; ARNOLD e STEWART, 2008; HERNANDEZ-MARTINEZ e MARTINEZ-ORTIZ, 2014; DOKIANOS, 2015) que atendem aos parâmetros de operação, relação custo/benefício e as normas técnicas para vasos separadores (API, 2008), resultando na especificação de faixas de comprimentos e diâmetros para o projeto dos equipamentos.

Segundo Laleh et al. (2012) o dimensionamento adequado de um separador usado no processamento primário pode aumentar a capacidade da produção. Para modificar o *design* e melhorar a operação de muitos tipos de equipamentos e contribuir em sua otimização, é possível

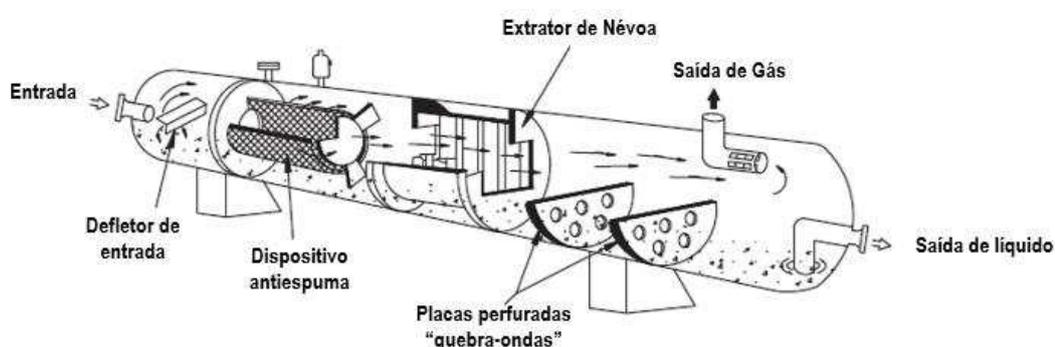
utilizar modelagem e simulação CFD. Neste sentido, alguns trabalhos (Ahmed et al. (2017), Ampuero et al. (2017), Ghaffarkhah et al. (2018a), Ghaffarkhah et al. (2017), estudaram de forma associada a implementação de modelos semi-empírico e simulações com o uso de fluidodinâmica computacional, com o intuito de identificar parâmetros que aumentem a eficiência de separação dos equipamentos.

Por outro lado, diferentemente do dimensionamento externo, que possuem o *design* de seu comprimento e diâmetro baseado em formulações semi-empíricas e buscam atender a norma API12J (2008), as dimensões da maioria dos dispositivos internos ao vaso, tais como os defletores por exemplo, não possuem um método descrito padrão para determinar a posição e seu formato nem na literatura nem nos padrões de norma API (EFENDIOGLU et al., 2014). Por tanto, o projeto interno de separadores tanto bifásicos quanto trifásicos se mostra importante para a determinação de um arranjo que contribua para a melhoria da eficiência de separação destes equipamentos.

### 2.3.2 Parâmetros estruturais internos

Os internos possuem um papel primordial no interior dos vasos separadores (Figura 2.6), são eles os responsáveis por garantir a separação por diferença de quantidade de movimento, a aglutinação e coalescência de partículas, diminuição da turbulência e formação de vórtices, direcionamento dos fluidos nas respectivas saídas, entre outras funções que contribuem para o aumento da eficiência de separação.

Figura 2.6 - Separador horizontal com vistas dos dispositivos internos



Fonte: Adaptado de Arnold e Stewart (2008)

Cada dispositivo interno poderá influenciar de forma diferenciada a dinâmica dos fluidos no equipamento de modo a contribuir com o processo de separação de forma geral, e conseqüentemente a eficiência da separação. As particularidades da configuração geométrica do dispositivo interno, assim como o seu posicionamento no interior do equipamento poderá permitir uma maior ou menor separação entre as fases, e assim influenciar distintamente o

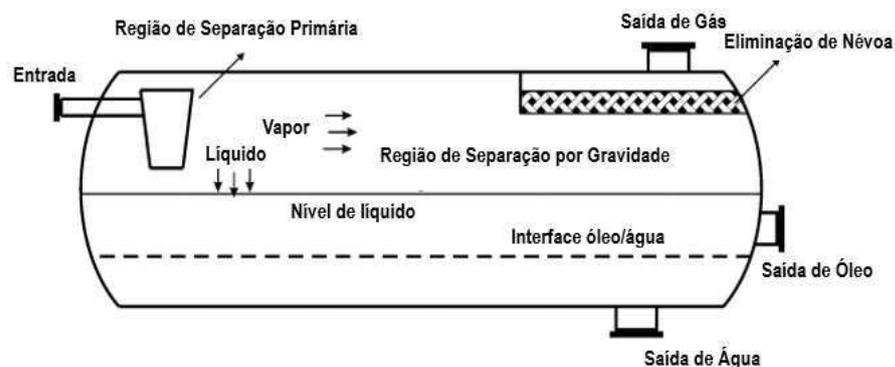
escoamento dos fluidos e o processo de separação nas demais regiões do equipamento. Diante do exposto, percebe-se a importância de estudos que determinem as principais características e influência destes diferentes dispositivos no processo de separação em vasos separadores.

Para tanto, pesquisas estão sendo desenvolvidas no intuito de obter configurações geométricas de internos, assim como suas alocações estratégicas no interior de um vaso separador, de forma a otimizar suas funções, minimizar os principais problemas operacionais e contribuir para resultados mais eficientes.

### 2.3.2.1 Estudos de vasos separadores via CFD: Estado da arte

De acordo com Laleh et al. (2011) e Aycharya e Casimiro (2020) a separação de fases em um separador trifásico horizontal é realizada em três regiões (Figura 2.7): separação primária, separação por gravidade ou apenas separação e eliminação de névoa. Neste sentido, iremos apresentar os dispositivos internos e suas funções a partir de seu agrupamento em cada uma destas zonas de separação.

Figura 2.7- Regiões de separação no separador horizontal trifásico

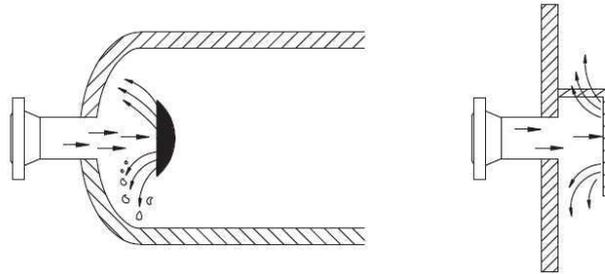


Fonte: Adaptado de Laleh et al. (2011)

Na zona de separação primária, ou seção de separação inercial, um desviador de entrada é usado para separar a maior parte da fase líquida. O choque dos fluidos contra o dispositivo de entrada, posicionado imediatamente após o bocal de entrada do separador, propicia uma redução da mistura gás-líquido e uma perda de carga considerável. As mudanças abruptas na velocidade e direção do escoamento fazem com que as maiores gotículas de líquido colidam com o desviador e caiam por ação da gravidade, fenômeno denominado por sedimentação gravitacional. O gás por sua vez, por possuir menor densidade, se mantém recirculando, se separando assim do líquido. Nesta zona, a maior parte da fase líquida é separada da fase gasosa (LALEH et al., 2011; KHAROUA, et al., 2013 a, b; NASCIMENTO, 2017;

AYCHARYA e CASIMIRO, 2020). A literatura aponta diferentes dispositivos internos do tipo desviador de entrada, e eles podem ser do tipo placa plana, tubo reverso, placa semiesférica cônica ou convexa, ciclônico, tipo *vane*, entre outros (Figura 2.8). Também há possibilidade de não haver dispositivo de entrada.

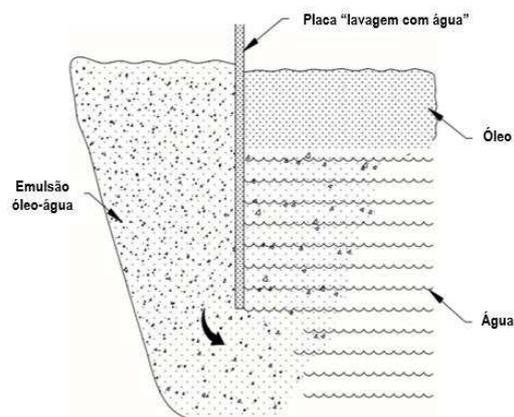
Figura 2.8- Defletores de entrada (a) Semi-esférico (b) Placa plana



Fonte: Arnold e Stewart (2008)

Se tratando do separador trifásico, a configuração do defletor tipo placa plana além de promover a separação inercial gás-líquido, pode contribuir na separação líquido-líquido entre o óleo e a água, caso possua comprimento adequado para proporcionar a ação “lavagem com água”, descrita por Arnold e Stewart (2008). O que ocorre é que a parte inferior do defletor promove a coalescência de gotículas de água, que são arrastadas na fase contínua de óleo (Figuras 2.4 e 2.9). Desta forma, sabendo que o processo de sedimentação é controlado pela velocidade terminal, seguindo a lei de Stokes, é possível concluir que a aglutinação de gotas de água, formará gotas maiores e assim, o processo de sedimentação poderá ser acelerado (BEHIN e AZIMI, 2015). A água se depositará no fundo do recipiente, podendo ser separada do óleo como água livre.

Figura 2.9 - Defletor de entrada ilustrando os princípios da “lavagem com água”



Fonte: Adaptado de Arnold e Stewart (2008)

Wilkinson et al. (2000) avaliaram experimentalmente e aplicando CFD, as configurações de placas defletoras para melhorar a separação bifásica óleo/água em separadores horizontais. O objetivo do estudo foi projetar dispositivos internos simples, do tipo placas perfuradas, para obter uma distribuição de perfis de velocidade e de vazão no separador, que minimizasse a dispersão das fases. A pesquisa foi realizada no *software* PHOENICS V1.5<sup>®</sup>, e o escoamento foi simulado usando o modelo de turbulência  $k - \varepsilon$ . Os autores avaliaram a influência da área livre das placas perfuradas na distribuição do escoamento, assim como o tamanho dos orifícios destas placas. Destacaram ainda que, os resultados experimentais apresentaram um desvio padrão menor em relação aos numéricos, para os dados de velocidade axial média da placa perfurada com 10% de área livre em relação às placas com 5, 15 e 20% de áreas livres. Adicionalmente, o modelo CFD proposto identificou que existe um valor ideal para a área livre de defletores afim de maximizar a uniformidade do escoamento. Verificou-se também que a influência da variação do tamanho dos orifícios da placa, mantendo a área livre desta, é pequena. E por fim, afirmaram que o efeito de adicionar mais defletores ainda precisaria ser investigado.

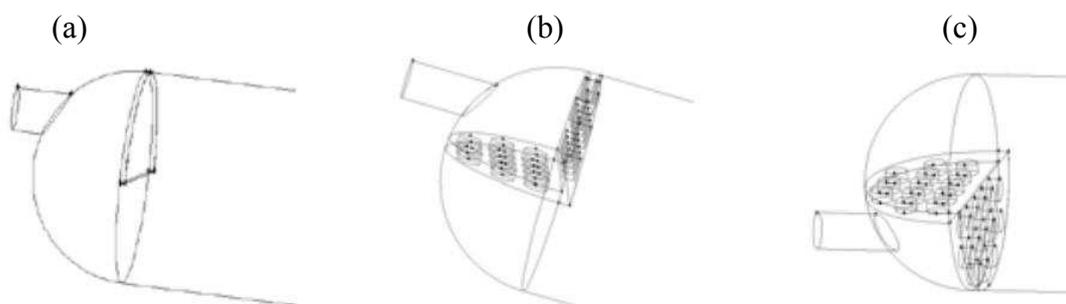
Frankiewicz e Lee (2002) usaram fluidodinâmica computacional para modelar a dinâmica dos fluidos em vasos separadores instalados em plataformas fixas e flutuantes. Estudaram a influência de entradas, dispositivos internos (defletores tipo placa perfuradas e *weir*) e saídas sobre a atenuação da velocidade dos fluidos durante o escoamento no interior do equipamento. As simulações foram obtidas utilizando o modelo VOF implementado no *software* Ansys Fluent<sup>®</sup> Incorporated. Segundo os autores, os resultados apontam que os internos influenciam, desde a entrada até a saída, a dinâmica do escoamento, uma vez que estão relacionados com a atenuação da velocidade dos fluidos. Neste sentido, concluem que o uso de placas perfuradas e demais partes internas, assim como suas posições dentro de um separador podem ser otimizadas, para permitir o controle da distribuição do escoamento de fluidos em vasos separadores usados para aplicações *offshore*.

Abdulkadir e Perez (2010) analisaram o efeito da velocidade da mistura e do diâmetro da gota no separador óleo/água utilizando o *software* Ansys Fluent<sup>®</sup> 6.2. As simulações foram realizadas para diferentes velocidades e diâmetros de gotículas, com o objetivo de identificar a influência desses parâmetros no processo de separação para a geometria do separador horizontal proposta. A condição do escoamento bifásico foi simulada usando o modelo euleriano, e os efeitos de turbulência usando o modelo  $k - \varepsilon$  padrão. Os resultados mostraram que há uma

forte dependência entre a separação de fases e velocidade da mistura e o diâmetro das gotas. Um aumento na velocidade da mistura dificultará a separação gravitacional de fases e, como consequência, exigirá um dispositivo tipo *weir* de maior altura, de modo a evitar que a água flua para a seção de saída de óleo do separador. Para a melhor distribuição e assentamento das fases nessas condições de mistura, também exigirá um equipamento de maiores dimensões. Os autores discutiram também em seus resultados, que há turbulência significativa desde a entrada até o meio separador, e o escoamento dos fluidos não é uniforme, assim sugerem que a presença de uma placa perfurada na entrada é necessária para ajustar o escoamento.

Yu et al. (2012) estudaram a influência de diferentes dispositivos de entrada no escoamento interno em um separador trifásico. Foram analisados dispositivos internos de entrada do tipo defletor placa plana (do inglês *baffle*), dispositivo tipo caixa de orifícios superior (do inglês *upper holes box*) e um dispositivo tipo de caixa de orifícios inferior (do inglês *lower holes box*) (Figura 2.10). Os autores utilizaram o *software* Ansys Fluent® para a realização da simulação CFD, e selecionaram os modelos de turbulência  $k - \varepsilon$  padrão e modelo multifásico de mistura para modelagem do problema em questão. O estudo permitiu concluir que os dispositivos de entrada tipo caixa de orifícios reduzem a geração de vórtices na separação primária, quando comparados com o defletor tipo placa. E embora os dispositivos tipo caixa de orifício produzam vórtice secundários, a influência na área de separação secundária é pequena. Por fim, concluíram também que o padrão de escoamento nesta área de separação é mais estável quando o componente de entrada tipo caixa de orifício inferior é inserido.

Figura 2.10 - Defletores de entrada: (a) placa plana (b) caixa de orifícios superior (c) caixa de orifícios inferior



Fonte: Yu et al. (2012)

Efendioglu et al. (2014) analisaram o efeito do posicionamento dos internos do tipo defletor de entrada e placas perfuradas na eficiência de separação de um separador bifásico óleo/gás. Para o estudo os autores usaram o *software* Ansys CFX<sup>®</sup>. O *design* do separador foi baseado em correlações empíricas estando também de acordo com o padrão internacional adotado na norma API 12J (2008). O diâmetro e o comprimento do separador definidos como 36 polegadas e 10 pés, respectivamente. De acordo com a API 14E (1991), os diâmetros de entrada e saída foram determinados como 14 polegadas. As simulações foram realizadas considerando duas distâncias diferentes da placa defletora na entrada, a 100 mm e a 170 mm. Além disso, a simulação também foi realizada inserindo placas perfuradas quando o defletor estava posicionado a 170 mm da entrada. Os resultados apontaram que as placas perfuradas e a posição do defletor de entrada afetam a eficiência da separação. A eficiência de separação apresenta um valor de 98,5% quando o desviador de entrada está localizado a 100 mm da entrada. Em contrapartida, quando o desviador de entrada está localizado a uma distância de 170 mm da entrada, a eficiência da separação aumenta para 99,32%. Os autores também avaliaram que a inserção das placas perfuradas no separador permite um aumento ainda maior na eficiência da separação. Por fim, o estudo conclui que o projeto estrutural interno dos separadores de óleo e gás é importante para a eficiência de separação, e destacam que não há estudos suficientes que apresentem os efeitos da localização da placa defletora e das placas perfuradas na eficiência da separação e no campo de escoamento no separador.

Yayla et al. (2017) estudaram, a partir da fluidodinâmica computacional, a dependência da eficiência da separação óleo/gás em um separador horizontal bifásico em relação à distância entre a placa defletora e o tubo de entrada para várias velocidades de entrada. O escoamento bifásico foi simulado adotando o modelo multifásico euleriano-euleriano e o modelo de turbulência  $k - \varepsilon$  padrão no Ansys Fluent<sup>®</sup>. Três distâncias diferentes (100 mm, 150 mm e 200 mm) foram consideradas para quatro velocidades de entrada distintas (0,25 m/s, 0,50 m/s, 0,75 m/s e 1,00 m/s). Os resultados apresentaram uma maior eficiência de separação quando o fluido flui com 0,25 m/s através do tubo vertical cuja entrada estava a 200 mm da placa desviadora. A eficiência de separação diminuiu de 99,606% para 56,416% quando a velocidade aumenta de 0,25 m/s para 1 m/s. Os autores concluíram também que existe uma correlação inversa entre a velocidade de entrada e a eficiência de separação.

Em Yayla et al. (2018) investigaram a influência na eficiência de separação dos parâmetros geométricos, como a distância entre a entrada do separador e a placa defletora e a posição de entrada (arranjos superior e lateral), e a velocidade de entrada. No trabalho o

escoamento bifásico óleo/água tridimensional e turbulento foi simulado empregando o modelo multifásico euleriano-euleriano e o modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  padrão no *software* Ansys Fluent®. Duas geometrias diferentes são consideradas, uma com o separador dotado de um defletor tipo placa plana na parte superior e outra com o defletor tipo placa plana posicionado na lateral do separador. Foram investigados o efeito da localização do defletor e da velocidade de entrada sobre a eficiência de separação. Em concordância com Yayla et al. (2017) a máxima eficiência de separação de 99,772% é encontrada quando a mistura adentra o equipamento pelo topo com velocidade de entrada de 0,25 m/s e a placa está localizada a 0,2 metros de distância da seção de entrada do separador. Por outro lado, a eficiência de separação diminui para 53,257% quando a mistura entra no separador com o duto lateral com 1m/s e se choca com a placa defletora que está localizada a 0,1 metros da entrada. Por fim, para qualquer velocidade de posição da placa defletora, os autores concluíram que o separador com entrada no topo apresenta as maiores eficiências de separação.

Após a região de separação primária pode-se definir a região de separação por gravidade, ou somente região de separação. Nesta região acontecerá a separação das bolhas de gás das fases líquidas, assim como das gotículas de líquido que são carregadas pelo gás e também a separação óleo/água. Por esse motivo essa zona pode ainda ser compreendida como duas regiões em um vaso separador horizontal trifásico. Na parte superior ao nível de líquido do vaso, tem-se a região de separação secundária, onde à medida que as fases de vapor e líquida devem fluir através da seção principal do separador em velocidades relativamente baixas e pouca turbulência, as gotículas de líquido tendem a decantar do gás e se acumular na região de acumulação, ou também denominada de zona de coleta de líquido (Figura 2.11). Ao mesmo tempo que as bolhas de gás aprisionadas no líquido tendem a subir e fluir pela região de separação secundária. A seção de coleta de líquido na metade inferior do separador fornece o tempo de retenção necessário para que as bolhas de gás aprisionadas ou outras gotículas de líquido se unam às fases correspondentes devido à gravidade empuxo. As duas regiões estão dentro da zona de separação por gravidade, pois a separação das fases nessa zona sofre influência da força gravitacional (LALEH et al., 2011; NASCIMENTO, 2017; AYCHARYA e CASIMIRO, 2020;).

Figura 2.11 - Subdivisão da região de separação secundária

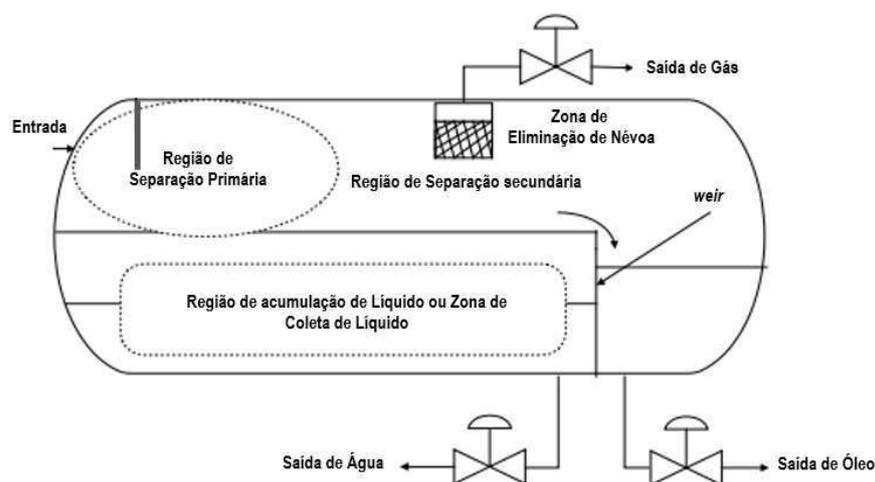


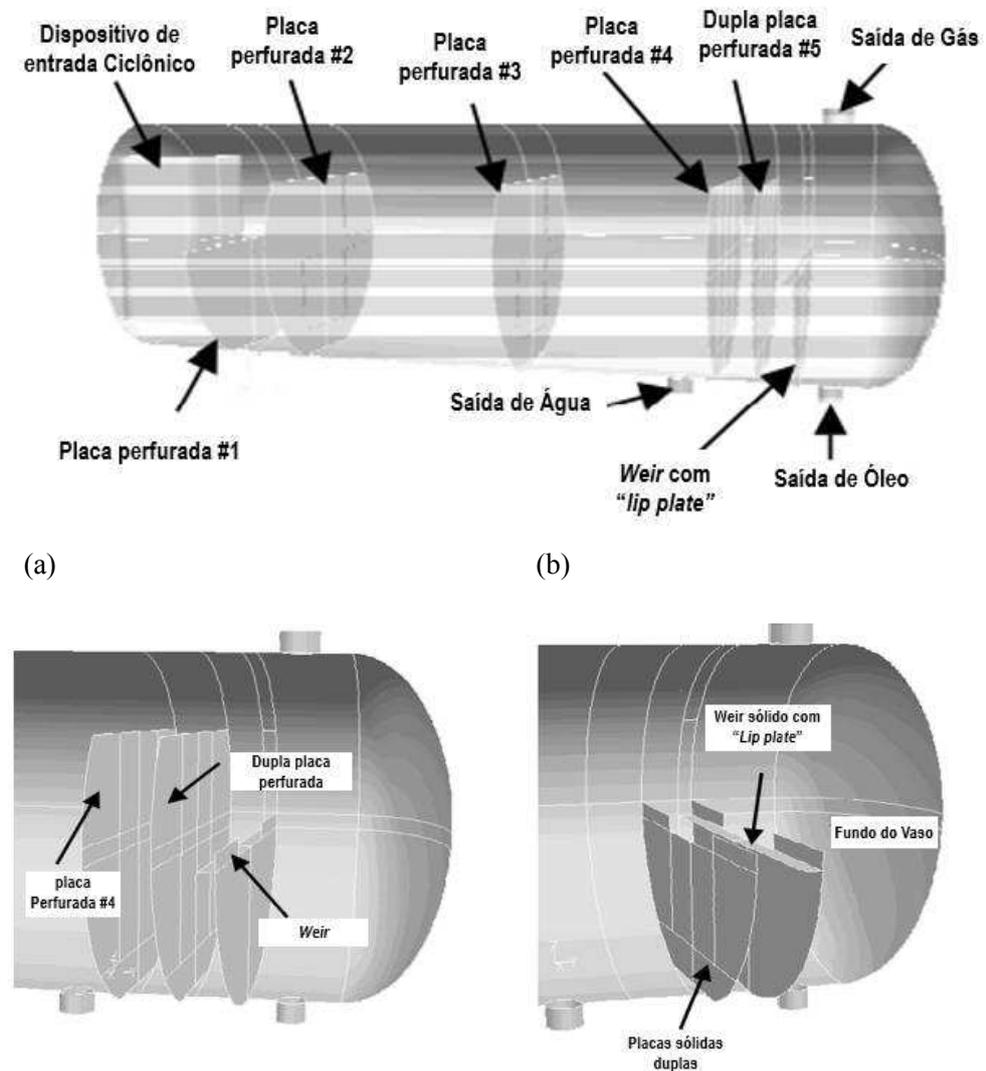
Figura: Adaptado de Mee e Nor (2011)

A região de separação por gravidade deve ter menor turbulência, as fases necessitam escoar em menores velocidades, para favorecer assim a separação gravitacional, com a decantação das fases mais densas, óleo e água e a manutenção da fase gás na zona superior. A redução da recirculação e arrasto de partículas é o desejável. Para tanto, nessa zona geralmente são inseridos dispositivos internos do tipo placas coalescedoras (*demister*), chicanas quebra-ondas e placas perfuradas (ou placas porosas). As placas coalescedoras objetivam favorecer uma zona de contato entre as gotículas de óleo favorecendo a contenção, aglutinação e coalescência dessas gotas de líquidos e conseqüentemente sua sedimentação. Por outro lado, com o intuito de reduzir a turbulência, são inseridas placas perfuradas que atuam proporcionando uma resistência ao escoamento, reduzindo assim a quantidade de movimento. As placas tipo quebra-ondas pode ser geralmente usado em equipamentos instalados em plataformas *offshore*, devido à movimentação natural delas. Para manutenção do nível do óleo são usados na parte inferior do equipamento, chicanas também denominadas de *weir* e baldes (*buckeds*). Estes dispositivos são fundamentais para separação óleo/água (ARNOLD e STEWART, 2008; BRASIL et al., 2011; NASCIMENTO, 2017).

Lee et al. (2004) avaliaram o projeto e a eficiência de componentes internos que foram instalados em um separador horizontal FWKO, localizado na instalação *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) da SBM no Kuito Field Block 14, *offshore* de Cabinda, Angola. O novo dimensionamento interno do FWKO incluiu um dispositivo de entrada ciclônico e defletores perfurados para avaliar a distribuição do escoamento. O dispositivo de entrada ciclônica foi simplificado como um grande bloco sólido de forma retangular, quatro defletores

do tipo placas perfuradas foram analisados inicialmente, posteriormente foi adicionado à configuração anterior um conjunto denominado “placa combinada” próximo ao *weir*, esse que também foi modificado com a inserção de um *Lip plate* (Figura 2.12).

Figura 2.12 – Imagem 3D do vaso separador. (a) Pratos perfurados. (b) *weir*



Fonte: Adaptado de Lee et al. (2004)

De acordo com os autores Lee et al. (2004), os resultados demonstraram que o separador não funcionaria corretamente sem defletores internos personalizados. A simulação demonstrou também que os defletores perfurados personalizados poderiam suprimir “respingos” dos fluidos no interior do vaso diante do movimento acelerado das ondas do mar e evitar que a água transborde para a saída de óleo, sendo satisfatório assim, também para lidar

com o aumento da produção de água. Por fim, dados de campo são apresentados para confirmar a validade do trabalho de simulação e operação bem-sucedida dos separadores.

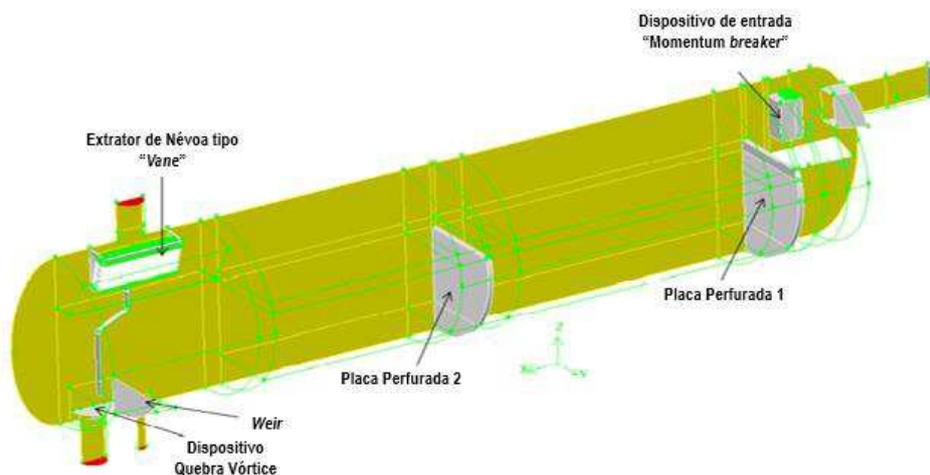
Lee et al. (2009) estudaram as ineficiências de separação de fases em separadores de alta e baixa pressão em uma instalação de produção de petróleo. O Ansys Fluent® para analisar vazões de entrada e variações de dispositivos internos dos equipamentos, tais como alterações na altura e localização do dispositivo interno *weir* nos níveis de líquido (óleo/água), número de defletores tipo placas perfuradas, além de avaliar as configurações de porosidade (percentual de área livre) e posição dos mesmos. Os resultados das simulações mostraram que as melhorias aplicadas influenciaram principalmente a separação da fase aquosa e os resultados das linhas de fluxo do fluido confirmaram visualmente que não é possível evitar os movimentos de recirculação, mas que essas áreas de grande recirculação podem ser minimizadas, a partir da implementação das modificações sugeridas para os internos. Além disto, os autores destacam nas conclusões a importância da modificação dos defletores tipo placa perfurada para melhores locais e com área aberta que controle mais adequadamente o escoamento do fluido. Em relação ao *weir*, também é enfatizado que a alteração de sua altura e posição é um fator importante para a utilização otimizada do volume do separador. Por fim, o trabalho conclui que com ajustes no dimensionamento interno do vaso e alterações nos níveis de fase fluida, os cálculos CFD mostraram que a utilização volumétrica do vaso foi melhorada em 22% para o vaso de alta pressão e em 38% para o vaso de baixa pressão.

Mee e Nor (2011) usaram CFD para estudar a influência de um defletor perfurado na melhoria da uniformidade do escoamento da fase água em um separador horizontal bifásico. O modelo  $k - \varepsilon$  padrão foi usado para modelagem turbulenta do problema. A placa perfurada foi modelada a 0,3 m a jusante da entrada e foram estudados dois defletores perfurados, o primeiro defletor tinha 69,3 mm de espaçamento entre furos, 10,5 mm de diâmetro de furo e 17,5% de área livre. Já o segundo possuía o espaçamento entre furos de 40 mm, diâmetro de furo de 10,5 mm e configuração de 29% de área livre. Os resultados numéricos confirmaram as hipóteses de que o defletor perfurado melhoraria a uniformidade do fluxo através da área da seção transversal do separador. O espaçamento entre furos de 40 mm melhorou mais a uniformidade do fluxo do que o espaçamento de 69,3 mm com um diâmetro ótimo de 10,5 mm. Neste sentido, segundo os autores a modelagem 2D justificou 28% como área livre ótima para o defletor.

Kharoua et al. (2012a) realizaram simulações usando o Ansys Fluent®12.1 e os modelos multifásico euleriano-euleriano e de turbulência  $k - \varepsilon$  padrão para modificar a estrutura interna de um separador horizontal trifásico do campo de Bab em Abu Dhabi, com a

proposta de aumentar a eficiência do separador. O conjunto de internos inicialmente avaliados (Figura 2.13) era formado por uma “cinta difusora” (*diffuser strap*) colocada a jusante do tubo de entrada para guiar o fluxo multifásico de entrada em direção ao seguinte dispositivo interno, denominado disjuntor de momento (*momentum breaker*), e evitar um espalhamento súbito da mistura quando ela entra no corpo do separador. O disjuntor de momento é uma caixa contendo longos feixes de ângulo vertical atuando como um difusor. Nesta fase, o gás e os líquidos são separados pelo efeito da gravidade. Posteriormente, duas placas perfuradas, com 20% de área livre, são colocadas a 2m e 8m, respectivamente do bocal de entrada, para estabilizar a mistura óleo/água e melhorar o mecanismo de separação por sedimentação. Um coalescedor está localizado logo a jusante da segunda placa perfurada para aumentar a aglomeração de gotículas melhorando, portanto, sua probabilidade de separação. Por fim, entre a saída de óleo e água estava inserido um *weir* de 0,7 m de altura, e logo acima na saída de gás está posicionado um extrator de névoa tipo *vane*, que se trata de um conjunto de palhetas, com objetivo separar as gotas de líquido mais finas.

Figura 2.12- Separador horizontal com internos antes da adaptação



Fonte: Adaptado de Kharoua et al. (2012a)

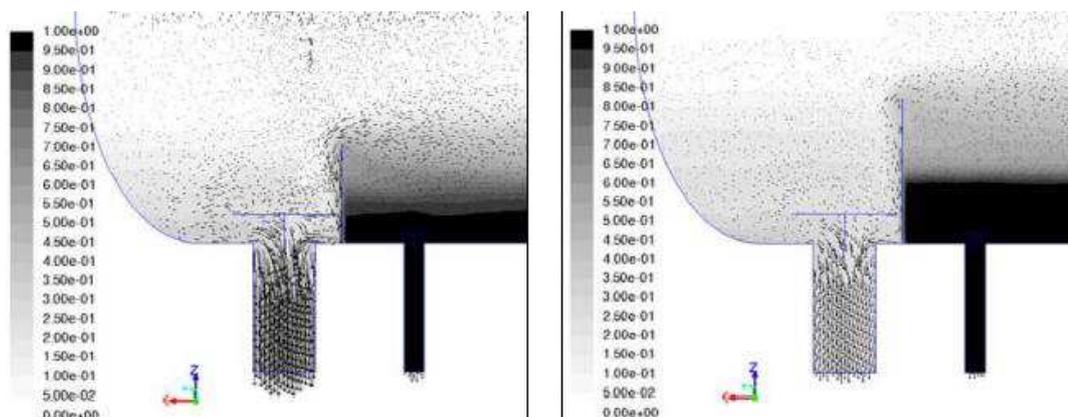
Os autores Kharoua et al. (2012a) propuseram então, a modificação dos antigos internos, por uma nova configuração, na qual o *momentum breaker* é substituído por um dispositivo *schoepentoeter*. Adicionalmente, duas placas perfuradas foram inseridas próximas à entrada, com o intuito de estabilizar a mistura óleo/água, forçando o fluxo para condições mais estabilizadas para melhorar o mecanismo de separação por sedimentação. O coalescedor foi modificado internamente, além de receber um aglomerador na parte superior, e por fim, na saída de gás, o extrator de névoa tipo *vane* é substituído por uma bateria de ciclones.

Posteriormente e utilizando a nova configuração do separador com os novos internos, o efeito da altura do *weir* foi abordada, analisando alturas de 1 e 1,3 metros.

Além da avaliação da eficiência geral do separador em termos de separação de fases, a estrutura interna do escoamento multifásico complexo foi explorada pelos autores. Assim, de acordo com Kharoua et al. (2012a) a simulação previu uma melhoria marginal da eficiência do separador como resultado da adaptação do novo conjunto de componentes internos. A concordância sobre a tendência geral foi obtida entre as simulações baseadas em CFD e os resultados de eficiência de campo. No entanto, o CFD previu uma maior quantidade de água na corrente de saída de óleo. Essa discrepância foi observada tanto para os conjuntos antigos quanto para os novos de separadores internos. Para os autores, as discrepâncias podem ser atribuídas às premissas simplificadoras adotadas na simulação. Por fim, os resultados numéricos também previram que a redução para 1 metro, da altura do *weir*, diminuiria o arraste de líquido com o escoamento de gás, mas em contrapartida aumenta o arraste de água em óleo.

Kharoua et al.(2012b) realizou um estudo complementar à sua publicação Kharoua et al. (2012a). Desta forma, com as modificações já previamente realizadas em seu trabalho anterior, as novas avaliações examinaram o impacto de cada tipo de interno no comportamento do fluxo interno. Observou-se que, ao contrário do antigo disjuntor *momentum breaker*, o *schoepentoeter* recém-montado reduz a velocidade de entrada suavemente. Além disso, o *schoepentoeter* gera menos turbulência e uma velocidade axial mais uniforme, o que pode levar ao desenvolvimento de um fluxo em pistão (*plug flow*) no compartimento de decantação. Além disso, o uso de um *schoepentoeter* minimizou o efeito de respingo e permitiu a substituição dos dois defletores antigos por dois novos, localizados próximos à entrada do separador. Isso permite o desenvolvimento de um fluxo estratificado mais estável a jusante dos defletores. O aumento da altura do *weir* (Figura 2.14) contribuiu para estabilizar ainda mais as camadas líquidas estratificadas, minimizando o arraste da camada de água junto ao óleo e também que a água transborde o dispositivo e passe para a região de saída de óleo.

Figura 2.13 - Campo de fração de volume de água e vetores de velocidade na região de saída de água. (a) menor altura do *weir* (b) maior altura do *weir*



Fonte: Kharoua et al. (2012b)

Kharoua et al. (2013a) estudou a separação gás/óleo/água em um separador horizontal trifásico com novos internos, em relação ao equipamento estudado em trabalhos anteriores dos autores (KHAROUA et al. 2012a, 2012b). As Investigações foram feitas usando o PBM, para distribuição de tamanho, foram conduzidas. O artigo apresenta, além da eficiência de separação, o comportamento do escoamento multifásico interno em termos de distribuição de fases. Segundo os autores as simulações com o modelo PBM mostraram melhoria dos resultados em termos de eficiência de separação em comparação com os testes de campo, embora não houvesse dados experimentais relacionados à distribuição de tamanhos.

Kharoua et al. (2013b) estudou separação gás/óleo/água em um separador horizontal trifásico, empregado pela empresa Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations (ADCO) em Abu Dhabi, a partir da mesma geometria analisada anteriormente pelos autores (KHAROUA et al. 2012a, 2012b, 2013a), usando o modelo multifásico euleriano-euleriano em conjunto com o PBM e o modelo de turbulência  $k - \varepsilon$  padrão. O primeiro caso foi concluído com especificação euleriano-euleriana e fase secundária mono-dispersa, sem considerar o efeito da distribuição de tamanho das fases secundárias. No segundo caso em relação a fenômenos complexos, como distribuição de tamanhos, coalescência e ruptura de fases secundárias, o PBM foi usado. O artigo apresenta, além da eficiência de separação, o comportamento do escoamento multifásico interno em termos de distribuição de fases global e local. Três diferentes distribuições de partículas líquidas foram conduzidas para determinar o efeito da distribuição de tamanho da fase secundária no desempenho do separador. Os resultados da simulação acentuaram a importância da distribuição da fase secundária na previsão do desempenho do comportamento do fluxo interno. As simulações com o modelo PBM mostraram uma clara

melhoria dos resultados em termos de eficiência de separação em comparação com os testes de campo, embora não houvesse dados experimentais relacionados à distribuição de tamanhos das partículas.

Laleh et al. (2011) estudaram via CFD, o comportamento do escoamento do escoamento bifásico em quatro separadores em escala piloto. Neste estudo, as simulações multifásicas foram realizadas a partir de duas abordagens, usando isoladamente o modelo de partícula dispersa (*Discrete Particle Model* -DPM) e posteriormente, uma combinação dos modelos DPM e VOF. Para modelagem turbulenta do problema foi usado o modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  padrão. Os resultados das simulações demonstraram que em relação à previsão da eficiência de separação, a combinação do DPM e do modelo VOF foi mais confiável que o DPM sozinho.

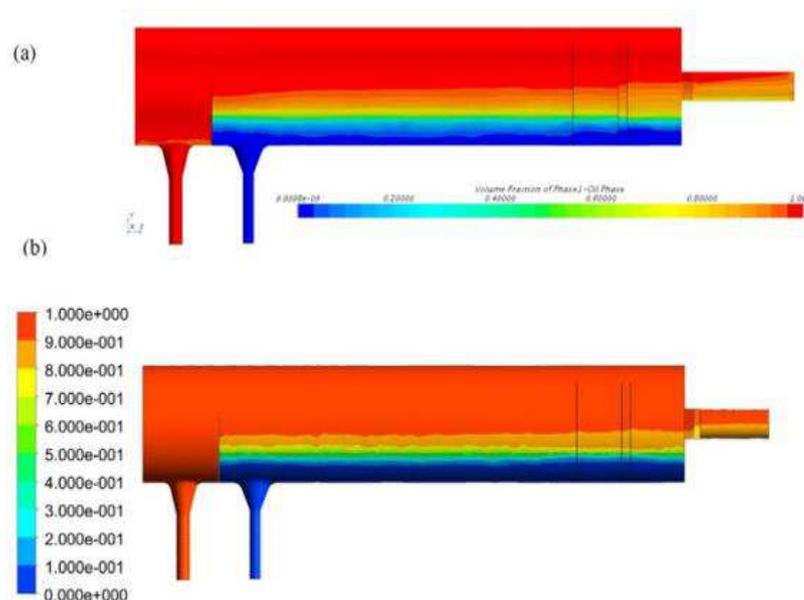
Laleh et al. (2012b) realizaram uma simulação CFD de um separador trifásico combinando os modelos multifásicos VOF-DPM no Ansys Fluent® 6.3.26. Os dispositivos internos do tipo defletores, *demister* foram modelados usando o modelo de meio poroso. Os autores compararam os resultados com o estudo original de Hansen et al. (1993), e constataram que o modelo desenvolvido forneceu detalhes de alta qualidade de perfis de fluxo de fluido, levando a uma imagem geral muito realista da separação de fases em todas as zonas do separador. As eficiências de separação previstas também foram consistentes com a experiência em campos petrolíferos. As simulações mostraram que a quebra de gotas era comum com uma taxa média de 76%, quando gotas dispersas entravam em contato com o defletor. Devido à quebra das gotas, o diâmetro médio do volume das gotas diminuiu para aproximadamente 67% do valor inicial. No entanto, a distribuição do tamanho das gotículas permaneceu quase a mesma enquanto as gotículas escoavam pela zona de separação por gravidade do separador. Além disso, a coalescência livre de gotículas não era um fenômeno comum; portanto, qualquer efeito positivo da coalescência livre na eficiência de separação foi insignificante. As simulações de CFD demonstraram por fim, que grandes ineficiências de separação podem ser encontradas com o aumento projetado na vazão de água produzida, resultado compatível com a experiência do separador de campos petrolíferos.

Nascimento (2017) estudou via CFD, a dinâmica de escoamento gás/óleo em um separador horizontal sob a influência dos dispositivos internos, em especial a inserção de uma placa perfurada modelada como meio poroso. Foram utilizados o modelo multifásico de mistura e o modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  padrão. Os resultados mostraram que a dinâmica dos fluidos está diretamente relacionada aos dispositivos internos presentes. A inserção do meio poroso

contribuiu para a redução da turbulência na região de separação, proporcionando uma melhor interface de separação gás/óleo. Essa análise pode ser estendida para uma separação trifásica.

Mccleney e Green (2018) investigou a eficiência de um separador horizontal bifásico óleo/água com dispositivos internos tipo defletores perfurados usando Ansys Fluent® e Siemens PLM STAR-CCM. As simulações utilizaram abordagem multifásica euleriana-euleriana, com gotículas de água monodispersas em uma fase óleo contínua. Observa-se que tanto a abordagem de modelagem CFD quanto os dados de validação são baseados em um separador líquido/líquido operando em condições atmosféricas. Portanto, os autores destacam que as interações de fluido se comportarão de maneira diferente sob altas pressões, assim como, com a inclusão de uma fase gasosa ao escoamento de entrada, o que poderá alterar a coalescência das gotículas e as eficiências gerais de separação. O estudo avaliou que os *softwares* Ansys Fluent® e STAR-CCM<sup>+</sup> foram capazes de simular com sucesso a separação líquido-líquido. E, portanto, independentemente do solucionador CFD selecionado, as eficiências de separação na saída de óleo que foram geradas estavam dentro de  $\pm 8\%$  dos dados experimentais. As observações mostraram que o Ansys Fluent® geralmente subestima a eficiência geral de separação, enquanto o STAR-CCM<sup>+</sup> tende a superestimar a eficiência. Em relação aos defletores perfurados, os autores observaram (Figura 2.15) que a espessura da camada de mistura diminui à medida que atravessa os primeiros dois defletores e, em seguida, aumenta novamente após o terceiro defletor, onde uma porção da água flui sobre o *weir*.

Figura 2.14- Campo de fração de volume da fase óleo (a) STAR-CCM<sup>+</sup> (b) FLUENT®



Fonte: Mccleney e Green (2018)

Ghaffarkhah et al. (2018a) apresentam uma abordagem conjunta de modelagem semi-empírica e CFD para estimar as dimensões ótimas de um vaso separador horizontal trifásico. Os autores projetaram diferentes configurações de vasos, dependendo das propriedades do fluido de um campo iraniano de gás / condensado. Em seguida, usaram CFD para analisar os fenômenos da separação trifásica. Para simulação, os modelos multifásicos VOF e DPM foram combinados com o modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  padrão. Na parte superior de cada vaso estudado próximo à entrada, um defletor semi-esférico foi usado para quebrar rapidamente a quantidade de movimento e mudar a direção dos fluidos. Além disso, a altura e a localização do *weir* de óleo foram calculadas com precisão para melhorar a separação condensado / água (Arnold e Stewart 2008; API 12J, 2008). A validação foi realizada usando a geometria de um separador com dimensões e internos semelhantes a um equipamento industrial. Para esse propósito, foram incluídos os componentes internos defletor tipo *vane*, placas perfuradas e um extrator de névoa no *design* do separador. Os autores modelaram as placas perfuradas e o extrator de névoa como meios porosos. Os resultados em termos de eficiência de separação foram comparados com dados industriais pertencentes ao separador similar existente. Além da eficiência de separação, o comportamento de partículas da fase secundária foi avaliado para escolher a configuração ideal. Apenas uma pequena diferença entre o comprimento do vaso selecionado e o separador de validação foi encontrada. Além disso, os dados de simulação foram que o modelo CFD utilizado é capaz de investigar o desempenho de separadores trifásicos.

Ghaffarkhah et al. (2018b) apresentaram um trabalho complementar ao exposto em Ghaffarkhah et al (2018a). Os autores também usaram de forma conjunta modelagem semi-empírica e CFD para estimar as dimensões ótimas de um vaso separador horizontal trifásico. Para simulação, foram combinados os modelos VOF e DPM, além do modelo DRW para incluir o efeito do movimento arbitrário das partículas devido às variações causadas pela turbulência. Posteriormente, para um conjunto fixo de internos (defletor semi-esférico e placas perfuradas modeladas com 40% de porosidade) avaliaram a eficiência de separação usando os resultados numéricos de comportamento de partículas da fase secundária, velocidade de escoamento dos fluidos e vazões de alimentação de água e gás. Após a definição do dimensionamento ótimo, Ghaffarkhah et al. (2018b) inseriram a este equipamento dimensionado, novos dispositivos internos (defletor tipo *vane* e extrator de névoa) e comprovaram um aumento da eficiência de separação. Além disso, a comparação dos resultados experimentais e simulados foi gerada usando diferentes modelos de turbulência, ou seja,  $k-\varepsilon$  padrão,  $k-\omega$  padrão e modelo de tensão de Reynolds. Dentre os modelos de turbulência utilizados, a adoção do modelo  $k-\varepsilon$

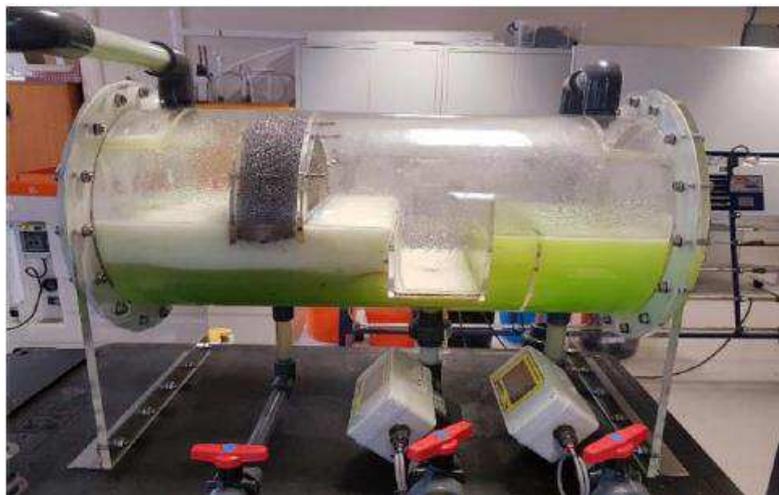
padrão apresentou melhores previsões com resultados experimentais. Em relação aos internos instalados, verificou-se que para casos onde placas perfuradas foram instaladas, a quantidade de água perto da saída de condensado foi menor do que os casos que não tinham, em função do tempo de residência do líquido que aumentou. Foi observada por fim, uma concordância razoável entre os resultados do cálculo numérico e os dados experimentais.

Ahmed et al. (2019) investigaram a eficiência de separação de dois separadores trifásicos em escala piloto no Ansys Fluent<sup>®</sup> usando os modelos de escoamento multifásico euleriano e VOF combinados com um modelo de turbulência  $k - \varepsilon$  padrão. Um equipamento possuía como dispositivos internos defletor de entrada, um *bucket* e um *weir*, além de operar a uma alta vazão volumétrica de gás (Figura 2.16) e o outro separador dispunha de um defletor de entrada, um *weir* e uma placa perfurada. Os efeitos da vazão de líquido (óleo e água) e da altura do *weir* na eficiência de separação foram investigados para o primeiro separador. Enquanto para o segundo, o objetivo foi analisar os efeitos da vazão de entrada e da inserção da uma placa perfurada sob a eficiência de separação. Os casos simulados foram inicializados com um nível de água definido em 50% da altura do vaso. Os resultados numéricos foram comparados com dados experimentais e indicaram que os dois modelos multifásicos preveem os resultados experimentais com erro de 30%, tendo o modelo VOF previsto melhor o padrão de escoamento dos fluidos em relação ao modelo euleriano para o separador com maiores vazões de gás e alta pressão, em contrapartida, o modelo euleriano representou melhor o padrão de escoamento dos fluidos nas simulações do vaso separador de baixa pressão e menor vazão de gás. A maior eficiência de separação de 95% foi obtida quando o separador foi operado com baixa taxa de fluxo de óleo e água e condições de operação de alta altura do *weir*. O valor do desvio máximo entre os resultados experimentais e simulados pode ter origem devido à erros de aproximação física, arredondamento, convergência iterativa ou discretização.

Por fim, em um separador trifásico, a zona de eliminação de névoa é responsável pela separação de gotículas muito pequenas que não foram separadas na região de separação por gravidade e serão capturadas durante a passagem do gás por dispositivos denominados eliminadores de névoa. Estes dispositivos internos podem conter uma série de placas coalescedoras, coalescedores tipo *vane* (ou seja formada por uma série de placas/palhetas) ou uma estrutura de malha em arame com o objetivo de fornecer uma superfície de impacto para gotículas menores, de modo que elas possam coalescer e formar gotículas maiores e assim serem separadas do escoamento de gás pela ação da gravidade, uma vez que decantam (LALEH

et al., 2011; AKPAN, 2013; AYCHARYA e CASIMIRO, 2020). Para mais informações sobre os dispositivos internos tipo extratores de névoa consultar (ARNOLD e STEWART, 2008).

Figura 2.15 - Separador horizontal experimental com *bucket* e *weir*



Fonte: Ahmed et al. (2019)

Diante do exposto é notório que os resultados reportados na literatura apontam que os parâmetros estruturais do equipamento, influenciam na fluidodinâmica interna e consequentemente na separação das fases. Arelados a isso, as características da carga, tais como a vazão de alimentação, a densidade e a viscosidade dos fluidos, também estão relacionados às variações na dinâmica do escoamento dos fluidos no interior do equipamento, assim como no processo de separação. Logo, percebe-se que a comunidade científica tem atuado em pesquisas que abordam tanto a análise do dimensionamento externo quanto interno do vaso separador, além de avaliarem as condições operacionais de entrada, no intuito de determinar um equipamento mais otimizado.

## 2.4 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

Dentre a abrangente área de uso do CFD, é possível destacar algumas aplicações na indústria química e de petróleo, a exemplo de análises em reatores químicos, misturadores, escoamento em tubulações, tanques de separação, trocadores de calor, entre outros (ESSS, 2021). Estes estudos, muitas vezes, tratam de problemas físicos envolvendo escoamentos multifásicos com ou sem turbulência. Isto porque, tanto a natureza quanto os processos tecnológicos químicos de transformação dos recursos naturais envolvem mistura de fases. Portanto, se faz necessário compreender o que é fase dentro desse contexto.

A definição de fase em um escoamento multifásico corresponde a uma classe identificável de material, que possuirá uma resposta inercial particular, além de uma interação com o escoamento no qual está imersa. Por exemplo, partículas sólidas de um mesmo material, mas com tamanhos diferentes, são tratadas como diferentes fases pois cada conjunto de partículas com o mesmo tamanho terá uma resposta dinâmica semelhante para o campo do escoamento (ANSYS, 2015). Neste sentido, em um escoamento água/óleo pode-se tratar a água e o óleo como fases distintas, uma vez que mesmo ambas estando no estado líquido, são imiscíveis, apresentam comportamentos dinâmicos distintos durante um escoamento e apresentam uma interface que separa as fases em decorrência da tensão superficial.

Segundo Zhang e Chen (2007), Ansys (2015) e Ghaffarkhah et al. (2018) destacam-se duas abordagens para se estudar numericamente escoamentos multifásicos: a euleriano-lagrangiana e a euleriano-euleriana. A abordagem euleriano-lagrangiana trata a fase fluida como contínua, primária, resolvendo a equação de Navier-Stokes, enquanto as partículas, fase secundária, seus movimentos são rastreados no espaço e no tempo. Uma das limitações dessa abordagem refere-se à necessidade de a fase secundária ocupar uma baixa fração de volume, inferior a 10%. Desta forma, as trajetórias de partículas (sólidas, líquidas ou gasosa) são calculadas individualmente em intervalos especificados durante o cálculo da fase definida como fluido. Essa abordagem geralmente é indicada a estudos envolvendo secadores de pulverização, combustão de carvão e combustível líquido e alguns escoamentos carregados de partículas. Contudo, geralmente, não é indicado no estudo de misturas líquido-líquido, leitos fluidizados ou qualquer aplicação onde a fração de volume da segunda fase não pode ser negligenciado (ANSYS, 2015).

Por outro lado, abordagem euleriana-euleriana trata as diferentes fases como contínuas interpenetrantes e introduz o conceito de fração de volume da fase, uma vez que o volume de uma fase não pode ser ocupado por outra. As frações de volume são consideradas funções contínuas no espaço e no tempo e sua soma é igual a 1. As equações de conservação são então, obtidas para cada fase. Nessa abordagem normalmente é observado os modelos de Volume de Fluido (VOF), Mistura e o Euleriano-Euleriano. Estes modelos podem ser usados em análises de escoamentos estratificados, de superfície livre ou borbulhantes. Adicionalmente, podem também ser selecionados para análise de sedimentação, separação gravitacional, separação em ciclones, leito fluidizado, entre outros sistemas onde não há limitações quanto a fração de volume da (s) fase (s) secundária (s) (ANSYS, 2015). Neste sentido, considerando a análise de vasos separadores trifásicos, requer uma fase gás e duas fases líquidas (óleo e água), onde

nenhuma das fases secundárias poderão ser negligenciadas, pode ser adotada a abordagem euleriana-euleriana.

### 2.4.1 Modelo Euleriano-Euleriano

A modelagem matemática da abordagem euleriana-euleriana incorpora o conceito de fração de volume de fase ( $\alpha_q$ ). As frações de volume representam o espaço ocupado por cada fase, e as leis de conservação de massa e quantidade de movimento são satisfeitas por cada fase individualmente. O volume ( $V_q$ ) da fase ( $q$ ) pode ser definido por:

$$V_q = \int_V \alpha_q dV \quad (2.1)$$

O produto entre a fração de volume da fase ( $q$ ) e a massa específica da fase ( $q$ ) define a densidade efetiva da fase ( $q$ ):

$$\hat{\rho} = \alpha_q \rho_q \quad (2.2)$$

A equação da conservação da massa é definida por

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_q \rho_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{v}_q) = \sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) + S_q \quad (2.3)$$

onde  $\vec{v}$  é a velocidade da fase,  $\dot{m}_{pq}$  caracteriza a transferência de massa da fase  $p$  para a fase  $q$  e  $\dot{m}_{qp}$  caracteriza a transferência de massa da fase  $q$  para a fase  $p$  e  $S_q$ , o termo fonte.

O balanço da quantidade de movimento para fase ( $q$ ) é dada pela Equação 2.4.

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} (\alpha_q \rho_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{v}_q \vec{v}_q) = & -\alpha_q \nabla_p + \nabla \cdot \vec{\tau} + \alpha_q \rho_q \vec{g} + \sum_{p=1}^n \left( \vec{R}_{pq} \dot{m}_{pq} \vec{v}_{pq} - \dot{m}_{qp} \vec{v}_{qp} \right) \\ & + \left( \vec{F}_q + \vec{F}_{lift,q} + \vec{F}_{wl,q} + \vec{F}_{vm,q} + \vec{F}_{td,q} \right) \end{aligned} \quad (2.4)$$

A tensão da fase ( $q$ ) é denotada por ( $\bar{\tau}_q$ ) pode ser calculado pela Equação 2.5.

$$\bar{\tau}_q = \alpha_q \mu_q \left( \nabla \vec{v}_q + \nabla \vec{v}_q^T \right) + \alpha_q \left( \lambda_q - \frac{2}{3} \mu_q \right) \nabla \cdot \vec{v}_q \bar{I} \quad (2.5)$$

onde,  $\mu_q$  e  $\lambda_q$  são viscosidade cisalhante e viscosidade aparente, respectivamente,  $\bar{F}_q$  é a força de corpo externa,  $\vec{F}_{lift,q}$  a força de sustentação,  $\vec{F}_{wl,q}$  a força de lubrificação da parede,  $\vec{F}_{vm,q}$  a

força de massa virtual e  $\vec{F}_{td,q}$  a força de dispersão turbulenta. A força de interação entre as fases é representada por  $\vec{R}_{pq}$  e a pressão compartilhada por todas as fases é dada por  $p$ .  $\vec{v}_{pq}$  é a velocidade interfacial que pode ser definida por:

- Se  $\dot{m}_{pq} > 0$  (a massa da fase  $p$  está sendo transferida para fase  $q$ ), logo  $\vec{v}_{pq} = \vec{v}_p$ ;
- Se  $\dot{m}_{pq} < 0$  (a massa da fase  $q$  está sendo transferida para a fase  $p$ ), logo  $\vec{v}_{pq} = \vec{v}_q$ ;
- Se  $\dot{m}_{qp} > 0$  (a massa da fase  $q$  está sendo transferida para a fase  $p$ ), logo  $\vec{v}_{qp} = \vec{v}_q$ ;
- Se  $\dot{m}_{qp} < 0$  (a massa da fase  $p$  está sendo transferida para a fase  $q$ ), logo  $\vec{v}_{qp} = \vec{v}_p$ .

### 2.4.2 Modelo de Mistura

A equação de conservação da massa leva em consideração a massa específica da mistura definidas, respectivamente, por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m) + \nabla \cdot (\rho_m \vec{v}_m) = 0 \quad (2.6)$$

$$\rho_m = \sum_{k=1}^n \alpha_k \rho_k \quad (2.7)$$

$\alpha_k$  é a fração de volume de uma fase que podemos denominar por  $k$  e  $\vec{v}_m$  a velocidade média da massa.

A equação de quantidade de movimento é definida por

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\alpha_m \vec{v}_m) + \nabla \cdot (\rho_m \vec{v}_m \vec{v}_m) = -\nabla p + \nabla \cdot \left[ \mu_m \left( \nabla \vec{v}_m + \nabla \vec{v}_m^T \right) \right] \\ + \rho_m \vec{g} + \vec{F} + \nabla \cdot \left( \sum_{k=1}^n \alpha_k \rho_k \vec{v}_{dr,k} \vec{v}_{dr,k} \right) \end{aligned} \quad (2.8)$$

onde  $n$  representa o número de fases,  $\vec{F}$  é a força de corpo e  $\mu_m$  é a viscosidade da mistura. O cálculo da viscosidade da mistura ( $\mu_m$ ) e da velocidade *drift* ( $\vec{v}_{dr,k}$ ) para a fase secundária  $k$  é realizada usando as Equações 2.9 e 2.10, respectivamente.

$$\mu_m = k = \sum_{k=1}^n \alpha_k \mu_k \quad (2.9)$$

$$\vec{v}_{dr,k} = \vec{v}_k - \vec{v}_m \quad (2.10)$$

### 2.4.3 Modelo de Volume de Fluidos

O modelo Volume de Fluido (VOF) baseia-se no fato de que os fluidos não se interpenetram, logo para cada fase inserida ao modelo, a variável fração de volume da fase é adicionada na célula computacional. As frações de volume das fases somam a unidade, em cada volume de controle. Desta forma, os campos para todas as variáveis e propriedades são compartilhados pelas fases e representam valores médios de volume, desde que a fração de volume de cada uma das fases seja conhecida em cada local. É possível concluir que as variáveis e propriedades em qualquer célula são puramente representativas de uma das fases ou representativas de uma mistura das fases, dependendo dos valores da fração de volume. Assim, sendo a fração de volume do fluido  $q$ , denotada na célula como  $\alpha_q$ , será possível obter três condições apresentadas (ANSYS, 2015), a seguir:

- $\alpha_q = 0$ , a célula está vazia (não contém o fluido  $q$ );
- $\alpha_q = 1$ , a célula está cheia (toda a célula contém apenas o fluido  $q$ );
- $0 < \alpha_q < 1$ , a célula contém a interface entre o fluido  $q$  e um ou mais outros fluidos.

Neste sentido, com base no valor local da fração de volume da fase  $\alpha_q$ , as propriedades e variáveis apropriadas são atribuídas a cada volume de controle. O rastreamento da (s) interface (s) entre as fases é realizado a partir da solução de uma equação da continuidade para fração de volume de uma (ou mais) das fases, também denominada de Equação do VOF (Ansys, 2020; ESSS, 2022; OpenFoam, 2022), definida por:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_q \rho_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \rho_q \vec{v}_q) = S_{\alpha_q} + \sum_{p=1}^n (\dot{m}_{pq} - \dot{m}_{qp}) \quad (2.11)$$

onde,  $\vec{v}_q$ ,  $\alpha_q$  e  $\rho_q$  são, respectivamente, velocidade, fração de volume e massa específica da fase  $q$ . Adicionalmente, temos o termo  $\dot{m}_{pq}$  como sendo a transferência de massa da fase  $q$  para a fase  $p$  e  $\dot{m}_{qp}$  como a transferência de massa da fase  $p$  para a fase  $q$ . O termo fonte é representado por  $S_{\alpha q}$  e pode ser definido de forma padrão, como zero.

Ainda, na modelagem do escoamento de dois ou mais fluidos usando o modelo VOF, uma equação de conservação da massa para a mistura (Equação 2.12) e uma única equação de quantidade de movimento para a mistura (Equação 2.13) são resolvidas em todo o domínio (Ansys, 2020; ESSS, 2022; OpenFoam, 2022). Os termos  $\rho$  e  $\mu$  são respectivamente, densidade e viscosidade médias da fração de volume. O campo de velocidade é compartilhado entre as fases e é dado por  $\vec{v}$ .

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho) + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0 \quad (2.12)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \vec{v}) + \nabla \cdot (\rho \vec{v} \vec{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot \left[ \mu \left( \nabla \vec{v} + \nabla \vec{v}^T \right) \right] + \rho \vec{g} + \vec{T}_\alpha + S \quad (2.13)$$

Considerando um sistema de  $n$ -fases, para um sistema trifásico por exemplo,  $n = 3$  a densidade, a viscosidade e a velocidade médias da mistura assumem a forma das Equações 2.14, 2.15 e 2.16:

$$\rho = \sum_{q=1}^n \alpha_q \rho_q \quad (2.14)$$

$$\mu = \sum_{q=1}^n \alpha_q \mu_q \quad (2.15)$$

$$\vec{v} = \frac{1}{\rho} \sum_{q=1}^n \alpha_q \rho_q \vec{v}_q \quad (2.16)$$

As variáveis  $\vec{v}_q$ ,  $\alpha_q$  e  $\rho_q$  são, respectivamente, velocidade, fração de volume e massa específica da fase  $q$ . É importante destacar que a fração de volume da fase primária será calculada com base na seguinte equação:

$$\sum_{q=1}^n \alpha_q = 1 \quad (2.17)$$

Os termos  $\nabla p$ ,  $\vec{g}$ ,  $\vec{F}_\alpha$  e  $S$  da Equação 2.13 representam, respectivamente, as forças de pressão, força gravitacional, força de tensão superficial na interface e termo fonte.

## 2.5 MODELOS DE TURBULÊNCIA $k - \varepsilon$

Uma diversidade de fenômenos físicos estudados na engenharia possui um caráter turbulento, dentre eles o escoamento multifásico em algumas regiões do vaso separador horizontal. A turbulência ocorre quando número de Reynolds se apresenta acima do valor crítico e o escoamento terá uma alteração radical estabelecendo mudanças continuamente da velocidade e da pressão com o tempo, caracterizando um movimento caótico e aleatório. Mesmo em escoamentos onde as velocidades e pressões médias variam em apenas uma ou duas dimensões do espaço, as flutuações turbulentas sempre têm um caráter espacial tridimensional.

As visualizações de escoamentos turbulentos revelam estruturas de fluxo rotacional, os vórtices turbulentos. A ação dos vórtices, dos movimentos turbilhonares e zonas de recirculação, aproxima as partículas de fluido que são inicialmente separadas e causa uma mistura vigorosa de camadas de fluido adjacentes. O transporte convectivo realizado pelos vórtices resulta em troca de quantidade de movimento desacelerando camadas de fluidos que estão em movimentos mais rápido na medida em que as camadas mais lentas são aceleradas. Em consequência disso, as camadas de fluidos sofrem tensões de cisalhamento turbulentas adicionais, que são conhecidas como tensões de Reynolds (VERSTEEG e MALALASEKERA, 2007).

As tensões associadas à turbulência serão inseridas na Equação de Navier-Stokes, e distintos métodos numéricos passam a ser desenvolvidos para resolvê-las de modo a capturar os efeitos da turbulência. Os principais métodos podem ser agrupados em três categorias: modelos de turbulência para equação de Navier-Stokes com média de Reynolds (RANS), simulação de grandes turbilhões (do inglês *Large Eddy Simulation* -LES) e simulação numérica direta (DSN).

O cálculo da turbulência com modelos de turbulência para equação RANS é amplamente utilizado em CFD em função dos menores custos computacionais. Esses modelos devem prever as tensões de Reynolds e os termos de transporte escalar e fechar o sistema de equações de escoamento médio. Os modelos de turbulência mais comuns são classificados com base no número de equações de transporte adicionais que precisam ser resolvidas junto com as equações de fluxo RANS, são eles: os modelos de zero equação (comprimento de mistura), uma equação (Spalart-Allmaras Model), duas equações ( $k-\omega$  e  $k-\varepsilon$ ) e sete equações (modelo de tensão algébrica e modelo de tensão de Reynolds) (VERSTEEG e MALALASEKERA, 2007).

Em estudos de vasos separadores o uso do modelo de duas equações  $k-\varepsilon$  padrão possui uma ampla aceitação na comunidade acadêmica (ABDULKADIR e PEREZ, 2010; MEE e NOR, 2011; LALEH et al., 2011; YU et al., 2012; KHAROUA et al., 2012a, b; KHAROUA et al., 2013a,b; NASCIMENTO, 2017; YAYLA et al., 2017; YAYLA et al., 2018; GHAFFARKHAH et al. 2018a,b; AHMED et al., 2019), devido aos resultados satisfatórios apresentados para a análise da física do problema. Portanto, a título de conhecimento será apresentado algumas considerações sobre o modelo  $k-\varepsilon$  padrão e suas principais variações.

O modelo  $k-\varepsilon$  padrão sofreu variações resultando nos modelos  $k-\varepsilon$  *renormalization group* (RNG) e  $k-\varepsilon$  *realizable*. Esses modelos têm formas semelhantes, com equações de transporte para  $k$  e  $\varepsilon$ . As principais diferenças entre os modelos são o método de cálculo da viscosidade turbulenta, os números turbulentos de Prandtl que governam a difusão turbulenta de  $k$  e  $\varepsilon$  os termos de geração e destruição na equação  $\varepsilon$ . Por outro lado, os três modelos possuem características comuns, tais como a geração turbulenta devido à cisalhamento por empuxo, os efeitos de compressibilidade, e a modelagem de transferência de calor e massa. A descrição dos modelos apresentados a seguir estão de acordo com o exposto por Ansys (2015) e Versteeg e Malalasekera (2007).

### 2.5.1 Modelo $k-\varepsilon$ padrão

O modelo  $k-\varepsilon$  padrão é um modelo baseado em duas equações de transporte, resolvendo uma equação para a energia cinética de turbulência  $k$  e outra para sua taxa de dissipação  $\varepsilon$ . É um modelo robusto e possui precisão razoável para diversos escoamentos turbulentos, o que explicam sua popularidade em simulações de escoamento de fluidos e transferência de calor em ambiente industrial.

A energia cinética de turbulência,  $k$ , e sua taxa de dissipação,  $\varepsilon$ , são obtidas a partir das seguintes equações de transporte:

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho k u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k \quad (2.14)$$

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \varepsilon u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (G_k + C_{3\varepsilon} G_b) - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} + S_\varepsilon \quad (2.15)$$

Nessas equações,  $G_k$  representa a geração de energia cinética de turbulência devido aos gradientes médios de velocidade e pode ser modelado da mesma forma, tanto para o modelo  $k-\varepsilon$  padrão quanto para o  $k-\varepsilon$  RNG e o  $k-\varepsilon$  *realizable*. O cálculo de  $G_k$  é realizado conforme a Equação 2.16.

$$G_k = -\overline{\rho u_i u_j} \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \quad (2.16)$$

Nas Equações (2.14 e 2.15),  $G_b$  é a geração de energia cinética de turbulência  $k$  devido ao empuxo calculada com a Equação 2.17.

$$G_b = \beta g_i \frac{\mu_t}{Pr_t} \frac{\partial T}{\partial x_i} \quad (2.17)$$

onde,  $Pr_t$  é o número de Prandtl para energia turbulenta  $g_i$  é a componente do vetor gravitacional na direção  $i$ . Para os modelos  $k-\varepsilon$  padrão e  $k-\varepsilon$  *realizable* o valor de  $Pr_t$  é 0,85.

Por fim, o termo  $Y_M$  trata-se da dissipação de dilatação que ocorre quando a compressibilidade afeta a turbulência em escoamentos com alto número Mach. Essa ação é normalmente negligenciada na modelagem de fluxos incompressíveis.  $\sigma_k$  e  $\sigma_\varepsilon$  são os números de Prandtl turbulentos para  $k$  e  $\varepsilon$ , respectivamente.  $S_k$  e  $S_\varepsilon$  são termos fonte.

As constantes do modelo  $C_{1\varepsilon}$ ,  $C_{2\varepsilon}$  e  $C_{3\varepsilon}$  do modelo (Equação 2.15) têm os seguintes valores padrão  $C_{1\varepsilon} = 1,44$ ,  $C_{2\varepsilon} = 1,92$ . Por sua vez, os números de Prandtl turbulentos equivalem a  $\sigma_k = 1,0$   $\sigma_\varepsilon = 1,3$ . Esses valores padrão são determinados a partir de experimentos para fluxos turbulentos.

A viscosidade turbulenta ou turbilhonar  $\mu_t$ , é calculada de acordo com a Equação 2.18.

$$\mu_t = C\rho\mathcal{D}\ell = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (2.18)$$

Na Equação 2.18,  $C_\mu$  é uma constante adimensional, com valor  $C_\mu = 0,09$ .

### 2.5.2 Modelo $k-\varepsilon$ RNG

O modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  baseado em RNG é derivado das equações instantâneas de Navier-Stokes, usando uma técnica matemática chamada de método de “*renormalization group*” (RNG). A derivação analítica resulta em um modelo com constantes diferentes das do modelo  $k-\varepsilon$  padrão e termos e funções adicionais nas equações de transporte para  $k$  e  $\varepsilon$ .

As equações para o modelo  $k-\varepsilon$  RNG são dadas a seguir:

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho k u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \alpha_k \mu_{eff} \frac{\partial k}{\partial x_j} \right) + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k \quad (2.19)$$

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \varepsilon u_i)}{\partial x_i} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left( \alpha_\varepsilon \mu_{eff} \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right) + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} (G_k + C_{3\varepsilon} + G_b) - C_{2\varepsilon} \rho \frac{\varepsilon^2}{k} - R_\varepsilon + S_\varepsilon \quad (2.20)$$

Os termos,  $G_k$ ,  $G_b$  e  $Y_M$  são os mesmos do modelo  $k-\varepsilon$  padrão. Os números de Prandtl efetivos inversos,  $\alpha_k$  e  $\alpha_\varepsilon$ , são calculados a partir da Equação 2.21.

$$\left| \frac{\alpha - 1,3929}{\alpha_0 - 1,3929} \right|^{0,6321} \left| \frac{\alpha + 2,3929}{\alpha_0 + 2,3929} \right|^{0,3679} = \frac{\mu_{mol}}{\mu_{eff}} \quad (2.21)$$

O valor de  $\alpha_0 = 1,0$ . Em altos números de Reynolds tem-se  $\left( \frac{\mu_{mol}}{\mu_{eff}} \ll 1 \right)$ ,  $\alpha_k = \alpha_\varepsilon \approx 1,393$ . Com isso, para modelar a viscosidade efetiva  $\mu_{eff}$ , o procedimento de eliminação de escala na teoria RNG resulta em uma equação diferencial para viscosidade turbulenta (Equações 2.22 e 2.23).

$$d\left(\frac{\rho^2 k}{\sqrt{\varepsilon \mu}}\right) = 1,72 \frac{\hat{\nu}}{\sqrt{\hat{\nu}^3 - 1 + C_\nu}} d\hat{\nu} \quad (2.22)$$

$$\hat{\nu} = \frac{\mu_{eff}}{\mu} \quad (2.23)$$

onde  $\nu$  é a viscosidade cinemática e  $C_\nu \approx 100$ .

A Equação 2.23 é integrada para obter uma descrição precisa de como o transporte turbulento efetivo varia com o número de Reynolds efetivo permitindo que a modelo lide melhor com baixo número de Reynolds e escoamentos próximos à parede. Para número de Reynolds alto, o cálculo da viscosidade efetiva de acordo com a Equação 2.24.

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (2.24)$$

O valor da constante é  $C_\mu = 0,0845$ . O modelo  $k-\varepsilon$  RNG contabiliza os efeitos rotacionais e turbilhonares (do inglês *swirl*), modificando a viscosidade turbulenta, que passa a ser calculada pela Equação 2.25.

$$\mu_t = \mu_{t0} f\left(\alpha_s, \Omega \frac{k}{\varepsilon}\right) \quad (2.25)$$

onde  $\mu_{t0}$  é o valor da viscosidade turbulenta calculado sem a modificação para escoamento turbilhonar (*swirl*) usando a Equação 2.24.  $\Omega$  é o número de turbilhão (*swirl number*) característico, e  $\alpha_s$  é uma constante turbilhonar (*swirl*) que assume valores diferentes, dependendo se o fluxo é dominado turbilhonar (*swirl*) ou apenas levemente turbilhonar.  $\alpha_s$  é definido como 0,07. Para fluxos fortemente turbulentos, no entanto, um valor mais alto de  $\alpha_s$  pode ser usado.

O termo  $R_\varepsilon$  na equação  $\varepsilon$  (Equação 2.20) é calculado pela Equação 2.26.

$$R_\varepsilon = \frac{C_\mu \rho \eta^3 \left(1 - \frac{\eta}{\eta_0}\right) \varepsilon^2}{1 + \beta \eta^3} \frac{1}{k} \quad (2.26)$$

onde,

$$\eta \equiv Sk/\varepsilon \quad (2.27)$$

e, têm-se  $\eta_0 = 4,38$  e  $\beta = 0,012$ .

A principal diferença entre os modelos  $k-\varepsilon$  RNG e  $k-\varepsilon$  padrão está no termo adicional na Equação 2.26. As constantes do modelo na Equação 2.20 possuem os valores de  $C_{1\varepsilon} = 1,42$  e  $C_{2\varepsilon} = 1,68$ . Ainda, destaca-se que  $\alpha_k = \alpha_\varepsilon$ .

### 2.5.3 Modelo $k-\varepsilon$ realizable

O modelo  $k-\varepsilon$  realizable difere do modelo  $k-\varepsilon$  padrão pois contém uma formulação alternativa para a viscosidade turbulenta e uma equação de transporte modificada para a taxa de dissipação,  $\varepsilon$ . As equações de transporte modeladas para  $k$  e  $\varepsilon$  no modelo  $k-\varepsilon$  realizable, são apresentadas a seguir.

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho k u_j)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] + G_k + G_b - \rho \varepsilon - Y_M + S_k \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial(\rho \varepsilon)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \varepsilon u_j)}{\partial x_j} = \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \mu + \frac{\mu_t}{\sigma_\varepsilon} \right) \frac{\partial \varepsilon}{\partial x_j} \right] + \rho C_1 S_\varepsilon - \rho C_2 \frac{\varepsilon^2}{k + \sqrt{\nu \varepsilon}} + C_{1\varepsilon} \frac{\varepsilon}{k} C_{3\varepsilon} + S_\varepsilon \quad (2.29)$$

onde,

$$C_1 = \max \left[ 0,43; \frac{\eta}{\eta + 5} \right] \quad (2.30)$$

$$\eta = S \frac{k}{\varepsilon} \quad (2.31)$$

$$S = \sqrt{2 S_{ij} S_{ij}} \quad (2.32)$$

Os termos  $G_b$ ,  $Y_M$ ,  $S_k$  e  $S_\varepsilon$  são os mesmos das equações de transporte do modelo  $k-\varepsilon$  padrão e  $k-\varepsilon$  RNG. As constantes  $C_2$  e  $C_{1\varepsilon}$  valem 1,9 e 1,44, respectivamente. Os números turbulentos de Prandtl para  $k$  e  $\varepsilon$ , são, respectivamente,  $\sigma_k = 1,0$  e  $\sigma_\varepsilon = 1,2$ .

É importante destacar que as constantes são as únicas diferenças entre as equações  $k$  do modelo  $k-\varepsilon$  *realizable* (Equação 2.28),  $k-\varepsilon$  padrão (Equação 2.14) e  $k-\varepsilon$  RNG (Equação 2.19). No entanto, a forma da equação  $\varepsilon$  do modelo *realizable* (Equação 2.29) é bem diferente daquela nos modelos  $k-\varepsilon$  padrão (Equação 2.15) e RNG (Equação 2.20). O termo de produção na equação  $\varepsilon$  (Equação 2.15),  $\rho C_1 S_\varepsilon$  não envolve a produção de  $k$ ; ou seja, ele não contém o mesmo termo  $G_k$  que os outros modelos  $k-\varepsilon$ .

A viscosidade turbulenta nas Equações 2.28 e 2.29 é calculada a partir de:

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \quad (2.33)$$

Diferentemente dos modelos  $k-\varepsilon$  padrão e  $k-\varepsilon$  RNG,  $C_\mu$  não é constante e pode ser calculado usando a Equação 2.34.

$$C_\mu = \frac{1}{A_0 + A_S \frac{kU^*}{\varepsilon}} \quad (2.34)$$

onde,

$$U^* \equiv \sqrt{S_{ij}S_{ij} + \tilde{\Omega}_{ij} + \tilde{\Omega}_{ij}} \quad (2.35)$$

$$\tilde{\Omega}_{ij} = \Omega_{ij} - 2\varepsilon_{ijk}\omega_k \quad (2.36)$$

$$\Omega_{ij} = \overline{\Omega_{ij}} - \varepsilon_{ijk}\omega_k \quad (2.37)$$

Na Equação 2.37  $\overline{\Omega_{ij}}$  é o tensor da taxa média de rotação,  $\omega_k$  a velocidade angular e  $A_0$ ,  $A_S$  são constantes do modelo.

## **CAPÍTULO III**

### **MATERIAIS E MÉTODOS**

#### **3.1 ETAPAS DO ESTUDO**

Este capítulo tem como objetivo descrever os materiais e métodos utilizados para o desenvolvimento da modelagem matemática e simulação numérica de um vaso separador horizontal trifásico via fluidodinâmica computacional (CFD). A pesquisa foi desenvolvida no Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem (LPFI) do Departamento de Engenharia Química e no Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos (LCTF) do Departamento de Engenharia Mecânica, ambos pertencentes a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). O desenvolvimento do estudo se deu em etapas, que serão descritas a seguir.

A primeira etapa consistiu na definição do fenômeno físico a ser estudado. Para tratar numericamente o modelo foi necessário definir o domínio (região) em que as equações são válidas, para tanto foi realizada a construção e discretização das geometrias, inerente à segunda etapa. As geometrias foram construídas no Salomé, *software* de desenho assistido por computador *Computer Aided Design* (CAD), de licença livre e posteriormente, discretizadas no *software* Ansys Mesh<sup>®</sup>, gerando assim as malhas numéricas.

Assim, na terceira etapa a modelagem matemática do problema foi definida, a partir da aplicação de princípios físicos descritos pelas leis de conservação da massa e de quantidade de movimento, considerando as simplificações necessárias. Dando continuidade, a quarta etapa, consistiu na utilização do código comercial Ansys Fluent<sup>®</sup> (2021), baseado no método de volumes finitos, para o desenvolvimento da simulação numérica. Esta etapa foi subdividida de acordo com a sequência metodológica exigida para a manipulação do respectivo *software*. Por fim, os resultados numéricos foram analisados e interpretados sob a ótica da fluidodinâmica computacional para entender os fenômenos físicos envolvidos.

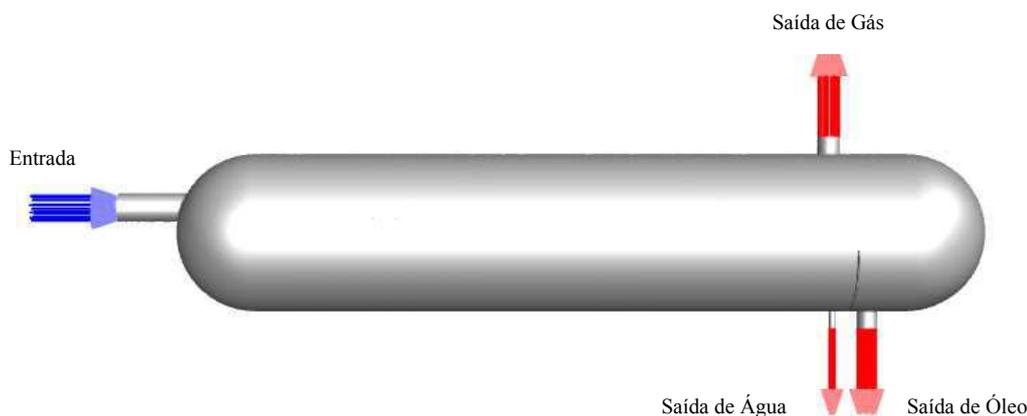
#### **3.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA E CONSTRUÇÃO DAS GEOMETRIAS**

O problema estudado correspondeu a análise do escoamento trifásico, turbulento e isotérmico e o processo de separação das fases em um separador horizontal em três dimensões, sob influência dos dispositivos internos presentes. O escoamento trifásico turbulento em vasos separadores é de caráter transiente. No entanto, as simulações se deram a partir de duas

situações: uma em regime permanente e outra em regime transiente. As simulações em regime permanente, para um número de iterações definido, foram realizadas com o objetivo de obter o enchimento do vaso e definição do nível de líquido. Posteriormente, a simulação em regime permanente foi tomada como condição inicial das simulações transientes. Em função de limitações computacionais, o número de iterações adotado na simulação em regime permanente, assim como o tempo máximo de simulação transiente estudado, não foi suficiente para o alcance do equilíbrio no vaso separador. Para o alcance do equilíbrio durante a separação gás/líquido e líquido/líquido em regime transiente, um tempo de simulação superior a 30 minutos poderia ser necessário.

As fases contínuas gás, óleo e água são separadas por uma interface e escoam no interior do vaso separador com pressão de operação específica a depender da configuração do esquema de processamento primário, e atua em temperatura constante. De forma geral, esse equipamento possui uma entrada de alimentação e três saídas, uma de gás no topo, e no fundo as saídas de água e de óleo (Figura 3.1) e se subdivide em basicamente duas seções: seção de separação inercial (região de mistura) imediatamente na entrada do vaso, e posteriormente a seção de sedimentação (região de separação).

Figura 3.1 - Separador horizontal trifásico



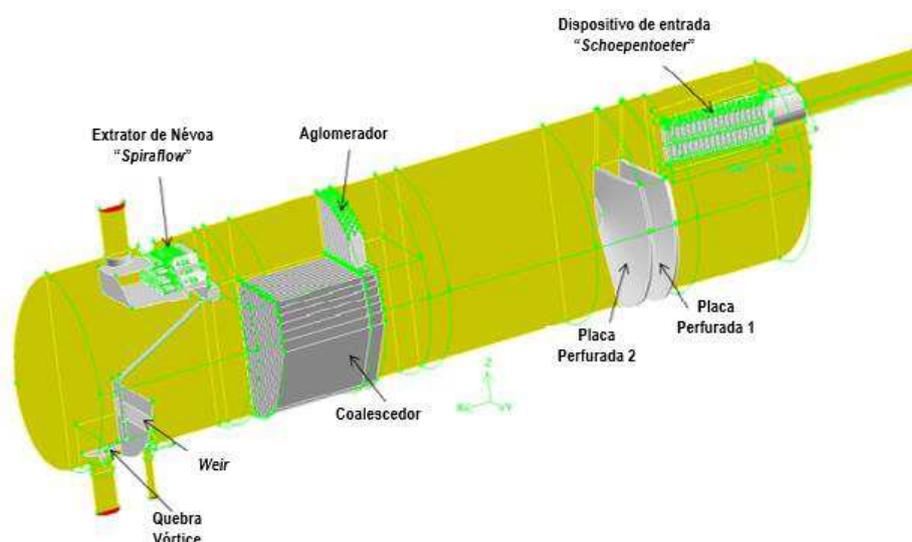
Fonte: Autoria própria

Para resolução do problema primeiro foram construídas as geometrias de estudo. A construção das geometrias foi tratada seguindo dois passos. O primeiro, considerando um separador industrial com dimensões externas e dispositivos internos (Figura 3.2), baseado no trabalho de Kharoua et al. (2013a), para avaliação do modelo matemático. Em virtude da escassez de detalhes da geometria, algumas simplificações do arranjo estrutural interno foram adotadas, como a não inserção do dispositivo de entrada *Schoepentoenter* (Tabela 3.1 e Figuras

3.3 e 3.4). Destaca-se que a ausência de defletores ou outros dispositivos internos de entrada não é comum em vasos separadores, no entanto, para esse estudo a geometria de comparação será tomada como referência para análise das geometrias adaptadas.

As adaptações da geometria interna do vaso separador horizontal consistem no segundo passo da etapa de construção das geometrias. Ao interior do vaso separador foram inseridos dispositivos internos do tipo defletores de entrada (Tabela 3.3 e Figura 3.5) e com isso, cinco geometrias distintas (Figura 3.5 e Figuras 2-5 do Anexo 1) foram construídas objetivando a originalidade da tese, de acordo com as Tabela 3.2. A geometria G2 (Figura 1 do Anexo I) foi construída sem defletor a título de referência. As geometrias modificadas têm os mesmo comprimento e diâmetro da geometria de comparação (Tabela 3.1).

Figura 3.2 - Geometria do Separador de Comparação



Fonte: Kharoua et al. (2012a; 2013a)

Tabela 3.1 - Dimensões gerais dos Separador

Dimensões gerais das geometrias	(mm)
Diâmetro do vaso (D)	3400
Comprimento do vaso (L)	14000
Diâmetro do bocal de entrada	610
Diâmetro do bocal de Saída de Gás	482,6
Diâmetro do bocal de Saída de Óleo	431,8
Diâmetro do bocal de Saída de Água	139,5
Altura das placas perfuradas	2450
Largura do <i>Weir</i>	20
Altura do <i>Weir</i>	1300
Largura do <i>Weir</i>	20
Comprimento do Coalescedor*	2350
<i>Agglomerador</i>	Não inserido
<i>Schoepentoeter</i>	Não inserido

<i>Spiraflo</i> mist extractor	Não inserido
*Presente apenas na Geometria G1	

Fonte: Adaptado de Kharoua et al. (2013a)

Tabela 3.2 - Geometrias

Geometrias	Tipo	Descrição		
		Dispositivo de Entrada	Placas Perfuradas	Dimensões
G1	Comparação	Sem defletor	Presentes	Tabela 3.1
G2	Comparação	Sem defletor	Presentes	Tabela 3.1
G3	Adaptada	Placa lavagem sólida	Presentes	Tabelas 3.1 e 3.3
G4	Adaptada	Defletor semi-poroso P1	Presentes	Tabela 3.1 e 3.3
G5	Adaptada	Defletor semi-poroso P2	Presentes	Tabela 3.1 e 3.3
G6	Adaptada	Defletor semi-poroso P3	Ausentes	Tabela 3.1 e 3.3
G7	Adaptada	Placa lavagem porosa	Presentes	Tabela 3.1 e 3.3

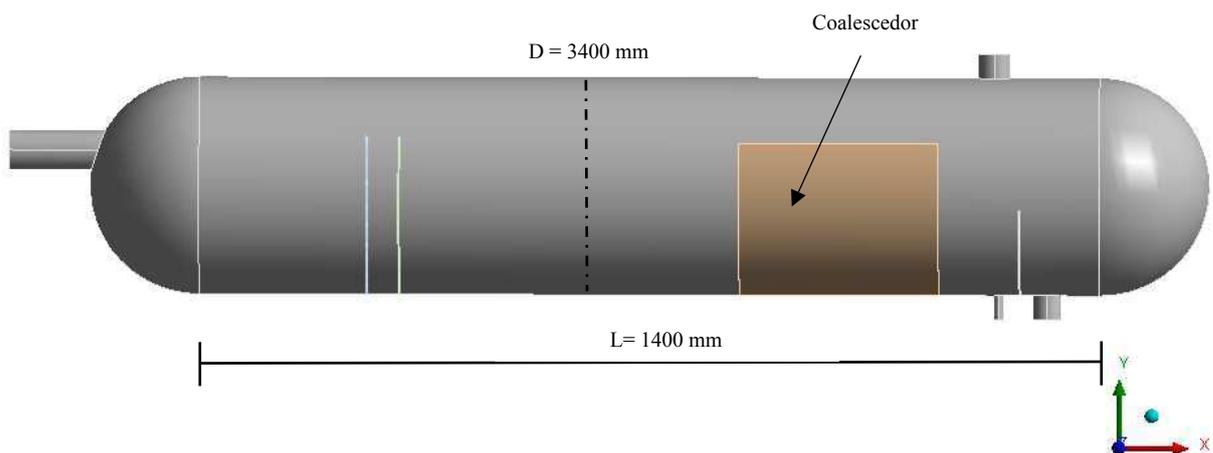
Fonte: Autoria própria

Tabela 3.3 - Dimensões dos defletores

	Placa lavagem sólida (mm)	Defletor semi-poroso P1 (mm)	Defletor semi-poroso P2 (mm)	Defletor semi-poroso P3 (mm)	Placa lavagem porosa (mm)
Distância da entrada	3070	4990	3230	4990	3140
Altura do fundo do vaso	700	2.020	1750	1620	700
Comprimento vertical	2700	1380	1650	1780	2700
Comprimento horizontal	2588.43	3339,22	3397,11	3396.23	2749.54
Largura	20	1500	1500	1500	20
Porosidade	-----	70%	70%	70%	80%

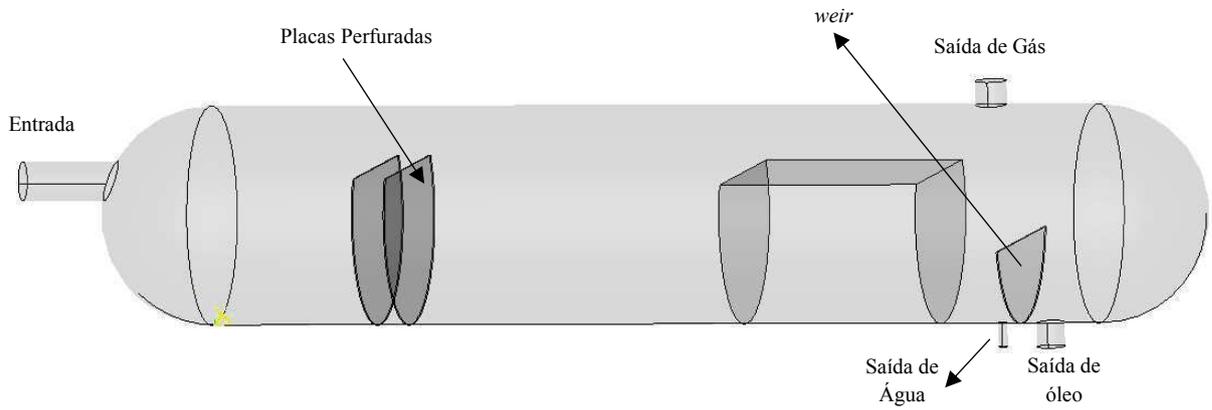
Fonte: Autoria própria

Figura 3.3 - Geometria do vaso separador de comparação (Geometria G1)



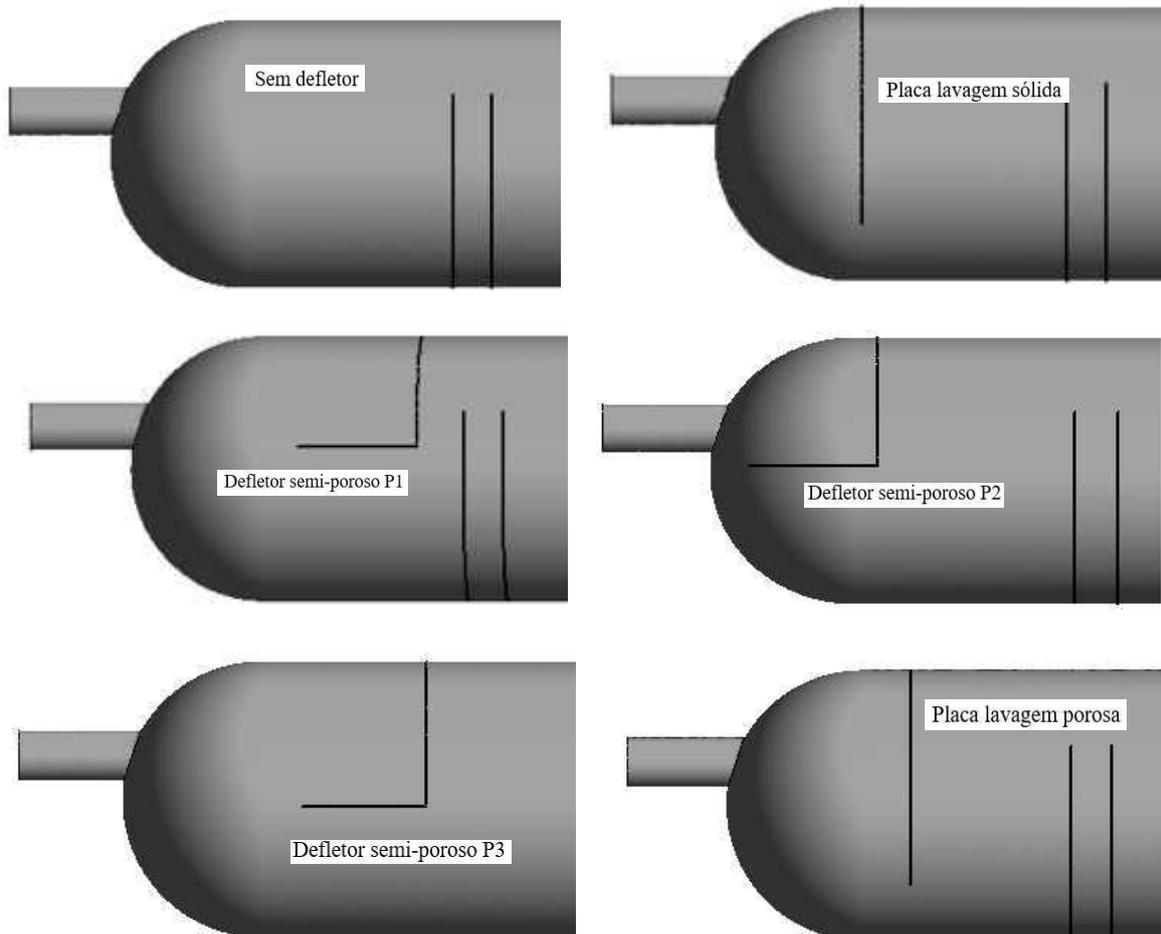
Fonte: Autoria própria

Figura 3.4 - Visão dos dispositivos internos (Geometria G1)



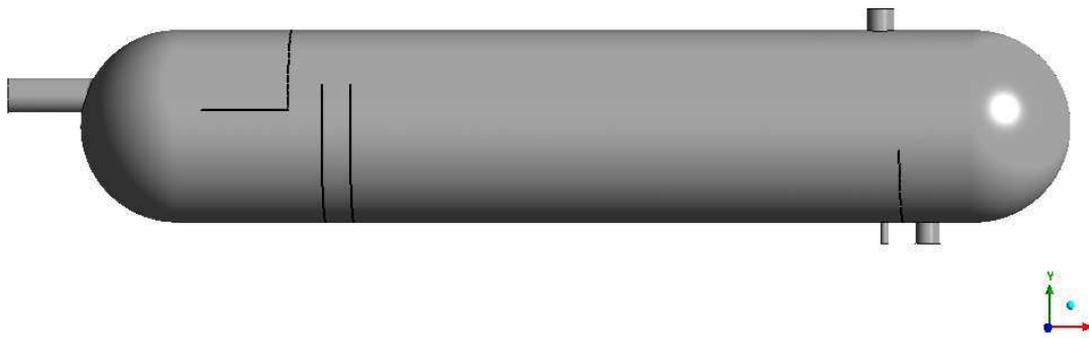
Fonte: Autoria própria

Figura 3.5 - Defletores de entrada – Geometrias Adaptadas



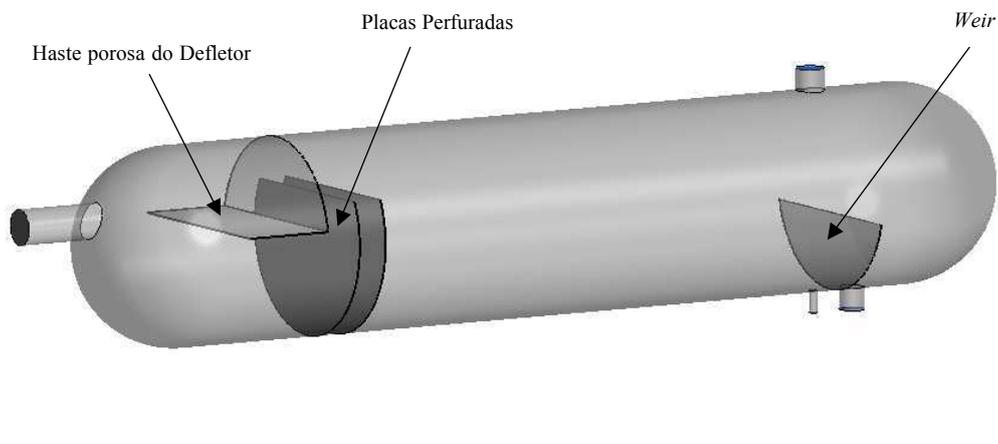
Fonte: Autoria própria

Figura 3.6 - Geometria do Separador Horizontal com Defletor Semi-poroso P1 (Geometria 4)



Fonte: Autoria própria

Figura 3.7 - Visão dos dispositivos internos (Geometria G4)



Fonte: Autoria própria

### 3.3 GERAÇÃO DAS MALHAS COMPUTACIONAIS

A discretização das geometrias foi realizada usando o código Ansys Mesh<sup>®</sup>(2021). As malhas resultantes da discretização das geometrias G1 e G4 foram avaliadas pelo uso de métricas de malha, pelo teste de independência de malha e pelo Índice de Convergência de Malha (ICM). As demais geometrias adaptadas (Tabela 3.2) foram construídas de maneira uniforme atribuindo-se o mesmo tamanho de elemento resultante das malhas selecionadas a partir da avaliação dos testes de malha. As malhas das geometrias adaptadas estão no Anexo III.

#### 3.3.1 Análise de métrica de malha

A avaliação qualitativa com o uso da métricas de malha foi realizada para todas as malhas construídas e se processou de forma automática pelo próprio *software* Ansys

Mesh<sup>®</sup>(2021). Essa avaliação objetiva a minimização de erros durante a etapa de solução no *software* Ansys Fluent<sup>®</sup> (2021).

### 3.3.2 Teste de independência de malha

Foram realizados dois testes de independência de malha. As malhas da geometria de comparação (Geometria G1) e as malhas da geometria adaptada (Geometria G4) foram avaliadas.

#### 3.3.2.1 Teste de independência de malha para Geometria G1

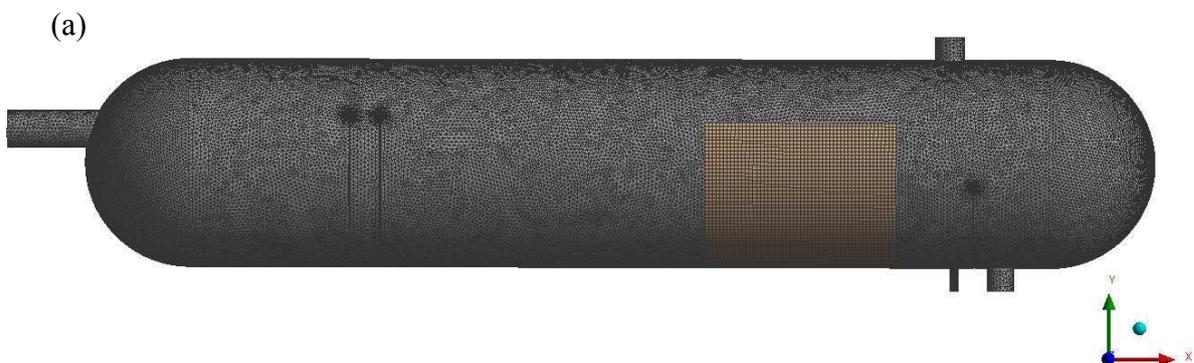
A geometria G1 foi discretizada gerando quatro malhas híbridas que possuem elementos tetraédricos e hexaédricos, de acordo com a Tabela 3.4. As malhas geradas estão disponíveis na Figura 3.8 e Figuras 1-3 do Anexo II. A partir dos resultados das simulações, selecionou-se uma linha, criada com os pontos ( $x=0,422995$ ;  $y=0,86250$ ;  $z=0$ ) e ( $x=0,422995$ ;  $y=1,26687$ ;  $z=0$ ). A variável pressão foi calculada na linha selecionada e identificou-se a independência dos resultados em relação às malhas, para um melhor custo computacional.

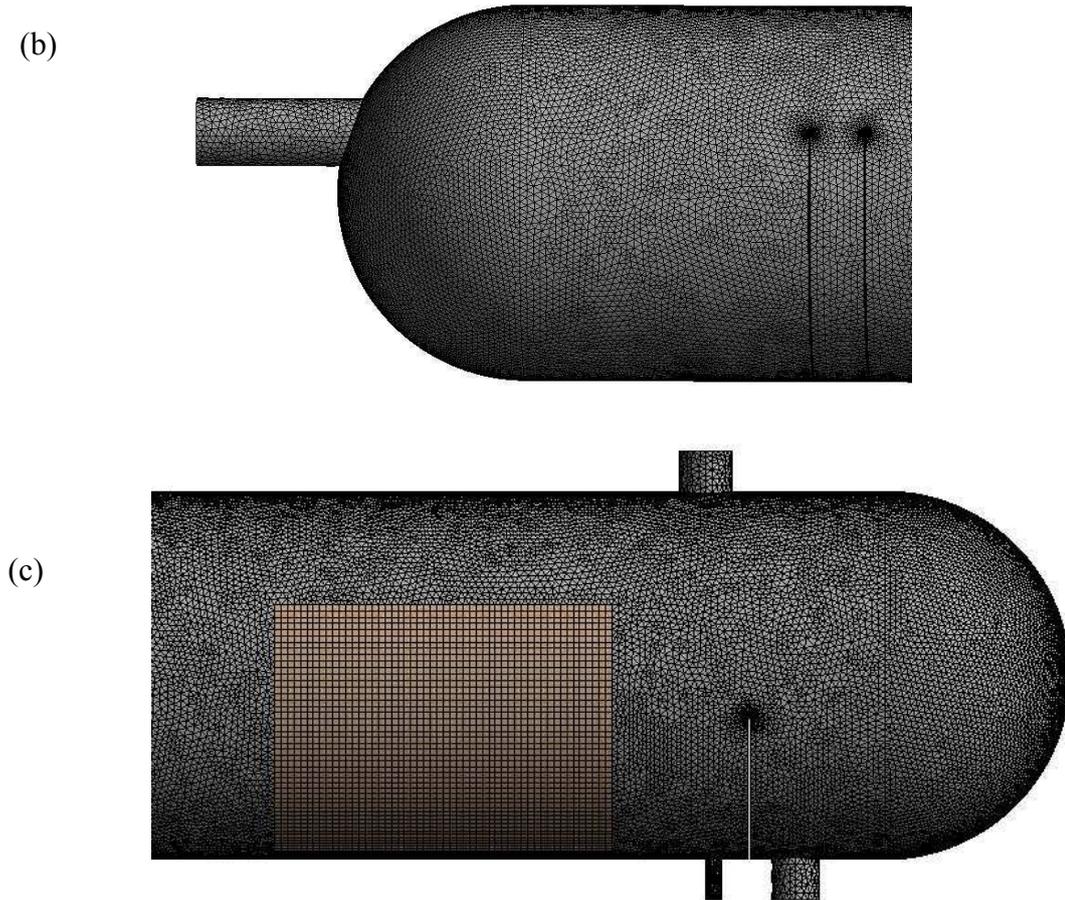
Tabela 3.4 - Malhas da Geometria G1- Teste de independência de malha

Malhas	Número Elementos	Número de Nós	Geometria
Malha A	3890454	1978326	G1
Malha B	3811468	1956131	G1
Malha C	503220	182184	G1
Malha D	107742	26875	G1

Fonte: Autoria própria

Figura 3.8 – (a) Malha do Separador horizontal (Malha B). (b) Visão ampliada da região de mistura. (c) Visão ampliada da região de separação





Fonte: Autoria própria

### 3.3.2.2 Teste de independência de malha para Geometria G4

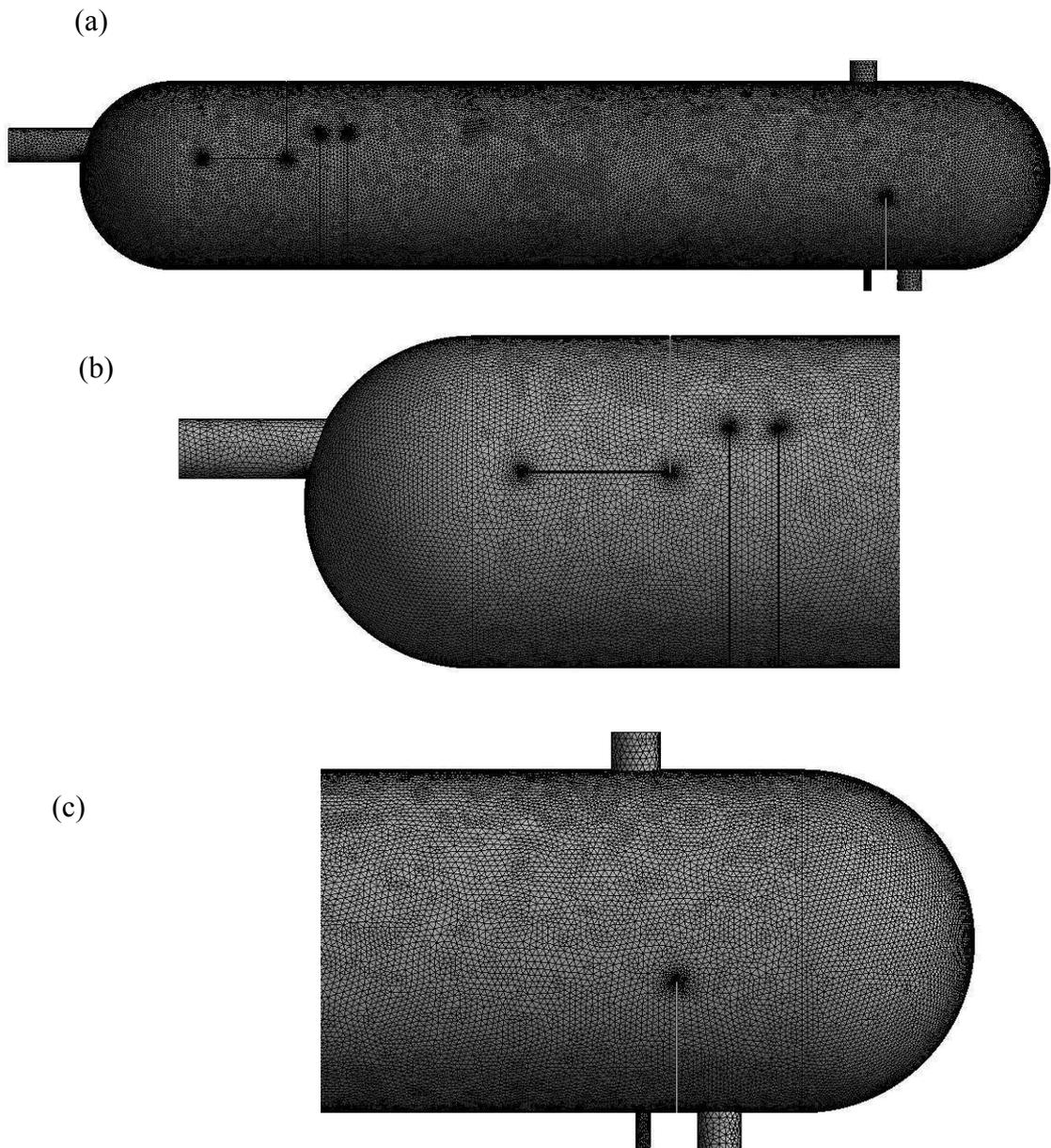
De forma similar ao realizado com a geometria G1, foi obtido a discretização da geometria G4 gerando quatro malhas, de acordo com a Tabela 3.5. Os resultados foram avaliados seguindo o exposto no subitem 3.3.2.1.

Tabela 3.5 - Malhas da Geometria G4- Teste de independência de malha

Malhas	Número Elementos	Número de Nós	Geometria
Malha E (Figura AII.4)	4943008	2431423	G4
Malha F (Figura 3.9)	4862779	2414919	G4
Malha G (Figura AII.5)	652658	204430	G4
Malha H (Figura AII.6)	118573	28588	G4

Fonte: Autoria própria

Figura 3.9 - (a) Malha do Separador horizontal (Malha F). (b) Visão ampliada da região de mistura. (c) Visão ampliada da região de separação



Fonte: Autoria própria

### 3.3.1 Índice de Convergência de Malha (ICM)

As malhas obtidas pela discretização das geometrias G1 (Figura 3.8 e Figuras 2 e 3 do Anexo II) e G4 (Figura 3.9 e Figuras 5 e 6 do Anexo II) foram avaliadas, em etapas distintas, pelo ICM seguindo as etapas descritas por Celik (2008):

Etapa 1 – Determinou-se o tamanho representativo da malha (h)

$$h = \left[ \frac{1}{N} \sum_n^{i=1} (\Delta V_i) \right]^{1/3} \quad (3.1)$$

onde  $V_i$  é o volume do elemento  $i$  e  $N$  é o número total de elementos usados para os cálculos

Etapa 2- Três malhas distintas foram selecionadas para cada geometria (Tabelas 3.6 e 3.7) e realizaram-se simulações para determinar os valores das variáveis a serem analisadas. As variáveis analisadas estão disponíveis na Tabela 3.8. Estabeleceu-se o refino da malha de modo que a relação  $r = \frac{h_{\text{grosseiro}}}{h_{\text{refinada}}}$  fosse maior do que 1,3.

Etapa 3 - Considerando  $h_1 < h_2 < h_3$ ,  $r_{21} = \frac{h_2}{h_1}$  e  $r_{32} = \frac{h_3}{h_2}$  realizou-se o cálculo da ordem aparente  $p$  do método usando as Equações:

$$p = \frac{1}{\ln(r_{21})} \left| \ln \left| \frac{\varepsilon_{32}}{\varepsilon_{21}} \right| \right| + q(p) \quad (3.2)$$

$$q(p) = \ln \left( \frac{r_{21}^p - s}{r_{32}^p - s} \right) \quad (3.3)$$

$$s = \text{sin} \left( \frac{\varepsilon_{32}}{\varepsilon_{21}} \right) \quad (3.4)$$

onde,  $\varepsilon_{32} = \phi_3 - \phi_2$  e  $\varepsilon_{21} = \phi_2 - \phi_1$

Ainda, de acordo com Paudel e Saenger (2017), a condição de convergência foi avaliada pelo raio de convergência  $C$ :

$$C = \frac{\phi_1 - \phi_2}{\phi_2 - \phi_3} \quad (3.5)$$

Para,  $0 < C < 1$  tem-se convergência monotônica. Se  $C < 0$  a convergência é oscilatória e  $C > 1$  indica que a solução diverge.

Etapa 4- As soluções extrapoladas foram calculadas pelas seguintes Equações 3.6 e 3.7:

$$\phi_{ext}^{21} = \frac{(r_{21}^p \phi_1 - \phi_2)}{(r_{21}^p - 1)} \quad (3.6)$$

$$\phi_{ext}^{32} = \frac{(r_{32}^p \phi_2 - \phi_3)}{(r_{32}^p - 1)} \quad (3.7)$$

Etapa 5- O Cálculo das estimativas de erro relativo aproximado (Equações 3.8 e 3.9) e erro relativo extrapolado (Equação 3.10), são calculadas juntamente com a ordem aparente p.

$$e_a^{21} = \left| \frac{\phi_1 - \phi_2}{\phi_1} \right| \quad (3.8)$$

$$e_a^{32} = \left| \frac{\phi_2 - \phi_3}{\phi_2} \right| \quad (3.9)$$

$$e_{ext}^{21} = \left| \frac{\phi_{ext}^{12} - \phi_1}{\phi_{ext}^{12}} \right| \quad (3.10)$$

Por fim, em posse do erro relativo aproximado o ICM é calculado a partir das Equações 3.11 e 3.12:

$$ICM^{21} = \frac{1,25e_a^{21}}{r_{21}^p - 1} \quad (3.11)$$

$$ICM^{32} = \frac{1,25e_a^{32}}{r_{32}^p - 1} \quad (3.12)$$

Tabela 3.6 - Avaliação do ICM das malhas da Geometria G1

Malha ICM	Caso Simulado	Número de Elementos	Volume Total
M1	Malha B (Figura 3.8)	3811468	3,886124716251061e-5
M2	Malha C (Figura AII.2)	503220	2,915490242836135e-4
M3	Malha D (Figura AII.3)	107742	0,001361276011212

Fonte: Autoria própria

Tabela 3.7 - Avaliação do ICM das malhas da Geometria G4

Malha ICM	Caso Simulado	Número de Elementos	Volume Total
M1	Malha F (Figura 3.9)	4862779	3,044530709703238e-5
M2	Malha G (Figura AII.5)	652658	2,24829543191074e-4
M3	Malha H (Figura AII.6)	118573	0,0012367925244364

Fonte: Autoria própria

Tabela 3.8 - Variáveis analisadas no teste ICM

Malhas de Avaliação ICM	Variáveis Analisadas	Local de Avaliação	Pontos da Linha
Tabela 3.6	Pressão média	Linha	Ponto 1: x=0,42995 y= 0,86250 z=0
	Velocidade média		
Tabela 3.7	Pressão média		Ponto 2: x=0,42995 y= 1,26687 z=0
	Fração de Volume Média da fase óleo		

Fonte: Autoria própria

### 3.4 MODELAGEM MATEMÁTICA E SIMULAÇÃO NUMÉRICA

A modelagem matemática definida para a representação do escoamento trifásico turbulento tridimensional é baseada na abordagem euleriana-euleriana, considerando o modelo Volume de Fluido (VOF). Devido à complexidade do escoamento multifásico em separadores gravitacionais horizontais, se faz necessário assumir algumas hipóteses simplificadoras:

- Fluidos incompressíveis;
- Escoamento isotérmico;
- Termos fontes de massa são desconsiderados;
- Não há transferência de massa entre as fases;
- Não há reações químicas.
- Emulsificação e formação de espuma não são consideradas;
- Fenômenos de coalescência e quebra de gotículas não foram considerados.

Com estas considerações as Equações de conservação da massa (2.12) e de quantidade de movimento (2.13) para a mistura reduzem-se a:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho) + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) = 0 \quad (3.13)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \vec{v}) + \nabla \cdot (\rho \vec{v} \vec{v}) = -\nabla p + \nabla \cdot \left[ \mu \left( \nabla \vec{v} + \nabla \vec{v}^T \right) \right] + \rho \vec{g} + \vec{T}_\alpha + S \quad (3.14)$$

Para os casos simulados em regime permanente, o primeiro termo das Equações 3.13 e 3.14 não foram considerados. A força de tensão superficial na interface,  $\vec{T}_\alpha$ , responsável pela comunicação estabelecida entre as fases, é modelada com o modelo *Continuum surface force model* (CSF) (ANSYS, 2015; OpenFOAM, 2022), dado pela Equação 3.15:

$$\vec{T}_\alpha = \sigma_{ij} \frac{\rho k_i \nabla \alpha_i}{\frac{1}{2}(\rho_i + \rho_j)} \quad (3.15)$$

onde,  $\sigma_{ij}$  é a tensão superficial e  $k_i$  a curvatura local.

O termo fonte ( $S$ ) da Equação 3.14 representa as zonas que foram modeladas como meio poroso, e é dado por Ghaffarkhah et al. (2018a):

$$S = - \left( \frac{\mu}{\alpha} \vec{v} + \frac{1}{2} C_F \rho \vec{v} \left| \vec{v} \right| \right) \quad (3.16)$$

Na Equação 3.16, tem-se  $\vec{v}$  como a magnitude da velocidade, dada em (m/s),  $\frac{1}{\alpha}$  é o coeficiente de resistência viscosa em (m<sup>-2</sup>) e  $C_F$  é o coeficiente de resistência inercial (m<sup>-1</sup>) (WANG et al., 2014 apud GHAFFARKHAH et al., 2018a).

Como o modelo VOF assume que os fluidos são interpenetrantes, a fração de volume deve estar entre 0 e 1 ( $0 < \alpha_q < 1$ ), indicando a interface. O rastreamento da interface se dá pela resolução da Equação 3.17. A Equação 3.17 está escrita considerando fluido incompressível.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_q) + \nabla \cdot (\alpha_q \vec{v}_q) = 0 \quad (3.17)$$

A análise da captura da interface, que permite avaliar o desprendimento da fase secundária e sua mudança de morforlogia de fase contínua para dispersa se dá através dos esquemas de advecção que são usados. Essa seleção é feita no Ansys Fluent® (2021), a partir da definição do modelo de rastreamento de interface, que pode ser dos tipos *sharp*, *sharp/dispersed* ou *dispersed*. A opção híbrida *sharp/dispersed* rastreia a fase secundaria em suas fases contínua e dispersa no modelo. A fase contínua é resolvida via equação de transporte da fração volumétrica e a fase dispersa deve ser identificada pelo cálculo do diâmetro das

células. Neste estudo foram comparados os modelos de rastreamento de interface dos tipos *sharp* e *sharp/dispersed* (Ansys, 2020; ESSS, 2022).

O modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  padrão (Equações 2.14 e 2.15), foi selecionado para representar o comportamento turbulento do escoamento trifásico tridimensional, uma vez que possui uma ampla aceitação na comunidade acadêmica devido aos resultados satisfatórios apresentados para o estudo numérico de vasos separadores.

### 3.4.1 Condições iniciais e de contorno e propriedades físicas dos fluidos

As condições de contorno estabelecidas para: entrada do separador, saída de gás, saída de óleo, parede e placas porosas são apresentadas na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 - Condições de contorno e propriedades

ENTRADA	Velocidade (m/s)	Mistura = 7,49		
	Fração de volume das fases	Comparação	Poço Novo	Poço Maduro
		Gás: 0,92	Gás: 0,78	Gás: 0,74
		Óleo: 0,06	Óleo: 0,2	Óleo: 0,06
Água: 0,02	Água: 0,02	Água: 0,2		
	Intensidade Turbulenta	5%		
PAREDES SÓLIDAS	<b>Condição de cisalhamento:</b> não deslizamento ( <i>no slip</i> ) em paredes sólidas <b>Condição de movimento:</b> sem movimento	Velocidade do gás = 0 m/s nas direções u, v e w Velocidade do óleo = 0 m/s nas direções u, v e w Velocidade da água = 0 m/s nas direções u, v e w		
SAÍDAS	Pressão (bar)	Saída de gás = 17,2 Saída de óleo = 17,26 Saída de água = 17,38		
CONDIÇÕES DE CONTORNO DE POROSIDADE NOS DISPOSITIVOS INTERNOS MODELADOS COMO MEIO POROSO (CELLZONE)				
COALESCEDOR	Definição da Célula ( <i>cell zone</i> ): Zona porosa	Porosidade: 0,977 (97,7%) Resistência Viscosa: Direções x, y, z (m <sup>-2</sup> ) = 3840000 Resistência Inercial: Direções x, y, z (m <sup>-2</sup> ) = 126 Referência: Helsør e Svendsen (2007)		
PLACAS PERFURADAS	Definição da Célula ( <i>cell zone</i> ): Zona porosa	Porosidade: 0,40 (40%) e 0,20 (20%) Resistência Viscosa: Direções x, y, z (m <sup>-2</sup> ) = 21110000 Resistência Inercial: Direções x, y, z (m <sup>-2</sup> ) = 1822.1		

		Referência: Ghaffarkhah et al. (2018b)
DEFLETORES SEMI- PERFURADOS	Definição da Célula <i>(cell zone)</i> : Zona porosa	Porosidades: 0,70 (70 %) e 0,80 (80%) Resistência Viscosa: Direções x, y, z (m <sup>-2</sup> ) = 21110000 Resistência Inercial: Direções x, y, z (m <sup>-2</sup> ) = 1822.1
PLACA LAVAGEM COM ÁGUA PERFURADA	Definição da Célula <i>(cell zone)</i> : Zona porosa	Porosidades: 0,70 (70 %) Resistência Viscosa: Direções x, y, z (m <sup>-2</sup> ) = 21110000 Resistência Inercial: Direções x, y, z (m <sup>-2</sup> ) = 1822.1

Fonte: Autoria própria

Foi estabelecido como condição inicial das simulações em regime transiente, um nível de 50% de líquido no interior do vaso separador. Para tanto admitiu-se na inicialização (t=0) o resultado obtido a partir da simulação em regime permanente na qual o vaso já estava cheio de líquido e gás.

As propriedades físicas dos fluidos, foram fornecidas em Kharoua et al. (2013b) e estão disponíveis na Tabela 3.10. A tensão superficial entre as fases, está apresentada na Tabela 3.11.

Tabela 3.10 - Propriedades físicas dos fluidos

Fluidos	Densidade (Kg/m <sup>3</sup> )	Viscosidade (Kg/ms)
Gás	17,585	0,000011
Óleo	813,464	0,00227
Água	1015,097	0,001106

Fonte: Adaptado de Kharoua et al. (2013b)

Tabela 3. 11 – Tensão Superficial

Fluidos	Tensão Superficial
Gás	0,02054
Óleo	0,06475
Água	0,04123

Fonte: Adaptado de (Ghaffarkhah et al., 2018b)

Posteriormente, na etapa de solução as equações algébricas foram resolvidas.

### 3.4.2 Métodos de Solução

Os métodos de solução utilizados para a resolução numérica dos sistemas de equações estão disponíveis na Tabela 3.12 e os sub-fatores de relaxamento são apresentados na Tabela 3.13. Foi estipulado um critério de convergência de  $10^{-3}$ , no entanto, os resíduos atingiram valores menores, minimizando assim os erros de solução.

Tabela 3.12 – Métodos de Solução Numérica

ACOPLAMENTO PRESSÃO-VELOCIDADE	Esquema	SIMPLE
DISCRETIZAÇÃO ESPACIAL	Gradiente	<i>Least Squares Cell Based</i>
	Pressão	PRESTO!
	Quantidade de Movimento	<i>First ordem upwind</i>
	Fração de Volume	<i>Compressive</i>
	Energia Cinética Turbulenta	<i>First ordem upwind</i>
	Taxa de Dissipação Turbulenta	<i>First ordem upwind</i>
	Esquema	SIMPLE

Fonte: Autoria própria

Tabela 3.13 – Fatores para controle de solução

SUB-FATORES DE RELAXAMENTO	Pressão	0,3
	Densidade	1
	Forças de Corpo	1
	Quantidade de Movimento	0,7
	Fração de Volume	0,5
	Energia Cinética Turbulenta	0,8
	Taxa de Dissipação Turbulenta	0,8
	Viscosidade Turbulenta	1

Fonte: Autoria própria

### 3.4.3 Casos Simulados

A seguir são apresentados os casos simulados para avaliação das malhas (Tabela 3.14) e os casos para atendimento dos objetivos propostos (Tabelas 3.15 e 3.16):

Tabela 3. 14 – Casos Simulados para avaliação da qualidade das malhas numéricas

Casos Simulados	Descrição		Regime	
	Número Elementos	Geometria	Permanente	Transiente
Malha A	3890454	G1	10000 iterações	-----
Malha B	3811468	G1	10000 iterações	t=30s
Malha C	503220	G1	10000 iterações	t=30s
Malha D	107742	G1	10000 iterações	t=30s
Malha E	4943008	G4	10000 iterações	-----
Malha F	4862779	G4	10000 iterações	t=30s
Malha G	652658	G4	10000 iterações	t=30s
Malha H	118573	G4	10000 iterações	t=30s

Fonte: Autoria própria

Tabela 3. 15 – Casos simulados para avaliação do modelo matemático

Casos Simulados	Descrição		Regime	
	Geometria	Objetivo	Permanente	Transiente
Caso 1	G1	Avaliação do Modelo Matemático – <b>Condições de Comparação</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Porosidade das placas Perfuradas: 20% Porosidade do Coalescedor: 97,7%	Número de Iterações: 10000	Tempo: 180 s Número de passos de tempo: 36000 Passo de Tempo (time-step): 0,005
Caso 2	G1	Avaliação do Modelo Matemático – <b>Condições de Comparação</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Porosidade das placas Perfuradas: 40% Porosidade do Coalescedor: 97,7%	Número de Iterações: 10000	Tempo: 180 s Número de passos de tempo: 36000 Passo de Tempo (time-step): 0,005
Caso 3	G1	Avaliação do Modelo Matemático – <b>Condições de Comparação</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Porosidade das placas Perfuradas: 40% Porosidade do Coalescedor: 70%	Número de Iterações: 10000	Tempo: 180 s Número de passos de tempo: 36000 Passo de Tempo (time-step): 0,005
Caso 4	G1	Avaliação do Modelo Matemático – <b>Condições de Comparação</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Porosidade das placas Perfuradas: 40% Porosidade do Coalescedor: 97,7%	Número de Iterações: 10000	Tempo: 180 s Número de passos de tempo: 36000 Passo de Tempo (time-step): 0,005

Fonte: Autoria própria

Tabela 3.16 – Casos simulados para avaliação dos dispositivos de entrada e variáveis operacionais

Casos Simulados	Descrição		Regime	
	Geometria	Objetivo	Permanente	Transiente
Caso 5	G2	Ausência de dispositivo de entrada <b>Condições de Comparação</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Porosidade das placas Perfuradas: 40% Sem coalescedor	Número de Iterações: 10000	Tempo: 30 s Número de passos de tempo: 6000 Passo de Tempo (time-step): 0,005
Caso 6	G3	Análise da placa de lavagem sólida <b>Condições de Comparação</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Porosidade das placas Perfuradas: 40% Sem coalescedor	Número de Iterações: 10000	Tempo: 30 s Número de passos de tempo: 6000 Passo de Tempo (time-step): 0,005

Caso 7	G4	<p>Análise do defletor semi-poroso P1</p> <p><b>Condições de Comparação</b></p> <p>Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i></p> <p>Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i></p> <p>Porosidade das placas Perfuradas: 40%</p> <p>Sem coalescedor</p>	Número de Iterações: 10000	<p>Tempo: 30 s</p> <p>Número de passos de tempo: 6000</p> <p>Passo de Tempo (time-step): 0,005</p>
Caso 8	G5	<p>Análise do defletor semi-poroso P2</p> <p><b>Condições de Comparação</b></p> <p>Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i></p> <p>Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i></p> <p>Porosidade das placas Perfuradas: 40%</p> <p>Sem coalescedor</p>	Número de Iterações: 10000	<p>Tempo: 30 s</p> <p>Número de passos de tempo: 6000</p> <p>Passo de Tempo (time-step): 0,005</p>
Caso 9	G5	<p>Análise da porosidade</p> <p><b>Condições de Comparação</b></p> <p>Defletor semi-poroso P2 – Avaliação da porosidade</p> <p>Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i></p> <p>Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i></p> <p>Porosidade das placas Perfuradas: 40%</p> <p>Sem coalescedor</p>	Número de Iterações: 10000	<p>Tempo: 30 s</p> <p>Número de passos de tempo: 6000</p> <p>Passo de Tempo (time-step): 0,005</p>
Caso 10	G6	<p>Análise do defletor semi-poroso P3</p> <p><b>Condições de Comparação</b></p> <p>Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i></p> <p>Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i></p> <p>Sem placas perfuradas</p> <p>Sem coalescedor</p>	Número de Iterações: 10000	<p>Tempo: 30 s</p> <p>Número de passos de tempo: 6000</p> <p>Passo de Tempo (time-step): 0,005</p>
Caso 11	G7	<p>Análise da placa lavagem porosa</p> <p><b>Condições de Comparação</b></p> <p>Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i></p> <p>Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i></p> <p>Porosidade das placas Perfuradas: 40%</p> <p>Sem coalescedor</p>	Número de Iterações: 10000	<p>Tempo: 30 s</p> <p>Número de passos de tempo: 6000</p> <p>Passo de Tempo (time-step): 0,005</p>
Caso 12	G2	<p>Análise da ausência de dispositivo de entrada</p> <p><b>Condições de Poço Novo</b></p> <p>Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i></p> <p>Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i></p> <p>Porosidade das placas Perfuradas: 40%</p> <p>Sem coalescedor</p>	Número de Iterações: 10000	<p>Tempo: 30 s</p> <p>Número de passos de tempo: 6000</p> <p>Passo de Tempo (time-step): 0,005</p>
Caso 13	G4	<p>Análise do defletor semi-poroso P1</p> <p><b>Condições de Poço Novo</b></p> <p>Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i></p> <p>Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i></p> <p>Porosidade das placas Perfuradas: 40%</p> <p>Sem coalescedor</p>	Número de Iterações: 10000	<p>Tempo: 30 s</p> <p>Número de passos de tempo: 6000</p> <p>Passo de Tempo (time-step): 0,005</p>
Caso 14	G6	<p>Análise do defletor semi-poroso P3</p> <p><b>Condições de Poço Novo</b></p> <p>Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i></p> <p>Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i></p> <p>Sem placas perfuradas</p>	Número de Iterações: 10000	<p>Tempo: 30 s</p> <p>Número de passos de tempo: 6000</p> <p>Passo de Tempo (time-step): 0,005</p>

		Sem coalescedor		
Caso 15	G2	Análise da ausência de dispositivo de entrada <b>Condições de Poço Maduro</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Porosidade das placas Perfuradas: 40% Sem coalescedor	Número de Iterações: 10000	Tempo: 30 s Número de passos de tempo: 6000 Passo de Tempo (time-step): 0,005
Caso 16	G4	Análise do defletor semi-poroso P1 <b>Condições de Poço Maduro</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Porosidade das placas Perfuradas: 40% Sem coalescedor	Número de Iterações: 10000	Tempo: 30 s Número de passos de tempo: 6000 Passo de Tempo (time-step): 0,005
Caso 17	G6	Análise do defletor semi-poroso P3 <b>Condições de Poço Maduro</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Sem placas perfuradas Sem coalescedor	Número de Iterações: 10000	Tempo: 30 s Número de passos de tempo: 6000 Passo de Tempo (time-step): 0,005
Caso 18	G2	Análise da ausência de dispositivo de entrada <b>Condições de Comparação</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Porosidade das placas Perfuradas: 40% Sem coalescedor	Número de Iterações: 10000	Tempo: 180 s Número de passos de tempo: 36000 Passo de Tempo (time-step): 0,005
Caso 19	G4	Defletor semi-poroso P1 <b>Condições de Comparação</b> Modelo Multifásico: VOF com captura de interface <i>sharp-dispersed</i> Modelo de Turbulência: <i>k-E padrão</i> Porosidade das placas Perfuradas: 40% Sem coalescedor	Número de Iterações: 10000	Tempo: 180 s Número de passos de tempo: 36000 Passo de Tempo (time-step): 0,005

Fonte: Autoria própria

### 3.4.4 Análise dos resultados

Na etapa de pós-processamento os resultados foram visualizados mediante o uso de uma série de ferramentas disponíveis no diretório do *software*, contribuindo assim para a análise dos resultados. Gráficos de contornos de fração de volume das fases, campos de velocidades, pressão e densidade sobre o plano longitudinal xy foram gerados. Linhas de corrente e vetores também foram usados para análise dos resultados.

Para a comparação dos resultados obtidos com dados numéricos e experimentais disponíveis em Kharoua et al. (2013a), de acordo com a Tabela 3.17 se fez necessário transformar os resultados de vazões mássicas em vazões volumétricas (Equação 3.25) e posteriormente em concentração volumétrica em partes por milhão (ppm) (Equação 3.26). Para

obter as concentrações de óleo e água na fase gás em USG/MMSCFD usou-se a Equação 3.27. A água foi avaliada em percentual de fração de volume (Equação 3.30). Com isso, os cálculos de Eficiência para comparação dos resultados foram calculados pela Equação 3.28.

Tabela 3.17 – Tabela de Resultados para comparação

Caso	Água na saída de óleo (v/v) %	Óleo na saída de água (ppm)	Água na saída de gás (USG/MMSCFD)	Óleo na saída de gás (USG/MMSCFD)
Meta	3	Até 3000	0,1	
Teste de Desempenho ADCO	2	Até 2000	≤ 0,1	
Kharoua (análise CFD monodisperso)	25,9	220	2,23 e-5	0,138

Fonte: Adaptado de Kharoua et al., 2013a

Para as análises dos demais resultados os cálculos de eficiência foram realizados tomando como base as vazões mássicas, usando a Equação 3.29.

$$Q_{vol} = \frac{Q_{ma} (kg / s)}{\rho (Kg / m^3)} = m^3 / s \quad (3.25)$$

$$C_{vol} = \frac{Q_{ma\ fase} (kg / s)}{Q_{vol\ Mist} (m^3 / s)} = Kg / m^3 \quad (3.26)$$

onde,  $1kg / m^3 = 1000\ ppm$

$$\frac{Q_{vol\ fase\_saida\ Gas} (m^3 / s)}{Q_{vol\ fase\_saida\ Gas} (m^3 / s)} \cdot \left( \frac{1000l}{1m^3} \right) \cdot \left( \frac{1USG}{3,7854l} \right) \cdot \left( \frac{1177m^3 / h}{1MMSCFD} \right) \cdot \left( \frac{1h}{3600s} \right) = 86,3698 \frac{USG}{MMSCFD} \quad (3.27)$$

$$\gamma = \left( \frac{C_{vol\ fase\_entrada} - C_{vol\ fase\_saida}}{C_{vol\ fase\_entrada}} \right) \cdot 100 \quad (3.28)$$

$$\eta = \left( \frac{Q_{ma\ fase\_entrada} - Q_{ma\ fase\_saida}}{Q_{ma\ fase\_entrada}} \right) \cdot 100 \quad (3.29)$$

$$\frac{Q_{vol\ agua} (m^3 / s)}{Q_{vol\ agua} (m^3 / s)} = v / v \quad (3.30)$$

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

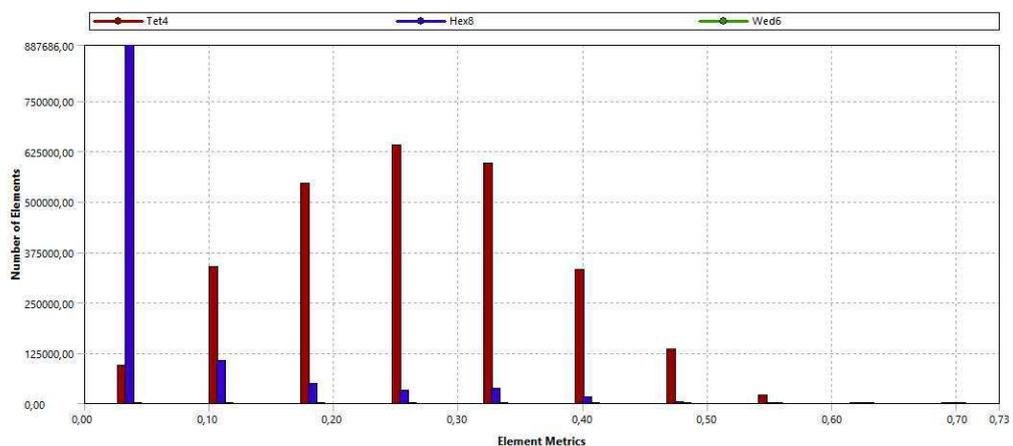
Os casos simulados serão discutidos com o intuito de avaliar o impacto dos defletores de entrada e dos parâmetros operacionais fração de volume das fases óleo e água no comportamento do escoamento multifásico no interior do separador horizontal trifásico e nas eficiências de separação.

#### 4.1 AVALIAÇÃO DAS MALHAS NUMÉRICAS

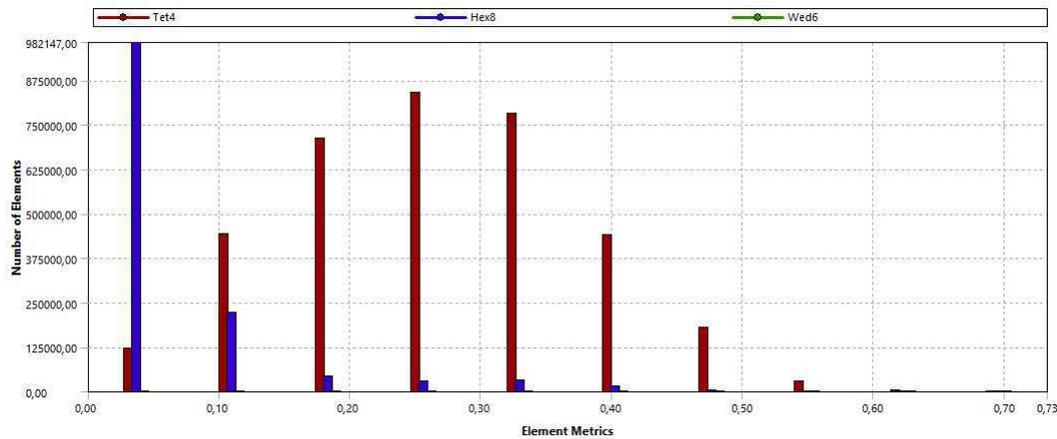
##### 4.1.1 Métricas de malha

O uso da métricas de malha do próprio *software* Ansys Mesh<sup>®</sup> visa avaliar a malha com o objetivo de minimização de erros durante a etapa de solução no *software* Fluent<sup>®</sup>. Neste sentido, de acordo com as Figuras 4.1 e 4.2, as malhas B e F, respectivamente, apresentam fator *skewness* médio de 0,20 e alcançaram assim, um valor excelente de métrica de malha. Com isso, as malhas não apresentaram indicativos de erro durante a execução no programa.

Figura 4.1 - Avaliação do fator *skewness* para malha B (*software* Ansys Mesh<sup>®</sup>)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.2 - Avaliação do fator *skewness* para malha E (*software Ansys Mesh*<sup>®</sup>)

Fonte: Autoria própria

#### 4.1.2 Índice de Convergência de Malha (ICM)

##### 4.1.2.1 Malhas da Geometria G1

Os dados para avaliação ICM das malhas B, C e D criadas a partir da Geometria G1 estão disponíveis na Tabela 4.1. A malha B (Figura 3.8) é a malha mais refinada e foi denominada M1, seguido da malha C (Figura AII.2) que é a intermediária e por último a malha

D (Figura AII.3) mais grosseira. As malhas atendem a relação de que  $r = \frac{h_{grosseiro}}{h_{refinada}}$  deve ser

maior do que 1,3. As variáveis selecionadas a partir dos resultados das simulações foram a pressão média e a velocidade média. Devido a complexidades inerentes a natureza instável dos cálculos em função das próprias variações do escoamento multifásico turbulento transiente em vasos separadores, alguns autores como Huusari (2015), fizeram o uso de propriedades médias para distintas análises, uma vez que os campos de solução podem não atingir exatamente os mesmos valores.

Tabela 4.1 - Dados para avaliação ICM das malhas B, C e D

Malha ICM	Caso Simulado	Número de Elementos	Volume Total	Pressão média (Pa)	Velocidade média (m/s)	Convergência
M1	Malha B	3811468	3,886124716251061e-5	1,72588e+06	0,450069	Monotônica
M2	Malha C	503220	2,915490242836135e-4	1,72521e+06	0,58684	Monotônica
M3	Malha D	107742	0,001361276011212	1,72355 e+06	1,29086	Monotônica

Fonte: Autoria própria

A Tabela 4.2 apresenta os resultados do teste ICM para o estudo da variável pressão média. O valor de  $C$  encontra-se entre 0 e 1, indicando a monotonicidade da convergência da solução. A Figura 4.3 compara os resultados da variável pressão obtidos pelas malhas M1, M2 e M3 com a malha extrapolada (Me). O refino da malha indica a aproximação da solução ao valor assintótico da solução extrapolada. A malha M1 foi a malha que mais se aproximou da solução extrapolada, que representa uma estimativa da solução exata da variável pressão média.

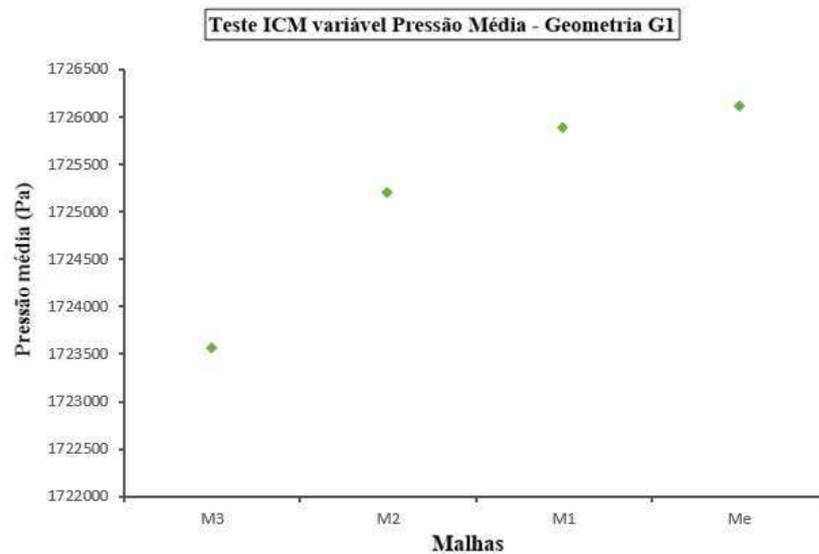
Sendo assim, pelo teste ICM a malha M1 é a mais adequada para o estudo.

Tabela 4. 2 - Resultados do teste ICM para variável pressão média (Geometria G1)

M1	M2	M3	$p$	$\phi_{ext}^{21}$	$ICM_{21}$	$ICM_{32}$	$C$	$r^p ICM_{21}$
1725880	1725210	1723550	1,0138829	1726109,7	0,0001664	0,0006519	0,4060606	2,531e-7

Fonte: Autoria própria

Figura 4.3 - Resultado do Teste ICM para a variável pressão média (Geometria G1)



Fonte: Autoria própria

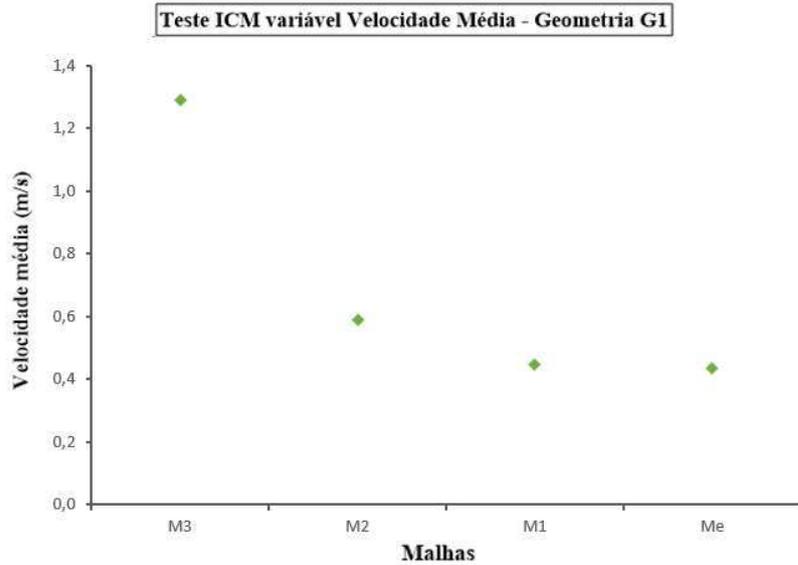
Na Tabela 4.3 tem-se os resultados do teste ICM para o estudo da variável velocidade média. Assim como para a variável pressão média, o valor de  $C$  encontra-se entre 0 e 1, indicando a convergência monotônica da solução. O valor  $\phi_{ext}^{21}$  da malha extrapolada está próximo ao valor da malha M1, como pode ser visto também na Figura 4.4. Assim, a Malha M1 apresenta resultados que estão próximos a estimativa da solução exata.

Tabela 4.3 - Resultados do teste ICM para variável velocidade média (Geometria G1)

M1	M2	M3	$P$	$\phi_{ext}^{21}$	$ICM_{21}$	$ICM_{32}$	$C$	$r^p ICM_{21}$
0,450069	0,58684	1,29086	1,6786277	0,4341434	0,044231	0,3252518	0,1942715	-0.0988404

Fonte: Autoria própria

Figura 4.4 - Resultado do Teste ICM para a variável velocidade média (Geometria G1)



Fonte: Autoria própria

#### 4.1.2.2 Malhas da Geometria G4

Os dados para avaliação ICM das malhas F, G e H criadas a partir da Geometria G4 estão disponíveis na Tabela 4.4. A malha F (Figura 3.9) é a malha mais refinada e foi denominada M1, seguido da malha G (Figura AII.5) que é a intermediária e por fim, a malha H (Figura AII.5) mais grosseira. As malhas atendem a relação de que  $r = \frac{h_{grosseiro}}{h_{refinada}}$  deve ser maior

do que 1,3. As variáveis selecionadas a partir dos resultados das simulações foram a pressão média e a fração de volume média da fase óleo.

Tabela 4.4 - Dados para avaliação ICM das malhas F, G e H

Malha ICM	Caso Simulado	Número de Elementos	Volume Total	Pressão média (Pa)	Fração de Volume média da Fase óleo	Convergência
M1	Malha F	4862779	3,044530709703238e-5	1,72577e+6	0.908211	Monotônica
M2	Malha G	652658	2,24829543191074e-4	1,72574 e+6	0.768718	Monotônica
M3	Malha H	118573	0,0012367925244364	1,72434e+6	0.539363	Monotônica

Fonte: Autoria própria

As Tabelas 4.5 e 4.6 apresentam os resultados do teste ICM para o estudo das variáveis pressão média e fração de volume média da fase óleo, respectivamente. Tanto para a variável pressão média, quanto para a fração de volume média, os valores de  $C$  encontram-se entre 0 e 1, e indicam a convergência monotônica das soluções. Os valores de  $\phi_{ext}^{21}$  da malha extrapolada estão próximos ao valor da malha M1, para ambas variáveis analisadas como pode ser visto nas Figuras 4.5 e 4.6. Assim, a Malha mais refinada M1 apresenta resultados que estão próximos a estimativa da solução exata, e é a malha mais adequada a ser usada.

Tabela 4. 5 - Resultados do teste ICM para variável pressão média (Geometria G4)

M1	M2	M3	$p$	$\phi_{ext}^{21}$	$ICM_{21}$	$ICM_{32}$	$C$	$r^p ICM_{21}$
1725770	1725740	1724340	3,3898	1725770,3	2,372e-7	2,197e-5	0,0214286	3,819e-10

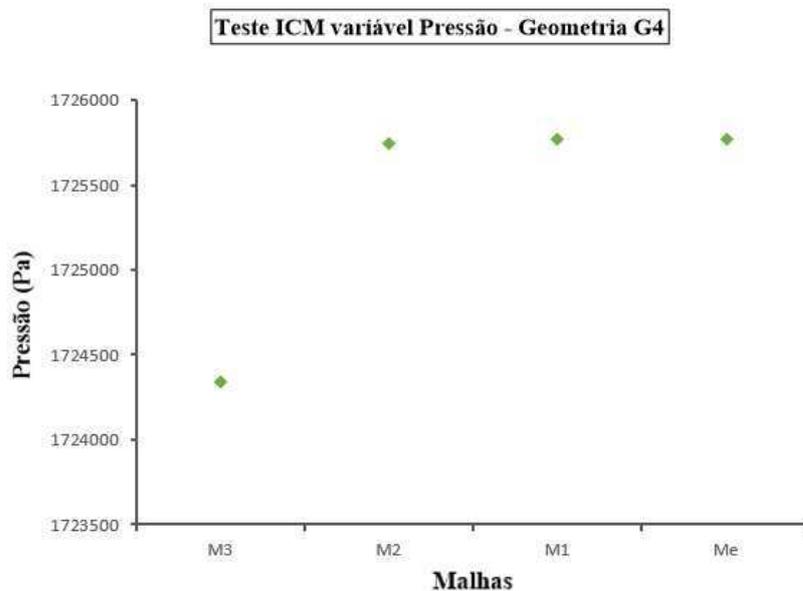
Fonte: Autoria própria

Tabela 4.6 - Resultados do teste ICM para variável fração de volume de óleo média (Geometria G4)

M1	M2	M3	$\phi_{ext}^{21}$	$ICM_{21}$	$ICM_{32}$	$C$	$r^p ICM_{21}$
0.908211	0.768718	0.539363	1,0410154	0,1827829	0,4427784	0,6081969	0,0680068

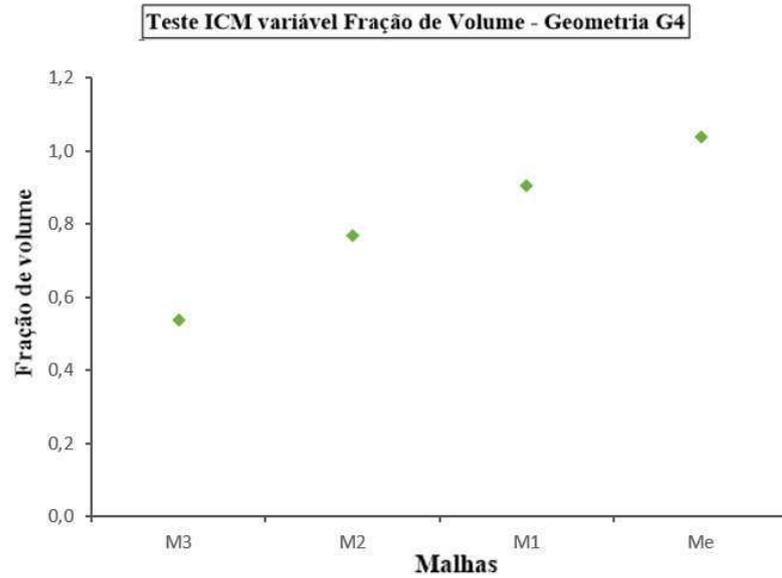
Fonte: Autoria própria

Figura 4.5 - Resultado do Teste ICM para a variável pressão média (Geometria G4)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.6 - Resultado do Teste ICM para a variável fração de volume média (Geometria G4)



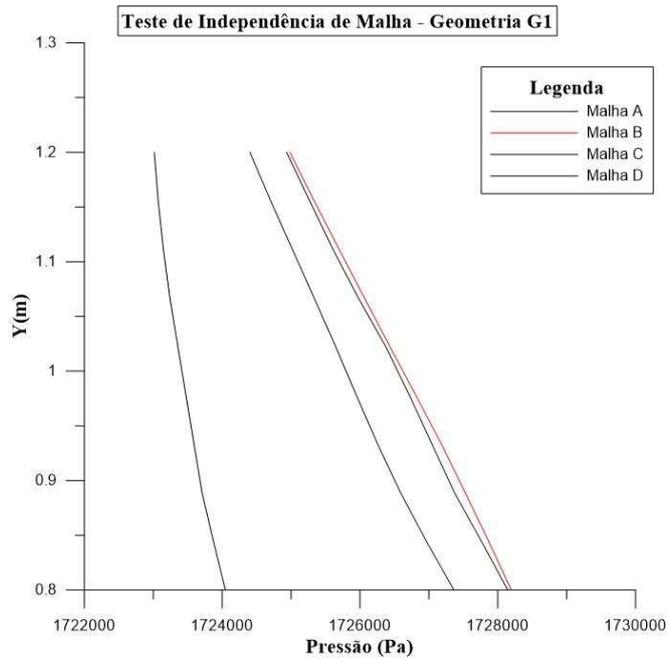
Fonte: Autoria própria

#### 4.1.3 Teste de independência de Malha

A independência dos resultados da variável pressão, com relação ao número de elementos das malhas A, B, C e D (Tabela 3.4), foi avaliado para Geometria G1. Assim como, avaliou-se a independência dos resultados das variáveis pressão e fração de volume do óleo com relação ao número de elementos das malhas E, F, G e H para Geometria G4. Como ilustrado na Figura 4.7, as malhas A e B apresentaram menor variação nos resultados. Nas Figuras 4.8 e 4.9 os resultados das malhas E e F são os que mais se aproximam, indicando a tendência a redução da dependência da malha.

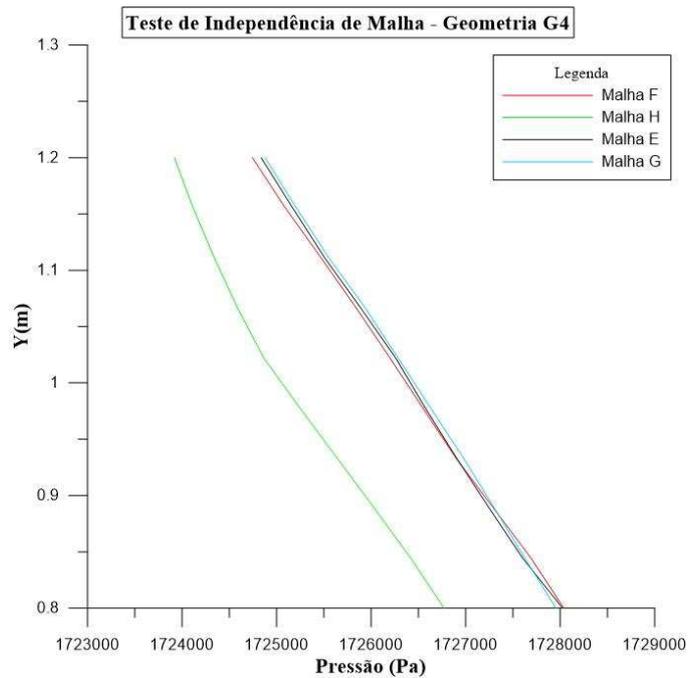
Diante do custo computacional associado ao maior número de elementos das malhas A e E, juntamente com o resultado satisfatório que as malhas B e F apresentaram no teste de Índice de Convergência de Malha, selecionou-se as malhas B e F para a realização das simulações das Geometrias G1 e G4, respectivamente.

Figura 4.7 - Teste de Independência de Malha para a Geometria G1



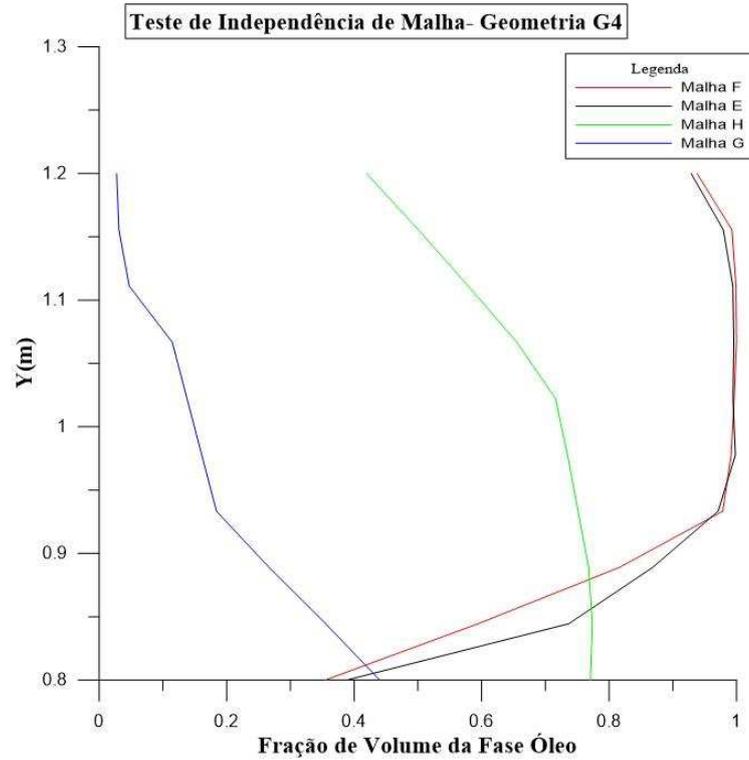
Fonte: Autoria própria

Figura 4.8 - Teste de Independência de Malha para a Geometria G4



Fonte: Autoria própria

Figura 4.9 - Teste de Independência de Malha para a Geometria G4



Fonte: Autoria própria

#### 4.1.4 Considerações finais

Após as análises das métricas de malha, ICM e teste de independência de malha, observa-se que as malhas que apresentam melhores resultados considerando os fatores refinamento e custo computacional foram construídas a partir da definição padrão do mesmo tamanho de elemento, de 60mm. As variações no número total de elementos entre elas estão relacionadas apenas aos dispositivos internos inseridos. Neste sentido, as demais malhas resultantes das geometrias adaptadas (Figuras 1-5 do Anexo III), também foram construídas com o mesmo tamanho de elemento.

## 4.2 ESCOAMENTO EM REGIME PERMANENTE

As simulações em regime permanente permitiram avaliar a princípio, o modelo matemático desenvolvido para a resolução do problema físico em estudo e identificar o caráter transiente do equipamento, uma vez que os movimentos ondulatórios dos fluidos contribuem para o acúmulo de massa no vaso e o não fechamento do balanço. Neste sentido, as simulações em regime permanente com 10000 iterações foram aplicadas durante o processo de enchimento

do equipamento até a obtenção do nível de líquido desejado. Uma vez que, o objetivo é avaliar o comportamento do equipamento em sua condição de processo e não de partida.

Dito isto, para todos os casos simulados o nível de líquido foi previamente definido a partir de uma simulação em regime permanente e posteriormente estabelecida como condição inicial para a realização das simulações em regime transiente.

### 4.3 AVALIAÇÃO DO MODELO MATEMÁTICO

O escoamento multifásico gás, óleo e água foi modelado com o modelo Volume de Fluido (VOF) e para este modelo avaliou-se o tipo de rastreamento de interface que melhor delimita a interface entre as fases, possibilitando o estudo do escoamento trifásico e o processo de separação no vaso separador. A partir da definição do modelo VOF foram analisados os modelos de captura de interface dos tipos *sharp* e *sharp/dispersed*. Para a modelagem dos fenômenos de turbulência associados ao escoamento foi utilizado o modelo  $k-\varepsilon$  padrão em todas as simulações.

Na impossibilidade de validação com dados experimentais, para a avaliação da modelagem matemática utilizada, foi realizado uma comparação dos resultados com dados numéricos e experimentais disponíveis na literatura, destacando sempre as simplificações adotadas.

#### 4.3.1 Modelo VOF com rastreamento de interface do tipo *sharp*

##### 4.3.1.1 Análise das Placas Perfuradas

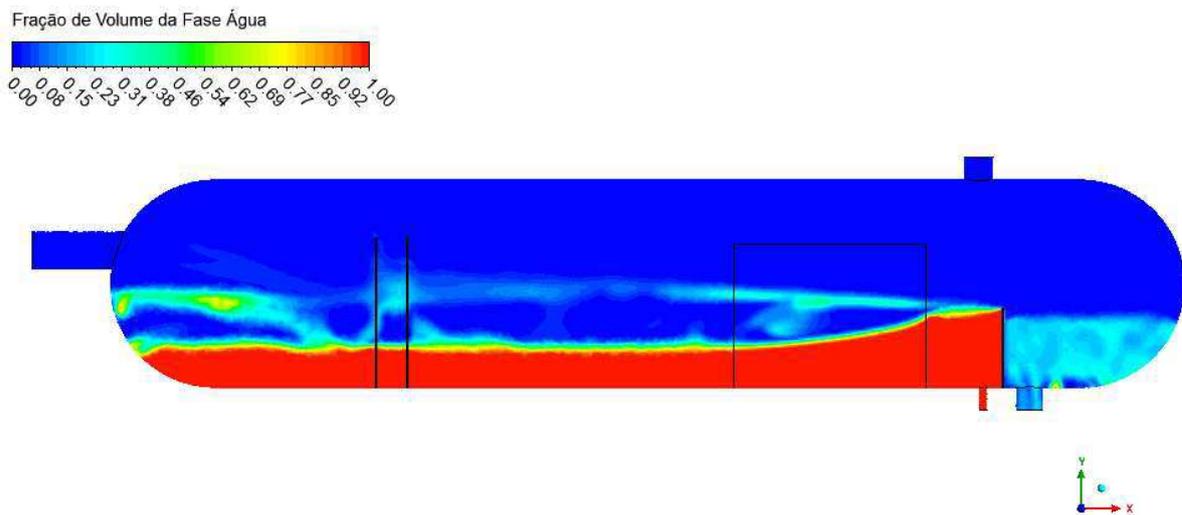
###### 4.3.1.1.1 Características do comportamento interno

No caso 1, a simulação foi realizada em regime transiente para um tempo de 180s, usando o modelo multifásico VOF com modelo de captura de interface do tipo *sharp* e o modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  padrão. Neste caso, o equipamento não apresenta dispositivo de entrada e consta de duas placas perfuradas, um coalescedor e um *weir* como dispositivos internos (Geometria G1). As placas perfuradas foram modeladas como meio poroso e simuladas com porosidade de 20% de acordo com a proposta de Kharoua et al. (2012a). O coalescedor também foi simulado como meio poroso e atribuiu-se uma porosidade de 97,7% de acordo com Ghaffarkhah et al. (2018b). Os níveis de gás e líquido (óleo e água) foram pré-estabelecidos como condição inicial para a simulação transiente, considerando que o processo se inicia com metade do tanque cheio de líquido e a outra metade cheio de gás.

Os campos de fração volumétrica no plano de simetria xy ilustram a disposição de cada fase e seu nível. No nível do líquido encontram-se água livre na parte inferior (Figura

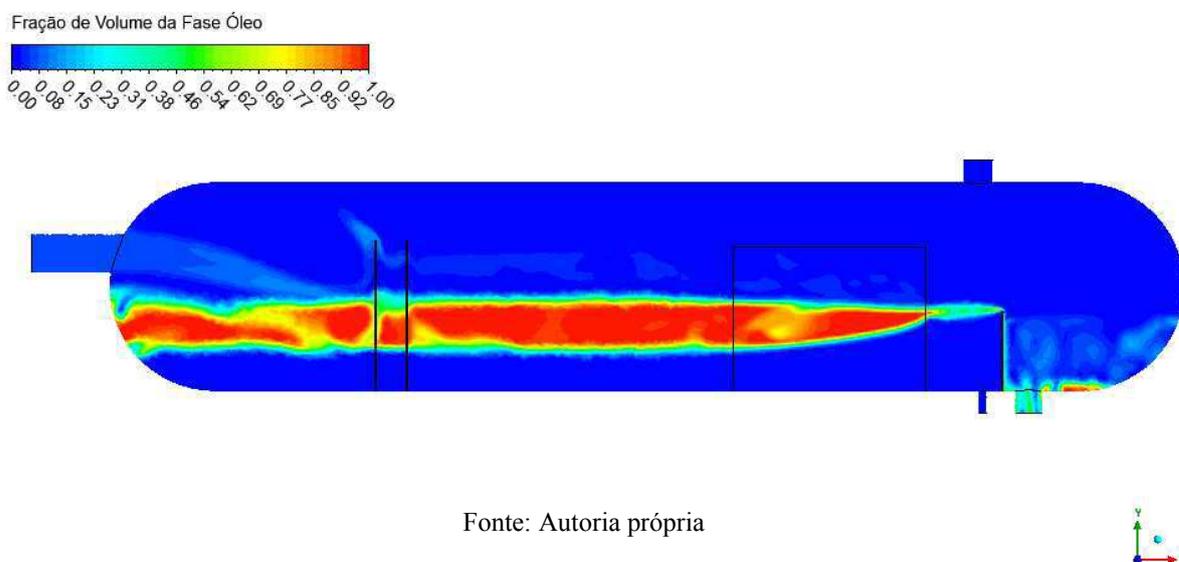
4.10) e óleo na parte superior da água (Figura 4.11), destacando uma interface bem definida de água/óleo. Acima do óleo o vaso é preenchido apenas por gás, representado pela cor vermelha na Figura 4.12. A camada de líquido está representada pela cor azul e entre as duas camadas forma-se a interface gás/óleo ou também chamada de gás/líquido (Figura 4.12).

Figura 4.10 - Campo de fração de volume da fase água indicando o nível de água no vaso na condição inicial (Caso 1)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.11 - Campo de fração de volume da fase óleo indicando o nível de óleo no vaso na condição inicial (Caso 1)

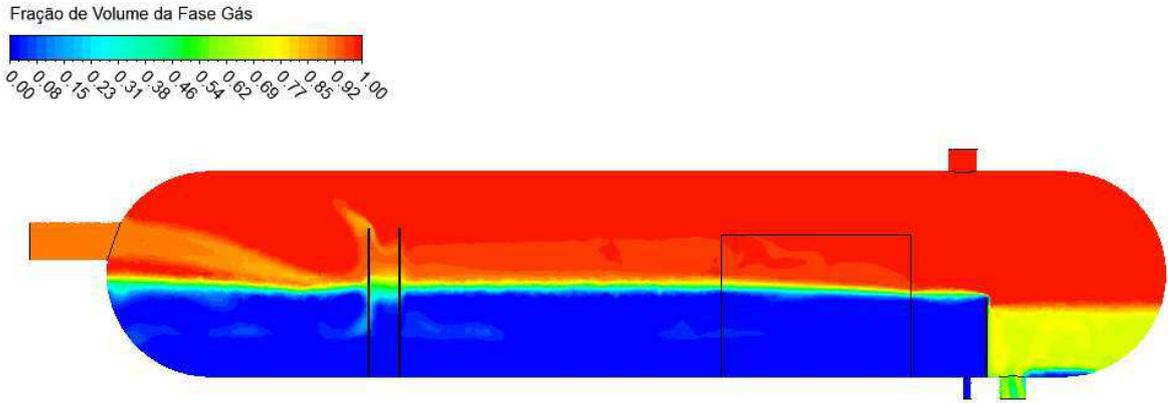


Fonte: Autoria própria

A modelagem matemática definida representa o fenômeno físico, uma vez que as fases são dispostas, separadas de forma estratificada, respeitando a diferença de densidade entre elas

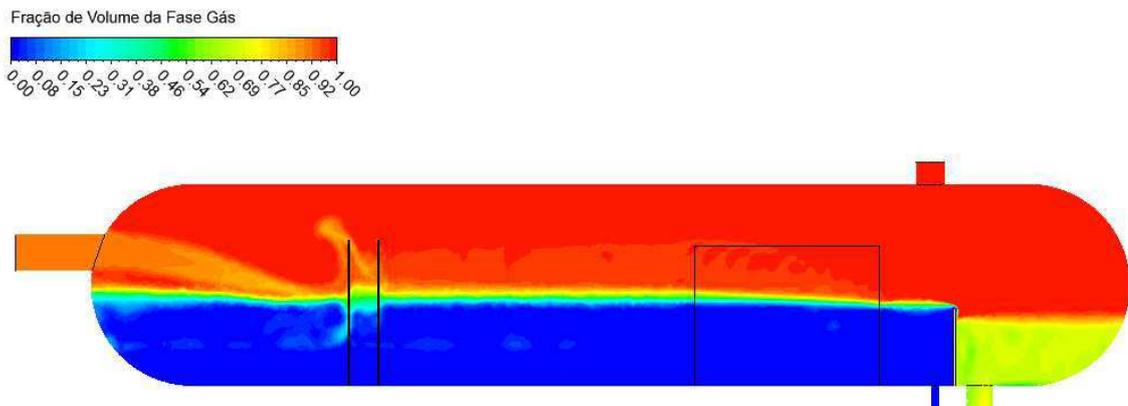
e sob influência da força gravitacional. Destaca-se ainda, uma interface bem definida entre as três fases em suas formas contínuas. O rastreamento dos movimentos da interface permite o acompanhamento da dinâmica do escoamento ao longo do tempo.

Figura 4.12 – Campo de fração de volume da fase gás na condição inicial (Caso 1)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.13- Campo de fração de volume da fase gás, em  $t=180s$  (Caso 1)



Fonte: Autoria própria

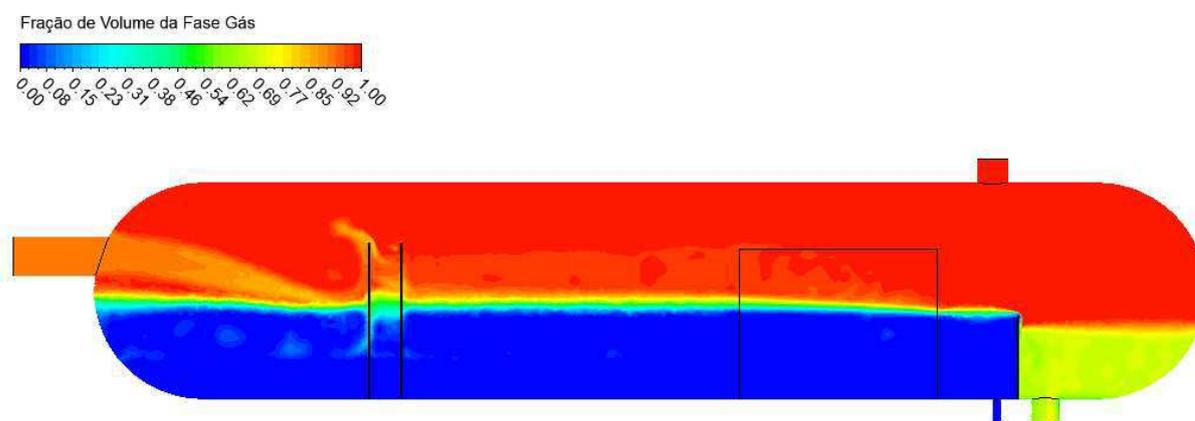
Em  $t=180s$ , o nível de líquido no equipamento se manteve, como pode ser ilustrado pela cor azul nos campos de fração de volume da fase gás (Figura 4.13).

No caso 2 realizou-se a simulação em regime transiente por 180 s, para a mesma geometria G1, avaliada no caso 1. Os níveis de óleo e água pré-estabelecidos como condição inicial. As placas perfuradas também foram modeladas como meio poroso, no entanto foi atribuído uma porosidade de 40%. As condições de contorno e propriedades dos fluidos são as mesmas do caso 1, incluindo a modelagem do coalescedor.

A dinâmica do escoamento interno das fases não sofreu variações significativas em virtude da alteração da porosidade das placas perfuradas, neste sentido optou-se pela discussão mais aprofundada do comportamento dinâmico dos fluidos no interior do equipamento para a simulação do caso 2. Em um passo de tempo de 180s, as Figuras 4.14, 4.15 e 4.16, demonstram os campos de fração de volume das fases gás, óleo e água, respectivamente.

Assim como exposto no caso 1, para o estabelecimento de uma separação perfeita, espera-se obter uma disposição estratificada dos fluidos. Na qual uma camada de água pura se encontre na parte inferior do separador a montante do *weir*, uma camada de gás puro na parte superior e uma camada de óleo puro no centro e a jusante do *weir*. A Figura 4.14 ilustra o escoamento estratificado gás/ líquido com uma interface bem definida entre as fases.

Figura 4.14 - Campo de fração de volume da fase gás, em t=180s (Caso 2)

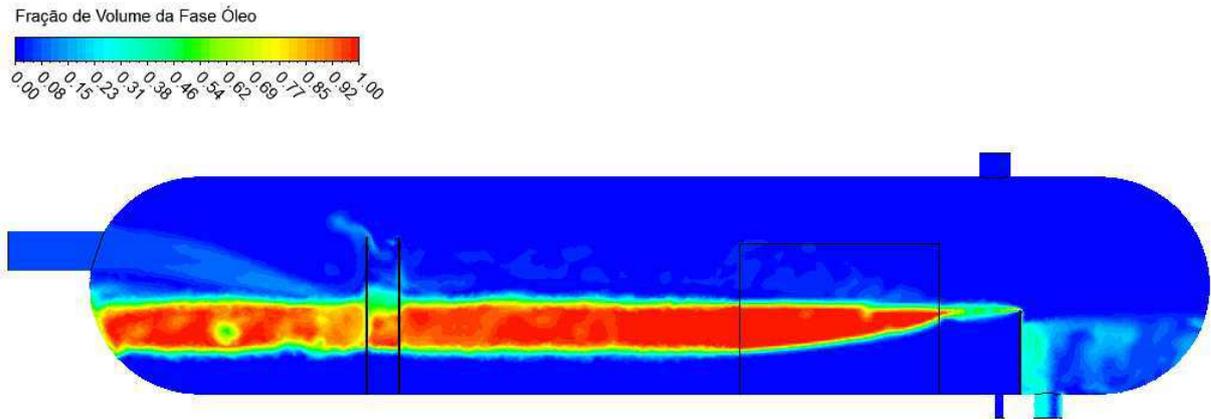


Fonte: Autoria própria

A camada de líquido por sua vez é composta, pelo óleo na parte superior e água livre na parte inferior. No entanto, observa-se na Figura 4.15 que não há uma camada de óleo livre de mistura na região central do vaso, e principalmente a montante dos defletores e a jusante do *weir*. Os resultados do campo de fração volumétrica da água (Figura 4.16) e de fração de óleo (Figura 4.15) indicam que há a presença de mistura fases na camada de óleo, com maior destaque para presença da água. Esse fato sugere que a água poderá ser arrastada pela corrente de óleo em direção a saída de óleo, o que ocasionará uma redução na eficiência de separação óleo-água. A mistura na região de separação pode ter sido intensificada em virtude da ausência do dispositivo de entrada, simplificação adotada na geometria G1 usada nas simulações dos casos 1 e 2. A simplificação foi adotada devido à falta de maiores detalhes em relação à geometria do dispositivo interno de entrada *schoepentoenter*, usado pelos autores. Embora não

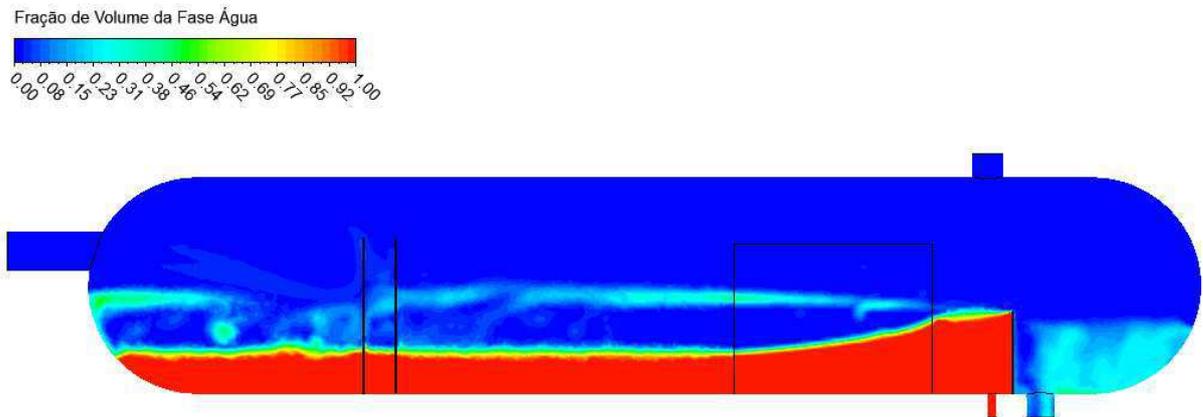
seja usual equipamentos de separação sem defletores de entrada, essa proposta de geometria será avaliada como referência durante a comparação com os defletores de entrada que foram inseridos nas geometrias adaptadas nesta tese. No entanto, mesmo diante da simplificação, o modelo matemático adotado resulta em uma camada de óleo com menos mistura, quando comparado ao resultado de simulação monodispersa apresentado em (Kharoua et al. 2012a).

Figura 4.15 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=180s$  (Caso 2)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.16 - Campo de fração de volume da fase água, em  $t=180s$  (Caso 2)

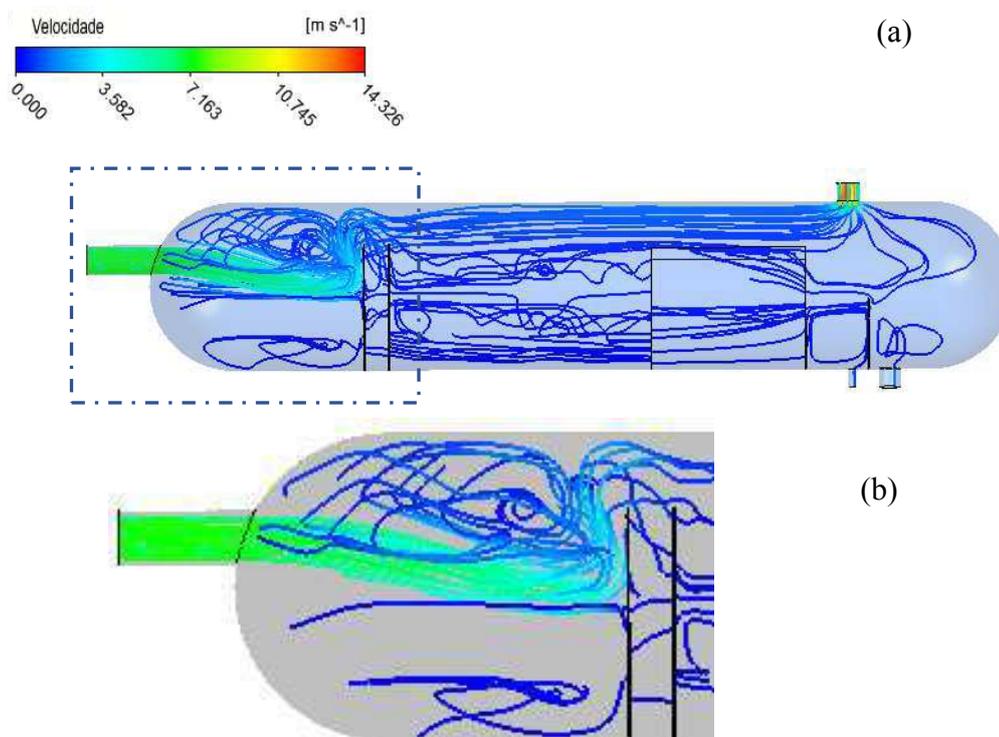


Fonte: Autoria própria

O separador gravitacional deve fornecer condições uniformes de escoamento entre as entradas e saídas, minimizando a extensão de zonas de recirculação para obter um padrão de escoamento próximo ao *slug* através da seção transversal. A Figura 4.15 retrata um padrão próximo ao *slug* no escoamento do óleo na região central a ser observado, a despeito da mistura

a montante das placas perfuradas. O mesmo padrão de escoamento foi observado no caso 1. Espera-se que com a inserção de defletores, esse padrão de escoamento seja ainda melhor definido. Zonas de recirculação na região de entrada do caso 2 podem ser observadas pelas linhas fluxo ilustrada na Figura 4.17.

Figura 4.17- (a) Linhas de corrente da mistura ao longo do vaso. (b) Ampliação da região de mistura (Caso 2)



Fonte: Autoria própria

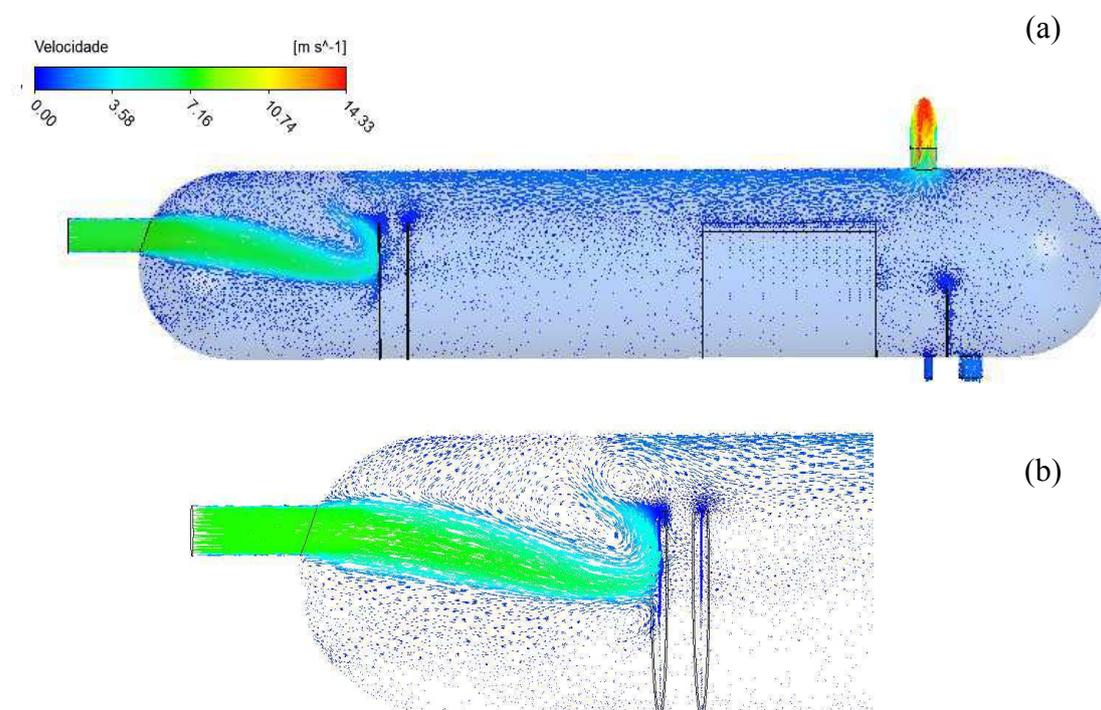
O campo vetorial de velocidade para o caso 2, ilustrado na Figura 4.18 indica ainda uma maior velocidade da mistura trifásica na região da entrada, que é atenuada após o contato direto com as placas perfuradas e volta a aumentar na saída de gás. As placas perfuradas foram adicionadas para estabilizar a mistura óleo/água, forçando o escoamento a condições mais estáveis para melhorar o mecanismo de separação por sedimentação. As zonas de recirculação devem ser contidas na região de mistura, pois na região de separação se faz necessário um escoamento estável para favorecer o processo de decantação. Embora perceba-se que o choque e a passagem pelas placas perfuradas contribuam para a redução da velocidade ao longo do vaso, zonas de recirculação são formadas a montante do primeiro defletor perfurado, entre os defletores, assim como a jusante do segundo defletor (Figura 4.19). A área de recirculação superior arrasta o óleo para a região de gás, em formato de onda. Isso pode ser entendido como

respingo (*splash*) de óleo no gás, o que pode provocar o arraste de óleo para saída de gás (Figura 4.20).

Por sua vez a zona de recirculação (Figura 4.19) na parte inferior da primeira placa contribui para a mistura das fases gás e água junto da camada de óleo (Figuras 4.15 e 4.16). Os movimentos de recirculação que geraram zona de mistura a montante do primeiro defletor não foram atenuados ao atravessá-lo, e uma região de mistura também é observada entre as duas placas perfuradas. Em função disso, a jusante da segunda placa perfurada, percebe-se uma zona de recirculação, que se perpetua na parte superior de toda a camada de óleo (Figura 4.21). A inserção de dispositivos de entrada a montante das placas perfuradas pode reduzir a quantidade de movimento dos fluidos na entrada, agindo de forma conjunta com as placas. Assim, os fluidos cruzarão as placas com menor energia e evitará mistura das fases na região de separação.

4.18 - (a) Campo vetorial da mistura ao longo do vaso. (b) Ampliação da região de entrada.

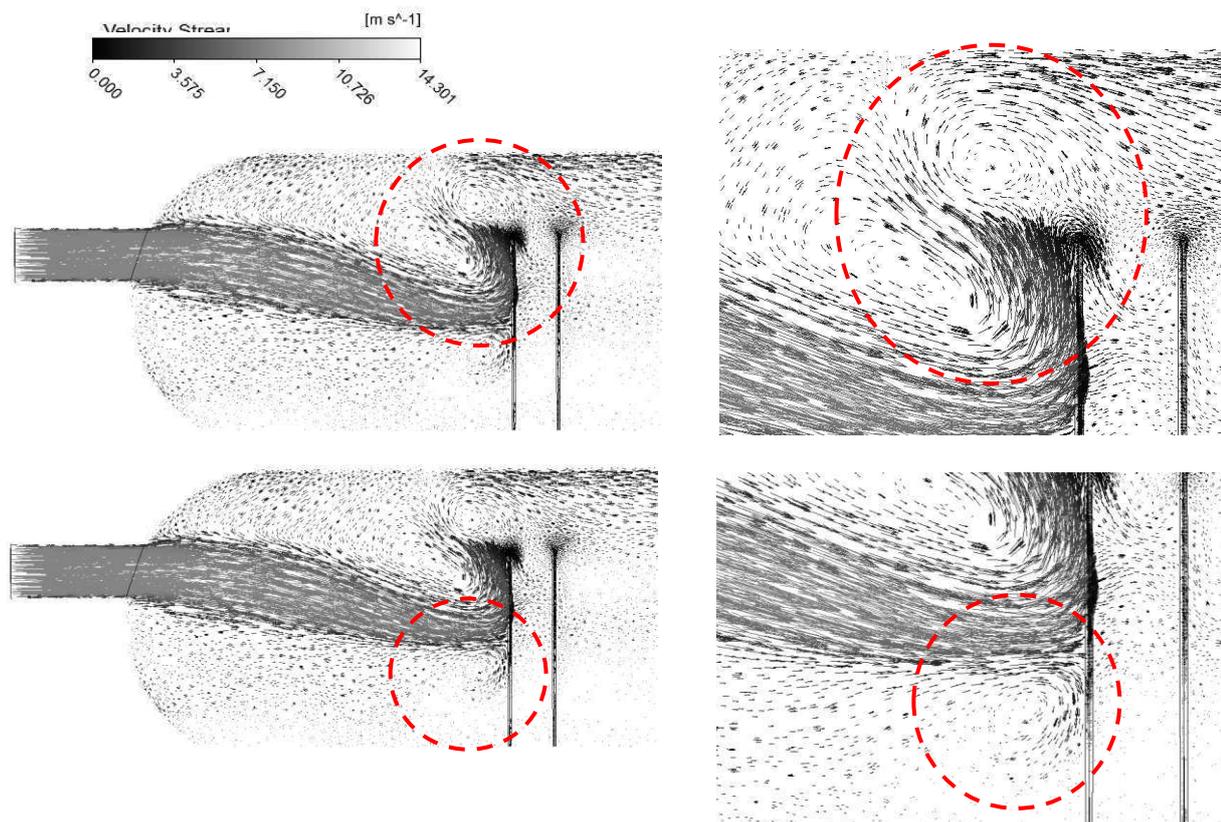
(Caso2)



Fonte: Autoria própria

A água se mantém na interface óleo/gás ao longo da região central do equipamento e vai sendo arrastada até transbordar pelo *weir* alcançando assim, a região de saída de óleo (Figura 4.16). Este fato reflete no aumento de água na saída de em óleo. Comportamento semelhante foi observado por Kharoua et al. (2012a) que notaram uma alta concentração de água na saída de óleo.

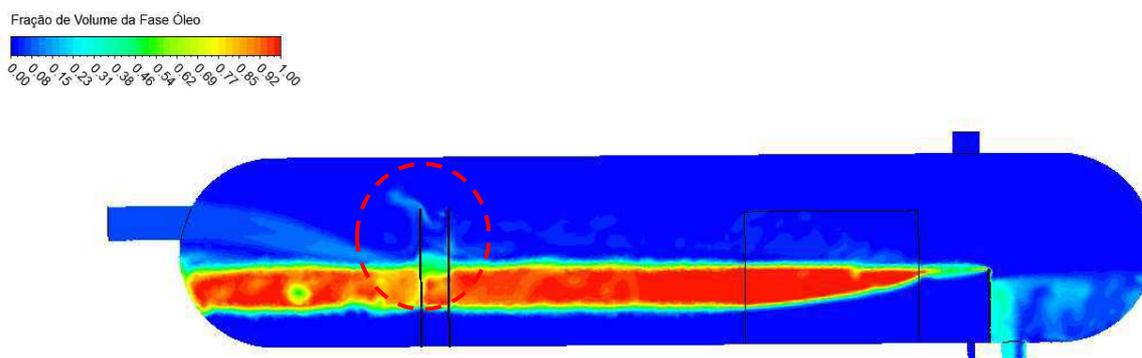
## 4.19 - Campo vetorial de velocidade da mistura indicando zonas de circulação (Caso2)



Fonte: Autoria própria

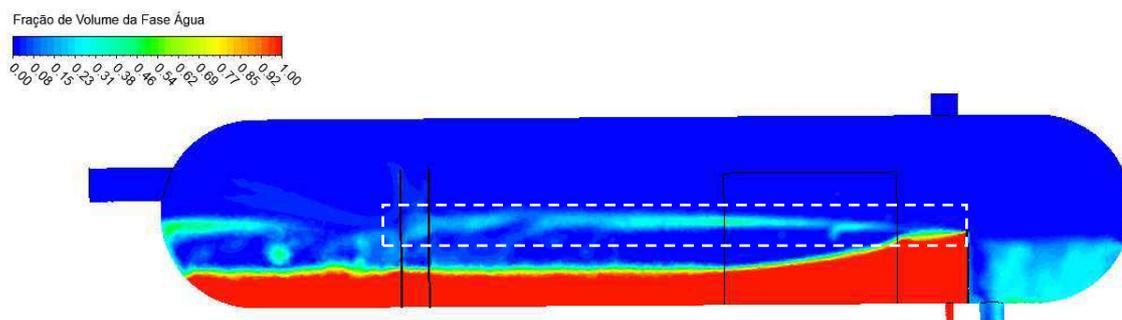
Em relação ao *weir* enfatiza-se na literatura que a alteração de sua altura e posição é um fator importante para a utilização otimizada do volume do separador e principalmente para manutenção dos níveis de água e óleo de forma que evite a passagem da água para a região de saída de óleo. A jusante do *weir*, nota-se a maior presença de água, o que deveria ser ocupado majoritariamente pelo óleo (Figura 4.21).

Figura 4.20 – Campo de fração de volume da fase óleo destacando a região de mistura entre as placas e a presença de óleo na região de gás (Caso 2)



Fonte: Autoria própria

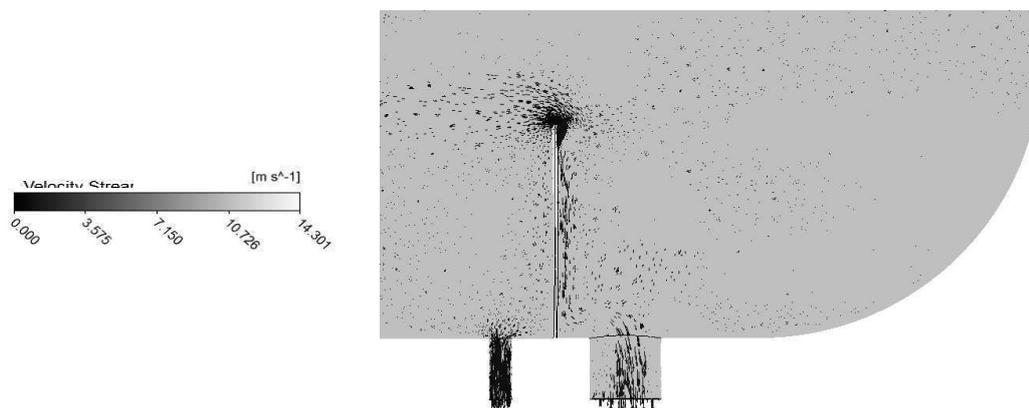
Figura 4.21 – Campo de fração de volume da fase água com destaque da interface gás/óleo (Caso2)



Fonte: Autoria própria

A altura do *weir* de 1,3 metros estudada, pode estar contribuindo para a presença de água na saída de óleo, uma vez que o arraste de água desde a camada de óleo não é contido e passa a ser derramado na região de saída de óleo. Aumentar a altura do *weir* pode ser uma solução para reduzir a concentração da água no óleo, por outro lado é possível resultar em um aumento do arraste do óleo pelo gás. No entanto, a avaliação da altura do *weir* está fora da proposta dessa pesquisa. Os vetores acima do *weir* (Figura 4.22) indicam a mistura ilustrada no campo de fração de volume de óleo, que favorece o arraste da água.

Figura 4.22 - Campo vetorial de velocidade indicando mistura das fases acima do *weir* (Caso2)



Fonte: Autoria própria

Para avaliar a dinâmica do escoamento dos fluidos no interior do vaso separador (caso 2) considerando o regime transiente tomaremos em conta a evolução do campo de fração volumétrica do gás, da água e do óleo sobre o plano longitudinal em função do tempo, para um tempo total de 180 s (Figuras 4.23 – 4.25). Desde  $t=0,5$ s até  $t=180$  s o nível de líquido se

mantém em 50% do vaso separador (Figura 4.23), atendendo ao disposto na literatura para vasos separadores horizontais trifásicos reportado por Stewart (2008).

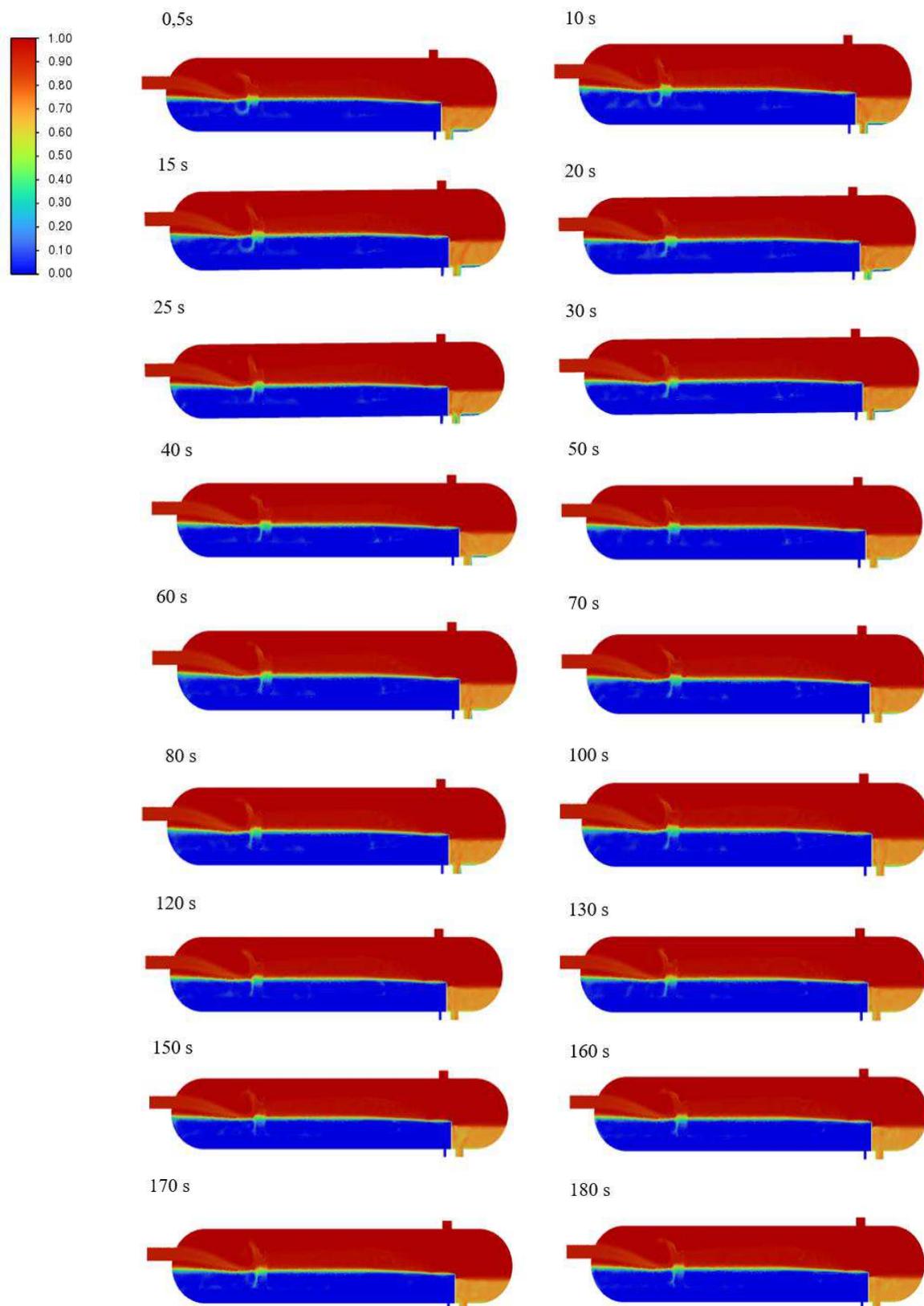
Na Figura 4.24 o campo de fração volumétrica da água ilustra que o nível de água a montante do *weir* sobe, reduzindo a área do núcleo de óleo. No entanto, esse comportamento não é alterado ao longo do tempo, mantendo o mesmo nível global de água livre no fundo do equipamento. Mas é importante destacar, que o aumento do nível a montante do *weir* contribui para o derramamento de água na região de saída de óleo, e isso reflete a presença em torno de 30% em volume de água nessa região. A montante dos defletores perfurados observamos regiões de mistura e recirculação, que provocam a jusante do segundo defletor, um arraste de água em toda camada superior do óleo ao longo do comprimento do vaso até o *weir*.

Os campos de fração volumétrica de óleo ilustrado na Figura 4.25 indicam uma região de mistura a montante dos defletores perfurados, e destaca o desvio sofrido pelo óleo quando se choca com primeiro defletor perfurado. A fase óleo é redirecionada para cima, podendo ser arrastada pelo gás, após o choque contra o defletor que a redireciona em um movimento de recirculação. Neste fenômeno a borda superior do defletor contribui para deslocar a fase óleo para cima, como um efeito de “respingo”. Posteriormente percebe-se que ao longo do corpo do vaso na interface gás/óleo há presença de água. A presença de água se intensifica ao final do núcleo de óleo, onde percebemos um afunilamento da camada de óleo em função do aumento da camada de água. Isso resulta em uma mistura dessas fases cruzando o *weir*. Na região de saída de óleo, percebemos um menor volume de óleo entre  $t=0,5$  s e  $t=50$ s. A partir de  $t=60$ s percebemos mais óleo a jusante do *weir*, chegando em aproximadamente 30% em volume de óleo no tempo igual a 180s.

Os campos de fração volumétrica de gás (Figura 4.23) não apresentam alterações significativas ao longo do tempo. Destaca-se a região de recirculação entre as placas perfuradas que pode contribuir para o arraste de óleo e água pela fase gás.

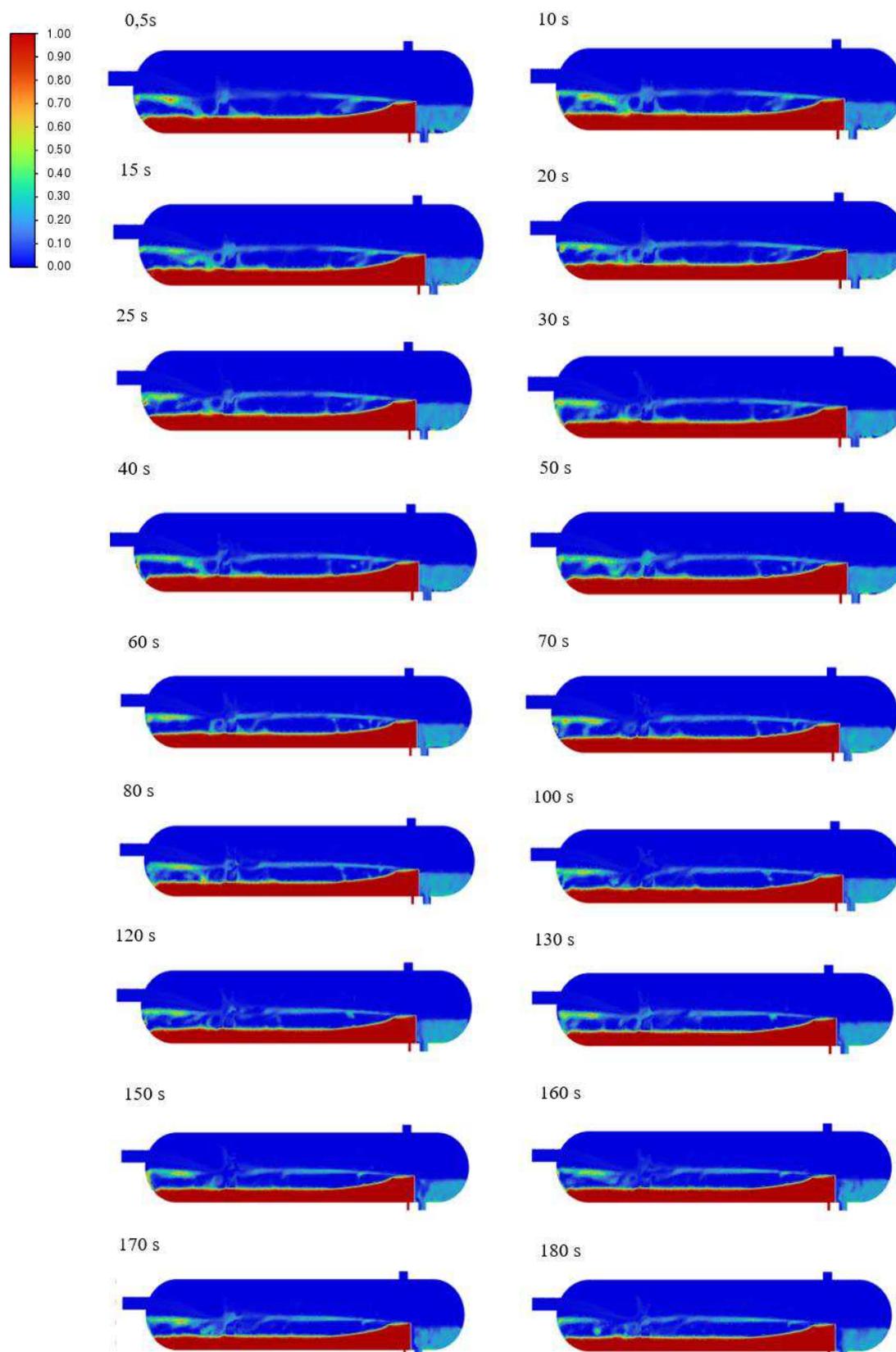
Considerando que o gás apresenta 92% em volume no vaso separador, justifica-se a sua presença maior na região de saída de óleo. Espera-se que em um aumento na fração de volume de entrada do óleo, essa configuração seja alterada, já que mais óleo ocupará a camada de óleo e conseqüentemente aumentará o nível de óleo a jusante do *weir*.

Figura 4.23 - Campo de fração de volume da fase gás ao longo do tempo de 180s (Caso2)



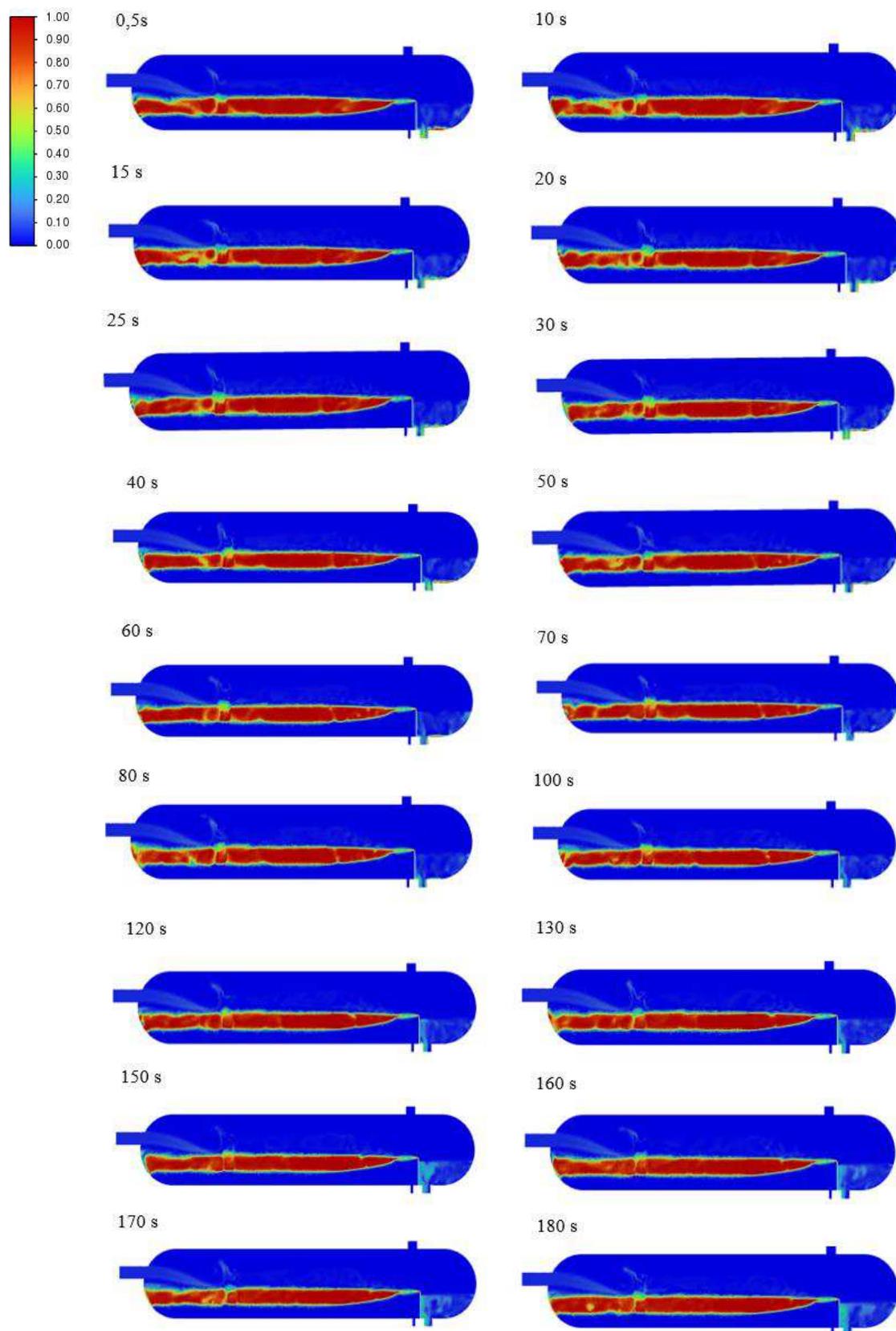
Fonte: Autoria própria

Figura 4.24 - Campo de fração de volume da fase água ao longo do tempo de 180s (Caso2)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.25 - Campo de fração de volume da fase óleo ao longo do tempo de 180s (Caso2)



Fonte: Autoria própria

#### 4.3.1.1.2 Avaliação da Eficiência de Separação

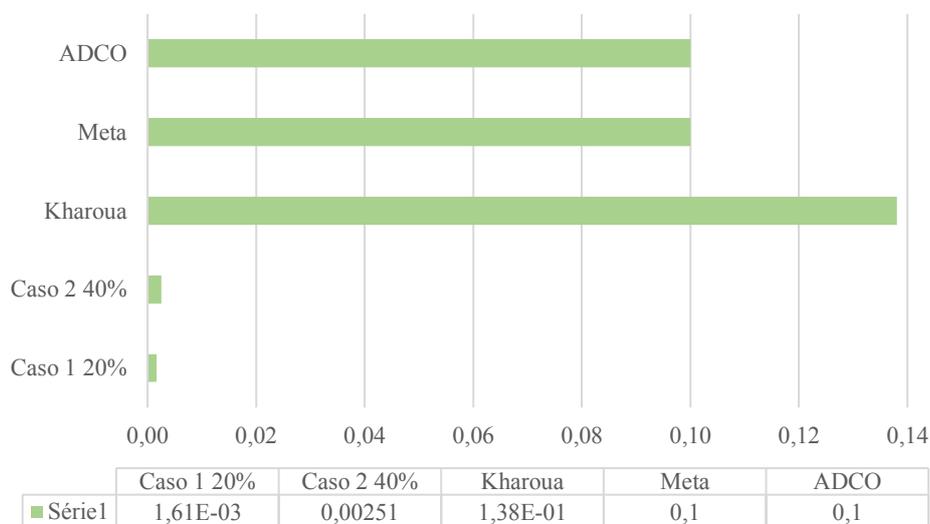
Para avaliação do modelo matemático os dados de eficiência de separação global do vaso separador foram comparados com dados numéricos e dados experimentais do campo Bab de Abu Dhabi da empresa ADCO, ambos apresentados na Tabela 3.16 (Kharoua et. al, 2013a).

Os resultados experimentais da ADCO apresentados pelos autores consistem em valores limites de concentrações esperados nas saídas de óleo e gás em um separador teste. Em função da impossibilidade de informação sobre o tempo exato da obtenção dos dados, serão tomados por esta teste apenas como uma métrica máxima de desempenho.

Em relação aos resultados numéricos simulados por Kharoua et. al (2012a), ressalva-se que não foi possível identificar o tempo final de simulação usado na obtenção dos dados das concentrações. Desta forma, a avaliação também se dará apenas de forma comparativa. Por outro lado, os autores mencionam que os primeiros sinais de arrastamento com base na quantidade de óleo na saída de gás, água na saída de óleo e óleo na saída de água aparecem em 85s, 99s e 150s de simulação, respectivamente. Considerando ainda, que a duração do fluxo transiente corresponde ao tempo de residência de projeto aproximado recomendado na literatura. E, de acordo Arnold e Stewart (2008) para a separação gás-líquido a variação de tempo é entre 1-3 minutos e de 3-30 minutos para a separação líquido-líquido. Neste sentido, os resultados dos casos de 1 a 4 para os cálculos de eficiência foram levantados em um tempo de simulação de 3 minutos (180s), visando atender o estabelecido na literatura dentro das limitações computacionais existentes. As eficiências de separação foram calculadas a partir da Equação 3.28, a partir das concentrações de óleo (em ppm), concentrações de gás (em USG/MMSCFD) e água (v/v), em função da necessidade de comparação com os resultados fornecidos por Kharoua et. al (2012a; 2013a).

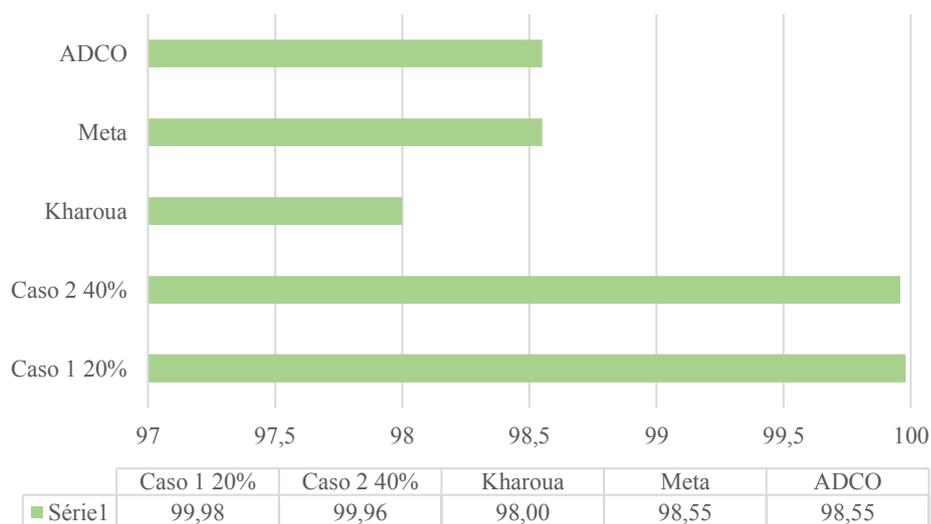
De acordo com a Tabela 3.16 (Kharoua et. al 2012a; 2013a) a transferência de líquido na saída de gás, tem como meta uma concentração de 0,1 USG/MMSCFD, enquanto os resultados dos testes de desempenho de campo ADCO mostraram um valor menor ou igual a 0,1 USG/MMSCFD. Os autores, por sua vez obtiveram através da simulação monodispersa usando o modelo euleriano-euleriano, valores previstos de  $2,2E^{-5}$  e 0,138 USG/MMSCFD para água na saída de gás e óleo na saída de gás, respectivamente. Os valores obtidos para água na saída de gás e óleo na saída de gás, foram respectivamente, 0 e  $1,61E^{-3}$  USG/MMSCFD para o caso 1. No caso 2 não se identificou água na saída de gás, por outro lado uma concentração de  $2,51E^{-3}$  USG/MMSCFD de óleo foi identificado. Estão ilustradas na Figura 4.26 as concentrações de líquido na saída de gás. As eficiências de separação, por sua vez, estão representadas e comparadas na Figura 4.27.

Figura 4.26 - Concentração de líquido na saída de gás (USG/MMSCFD)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.27 - Eficiência de separação líquido/gás (%)



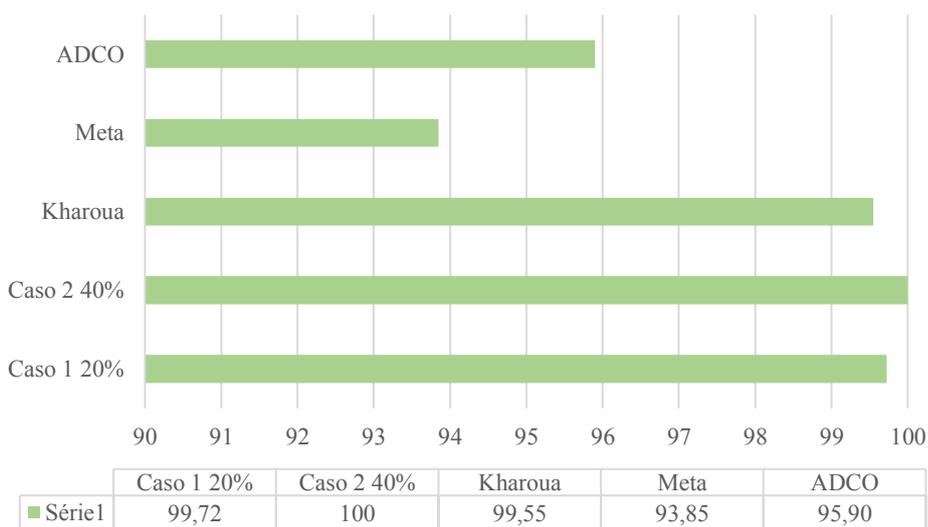
Fonte: Autoria própria

De forma geral, os resultados das simulações, tanto para o caso 1, quanto para o caso 2 atendem a meta estabelecida e estão de acordo com os resultados de campo da ADCO. Não é observado uma discrepância significativa em relação aos resultados da simulação realizada por Kharoua (2013a). A concentração de óleo na saída de água também foi avaliada. O valor da

meta estabelecida é de 3000 ppm. Os resultados do teste de eficiência da ADCO informam que o limite se encontra em um valor menor ou igual a 2000 ppm. Por outro lado, a simulação CFD realizada por Kharoua (2013a) previu um valor de 220 ppm. Os resultados do caso 1 identificaram a concentração de 135,63 ppm na saída de água. No caso 2 não foi identificado óleo na saída de água, chegando a uma eficiência de separação óleo/água de 100%.

A eficiência de separação óleo/água está apresentada na Figura 4.28. Para a análise de desempenho do equipamento, um resultado no qual há pouco óleo na saída de água (caso 1) ou não há nenhuma concentração de óleo (caso 2), além de atender a meta estabelecida e os dados de campo, indica uma eficiência de separação óleo/água de 100%. Embora seja um resultado extremamente satisfatório, se faz necessário trazer a discussão a possibilidade de uma superestimativa. É importante mencionar que o modelo VOF com captura de interface do tipo *sharp* mostra-se eficiente para capturar a interface das fases contínuas, omitindo informações de fases dispersas, uma vez que a interface é muito pequena. Adicionado a isso, nem todos os fenômenos físicos como quebra de gotas e coalescência foram modelados e podem afetar o desempenho do separador.

Figura 4.28 - Eficiência de separação óleo/água (%)



Fonte: Autoria própria

O valor da meta para a presença da água na saída de óleo é de 3 % em volume. Os resultados do teste de desempenho mostram que o teor de água em óleo deve estar em um valor menor ou igual a 2% em volume. Os resultados obtidos das simulações do caso 1 e do caso 2 foram de 12,80% e 12,85%, respectivamente. Os resultados são aproximadamente a metade do que foi obtido por Kharoua (2013a). O arraste de água transbordando o *weir*, pode ser uma das razões para provocar esse aumento de água na saída de óleo. Como exposto anteriormente, as

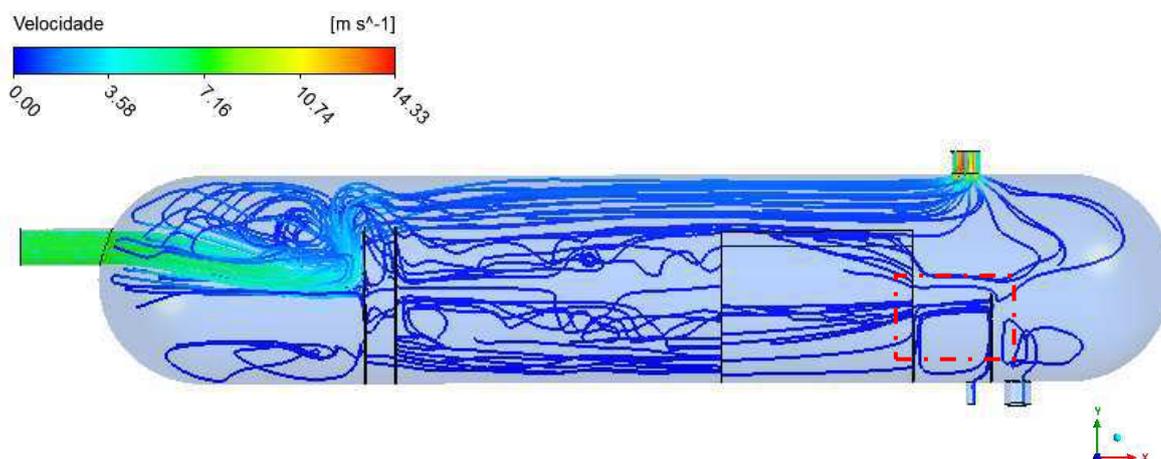
limitações do modelo VOF com captura de interface do tipo *sharp* podem superestimar os resultados da concentração de água na saída de óleo, por não identificar a água em sua forma dispersa no gás.

#### 4.3.1.2 Análise do Coalescedor

A região de separação por gravidade deve ter menor turbulência, as fases necessitam escoar em menores velocidades, para favorecer assim a separação gravitacional. A redução da recirculação e arrasto de partículas é o desejável. Para tanto, nessa região, além das placas perfuradas a geometria disponível em Kharoua et al. (2012a; 2013a), dispõe de um dispositivo interno do tipo coalescedor com o objetivo de favorecer uma zona de contato entre as gotículas de óleo favorecendo a contenção, aglutinação e coalescência dessas gotas de líquidos e consequentemente sua sedimentação. Como os fenômenos de aglutinação e coalescência não foram modelados neste estudo, o coalescedor presente na geometria G1, foi modelado como meio poroso, tanto para o caso 1 quanto para o caso 2. O objetivo foi o mesmo atribuído às placas porosas, o de proporcionar uma resistência ao escoamento e reduzir zonas de recirculação advindas da região central do vaso, permitindo o estabelecimento de um escoamento mais estável para favorecer principalmente a separação óleo/água. Adicionalmente, em virtude da espessura do coalescedor, a função de contenção e sedimentação também pode ser alcançada. Portanto, foi aplicado uma porosidade de 97,7%.

A Figura 4.29 ilustra os resultados das linhas de fluxo do fluido ao longo da região de separação e confirmam visualmente que há zonas de recirculação a montante do coalescedor e que são atenuados no interior do mesmo. A região de mistura identificada pelas linhas de fluxo a jusante das placas perfuradas e a montante do coalescedor, se dá principalmente na camada de óleo, mas a interface água/óleo demonstra um escoamento majoritariamente estratificado até a entrada do coalescedor. Outro aspecto relevante a ser destacado no interior do coalescedor, se trata do aumento do nível de água, em forma de onda lateral, à medida que a camada de óleo afunila (Figuras 4.15 e 4.16), a ponto de intensificar a mistura na interface água/óleo a jusante do coalescedor o que poderia contribuir para o transbordamento de água na região de saída de óleo. Esse aspecto pode ser visto pela convergência das linhas de fluxo em uma região específica na saída do coalescedor (Figura 4.29). A promoção da transferência de mais água para a saída de óleo reduz a eficiência de separação água/óleo.

Figura 4.29 - Linhas de fluxo da mistura ao longo da região de separação (Caso 2)



Fonte: Autoria própria

Buscando solucionar essa problemática e ajustar os níveis de óleo e água, foi simulado o caso 3 com alteração da porosidade do coalescedor para 70%. O intuito era avaliar se ao aumentar a resistência ao escoamento, desacelerando a água que é a fase mais densa, evitaria que ela ocupe a área da camada de óleo. Contudo, assim como nos casos 1 e 2, mesmo com a redução da porosidade para 70%, o nível de água tende a subir no interior do coalescedor, reduzindo a camada de óleo e contribuindo para a mistura óleo/água (Figura 4.30). As linhas de fluxo (Figura 4.31) se apresentam de forma similar aos casos 1 e 2, mostrando-se relativamente estáveis na entrada do dispositivo e apresentando uma convergência para um ponto específico na saída. Por outro lado, os resultados do caso 3 mostram também que a vazão mássica de água na saída de óleo reduziu de 23,31 Kg/s para 17,20 Kg/s, quando comparado ao caso 2. Assim, para caso 3, o percentual de fração de volume de água na saída de óleo foi de 12,78 % enquanto o caso 2 obteve 12,85% de água.

Portanto, sob as condições avaliadas, para as simulações dos casos 2 e 3 com o modelo de interface do tipo *sharp*, a contribuição do coalescedor na estabilidade do escoamento e na definição dos níveis de óleo e água, não possui alterações significativas. Por outro lado, é importante destacar que há uma discrepância em relação a transferência de água pela saída de óleo.

Figura 4.30 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 3)

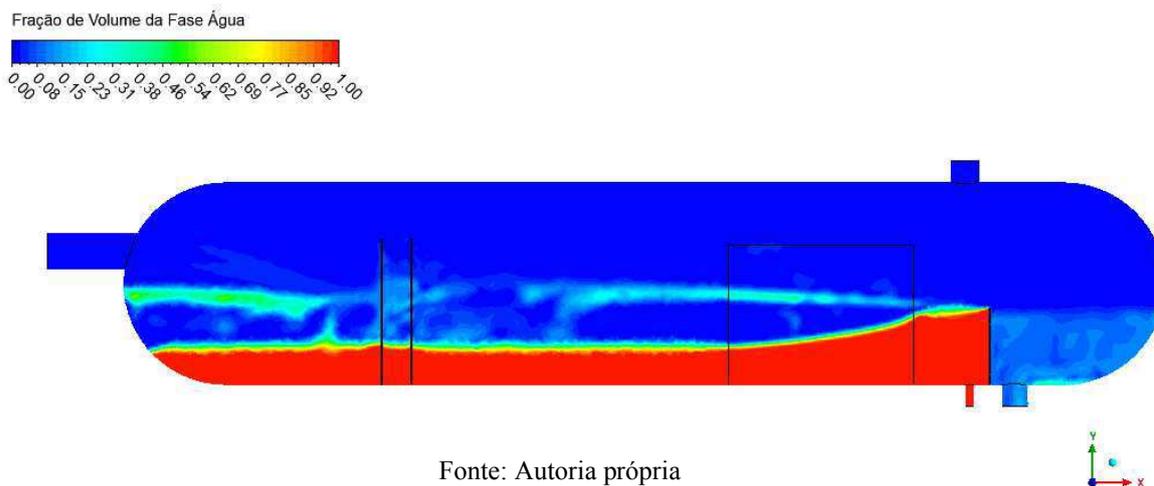
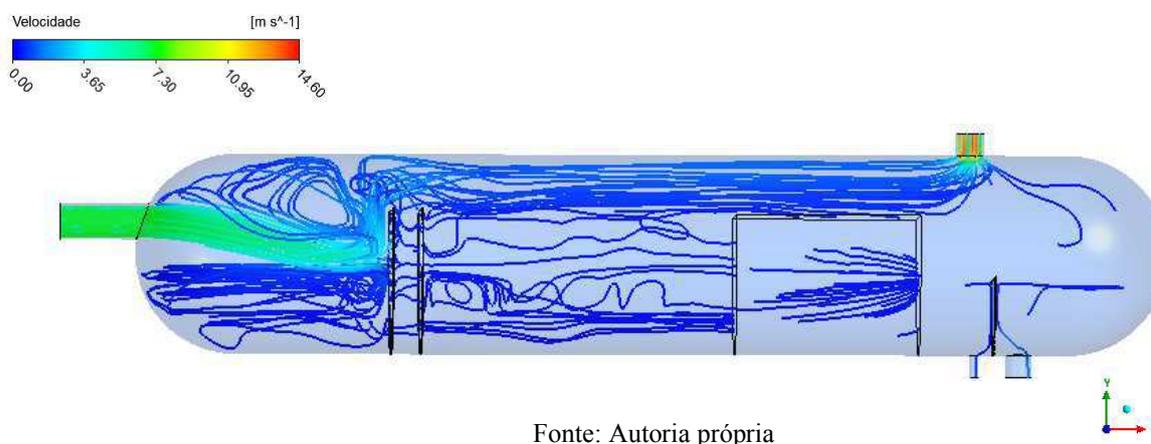


Figura 4.31 - Linhas de fluxo da mistura ao longo da região de separação (Caso 3)



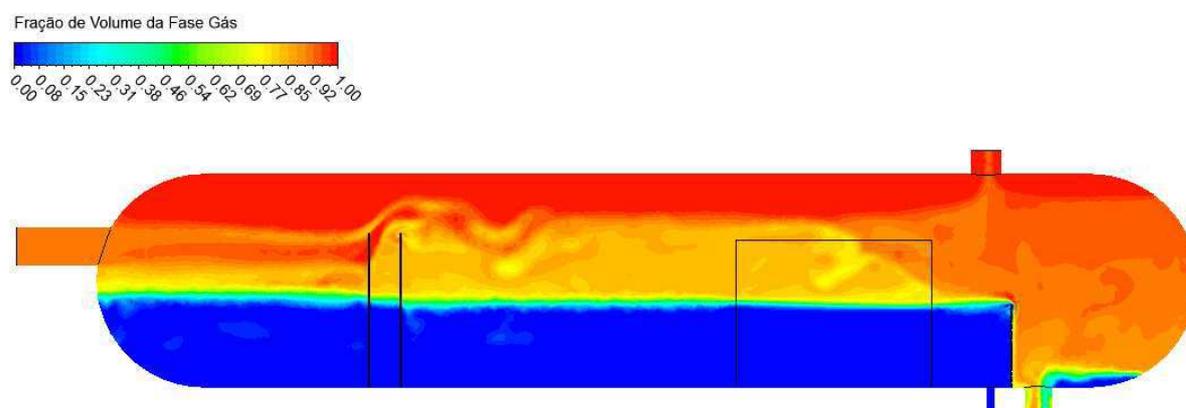
### 4.3.2 Modelo VOF com rastreamento de interface do tipo *sharp-dispersed*

#### 4.3.2.1 Características do comportamento interno

Os casos 1 e 2 foram simulados com modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  padrão e com o modelo multifásico VOF com rastreamento de interface do tipo *sharp*. Essa configuração do modelo VOF considera a presença de uma interface distinta entre as fases. O uso do modelo *sharp* permitiu identificar os níveis das fases gás, óleo e água que estão em maiores volumes e são separados por interfaces bem definidas. Nota-se um escoamento estratificado entre as fases gás e líquidas. Por outro lado, as regiões de recirculação a montante, entre e a jusante das placas perfuradas indicam que há possibilidade de arraste das fases óleo e água pela fase gás (Figuras 4.14 e 4.19). No entanto, os campos de fração de volume modelados com VOF e interface *sharp* conseguem captar as interfaces bem definidas entre os grandes volumes das fases, mas não identificam as fases dispersas arrastadas.

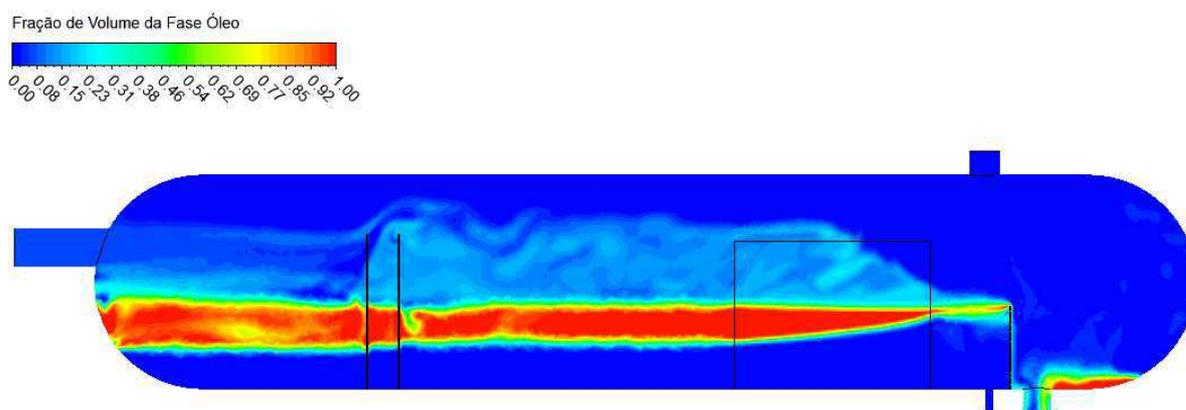
O modelo VOF com interface *sharp/dispersed* por sua vez, pode ser usado quando a fase secundária está presente em ambos os estados, separados de forma contínua e também dispersos no domínio. Assim, para fins comparativos, o caso 4 foi simulado com as mesmas configurações do caso 2, apenas com alteração do modelo de rastreamento de interface. O campo de fração de volume da fase gás (Figura 4.32) mostra uma mistura na região da zona de gás. Assim, é possível verificar que as fases óleo e água livres, estão separadas como fases contínua/contínua, e também estão presentes no gás na forma dispersa (Figuras 4.33 e 4.34), em função da mistura ocasionada pelas zonas de recirculação. O modelo VOF com interface *sharp/dispersed* consegue captar melhor esses fenômenos físicos, e confirmar o suposto arraste que as zonas de recirculação indicavam no caso 2.

Figura 4.32 - Campo de fração de volume da fase gás, em  $t=180s$  (Caso 4)



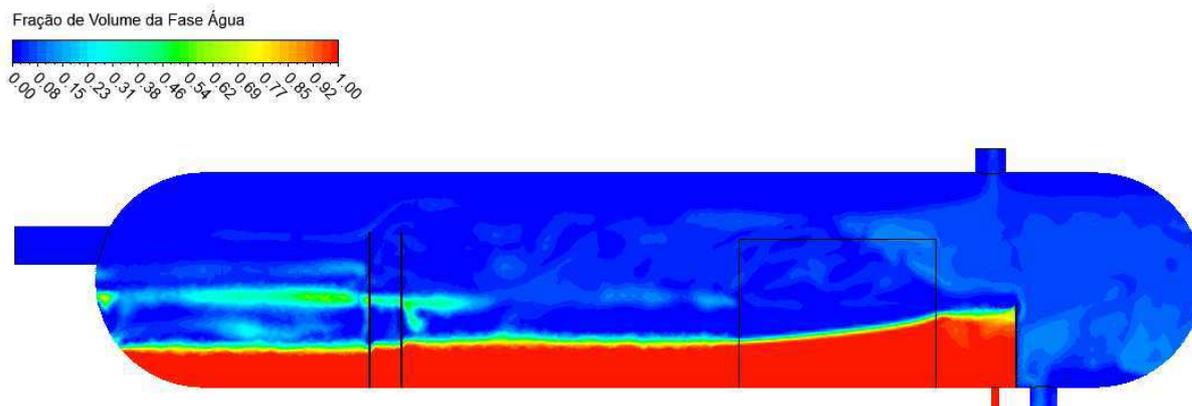
Fonte: Autoria própria

Figura 4.33 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=180s$  (Caso 4)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.34 - Campo de fração de volume da fase água, em  $t=180s$  (Caso 4)



Fonte: Autoria própria

#### 4.3.2.2 Avaliação da Eficiência de separação

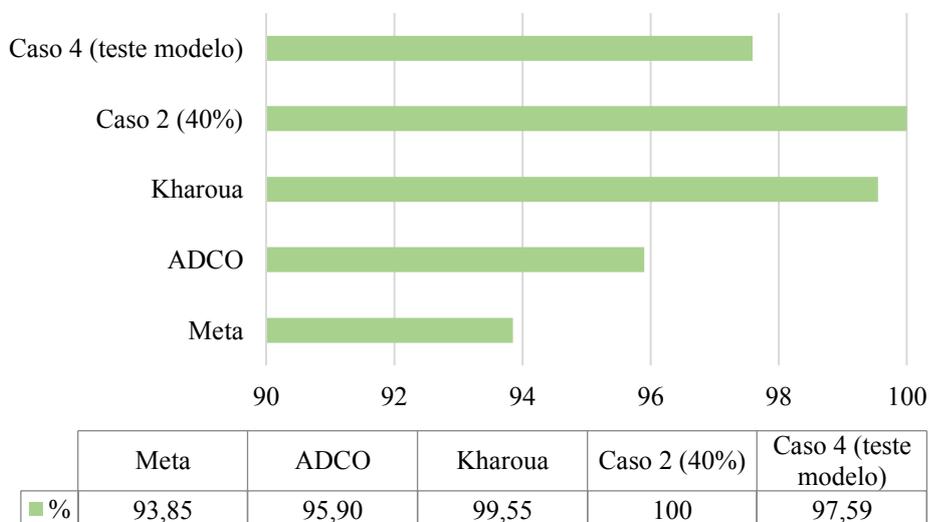
Assim como nos casos anteriores as eficiências de separação foram calculadas a partir da Equação 3.28, objetivando a comparação dos resultados.

A concentração de óleo na saída de água é de 1175,78 ppm para o (Caso 4) atendendo tanto a meta estabelecida quanto o valor máximo experimental obtido por ADCO, dados apresentados em Kharoua et al (2013a). A eficiência de separação óleo/água no (Caso 4) obterá um valor de aproximadamente 97,59% distinto do valor de 100% obtido para o caso 2 (Figura 4.35). Em virtude das zonas de recirculação e mistura que foram evidenciadas no equipamento a partir dos resultados do caso 1, de fato esperava-se que algum arraste de óleo em água ocorresse e reduzisse a eficiência de separação, mas esse fato não foi identificado pelo modelo de interface *sharp*. Com isso, podemos destacar que o modelo *sharp/dispersed* apresenta resultados mais coerentes em relação à física do problema, uma vez que pode captar a distribuição das fases contínuas e a delimitação das interfaces entre elas, assim como identificar as fases dispersas, a partir da delimitação das interfaces entre a fase dispersa e a contínua.

Em relação à saída de óleo, foi obtido um percentual em volume de água de 4,03% em óleo (Figura 4.36). No caso 2 o valor obtido foi de 12,85% de volume de água saindo junto com o óleo, provavelmente esse resultado está associado ao uso do modelo de captura de interface *sharp* que se mostra restrito para capturar a água dispersa na fase gás. De forma geral, os valores obtidos nas simulações dos casos 2 e 4, assim como o obtido pelos resultados numéricos de Kharoua (2013a) são maiores do que o valor estabelecido pela meta e alcançado pelos dados experimentais. Essa discrepância pode estar associada as simplificações dos modelos

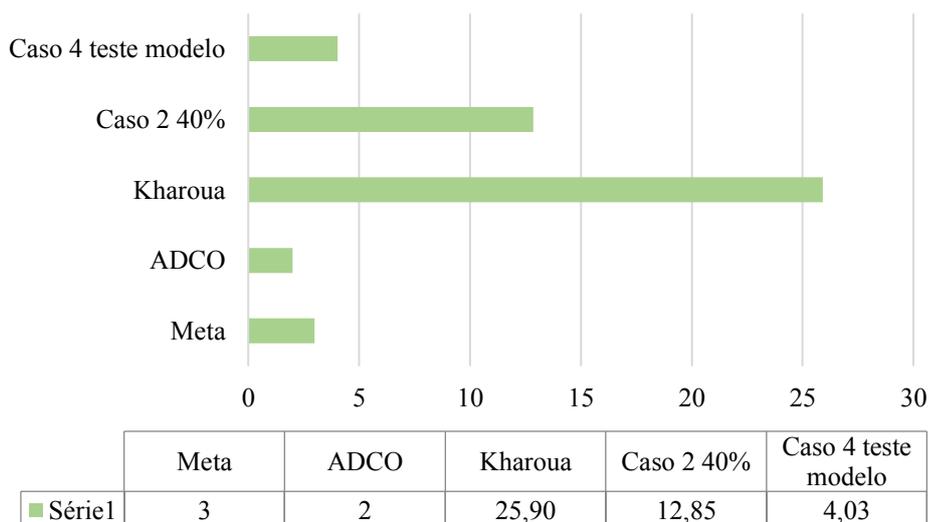
matemáticos adotados, mas também à altura do *weir* estabelecida e a ausência de defletor de entrada.

Figura 4.35 - Eficiência de separação óleo/água (%)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.36 - Percentual em fração de volume da água na saída de óleo (%)

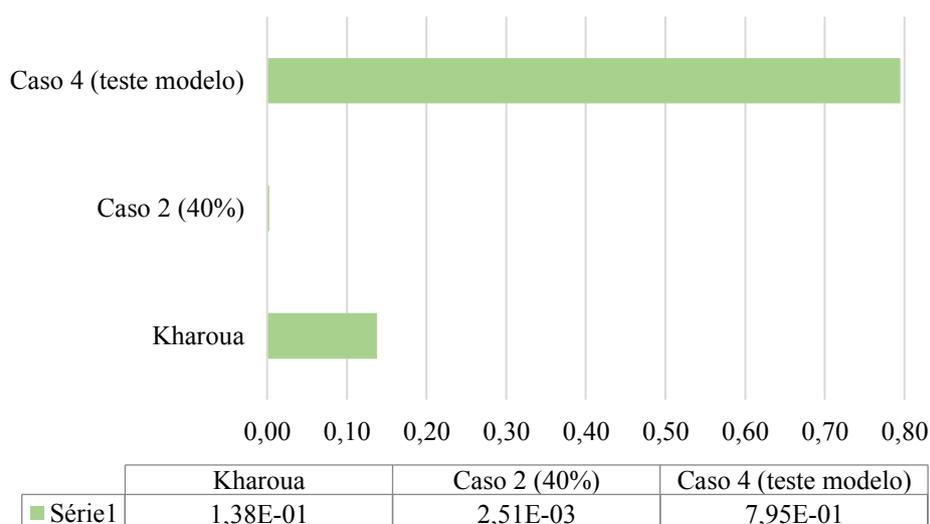


Fonte: Autoria própria

Os resultados obtidos com modelo de captura de interface *sharp/dispersed* também são relevantes na análise da eficiência de separação líquido/gás, uma vez que pelo fato do rastreamento de interface atingir interfaces pequenas, como as estabelecidas entre o líquido em sua forma dispersa no gás, as concentrações de água e óleo na saída de gás são maiores no caso

4, quando comparadas ao caso 2 (Figura 4.37), e conseqüentemente há uma redução na eficiência de separação líquido/gás. Inclusive, em função do arraste da água pelo gás, percebe-se que a presença da água na saída de óleo diminui. A redução da eficiência de separação líquido-gás, pode estar relacionada às simplificações adotadas na geometria de validação, referentes a não inserção do dispositivo de entrada *shapecoenter* e dos dispositivos aglomerador e extrator de névoa presentes na geometria estudada por Kharoua (2013a). Uma vez que, os dois últimos dispositivos, têm por ação reduzir o arraste de líquido pelo gás, portanto, a não inserção, provoca a ação inversa, aumentando assim as concentrações de óleo e água na saída de gás. Desta forma, o modelo VOF com interface *sharp/dispersed* consegue identificar as fases água e óleo em suas formas dispersas na fase gás.

Figura 4.37 - Concentração de líquido na saída de gás (USG/MMSCFD)



Fonte: Autoria própria

As modificações a serem realizadas na geometria, como a inserção de diferentes defletores, pode contribuir para a redução do arraste das gotículas de líquido na fase gás. No entanto, apesar dos internos do tipo aglomerador e extrator de névoa atuarem diretamente na saída de gás, não está no escopo desse trabalho avaliá-los, tão pouco propor novos internos para essa região.

### 4.3.3 Considerações finais sobre o subitem 4.3

Em relação à porosidade das placas perfuradas de acordo com Wilkinson et al. (2000), a área livre ótima, no caso de um defletor (*baffle*), é de cerca de 20%, que pode ser estendida até um valor de 40%. Para as condições estabelecidas nos casos 1 e 2 não houveram mudanças

significativas na dinâmica do escoamento e tão pouco nas eficiências de separação. É possível que a variação da espessura das placas pudesse refletir discrepâncias maiores nos resultados para a variação dessas porosidades, no entanto não foi avaliado. Neste sentido, em busca de estabelecer um parâmetro comparativo com o disposto por Kharoua et al (2012a), ainda, considerando que os trabalhos que atribuíram o valor de 40% de porosidade às placas perfuradas, como Ghaffarkhah et al. (2018b), as analisaram sob estruturas internas distintas, optou-se por manter para as simulações das geometrias adaptadas, uma porosidade de 40% para as placas perfuradas.

Em relação ao coalescedor, diferentemente do realizado por Kharoua et al. (2012a, 2013a) não foram modelados os fenômenos de coalescência de partículas, aplicando ao dispositivo a função porosa com o objetivo de atenuar a velocidade dos fluidos, contê-los e estabilizar o escoamento. Sob essas condições, o coalescedor mostrou uma pequena discrepância em relação a presença da água na saída de óleo, comparando os casos 2 e 3, que foram simulados com o modelo *sharp*. Contudo, na simulação do caso 4, onde o modelo de captura de interface do tipo *sharp-dispersed* foi usado, percebe-se que as fases água e óleo que se encontram dispersas no gás, ficam parcialmente contidas no coalescedor e isso pode proporcionar contribuições nas eficiências de separação líquido/gás e água/óleo. Desta forma, embora o nível continue subindo, como nos casos 2 e 3, não há parâmetro de comparação para avaliar se em um tempo de 180s, o coalescedor contribui para reduzir a eficiência de separação água/óleo em função do aumento do nível de água, ou se por outro lado este dispositivo favorece a melhor separação desses líquidos dispersos no gás, devido à sua contenção. Neste sentido, será estudado para os casos de geometria adaptativa a ausência do coalescedor. Com isso objetiva-se avaliar se os níveis de óleo e água são melhores estabilizados e se há melhora nas eficiências de separação óleo/água e líquido/gás.

No que tange ao tipo de rastreamento de interface disponível no modelo VOF, para os casos 1, 2, 3 e 4, onde as condições de contorno e as propriedades dos fluidos estão de acordo com Kharoua et al (2012a, 2013a), embora simplificações geométricas dos internos tenham sido realizadas e adaptações na modelagem do coalescedor, os resultados mostraram que estão dentro dos limites estabelecidos pela meta e teste de desempenho da ADCO apresentados em Kharoua et al (2012a, 2013a) como também não houve discrepâncias significativas comparadas aos resultados numéricos. Neste caso a modelagem multifásica VOF, independente do modelo de captura de interface, assim como o modelo de turbulência k-e padrão estão adequados para a representação física do problema.

Por outro lado, os contornos de fração de volume resultantes da simulação com o modelo VOF com captura a interface *sharp* não permitem identificar fases líquidas dispersas no gás, embora esse seja o resultado físico esperado, principalmente pela ausência do defletor de entrada e dos dispositivos internos de captura de líquido, como o extrator de névoa, por exemplo.

O modelo *sharp/dispersed* apresenta resultados mais coerentes em relação à física do problema, uma vez que é capaz de lidar com a distribuição das fases secundárias estarem tanto em parte contínua no modelo, quanto em parte dispersa. Nos casos das geometrias adaptadas a modelagem multifásica será realizada com VOF e rastreamento de interface do tipo *sharp/dispersed*.

#### 4.4 GEOMETRIAS ADAPTADAS

A distribuição da velocidade dos fluidos é um parâmetro essencial no estudo de vasos separadores horizontais, principalmente na região de separação gravitacional, ou simplesmente região de separação, em função dos fluidos serem principalmente separados por diferença de densidade, sob ação da força gravitacional.

Para favorecer a decantação, os fluidos devem estabelecer na região de separação um escoamento com o mínimo de turbulência, sem zonas de recirculação, pois elas intensificam a mistura. Durante a entrada no equipamento os fluidos apresentam maiores velocidades, sendo a inserção de dispositivos de entrada, uma solução para a separação inercial. Portanto, para análise da influência dos dispositivos internos de entrada sob a dinâmica do escoamento e a eficiência da separação trifásica foram realizadas adaptações na geometria G1. Defletores do tipo placa lavagem com água sólida e perfurada, além de defletores semi-perfurados em posicionamentos distintos foram inseridos e serão comparados à geometria sem dispositivo de entrada.

Como o fluxo multifásico é governado pelo princípio de sedimentação, com base na lei de Stokes, mesmo que a modelagem de partículas não tenha sido feita, é importante avaliar os campos das componentes horizontal e vertical da velocidade com o objetivo de entender a tendência do comportamento do escoamento, e a influência que os internos estabelecem sobre ele. As velocidades negativas da componente podem indicar a descida dos fluidos, favorável à decantação, ou altas velocidades verticais podem contribuir para o arraste de líquido, por exemplo. Neste sentido, linhas horizontais e verticais representativas para alguns casos foram inseridas, em cujos perfis das componentes horizontal e vertical da velocidade estão plotados.

Destaca-se que coalescedor não foi inserido a essas geometrias adaptadas e as placas porosas foram modeladas com uma porosidade de 40%. O modelo VOF com captura de interface do tipo *sharp-dispersed* foi selecionado para modelagem multifásica. A turbulência seguiu sendo modelada com o modelo  $k-\varepsilon$  padrão, como nos casos anteriores.

As simulações em regime permanente permitem obter resultados nos quais o vaso já se encontra cheio, estabelecendo assim o nível de líquido a ser tomado como condição inicial para a realização das simulações em regime transiente, uma vez que o objetivo é avaliar o comportamento do equipamento em sua condição de processo e não de partida.

Os casos em regime transiente foram simulados para um tempo de  $t=30s$  sob três condições operacionais distintas. Inicialmente se considera as condições de contorno de comparação, ou seja, as condições disponíveis em Kharoua et. al (2012a, 2013a). Posteriormente as frações de volume das fases óleo e água são alteradas de forma a sugerir condições de poço novo, quando a produção de óleo é maior, e de poço maduro, quando a água passa a ser mais produzida. As configurações geométricas que apresentarem melhores eficiências de separação serão avaliadas para um tempo de simulação de  $t=180s$ .

#### **4.4.1 Condições de comparação**

Os casos de 5 a 11 (Tabela 3.15) foram simulados sob as condições de comparação de acordo com a Tabela 3.9, ou seja, considerando uma velocidade de entrada de 7,49 m/s e frações de volume de 0,02; 0,06 e 0,92 para água, óleo e gás, respectivamente.

##### **4.4.1.1 Características do comportamento interno**

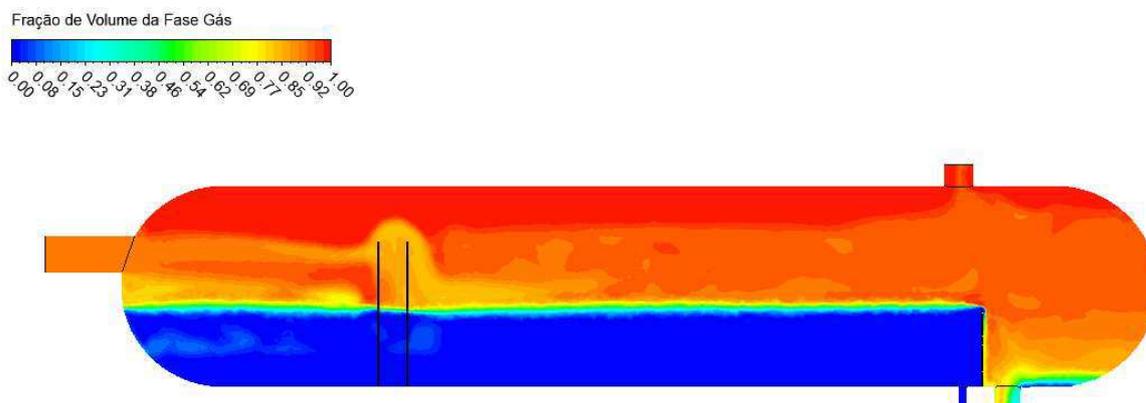
###### **4.4.1.1.1 Geometria sem defletor de entrada (Geometria G2)**

O caso 5 avaliou o funcionamento do vaso separador horizontal trifásico sem defletor de entrada, estando presentes duas placas perfuradas com porosidade de 40% e o dispositivo tipo *weir* (geometria G2). O coalescedor não foi inserido. A ausência de dispositivo de entrada em vasos separadores não é usual, neste sentido o objetivo deste caso 5 é ser um parâmetro comparativo com os casos nos quais os defletores de entrada foram inseridos.

O comportamento do nível inicial do escoamento interno dos fluidos pode ser visto nas Figuras 4.38, 4.39 e 4.40 que ilustram, respectivamente, os contornos de fração de volume das fases gás, óleo e água. A Figura 4.42 indica que inicialmente que metade do vaso está cheio de líquido. É possível observar ainda pelos contornos de fração de volume (Figura 4.43) que, diferentemente dos casos de 1 a 4, não se percebe uma ondulação ao final da camada de água

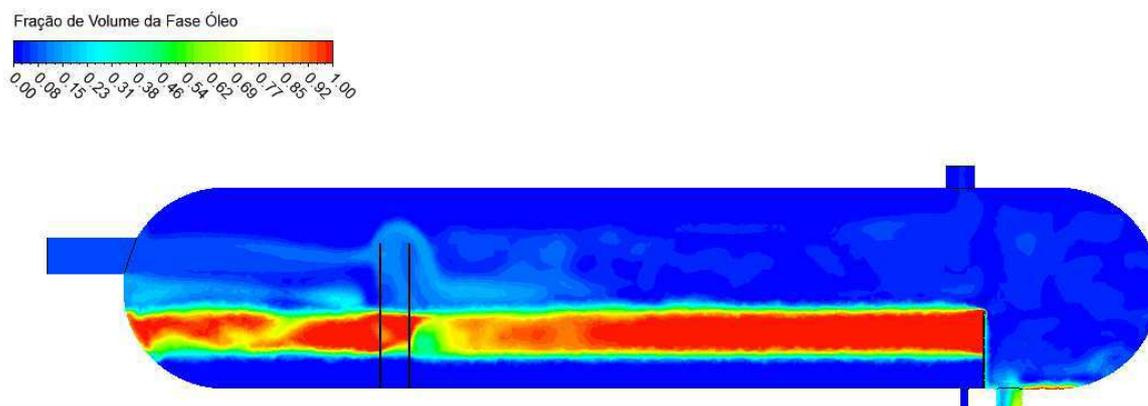
que culminava na redução da espessura da camada de óleo. A ausência do coalescedor é responsável pelo ajuste nos níveis de óleo e água.

Figura 4.38 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 5)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.39.- Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 5)

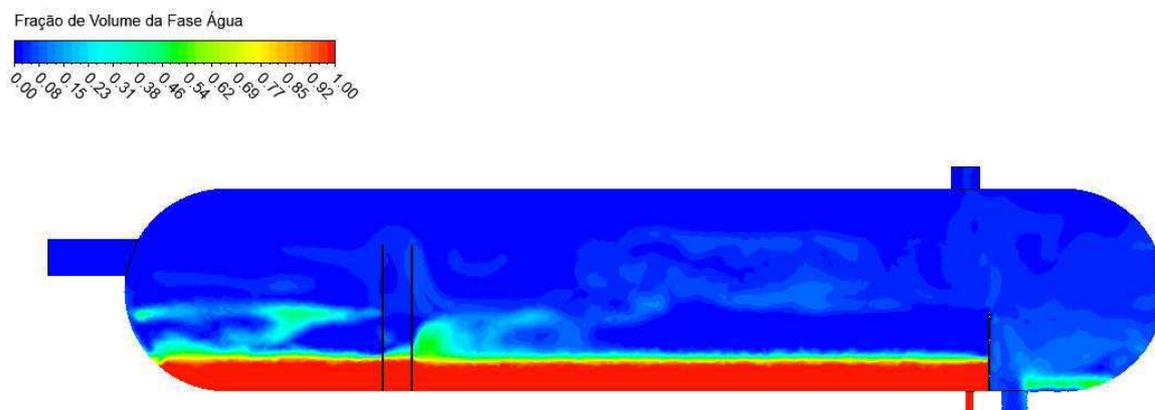


Fonte: Autoria própria

Em  $t=30$  segundos de simulação é obtido os campos de fração de volume do gás, óleo e água indicados, respectivamente, pelas Figuras 4.41, 4.42 e 4.43. É possível observar que não houve mudanças significativas após 30 s de simulação a partir da condição inicial. Os contornos de fração de volume também ilustram a presença de gás principalmente em mistura com óleo, destaca-se as regiões a montante do primeiro defletor em uma zona de maior mistura, que assim como no caso 4, não são totalmente contidas pelas placas perfuradas e são propagadas

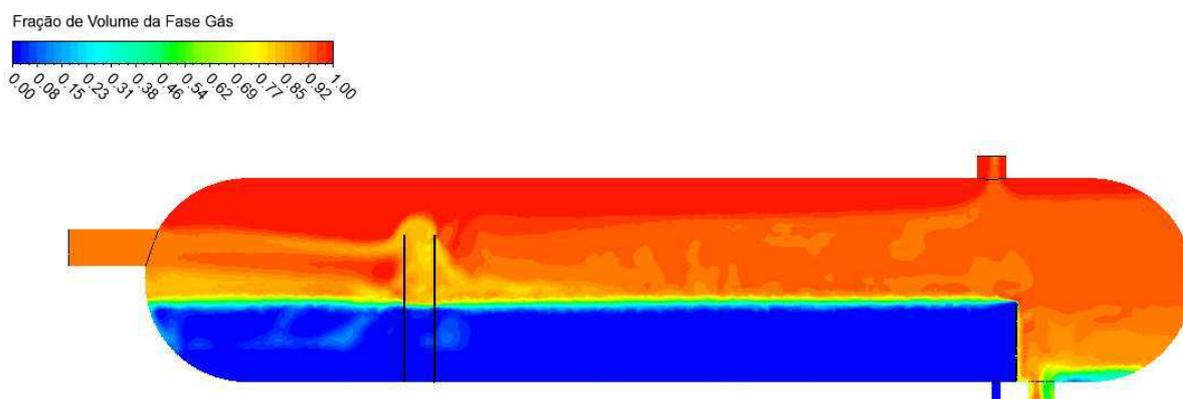
imediatamente a jusante da segunda placa porosa (Figura 4.44). A presença de forte mistura entre as fases na região de mistura, quando não dissipada na região de separação, atua na redução das eficiências de separação líquido/gás e líquido/líquido, uma vez que mais líquido poderá sair na saída de gás, assim como água na saída de óleo e óleo na saída de água.

Figura 4.40 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 5)



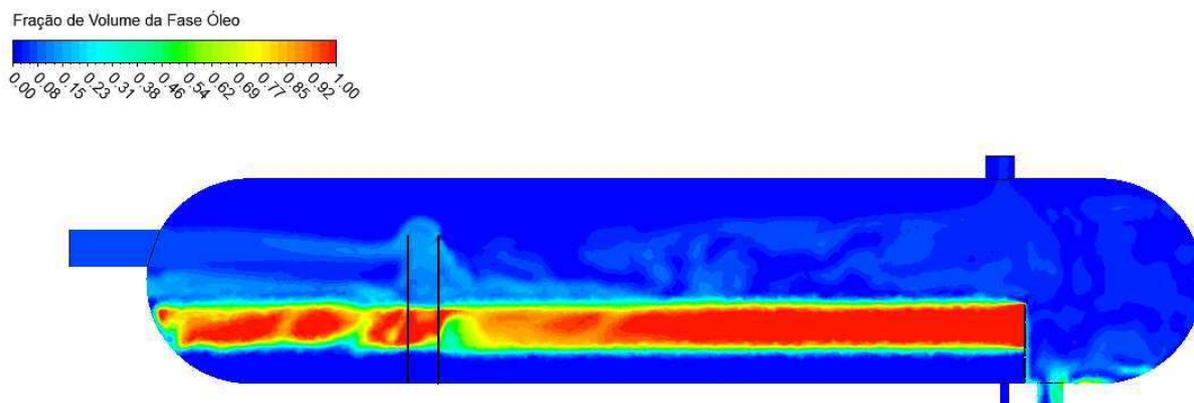
Fonte: Autoria própria

Figura 4.41 - Campo de fração de volume da fase gás em  $t = 30s$  (Caso 5)



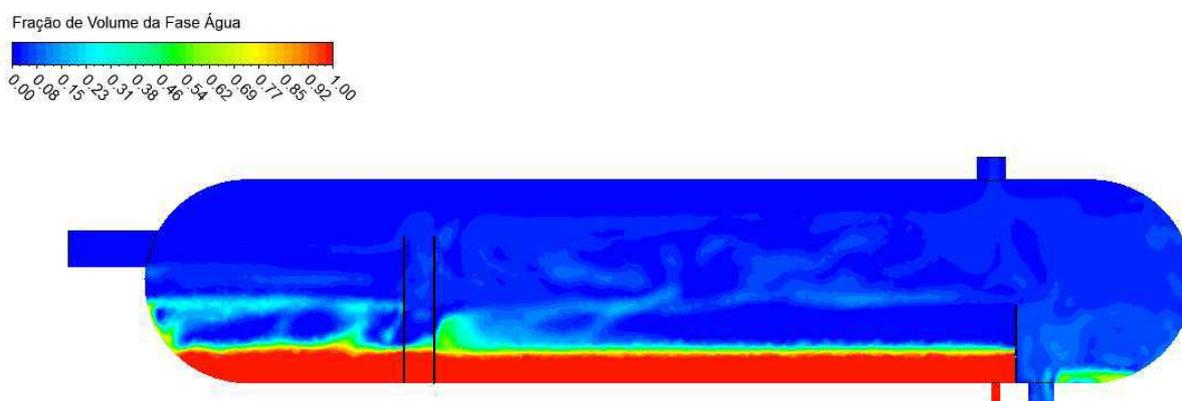
Fonte: Autoria própria

Figura 4.42 - Campo de fração de volume da fase óleo em t =30s (Caso 5)



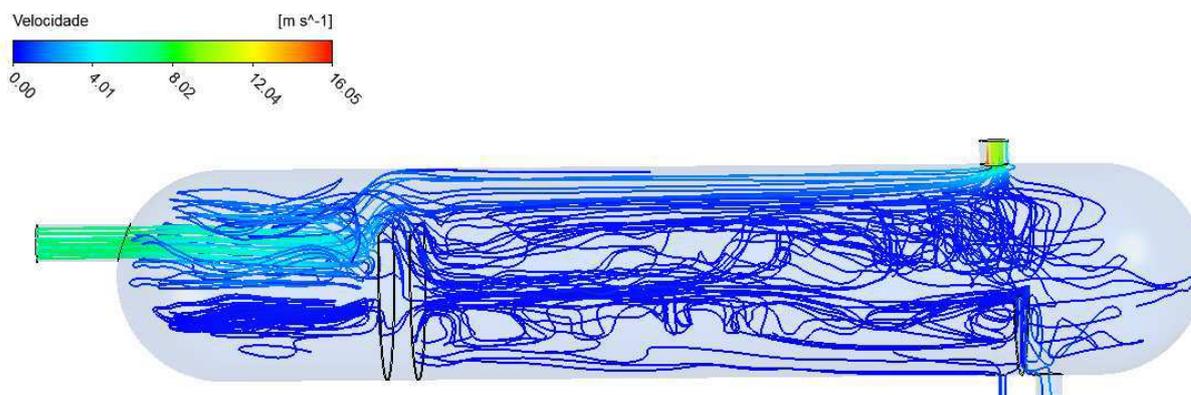
Fonte: Autoria própria

Figura 4.43 - Campo de fração de volume da fase água em t =30s (Caso 5)



Fonte: Autoria própria

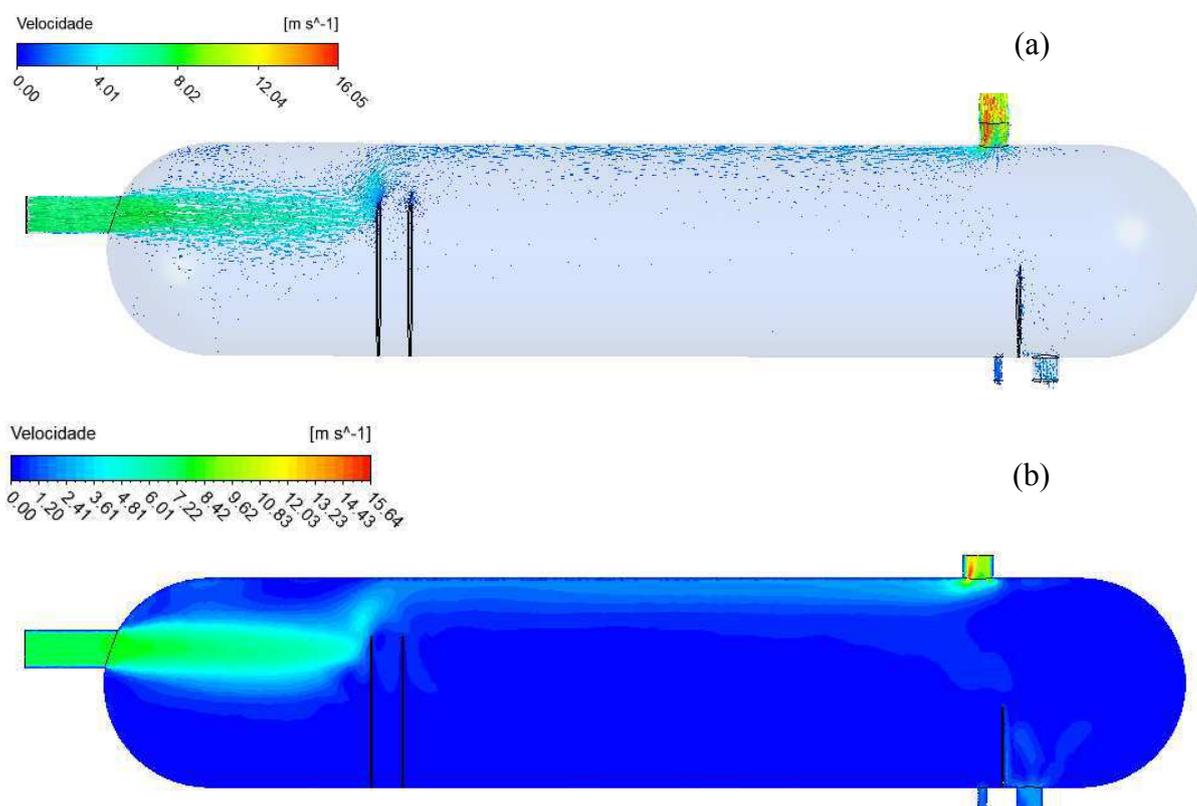
Figura 4.44 - Linhas de corrente da mistura ao longo do vaso (Caso 5)



Fonte: Autoria própria

No tempo de 30s, foi identificado uma vazão mássica de água de 15,95 Kg/s na saída de gás. A ação da parte superior das placas provoca o deslocamento da água em forma de vertedouro e que se posiciona acima da camada de óleo, na interface óleo e gás, e conseqüentemente, contribui para o arraste de água nas saídas de óleo e gás. Esse efeito pode ser visualizado nos contornos de fração de volume de água (Figura 4.43), assim como por meio dos vetores e contornos de velocidade (Figura 4.45).

Figura 4.45 -(a) Campo vetorial de velocidades ao longo do vaso (b) Contornos de velocidades (Caso 5)



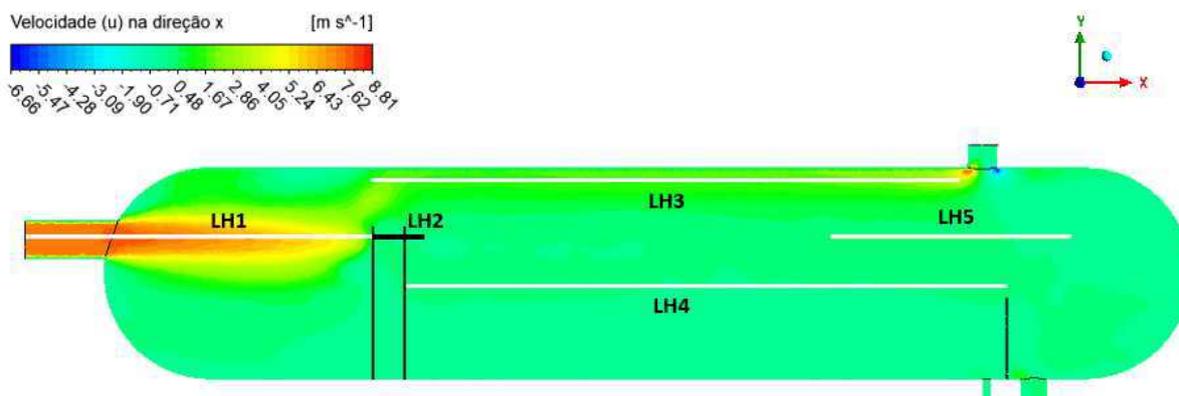
Fonte: Autoria própria

Na ausência de um defletor de entrada o choque inicial dos fluidos com as placas perfuradas promove uma grande dispersão de líquido na região de gás (Figuras 4.42 a 4.43). Os campos de velocidades ( $u$ ) na direção  $x$  (direção do escoamento) e velocidades ( $v$ ) na direção vertical foram avaliados sob um plano longitudinal  $xy$  e estão ilustrados nas Figuras 4.46 e 4.47, respectivamente. Foram construídas linhas horizontais (LH) e vertical (LV) para análise dessas

velocidades a partir de gráficos. O gráfico 4.1a apresenta a velocidade horizontal na linha LH1 na região de mistura. A velocidade ( $u$ ) se mantém praticamente constante na entrada, em torno de 7,49 m/s e após a expansão sofrida pela diferença de área entre o tubo de entrada e o vaso separador juntamente com os choques com a primeira placa porosa, há perda de quantidade de movimento e a velocidade é reduzida. É importante destacar que embora as placas sejam porosas, oferecem uma resistência ao escoamento devido a porosidade estabelecida de 40%, evitando assim que os fluidos a cruzem de imediato.

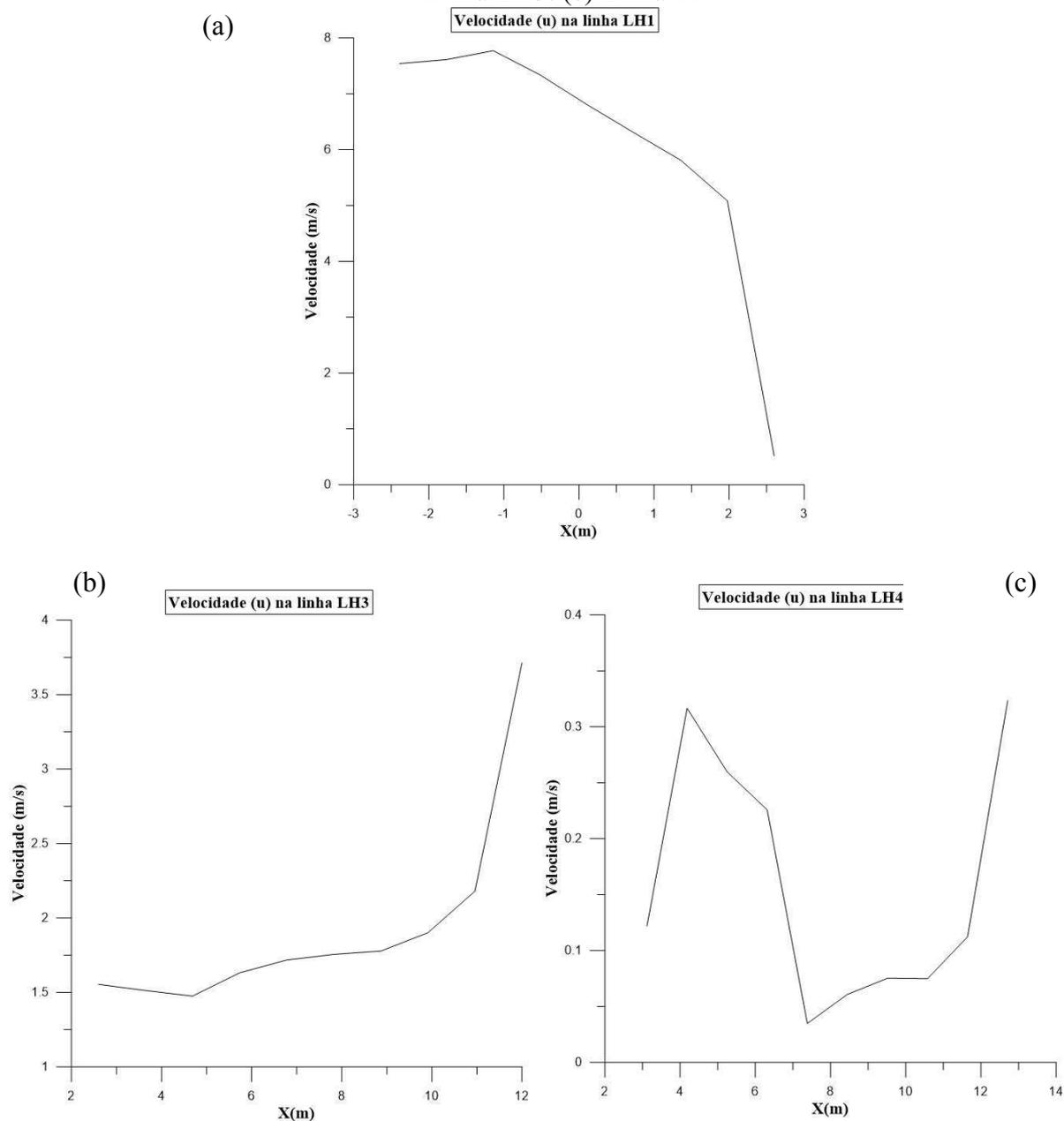
Diferentemente da velocidade ( $u$ ), a velocidade vertical ( $v$ ) na linha LH1 (Gráfico 4.2a) é baixa na região de entrada mas passa a aumentar próximo a primeira placa porosa que está localizada em 2,6m. Acima da primeira placa porosa, percebe-se ainda, um aumento da velocidade vertical para 3m/s em  $y=2,8m$ , (linha vertical LV1), após isso a velocidade vertical ( $v$ ) reduz devido à proximidade com a parede do vaso. Esse aumento da velocidade vertical em função da borda superior da primeira placa porosa, permite que parte dos fluidos sejam acelerados e pode provocar o arraste vertical do líquido pelo gás, até a saída de gás. Posteriormente, os maiores valores de velocidade vertical são observados na saída de gás, em virtude da redução da área do bocal de saída e do arraste de líquidos.

Figura 4.46 - Contornos de velocidade ( $u$ ) na direção  $x$  (Caso 5)



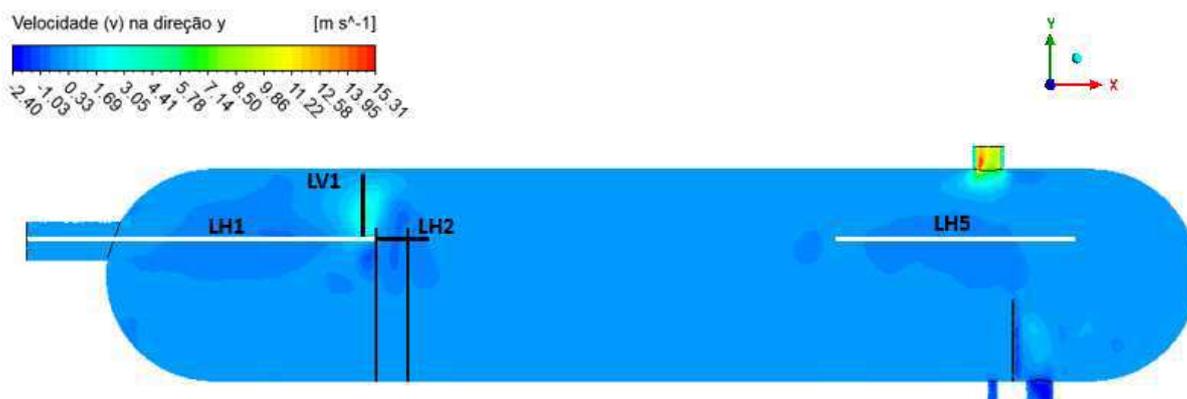
Fonte: Autoria própria

Gráfico 4.1- Velocidades (u) nas linhas horizontais (LH) da Figura 4.46. (a) Linha LH1. (b) Linha LH3. (c) Linha LH4

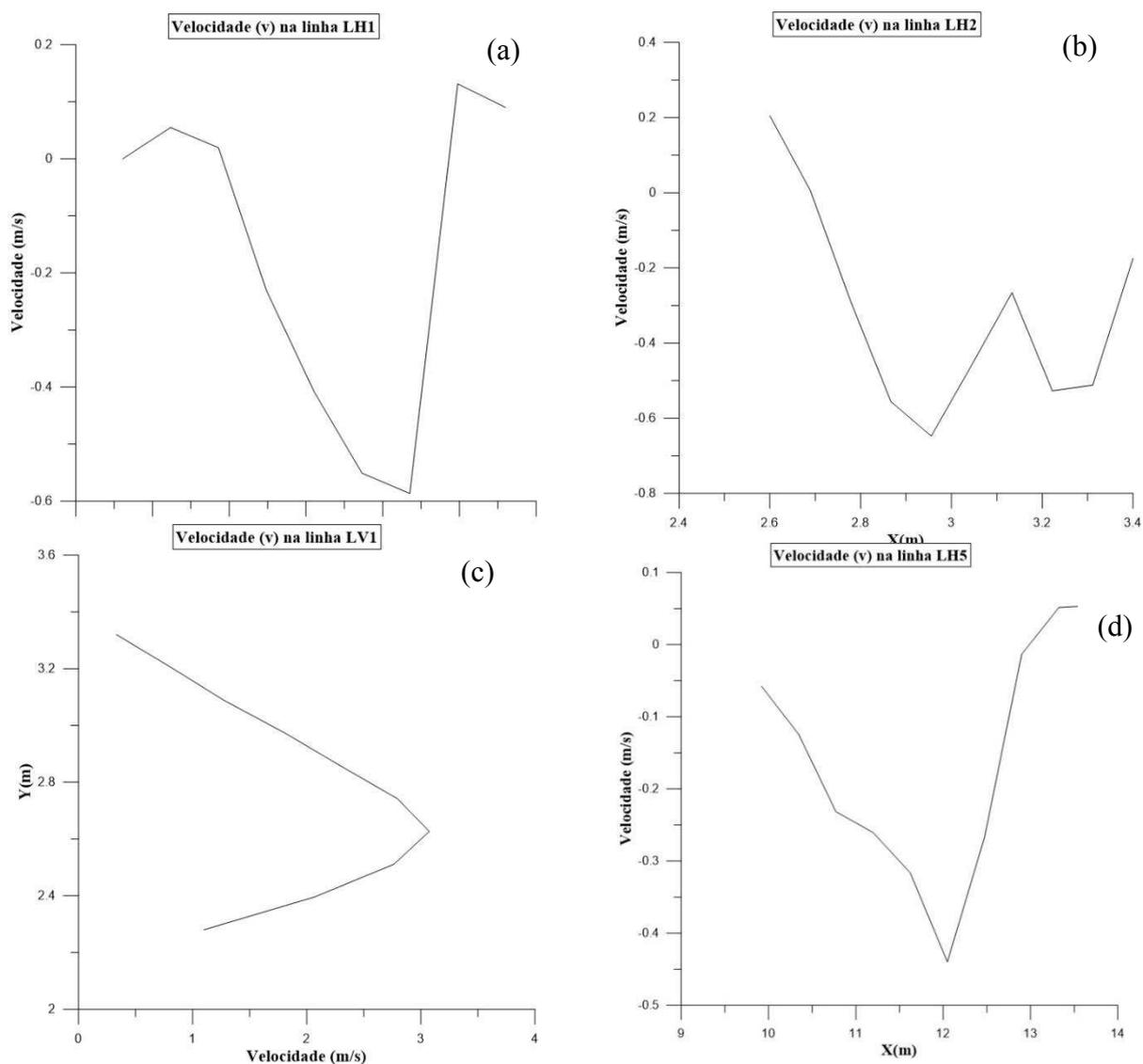


Fonte: Autoria própria

No topo do vaso, representado pela linha LH3 (Figura 4.46), percebe-se um aumento da velocidade (u) na direção do escoamento a partir da primeira placa porosa até a saída de gás (Gráfico 4.1b). Velocidades mais altas na zona superior do vaso, associadas à mistura das fases líquidas que ultrapassaram a região de entrada, podem provocar arraste de líquido pelo gás. Na saída de gás se encontram as maiores velocidades.

Figura 4.47 - Contornos de velocidade ( $v$ ) na direção  $y$  (Caso 5)

Fonte: Autoria própria

Gráfico 4.2 - Velocidades ( $v$ ) nas linhas destacadas na Figura 4.47. (a) LH1 (b) LH2 (c) LV1 (d) LH5

Fonte: Autoria própria

Entre as placas porosas até a posição de  $x=3,40$  m, um pouco após a segunda placa, foi inserido a linha LH2 (Figura 4.47). Vê-se no Gráfico 4.2b, a intensidade da velocidade vertical na linha LH2 diminui de  $0,2$  m/s para  $0,0$  m/s e depois aumenta no sentido inverso para  $-0,65$  m/s após a primeira placa ( $2,6$  m), partindo de  $0,2$  m/s para valores em torno de  $-0,65$  m/s. Ao cruzar a segunda placa porosa ( $3,12$  m) a velocidade vertical continua em valores negativos, indicando a tendência de decantação.

Na região da interface líquido/gás, entre a segunda placa porosa ( $3,12$  m) e o *weir* ( $12,7$  m) avaliou-se a velocidade horizontal ( $u$ ) através da linha LH4 (Figura 4.46). De acordo com o Gráfico 4.1c, a velocidade ( $u$ ) aumenta na saída da segunda placa porosa, e tende a variar na região central em função das zonas de recirculação existentes. Próximo ao *weir* a velocidade ( $u$ ) aumenta e ocorre o efeito “cascata”, onde os fluidos transbordam até a região de saída de óleo. O aumento da velocidade ( $u$ ) na região de separação, principalmente próximo ao *weir* contribui para que a água disposta na interface óleo/gás, saia pela saída de óleo. Em  $30$  s de simulação foi identificado uma vazão mássica de  $14,19$  kg/s de água na saída de óleo.

Com o intuito de identificar possíveis contribuições da velocidade vertical ( $v$ ) no arraste de líquido na saída de gás, foi inserido a linha LH5 (Figura 4.47) acima do *weir*. No Gráfico 4.2d têm-se as velocidades ( $v$ ) negativas a montante do *weir*, posteriormente, a jusante do *weir* observa-se uma redução da intensidade da velocidade no sentido negativo e posteriormente um leve aumento de velocidade no sentido positivo e uma posterior estabilização ainda no sentido positivo. Embora as velocidades sejam relativamente baixas, esse comportamento pode indicar ascensão dos fluidos verticalmente sob efeito do *weir*. Essa ascensão, pode provocar arraste de líquidos para saída de gás.

#### 4.4.1.1.2 Geometria com Placa “lavagem com água” sólida (Geometria G3)

O caso 6 simulou o vaso separador horizontal com a inserção de um defletor de entrada do tipo placa lavagem com água sólido. A placa sólida possui um comprimento distinto dos defletores de entrada tradicionais, objetivando alcançar a camada de líquido para melhor distribuir a água no fundo do separador. No entanto, nos resultados dos contornos de fração de volume (Figuras 4.48 a 4.50), para uma simulação em regime permanente com  $10000$  iterações e sob as condições de entrada de comparação (Tabela 3.15), nota-se uma forte mistura das fases óleo, água e gás.

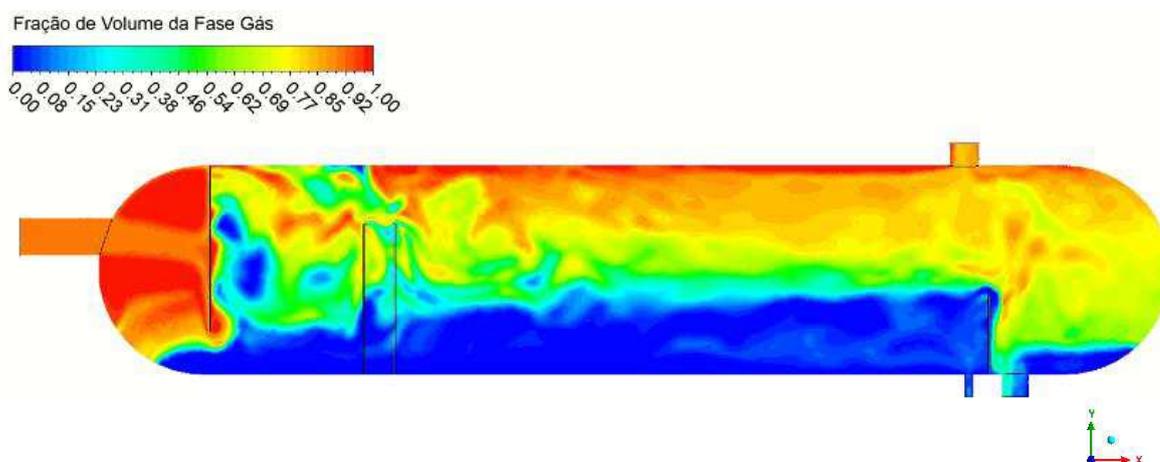
Há presença dos líquidos dispersos na fase gás (Figura 4.48). O nível de líquido formado, mostra-se uma região de intensa mistura principalmente entre as fases óleo e água. A camada de água livre se concentrou no fundo do vaso em uma pequena espessura (Figura 4.50).

O óleo, por sua vez, não formou uma camada estratificada, distribuindo-se de forma dispersa nas fases gás e água, além de concentra-se em forma de grandes e pequenas bolhas a montante do *weir* (Figura 4.49).

O choque dos fluidos e a recirculação a montante da placa sólida (Figura 4.51) reduziu parcialmente a velocidade na entrada, no entanto, a redução da área livre abaixo da placa para a passagem do escoamento estabelece novamente um aumento que se propaga até o topo do vaso. Os maiores campos de velocidade são obtidos nas saídas de gás, seguido da saída de óleo, em função da redução da seção transversal dos tubos de saídas, mas principalmente em função do forte arraste de líquido na saída de gás e de gás na saída de óleo (Figura 4.52). Nos casos anteriores, apenas o aumento da velocidade na saída de gás é observado. As zonas de recirculação a jusante da placa se propagam por toda a região de separação, e as placas perfuradas não são passíveis de contê-las.

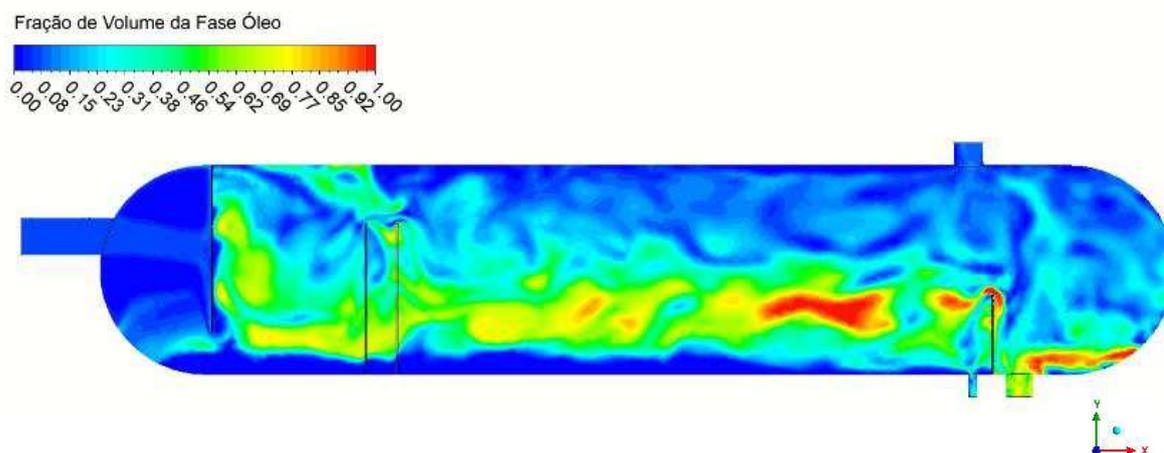
Desta forma, sob as condições geométricas e de posicionamento estabelecidas, a placa de lavagem sólida não contribui para a separação adequada da fase água, pelo contrário, cria uma zona de mistura no interior de todo o vaso separador fugindo do objetivo proposto. Portanto, o caso 6 não foi avaliado sob outras condições operacionais, tão pouco em regime transiente. Para buscar compreender se a placa de lavagem com água poderia melhorar seu funcionamento, foi atribuído uma porosidade. Adiante, será discutido a placa de lavagem com água perfurada. É interessante também, estudar outros comprimentos e posicionamentos da placa lavagem com água, além de outras condições operacionais de entrada.

Figura 4.48 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 6)



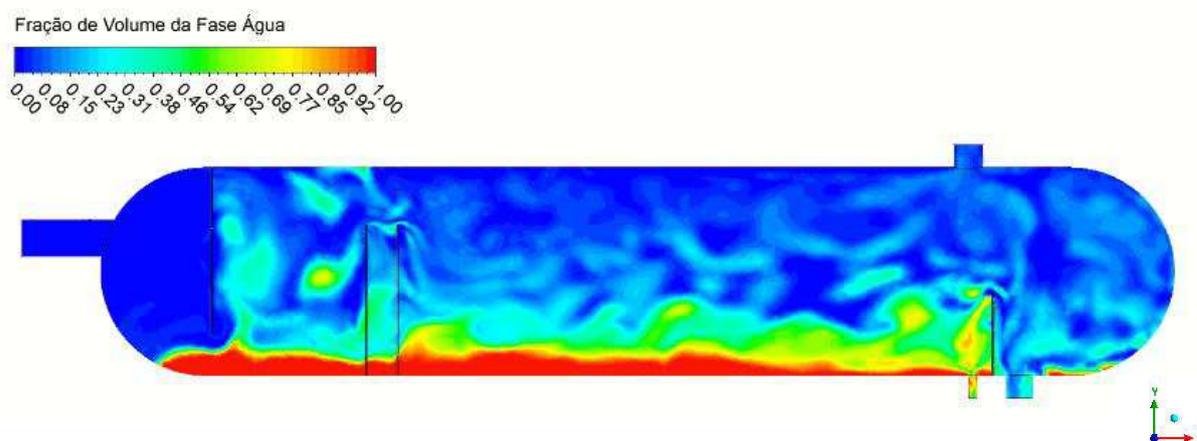
Fonte: Autoria própria

Figura 4.49 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 6)



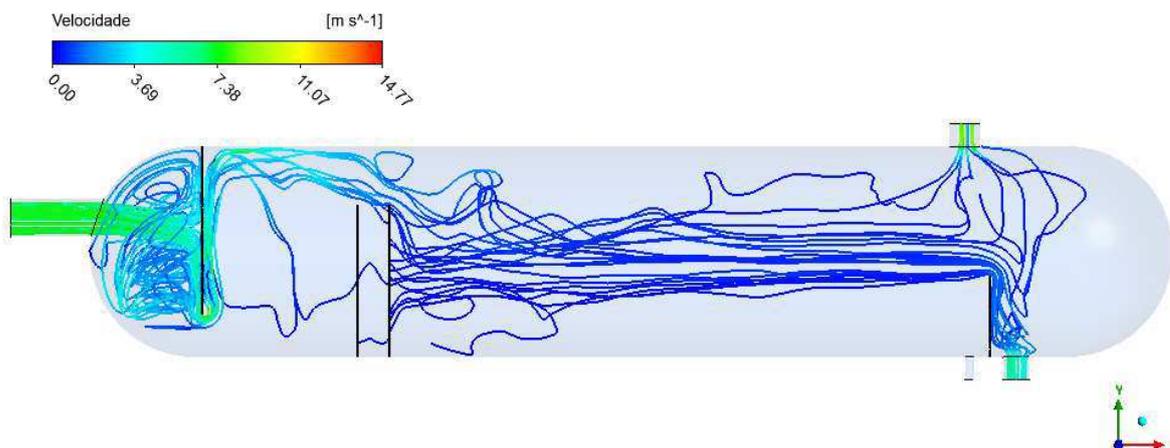
Fonte: Autoria própria

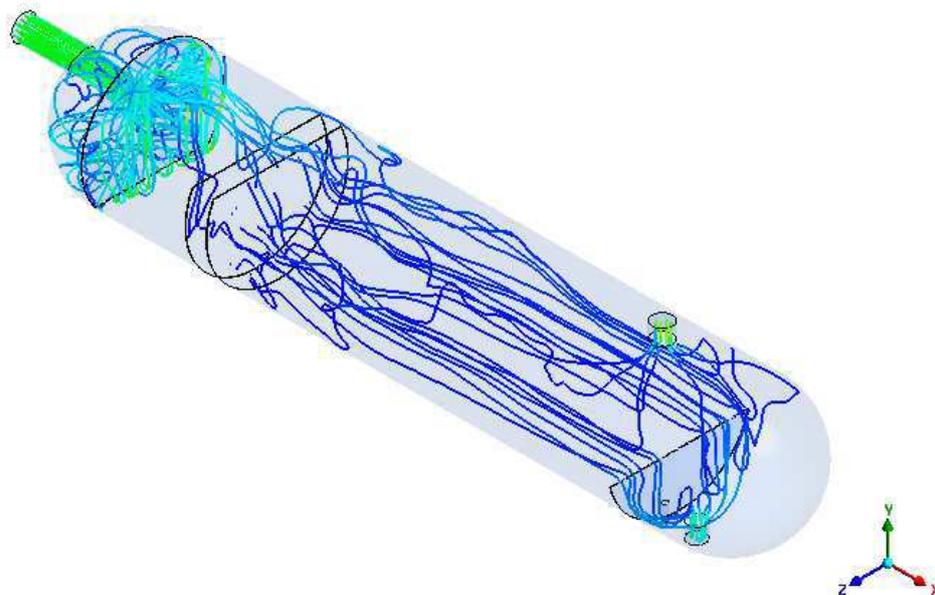
Figura 4.50 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 6)



Fonte: Autoria própria

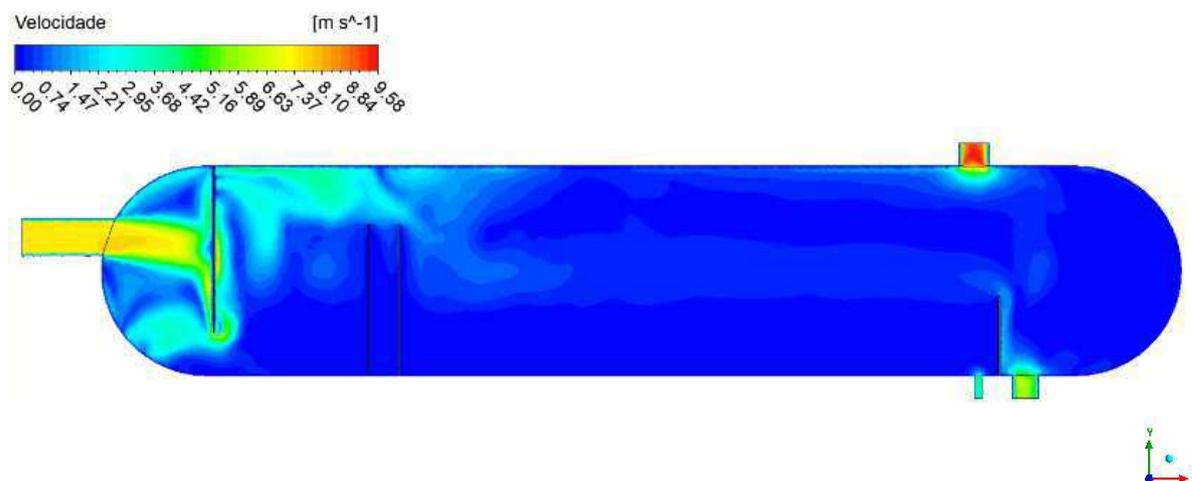
Figura 4. 51- Linhas de fluxo ao longo do vaso separador sob duas perspectivas de visualização (Caso 6)





Fonte: Autoria própria

Figura 4.52 - Contornos de velocidade (Caso 6)



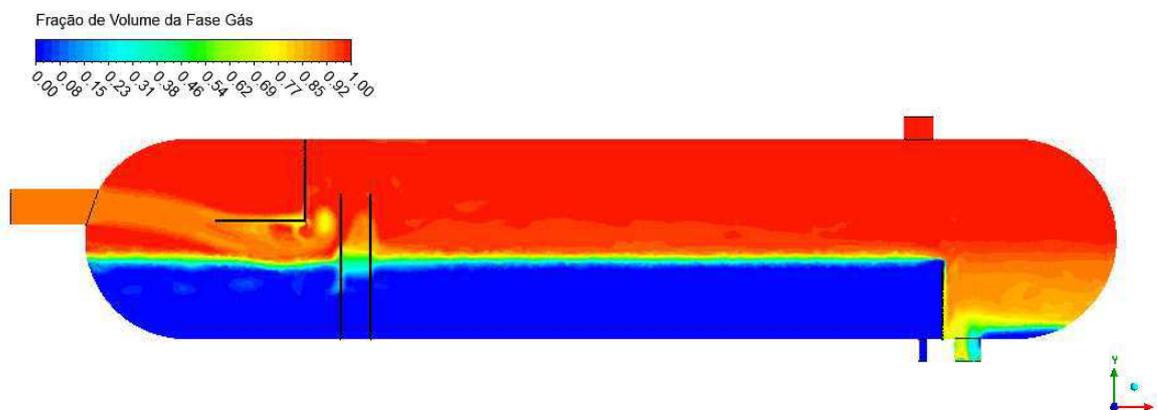
Fonte: Autoria própria

#### 4.4.1.1.3 Geometria com defletor semi-poroso P1 (Geometria G4)

O caso 7 foi simulado com a geometria G4, que possui um defletor semi-poroso, no qual a parte vertical é sólida e a parte horizontal porosa. Uma porosidade de 70% foi atribuída. Para uma simulação transiente com um tempo de 30s, foi estabelecido como condição inicial a solução permanente obtida a partir de uma simulação com 10000 iterações. Esta condição

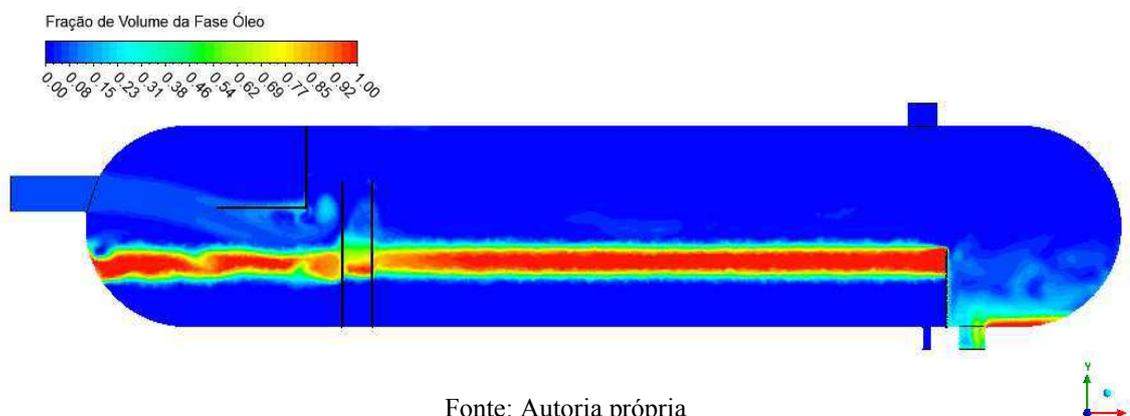
inicial especifica o nível do tanque aproximadamente 50% cheio de líquido e 50% de gás (Figura 4.53). A camada de óleo encontra-se acima da água livre (Figuras 4.54 e 4.55).

Figura 4. 53- Campo de fração de volume da fase gás (Caso 7)



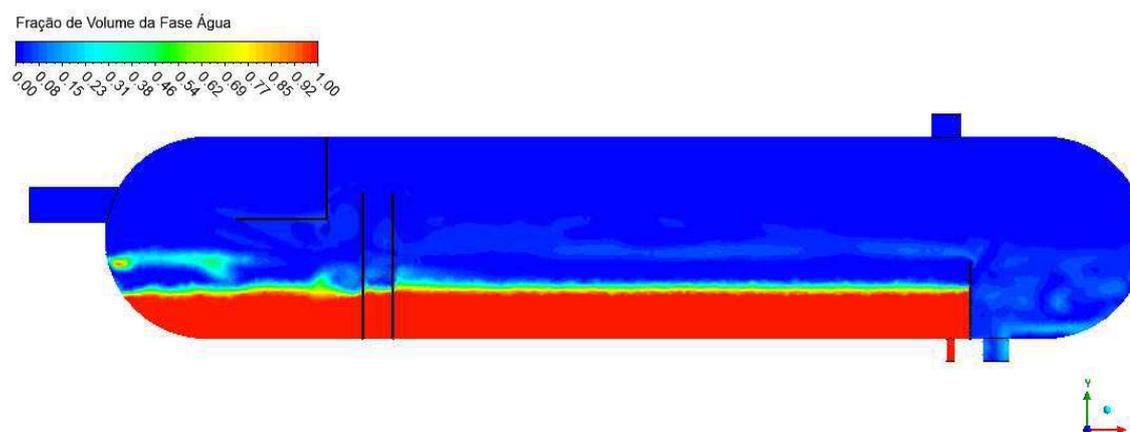
Fonte: Autoria própria

Figura 4.54 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 7)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.55 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 7)



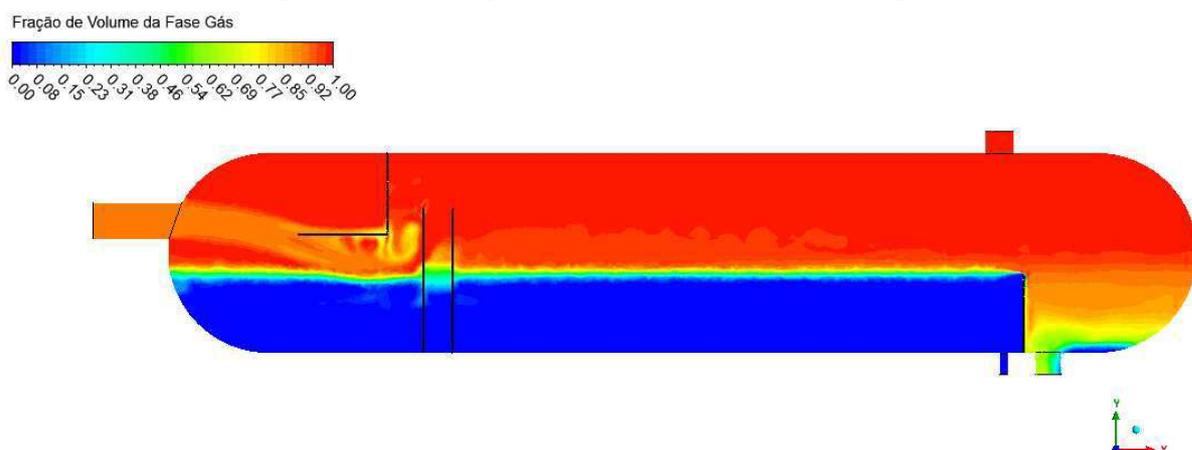
Fonte: Autoria própria

Comparativamente com o caso 5, sem defletor, em 30s de simulação, é possível observar pelos contornos de fração de volume do gás, óleo e água (Figuras 4.56, 4.57 e 4.58) que a dispersão do líquido na região de separação na zona superior de gás (região de separação) foi reduzida consideravelmente, o que favorece a eficiência de separação gás/líquido. Neste caso a vazão mássica de líquido na saída de gás foi de 14,98 Kg/s, enquanto no caso 5 foi de 27,21 Kg/s. Dentre o líquido, a água apresentou maiores vazões nas saídas de gás, sendo 15,95 Kg/s para o caso 5 e 8,95 Kg/s para o caso 7.

A presença de gás na zona de mistura a montante da primeira placa perfurada (Figura 4.56) é minimizada em comparação ao caso 5. Nota-se também uma redução da mistura na camada de óleo antes observada no caso 5, imediatamente após a segunda placa perfurada (Figura 4.57). A camada de óleo se apresenta mais uniforme e em menor espessura quando comparado ao caso 5. A redução da espessura está relacionada ao fato de mais óleo estar saindo na saída de óleo e menos óleo na saída de gás, no caso 7, quando comparado ao caso 5. Uma vazão de óleo de 62,47 Kg/s é obtida para o caso 7, enquanto apenas 54,89 Kg/s sai na saída de óleo do caso 5. Já na saída de gás, tem-se 11,25 Kg/s de óleo do caso 5 e apenas 6,04 Kg/s no caso 7.

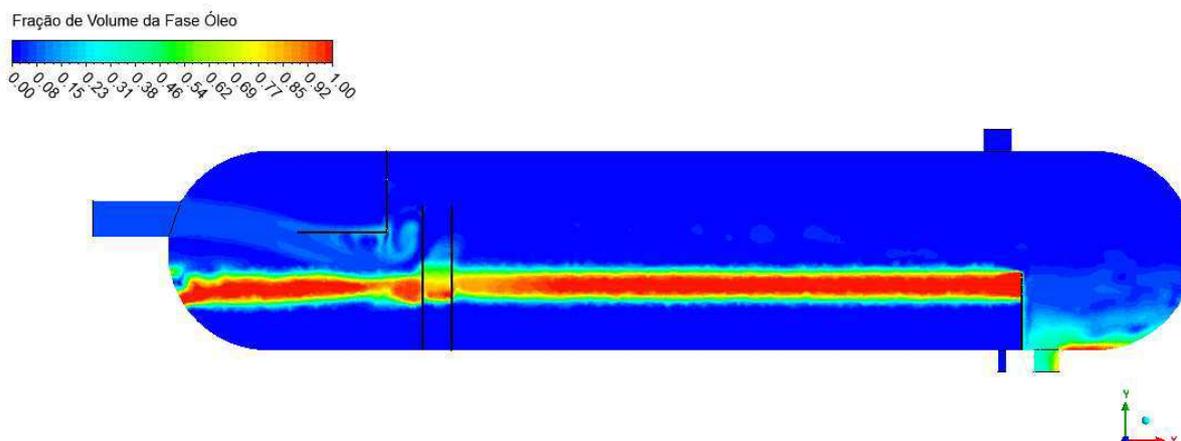
A camada de água (Figura 4.58) por sua vez, possui uma maior espessura quando comparado ao caso 5, no entanto o nível de líquido final se mantém uniforme em ambos os casos. No caso 5, na ausência de defletor, a vazão de água pelas saídas de óleo e gás são, respectivamente 14,1918 Kg/s e 15,95 Kg/s, enquanto no caso 7, com a presença do defletor semi-poroso esses valores passam a ser de 12,34 Kg/s e 8,95 Kg/s, respectivamente. Por outro lado, temos mais água saindo por sua respectiva saída, no caso 5, em uma vazão de 19,77Kg/s, o que justifica a redução do nível, quando comparado ao caso 7.

Figura 4. 56- Campo de fração de volume da fase gás (Caso 7)



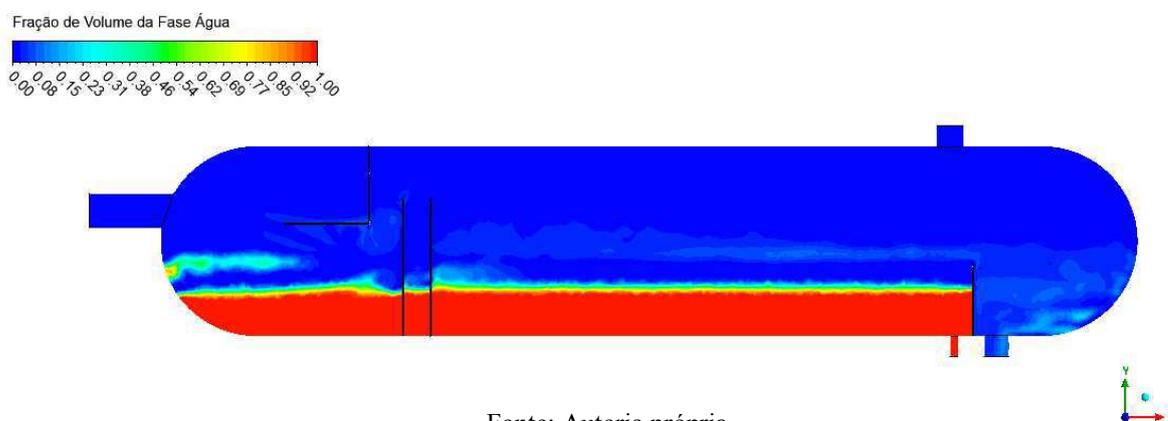
Fonte: Autorial própria

Figura 4.57 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 7)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.58 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 7)



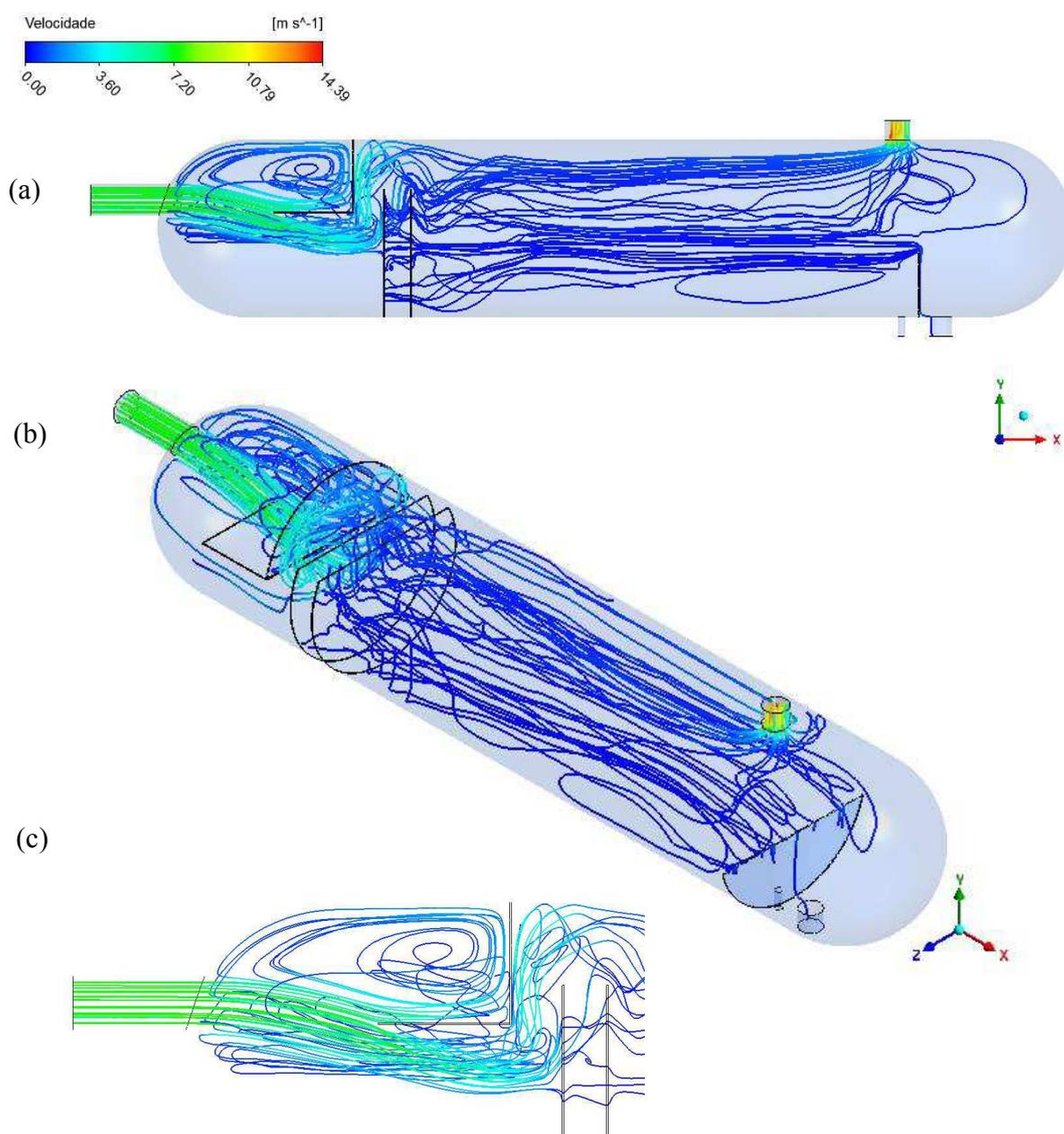
Fonte: Autoria própria

Os fluidos ao entrarem no equipamento encontrarão o defletor semi-perfurado, parte do escoamento se chocará inicialmente com a placa perfurada horizontal e posteriormente, com a parte vertical sólida, recirculando a montante da mesma (Figuras 4.59 e 4.60a). A outra parte do escoamento se movimentará abaixo do defletor semi-poroso e se chocará com a primeira placa perfurada, e passa a recircular entre ela e a parte de trás sólida do defletor semi-poroso (Figura 4.59 e 4.60b). A ação conjunta entre o defletor e as placas permite que a velocidade seja mais dissipada na região de mistura (Figuras 4.60). Pelos campos de velocidade (Figura 4.61), é possível observar que os sucessivos choques com o defletor e a placa porosa provocam uma diminuição da velocidade das fases, reduzindo assim a quantidade de movimento na região de entrada, voltando a aumentar na saída de gás. Com isso, a velocidade vertical ( $v$ ) é reduzida à

frente da primeira placa porosa como veremos adiante, conseqüentemente, menos líquido é arrastado de forma dispersa na parte superior do vaso.

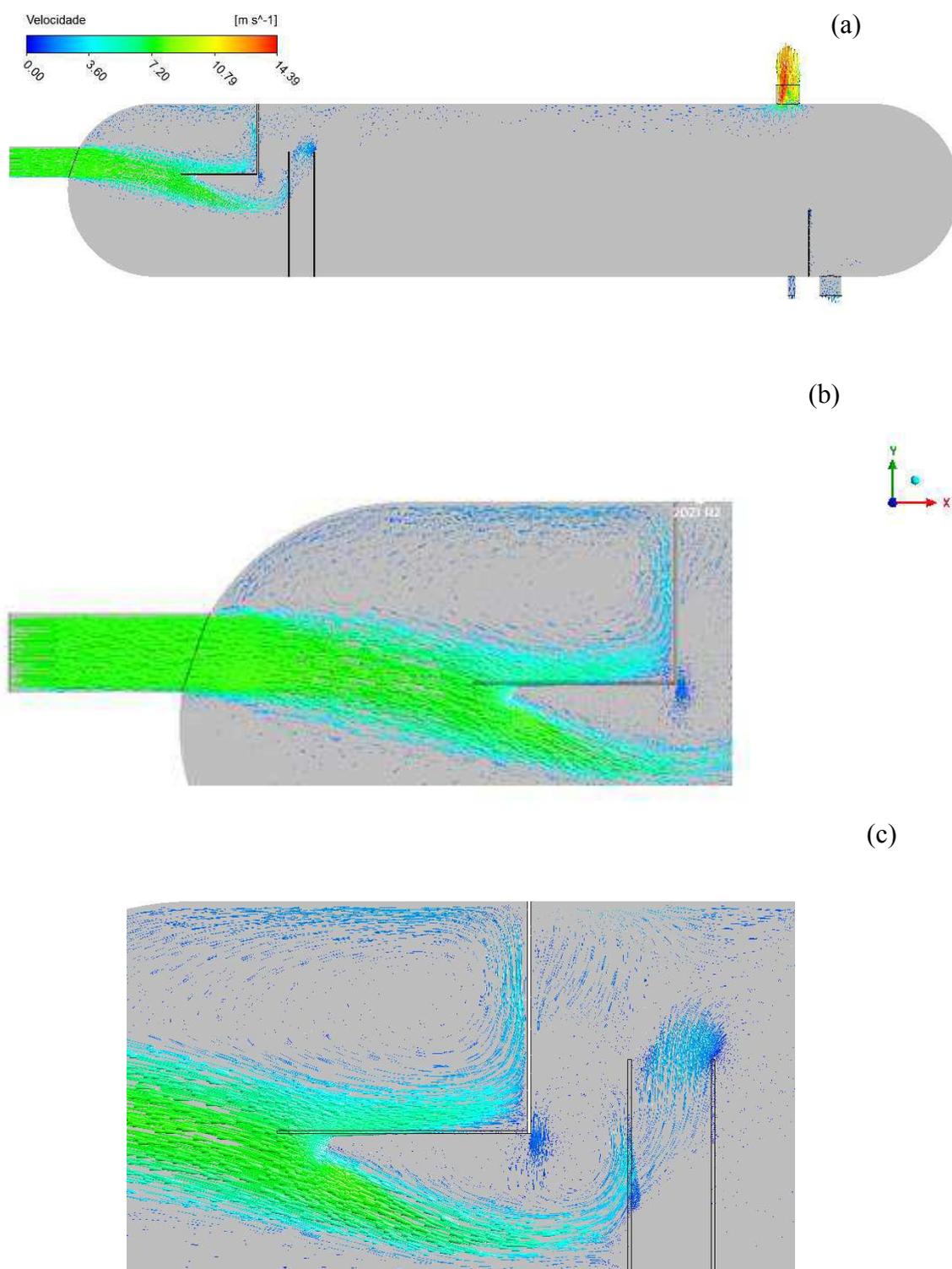
Em relação às linhas de fluxo nas camadas de líquido na região de separação (Figura 4.59), nota-se que estão mais estáveis, quando comparadas ao caso 5 (Figura 4.44). É importante destacar, que as linhas de fluxo indicam neste caso e em todos os casos anteriores, que a altura das placas contribui para um deslocamento dos fluidos para zona superior do gás, e em situações de maiores velocidades, o líquido acaba sendo mais favoravelmente arrastado.

Figura 4.59 - (a e b) Linhas de fluxo da mistura ao longo do vaso. (c) Destaque da região de entrada. (Caso 7)



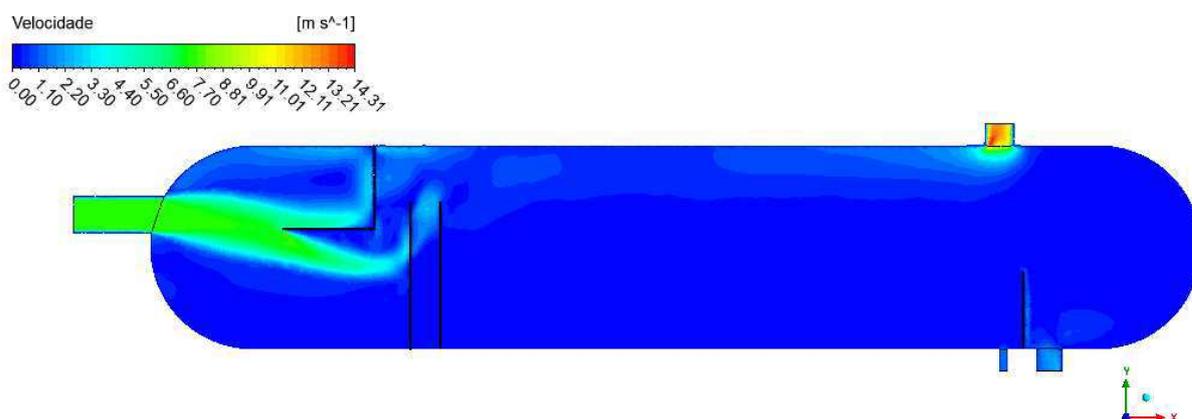
Fonte: Autoria própria

Figura 4.60 - Campo vetorial de velocidade dos fluidos. (a) Ao longo do vaso (b) Ampliação região de entrada (c) Ampliação da região entre defletor e placas perfuradas (Caso 7)



Fonte: Autoria própria

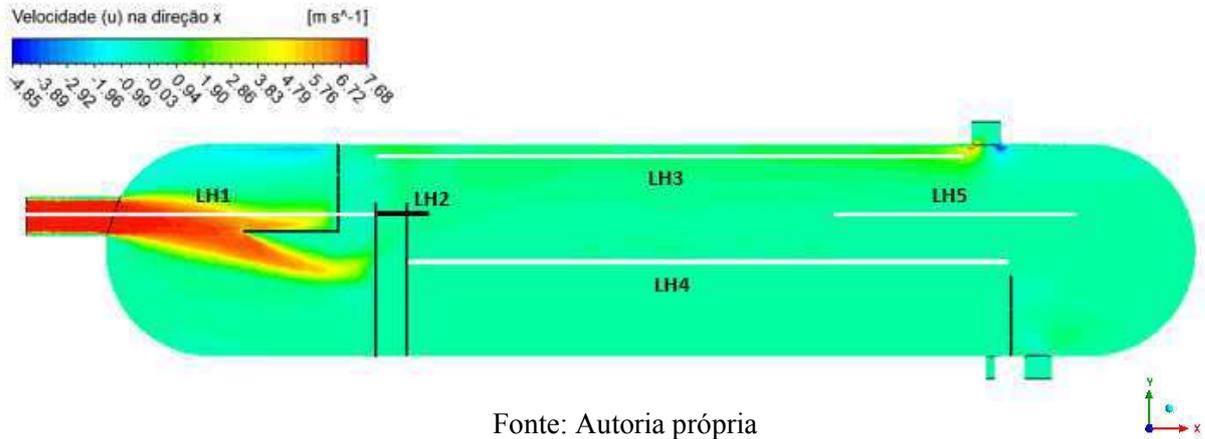
Figura 4. 61- Contornos de velocidade das fases (Caso 7)



Fonte: Autoria própria

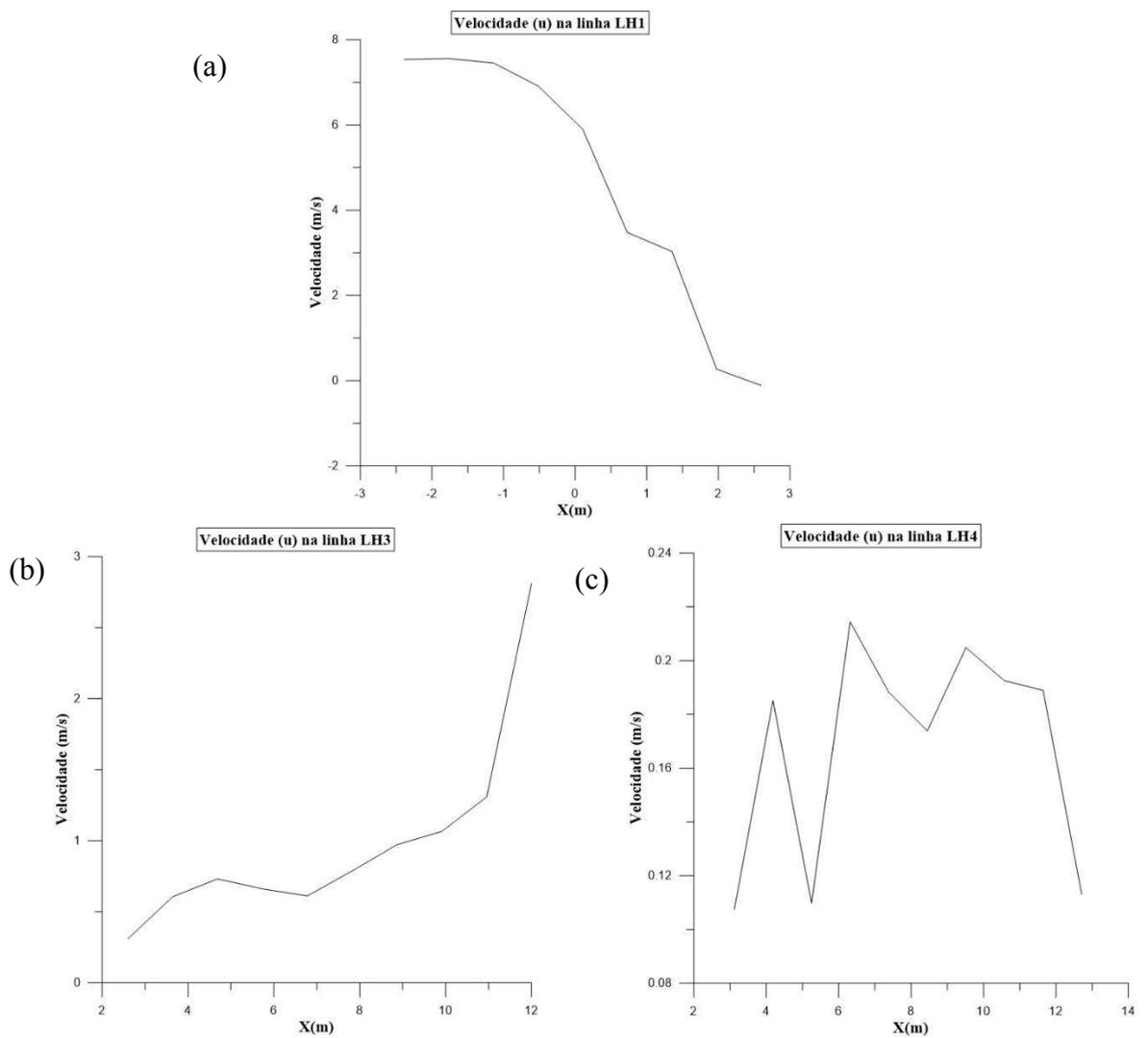
As Figuras 4.62 e 4.63 indicam os campos de velocidades (u) e (v) no plano longitudinal xy, a elas foram adicionadas linhas horizontais (LH) e vertical (LV) para análise quantitativa dessas velocidades. A velocidade (u) na direção x na linha LH1, indica uma redução de 7,49 m/s para em média 2,0 m/s, até a placa vertical do defletor semi-poroso (tem que ver e colocar a posição certa do defletor), e chega a valores negativos entre a região a jusante do mesmo e a primeira placa porosa (Gráfico 4.3a). A velocidade (u) no topo do vaso (Gráfico 4.3b) a partir da primeira placa porosa, tem um valor inicial de 0,2 m/s, oscila ao longo da região central do vaso e aumenta para 2,8m/s próximo à saída de gás. Por outro lado, as velocidades (u) no caso 5 são bem superiores, partindo de 1,5 m/s próximo a primeira placa perfurada e chegando a 3,75 m/s em torno da saída de gás. Na linha LH4 (Figura 4.62), disposta na região de interface óleo/gás a velocidade para o caso 7 não ultrapassa 0,22m/s, partindo de 0,1 m/s próximo a segunda placa porosa, oscilando entre 0,18 m/s e 0,22 m/s na região central, mas reduzindo para 0,12 m/s a montante do *weir*, diferentemente do caso 5 onde a velocidade (u) cerca do *weir* está em torno de 0,3 m/s. Neste sentido, a presença do defletor contribui para uma maior atenuação da velocidade (u) quando comparado ao caso 5 e isso pode ser um fator positivo para redução do arraste de líquido pelo gás no topo do vaso, direção do escoamento. É igualmente importante, principalmente para minimizar o arraste de água na interface óleo/gás e nas proximidades do *weir*, refletindo nos resultados de vazão de líquido na saída de gás e de água na saída de óleo, respectivamente. Para o caso 5, 14,19 Kg/s de água foi obtido na saída de óleo, enquanto para o caso 7 tem-se 12,34 Kg/s.

Figura 4.62 - Contornos de velocidade (u) na direção x (Caso 7)



Fonte: Autoria própria

Gráfico 4.3 - Velocidades (u) nas linhas horizontais (LH) da Figura 4.62. (a) LH1. (b) LH3. (c) LH4

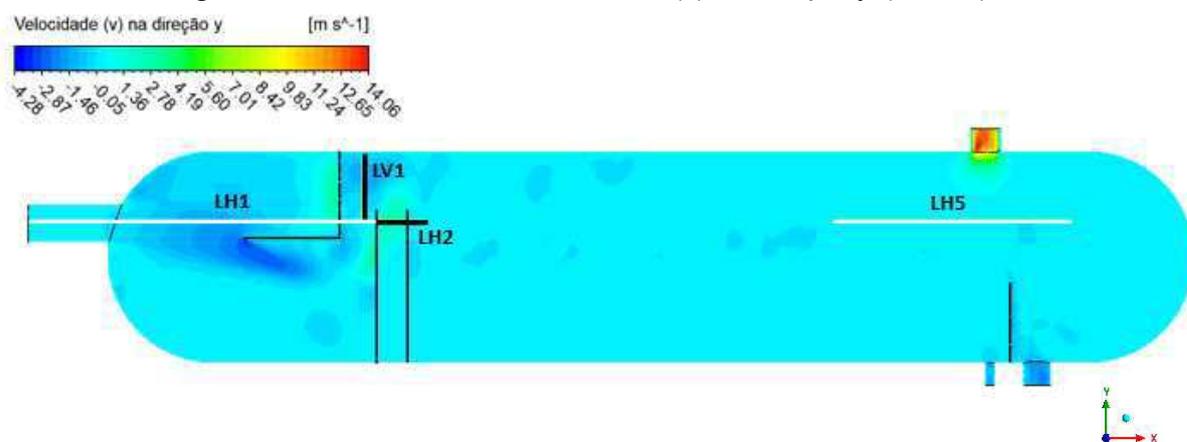


Fonte: Autoria própria

Ao avaliar a velocidade vertical ( $v$ ) na região de entrada (Linha LH1 da Figura 4.63), nota-se uma oscilação em valores abaixo de 0,5 m/s (Gráfico 4.4a). Na entrada a velocidade ( $v$ ) é zero e posteriormente aumenta no sentido negativo, indicando a descida de parte dos fluidos. Os fluidos escoam pela parte inferior do defletor poroso, após isso há uma inversão no sentido da velocidade ( $v$ ) e o aumento de intensidade no sentido positivo até a posição 2m, pois os fluidos se chocam com a haste vertical do defletor e são acelerados verticalmente. A jusante do defletor semi-poroso, até o limite da primeira placa porosa (2,6m) a velocidade ( $v$ ) fica em torno de 0,1m/s.

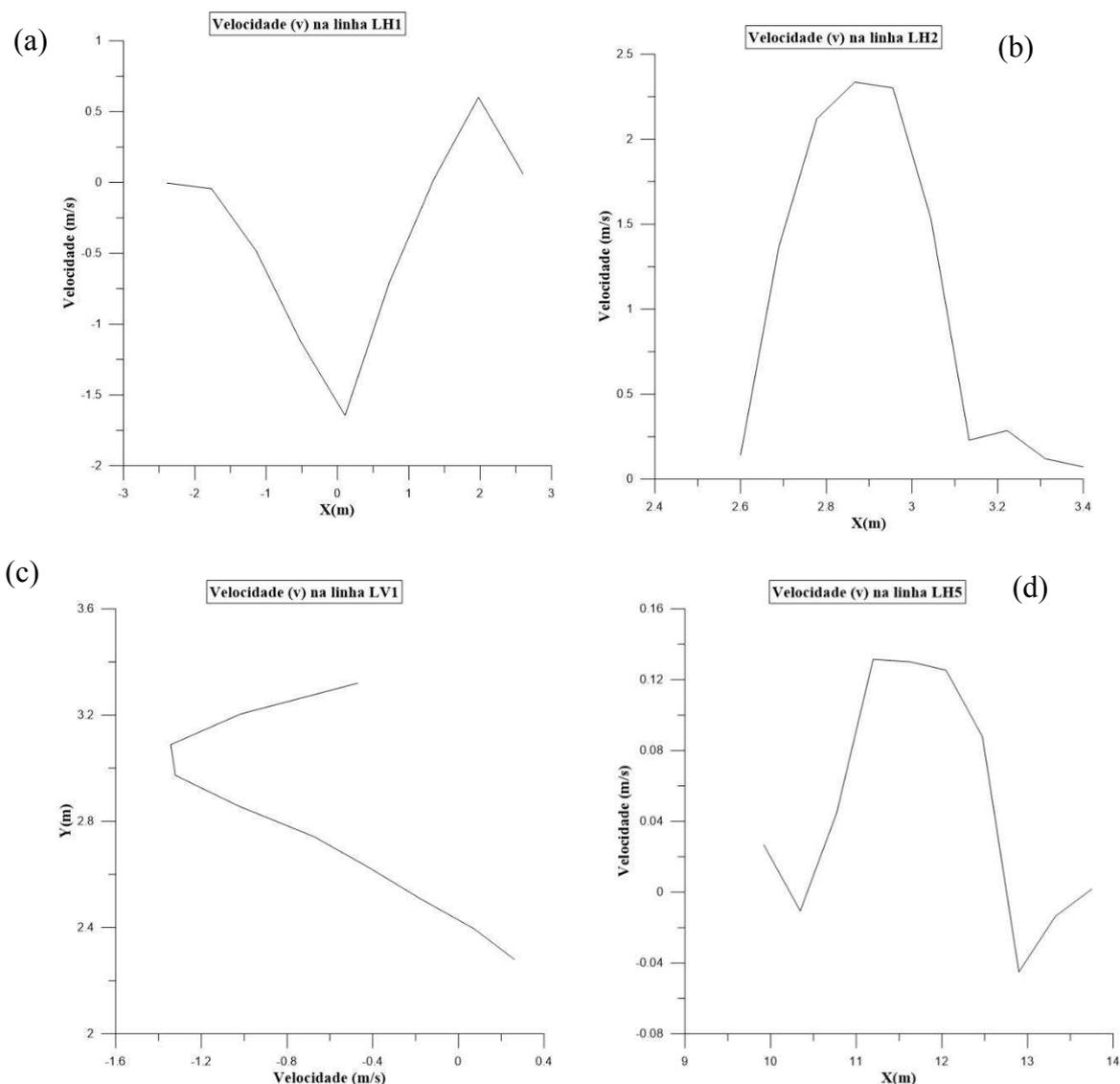
Na linha LV1 (Figura 4.63) do Gráfico 4.4 c, percebe-se uma mudança significativa em relação ao caso 5, uma vez que para o caso 7, em  $y=2,8$  m a velocidade ( $v$ ) está com valores negativos entre -1,2 e -0,8 m/s indicando um aumento de velocidade no sentido negativo, o que é favorável à decantação, além de reduzir o arraste de líquido pelo gás. Já no caso 5 a velocidade ( $v$ ) na linha LV1 aumenta de 1 m/s para 3m/s, contribuindo para acelerar os fluidos para a região superior do vaso, e pode permitir arraste de líquido pelo gás. Nesta mesma região, se nota que a energia cinética turbulenta é maior acima da primeira placa porosa para o caso 5, quando comparado ao caso 7 (Figura 4.64). Este resultado indica que a energia cinética consegue ser mais dissipada, pela ação conjunta entre o defletor e as placas, quando comparado apenas a presença das placas perfuradas, minimizando a propagação de mistura para a região de separação. O líquido na saída de gás teve uma vazão de 27,21 Kg/s no caso 5, que foi reduzida para 14,98 Kg/s no caso 7.

Figura 4.63 - Contornos de velocidade ( $v$ ) na direção  $y$  (Caso 7)



Fonte: Autoria própria

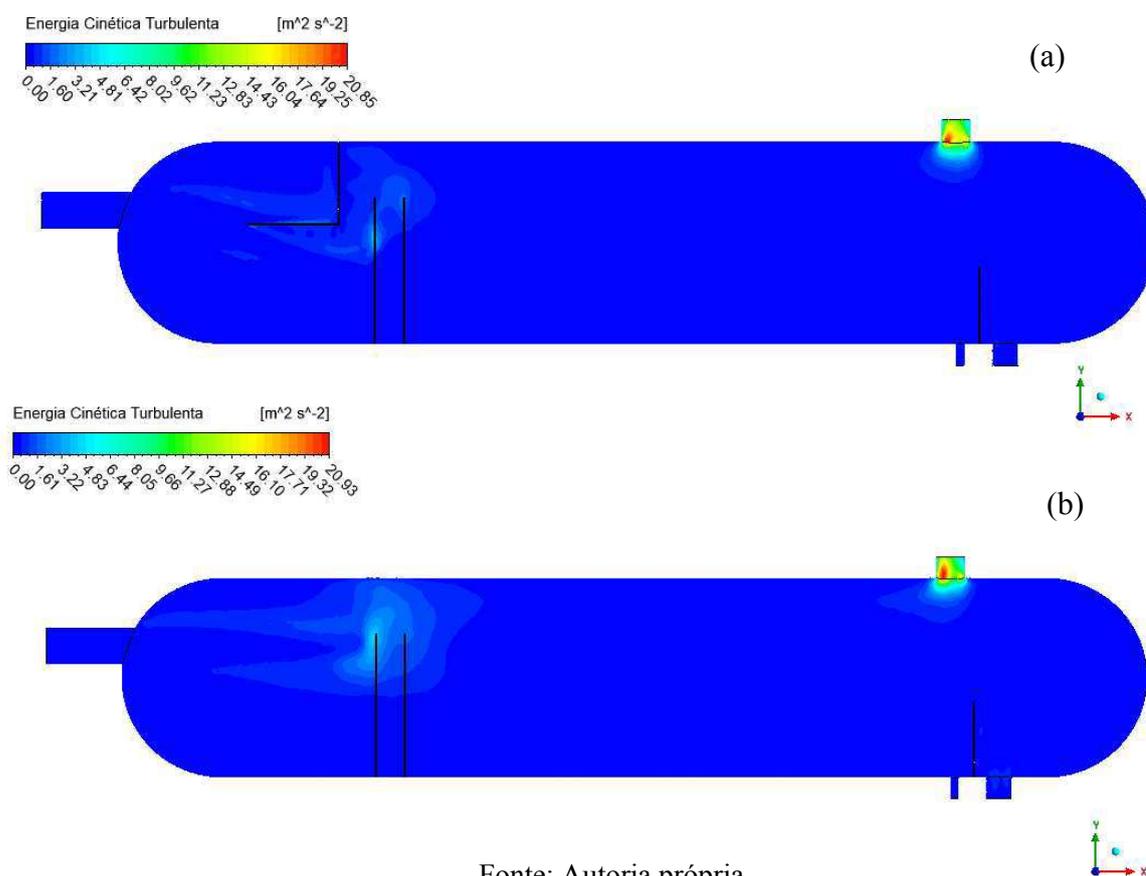
Gráfico 4.4 - Velocidades ( $v$ ) nas linhas horizontais (LH) e vertical (LV) da Figura 4.63  
 (a) Linha LH1 (b) Linha LH2 (c) Linha LV1 (d) LH5



Fonte: Autoria própria

O cálculo da velocidade ( $v$ ) na linha LH2 (Figura 4.63) indica um aumento na região central (Gráfico 4.4b), que reflete a ascensão dos fluidos com posterior redução, em função do efeito vertedouro provocado pela altura das placas. No Gráfico 4.2d, para o caso 5, as velocidades ( $v$ ) iniciam baixas e aumentam em torno de 0,05 m/s a jusante do *weir*. Contudo, no caso 7 ocorre o efeito inverso, a velocidade ( $v$ ) cai para valores abaixo de 0,04 m/s (Gráfico 4.4d).

Figura 4.64 - Energia Cinética Turbulenta (a) Caso 7 (b) Caso 5



#### 4.4.1.1.4 Geometria com defletor semi-poroso P2 (Geometria G5)

O caso 8 avaliou o defletor semi-perfurado posicionado mais próximo à entrada. A porosidade da placa horizontal se manteve a mesma do caso 7, em 70%. Os níveis iniciais de óleo, água e gás estão disponíveis nas Figuras 4.65 a 4.67.

Figura 4.65 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 8)

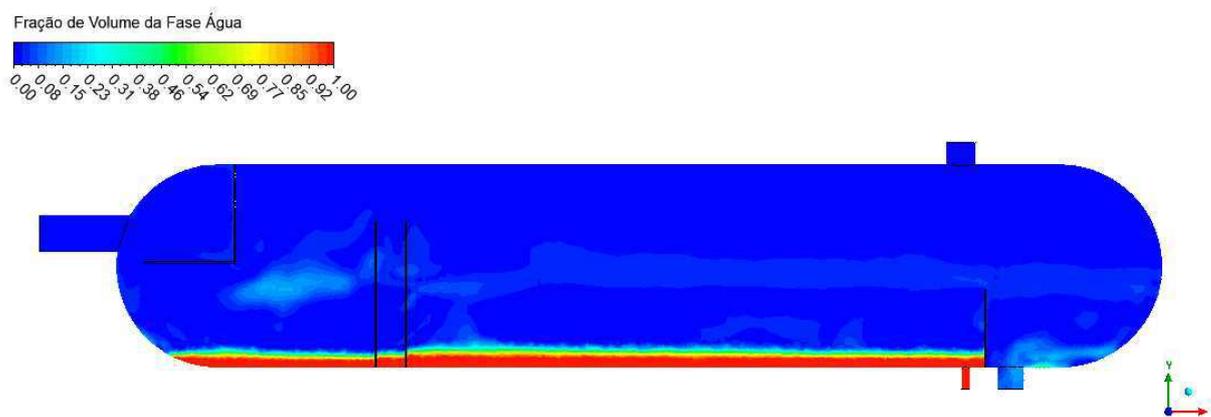
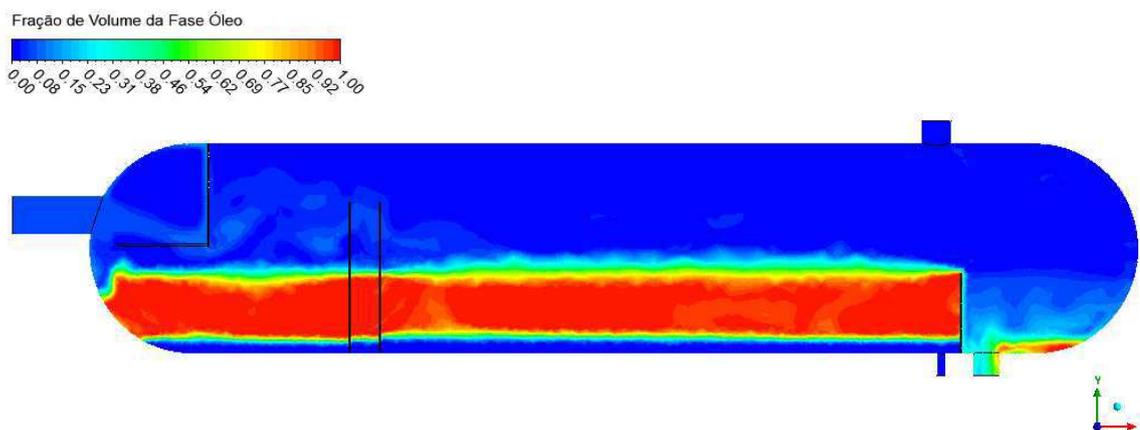
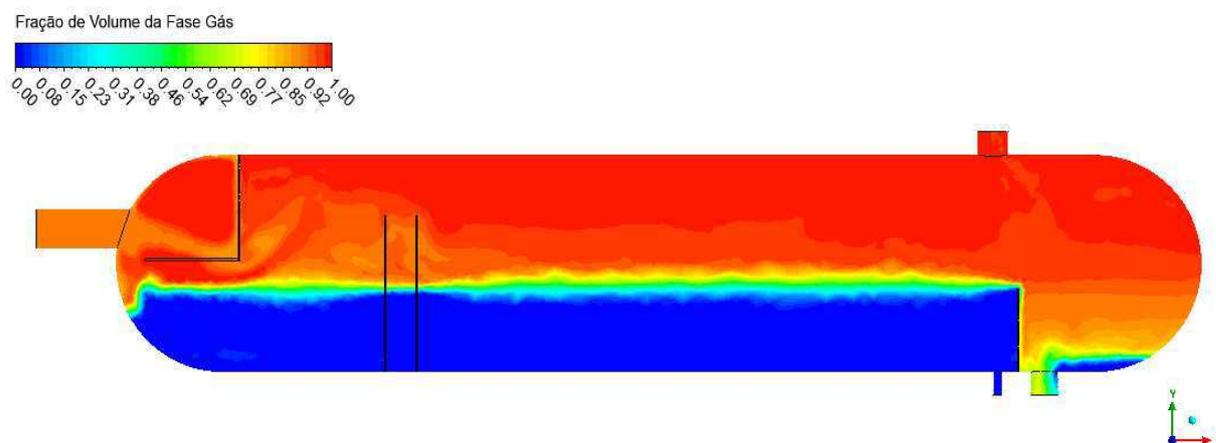


Figura 4.66 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 8)



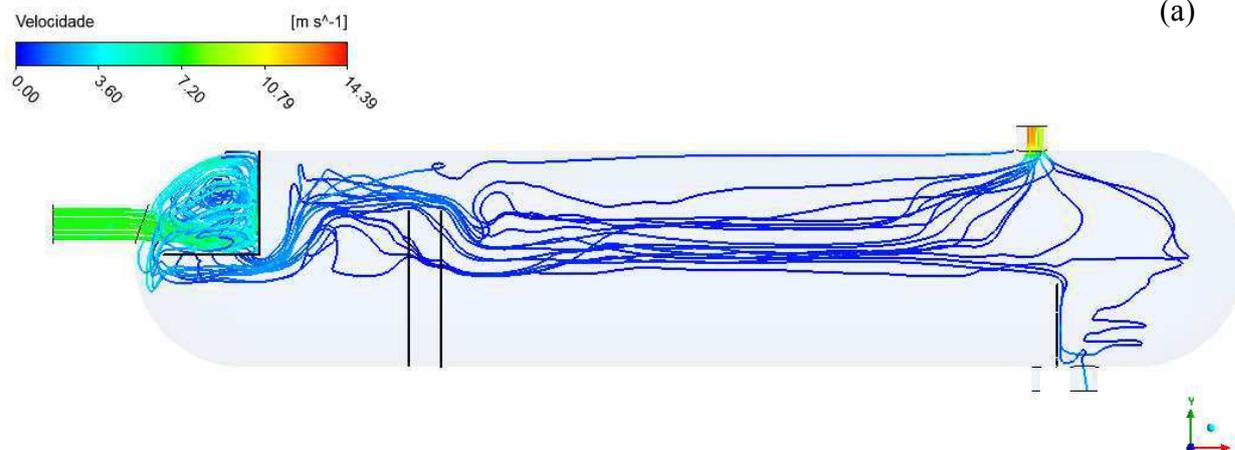
Fonte: Autoria própria

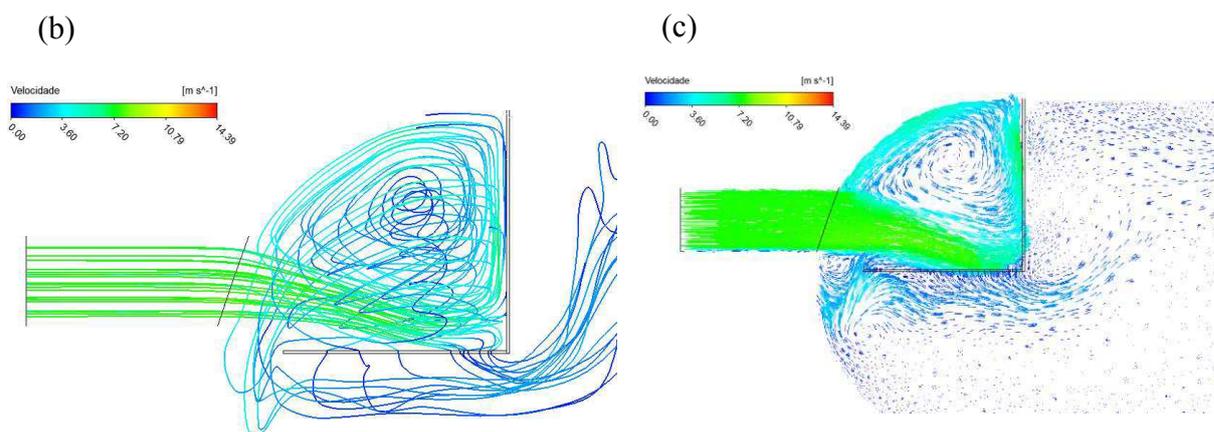
Figura 4.67 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 8)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.68 - (a) Linhas de fluxo ao longo do vaso. (b) Destaque das linhas de fluxo na região de entrada. (c) Destaque do campo vetorial de velocidade na região de entrada (Caso 8)

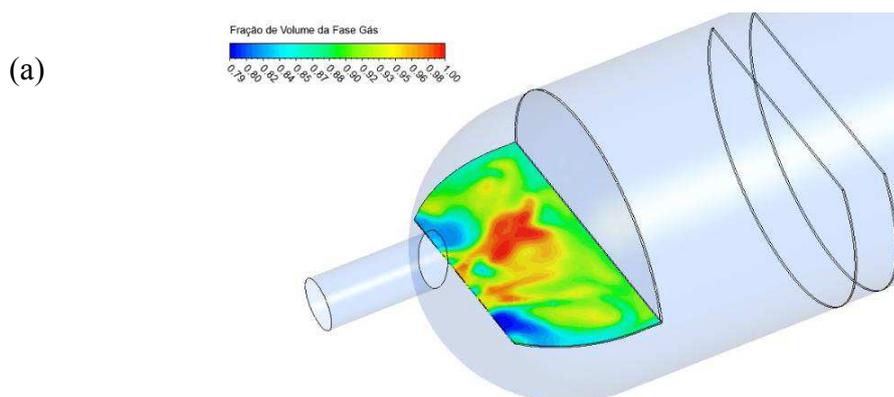


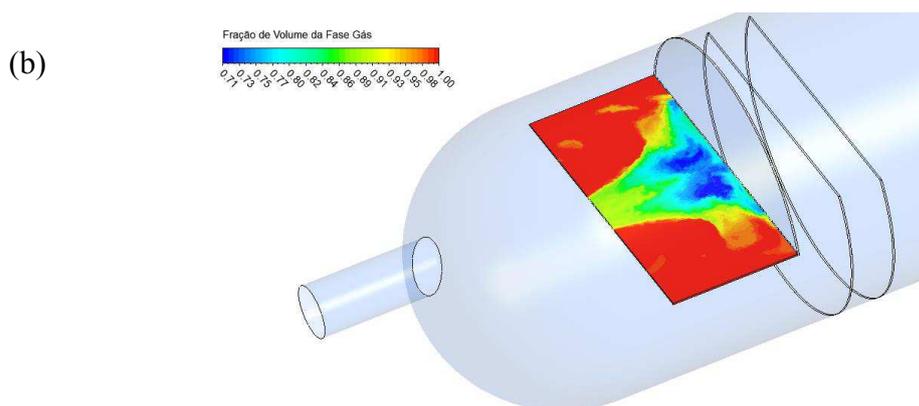


Fonte: Autoria própria

Em  $t=30s$  verifica-se que a aproximação do defletor ao tubo de entrada reduz a área livre para a decantação de parte dos fluidos a montante do mesmo. Os fluidos recirculam após os sucessivos choques com a haste sólida vertical do defletor, parte escoo entre a zona horizontal porosa e parte desce por baixo do defletor (Figura 4.68). Os defletores semi-perfurados, tanto do caso 7 como do caso 8 são responsáveis pela separação inercial. A diferença de quantidade de movimento das fases, permite que a fase menos densa tenda a seguir recirculando mais tempo enquanto as fases mais densas decantam. No entanto, a redução da área de livre à frente do defletor dificulta a decantação imediata das fases líquidas, associado à resistência provocada pela porosidade de 70% submetida à parte horizontal do defletor que contribui para uma maior mistura com o gás, quando comparado ao caso7. A mistura entre as fases na zona porosa pode ser visualizada nos contornos de fração de volume do gás (Figura 4.69).

Figura 4.69 - Fração de volume da fase gás (a) caso 8 (b) caso 7





Fonte: Autoria própria

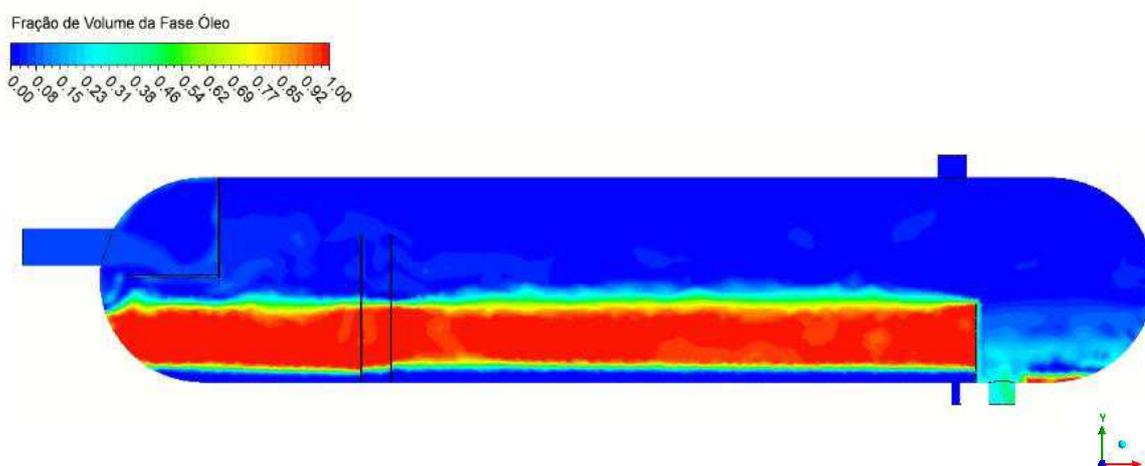
Essa configuração pode prejudicar a separação principalmente das fases líquidas, quando comparado ao caso 7, que possui uma maior área livre à frente do defletor semi-poroso. Uma vez que parte da água livre, denominação usada quando a fase água está separada do óleo em sua forma estratificada, tende a decantar ao entrar no vaso, sem mesmo cruzar o defletor. Isso é possível pois há uma redução de velocidade durante a expansão causada pela diferença de seção transversal entre o tubo de entrada e o diâmetro do vaso, o que permite uma certa separação líquido/gás mesmo na ausência de um defletor de entrada como no caso 5. Portanto, o caso 7 apresenta uma menor mistura, pois o defletor semi-poroso está posicionado a uma distância da entrada que permite uma ação intermediária dos processos experienciados pelos casos 5 e 8, resultando em uma maior separação líquido/gás.

Diante do exposto, embora haja redução da velocidade de entrada dos fluidos, à forte mistura provocada pela recirculação sob as circunstâncias do posicionamento do defletor, se perpetua na camada de óleo e na região de gás (Figuras 4.70 e 4.71) e resultará em alterações na eficiência de separação e no nível dos líquidos no vaso.

Destaca-se também que dispositivos internos do tipo extratores de névoa não foram modelados para avaliar os fenômenos de quebra de aglutinação e coalescência das partículas, o que poderia favorecer a redução de líquido na saída de gás. Assim, para um tempo de  $t = 30s$  tem-se 14,26 Kg/s e 17,09 Kg/s de água e óleo na saída de gás, respectivamente. No caso 5 as vazões de água e óleo na saída de gás são de 15,95 Kg/s e 11,25 Kg/s, respectivamente. Por sua vez, no caso 7 há uma redução de líquido na saída de gás, chegando a apenas 8,95 Kg/s de água e 6,02 Kg/s de óleo.

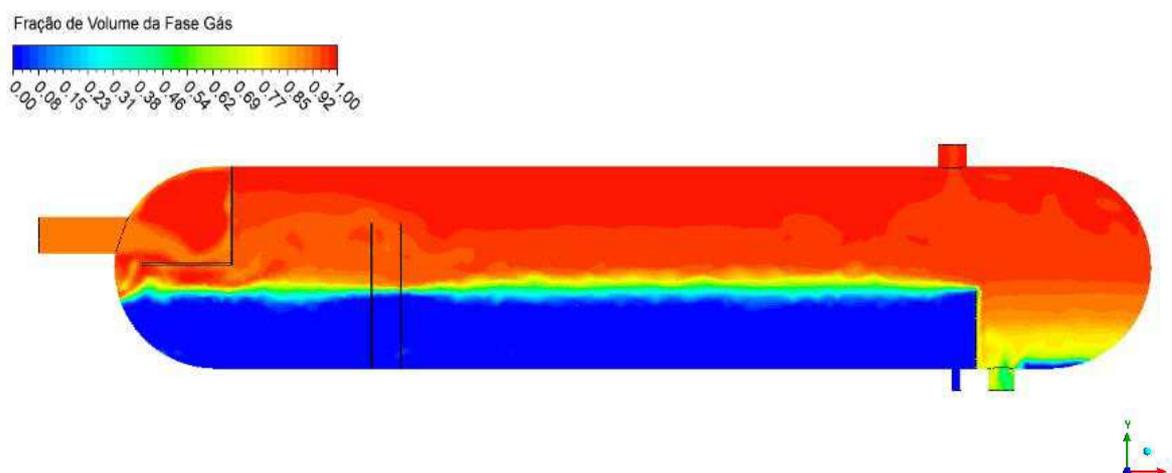
A redução no nível de água do caso 8 resulta do fato da água possuir uma menor vazão mássica na entrada, logo, será mais misturada às fases óleo e gás após cruzar o defletor, e mesmo sendo a fase mais densa, terá dificuldade no processo de decantação devido ao arraste, favorecendo sua maior presença nas saídas de gás e óleo. A presença da água acima da camada de óleo (Figura 4.72) resulta em uma interface óleo/gás menos definida quando comparado ao caso 7, contribuindo para que 19,18 Kg/s de água saia na saída de óleo, comparado a 14,19 Kg/s do caso 5 e 12,34 Kg/s do caso 7. Assim, o caso 8 apresentou as maiores vazões de água na saída de óleo, como também as maiores vazões de líquido na saída de gás, quando comparado aos casos 5 e 7.

Figura 4.70 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 8)



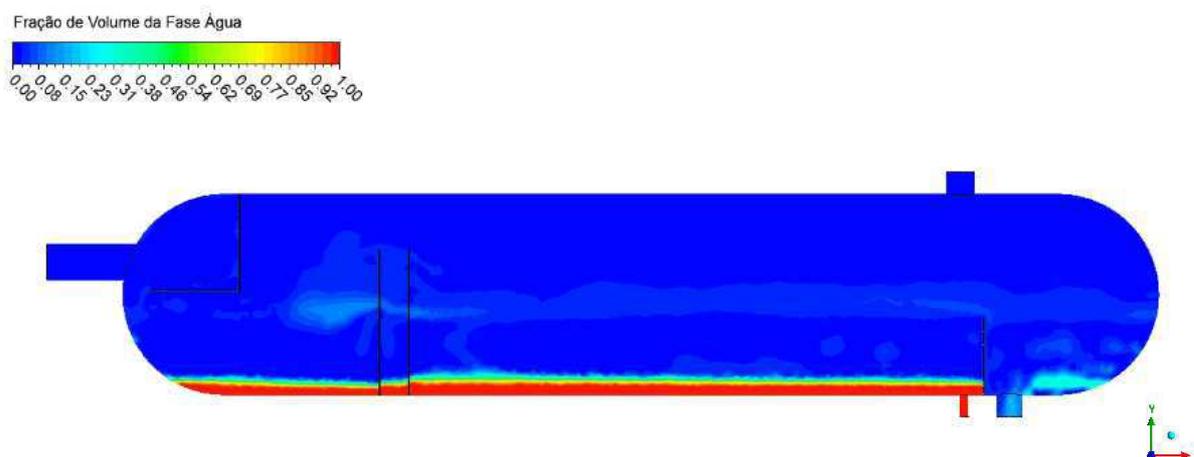
Fonte: Autoria própria

Figura 4.71 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 8)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.72 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 8)



Fonte: Autoria própria

As linhas de fluxo (Figura 4.68) mostram que, assim como nos casos 5 e 7 as placas porosas acabam elevando o escoamento dos fluidos para a região da zona de gás, o que pode provocar mais arraste de líquidos pelo gás, reduzindo a eficiência gás/líquido. Para essas situações, nas quais defletores semi-perfurados foram usados, ou a ausência de defletor foi definida, alternativas para o uso das placas perfuradas podem ser avaliadas. A redução na altura das placas ou usá-las em sua forma completa até o topo, como realizado por Nascimento (2017), podem ser soluções.

#### 4.4.1.1.5 Geometria com defletor semi-poroso P2 (Geometria G5) – Porosidade

O caso 9 avaliou o mesmo defletor semi-perfurado estudado no caso 7, no entanto a porosidade da placa horizontal foi aumentada para 80%. O objetivo foi avaliar se haveria uma influência significativa sobre as eficiências de separação líquido/gás e óleo/água. De acordo com a Tabela 4.7, em comparação com o caso 8, no caso 9 houve uma redução na vazão de água na saída de óleo, e em contrapartida a vazão de água na saída de gás aumentou consideravelmente. A vazão de óleo na saída de gás não teve alteração significativa. Diante do exposto, a eficiência de separação água/óleo aumentará, enquanto a eficiência de separação água/gás irá reduzir.

Tabela 4.7 - Vazões nas saídas de óleo, água e gás

Caso	Água na saída de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de água (Kg/s)	Óleo na saída de gás (Kg/s)	Água na saída de gás (Kg/s)	Líquido na saída de gás (Kg/s)
Caso 5	14,191845	0	11,25745	15,955081	27,2125

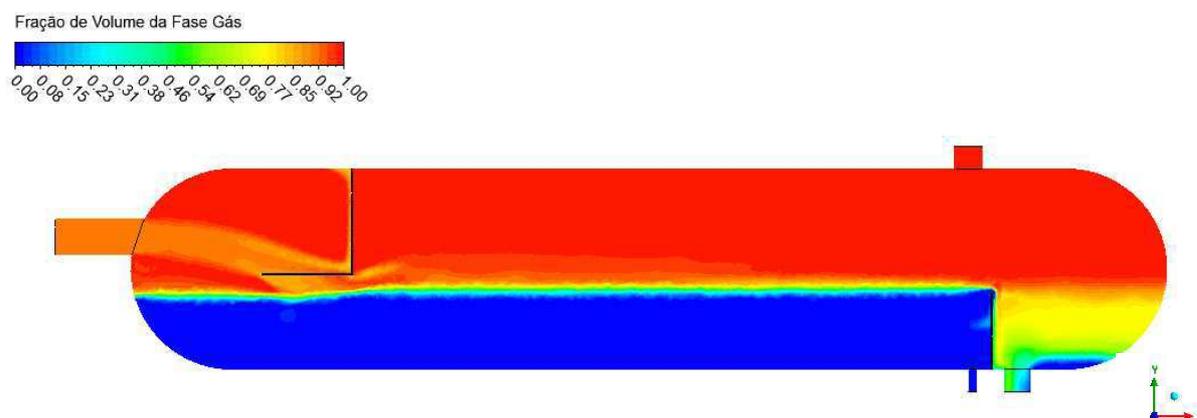
Caso 7	12,349278	0	6,0242274	8,9597189	14,9839
Caso 8	19,1787	0,0079489	17,0919	14,2584	31,3503
Caso 9	12,818664	0	16,031418	23,791533	39,8230

Fonte: Autoria própria

#### 4.4.1.1.6 Geometria com defletor semi-poroso P3 (Geometria G6)

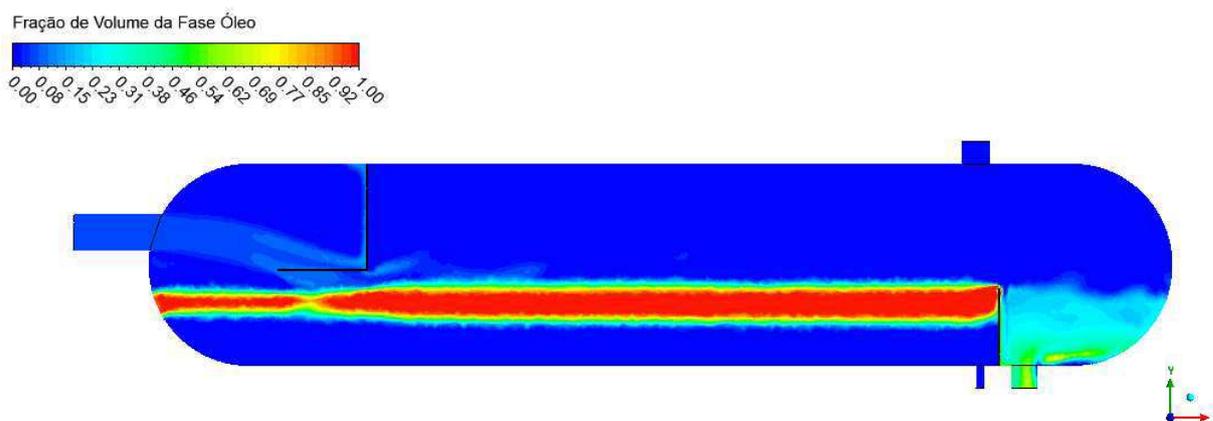
O caso 10 foi simulado com a geometria G6, na qual a altura do defletor semi-perfurado é distinta das geometrias usadas nos casos 7 e 8. Foi atribuída uma porosidade de 70% na haste horizontal do defletor e a haste vertical é sólida. Neste caso as placas porosas não foram inseridas. O nível inicial de líquido no vaso está de acordo com o ilustrado pela cor azul nos contornos de fração de volume de gás (Figura 4.73). Os níveis de óleo e água estão respectivamente apresentados nas Figuras 4.74 e 4.75.

Figura 4.73 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 10)



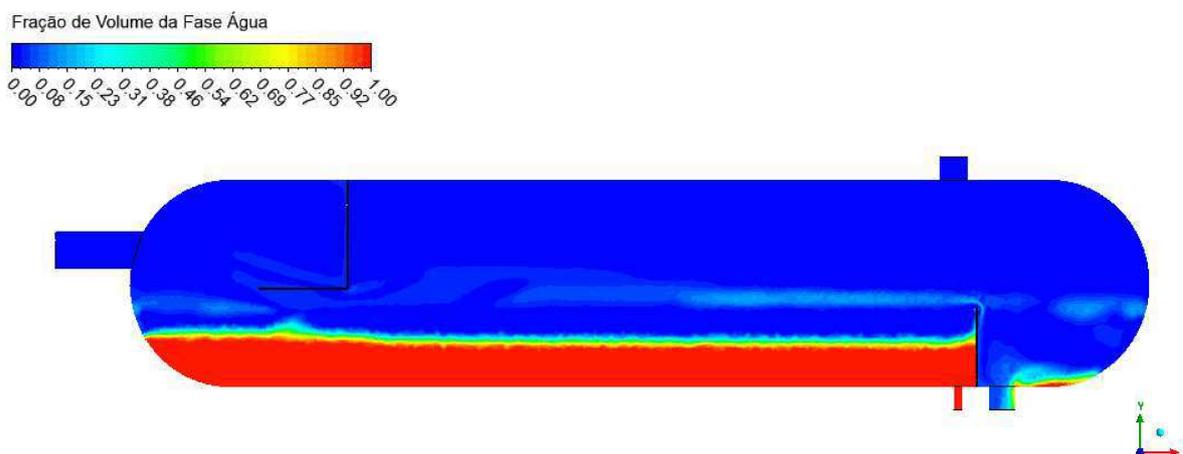
Fonte: Autoria própria

Figura 4.74 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 10)



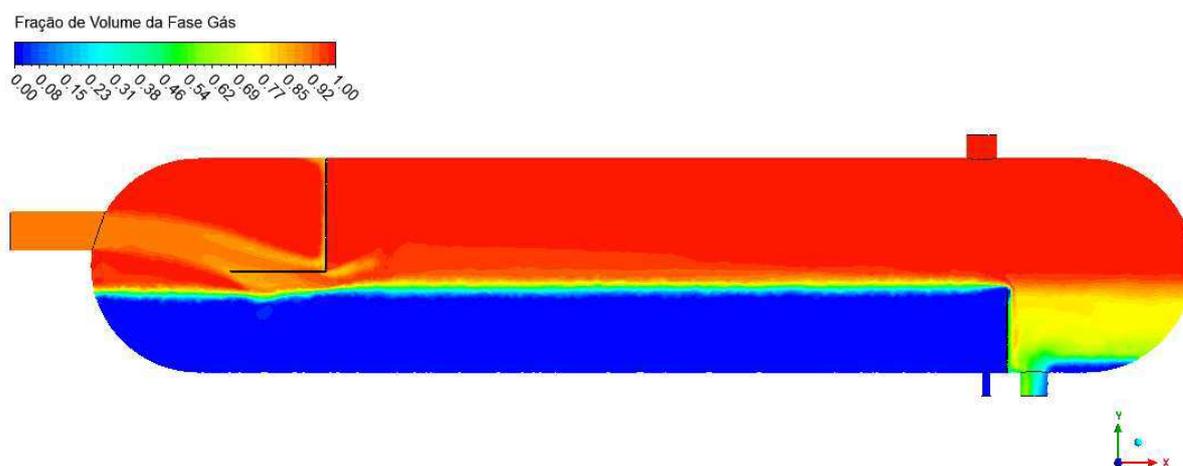
Fonte: Autoria própria

Figura 4.75 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 10)



Fonte: Autoria própria

Em  $t=30s$  verifica-se que os fluidos se chocam majoritariamente com o defletor semi-poroso, e apenas uma pequena parte escoar por baixo do mesmo (Figuras 4.76 a 4.78). Ao se chocarem com a parte horizontal do defletor os fluidos encontram uma resistência de 70% de porosidade, o que contribuem para que ao invés de cruzarem a placa mais facilmente, os fluidos recirculem e se deparam também com a haste vertical sólida do defletor, favorecendo ainda mais a recirculação (Figura 4.79). O processo de recirculação à montante do defletor proporciona a redução da velocidade de entrada dos fluidos, assim como nos casos anteriores. A parcela do escoamento que não se choca ao defletor terá então, maior velocidade, como pode ser visto nos contornos de velocidade (Figura 4.80).

Figura 4.76 - Campo de fração de volume da fase gás, em  $t= 30s$  (Caso 10)

Fonte: Autoria própria

Figura 4.77 - Campo de fração de volume da fase água, em  $t=30s$  (Caso 10)

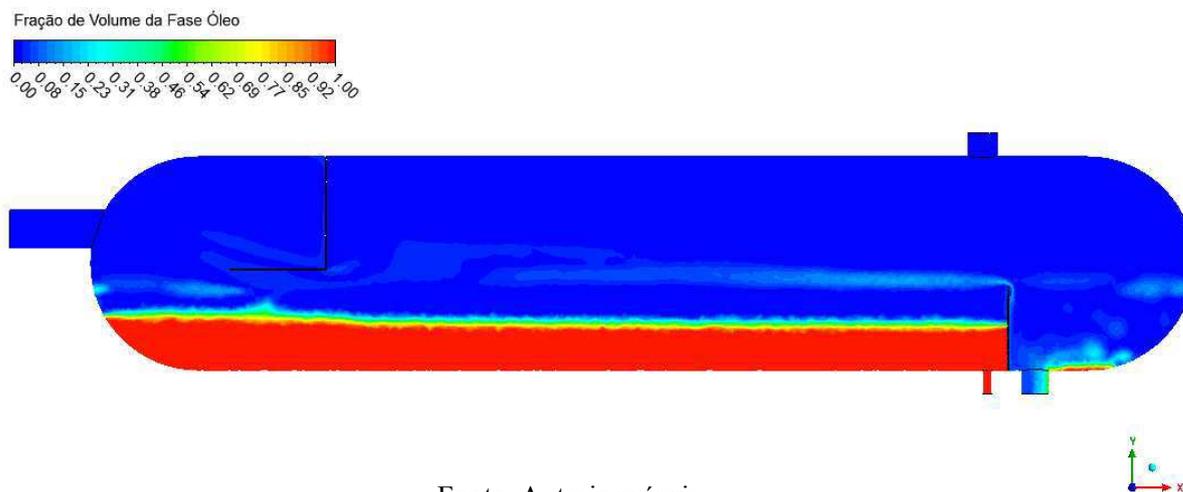


Figura 4.78 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=30s$  (Caso 10)

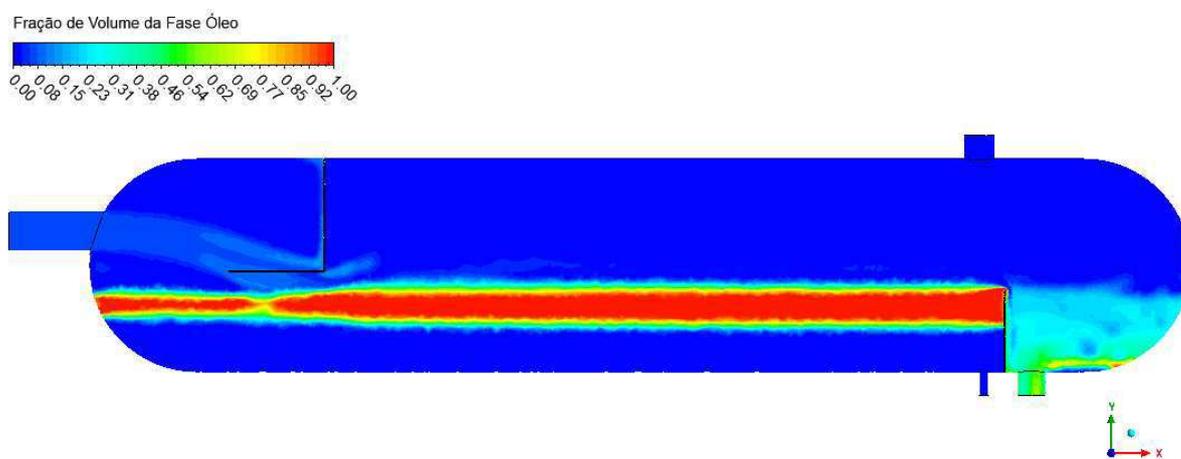
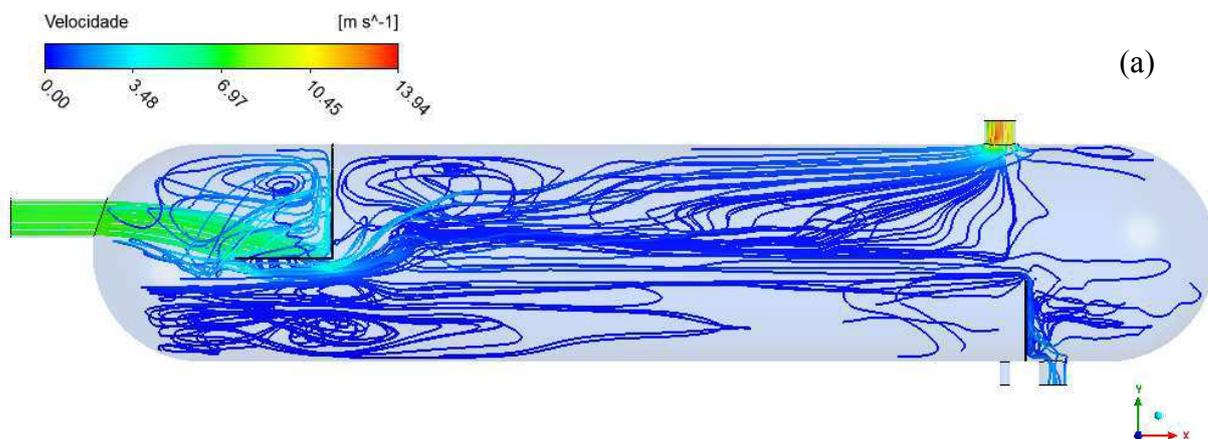
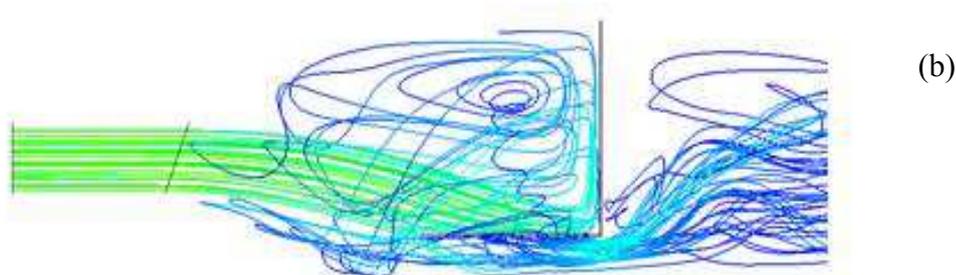


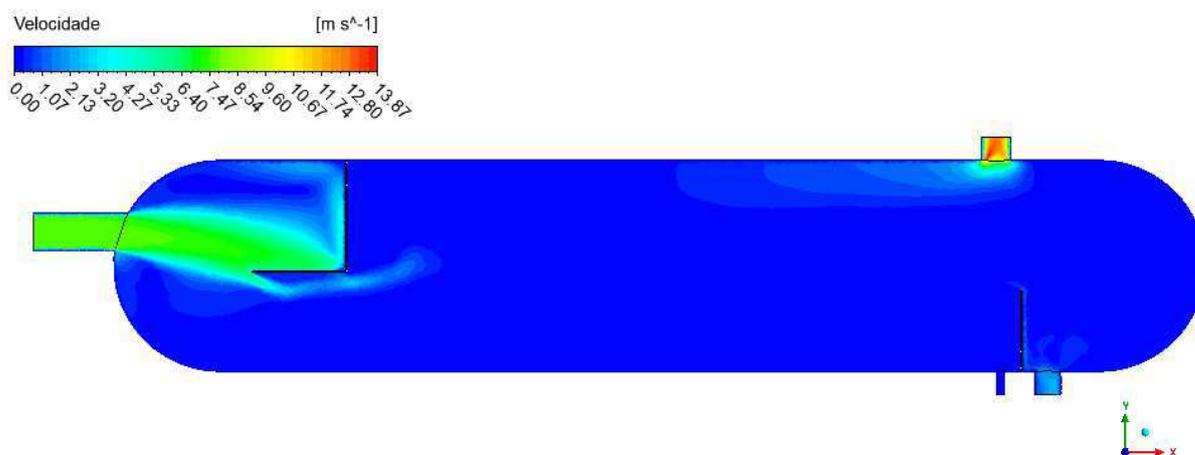
Figura 4.79 - (a) Linhas de fluxo ao longo do vaso. (b) Destaque das linhas de fluxo na região de entrada (Caso 10)





Fonte: Autoria própria

Figura 4.80 - Campo de velocidade das fases (Caso 10)

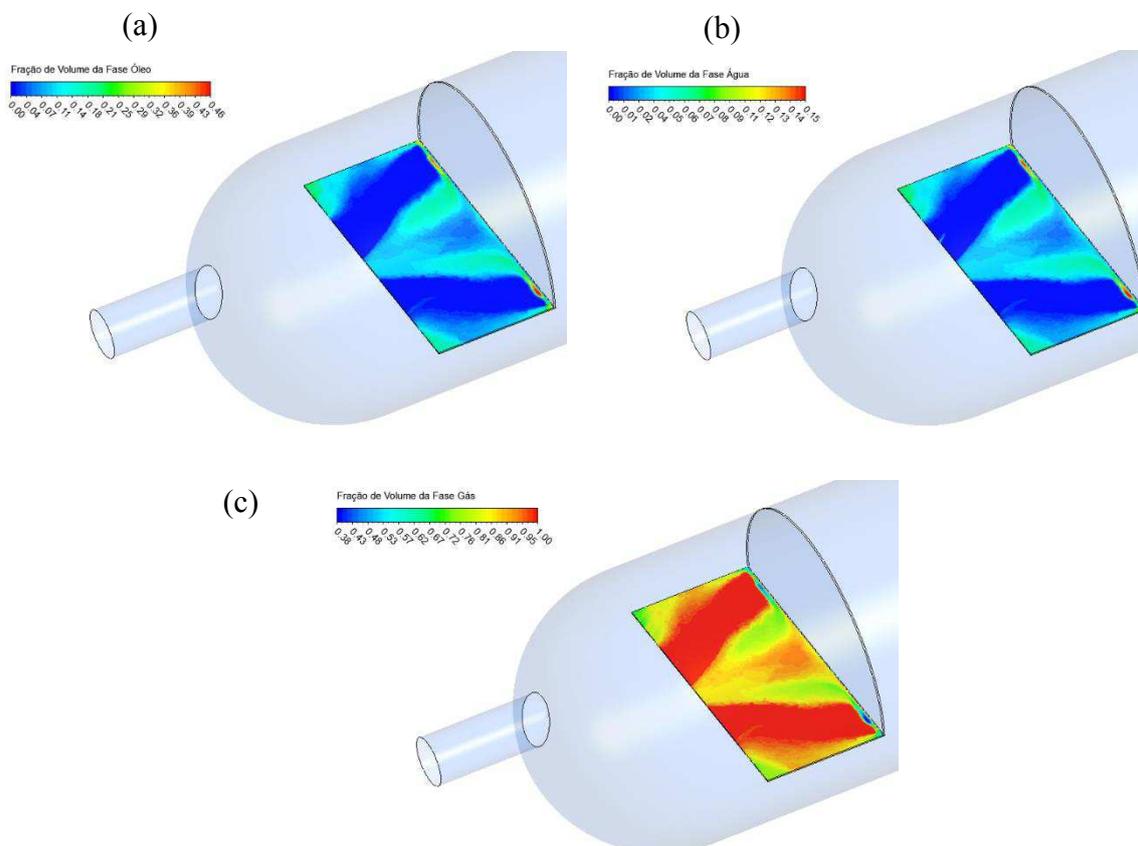


Fonte: Autoria própria

A disposição das fases na região porosa, principalmente do óleo e da água no gás, mostra uma mistura na região central desde o início da placa até o final centro da placa (Figura 4.81). Em função de seu maior volume e menor densidade, o gás se distribui mais uniformemente na região porosa, o que contribui para o arraste das fases óleo e água. Associado a isso, o choque do jato de fluidos na placa horizontal proporciona um aumento de pressão na região central ao final da placa (Figura 4.82), que consequentemente aumenta a velocidade dos fluidos e a energia cinética turbulenta nessa região (Figuras 4.82 e 4.83). Destaca-se que os fluidos que escoam abaixo do defletor também estão em maior velocidade. Neste sentido, a água e óleo são arrastados pelo gás para a interface gás/óleo, assim como água também é arrastada pela fase óleo (Figuras 4.84, 4.85 e 4.86). Os contornos de fração de volume de água (Figura 4.77) mostram que a água se posiciona acima da camada de óleo por toda a região de

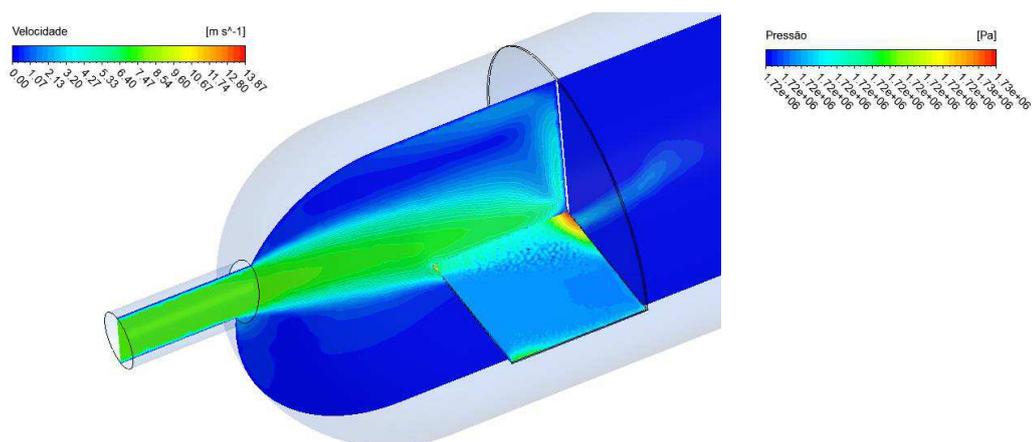
separação resultando em maiores vazões mássicas de água na saída de óleo. Em  $t=30s$  foi observado uma vazão de 34,05 Kg/s de água na saída de óleo, reduzindo a eficiência de separação água/óleo. A ausência das placas porosas evita que o líquido arrastado pelo gás seja redirecionado para a parte superior do vaso, por este motivo, o arraste de água se concentra apenas na interface óleo/gás. Os contornos de fração de volume de gás indicam uma dispersão mínima de líquido na região de gás (Figura 4.76). Com a água saindo majoritariamente pela saída de óleo, as vazões de líquido na saída de gás para esse caso são as mais baixas, quando comparado aos casos anteriores. A vazão de líquido na saída de gás foi de apenas 5,55 Kg/s, sendo 4,01 Kg/s de óleo e 1,53kg/s de água.

Figura 4.81 - Fração de volume das fases na zona porosa horizontal do semi-defletor (a) fase óleo (b) fase água (c) fase gás (Caso 10)



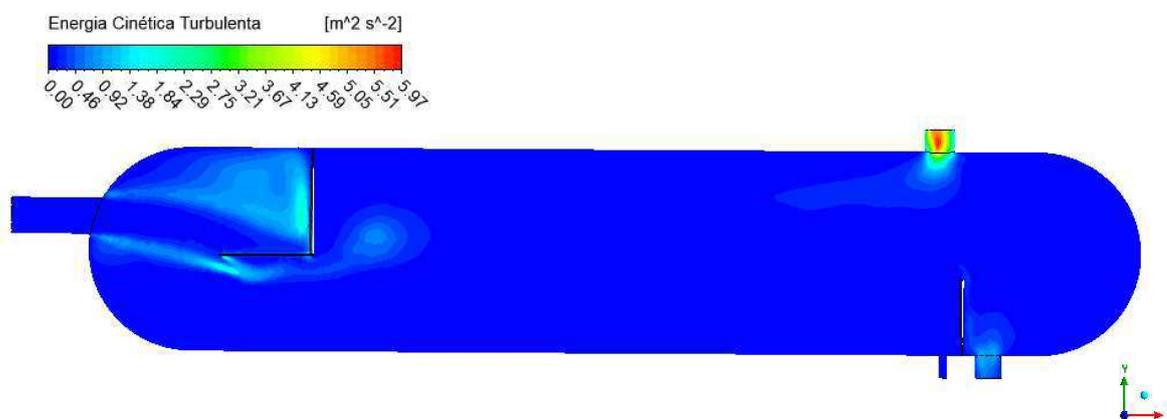
Fonte: Autoria própria

Figura 4.82 - Velocidade dos fluidos na região de entrada (Plano xy) e pressão na placa porosa horizontal (Plano xz) (Caso 10)



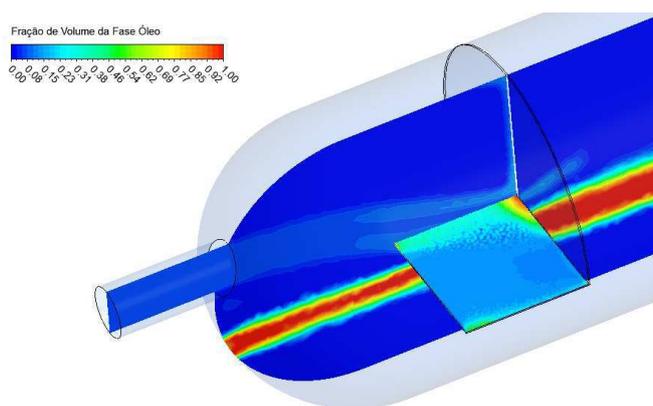
Fonte: Autoria própria

Figura 4.83 - Energia Cinética turbulenta no plano xy (Caso 10)



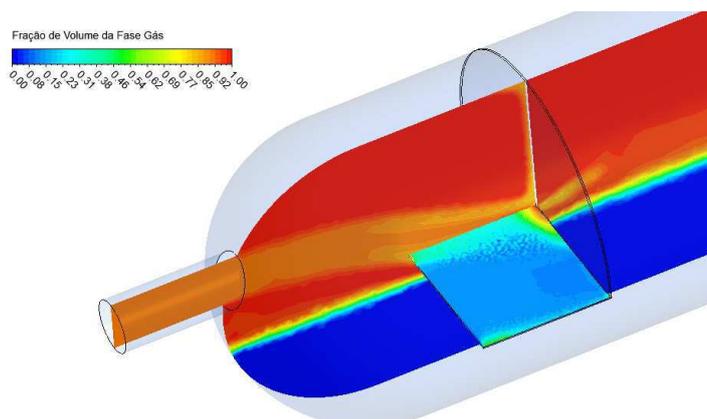
Fonte: Autoria própria

Figura 4.84 - Fração de volume da fase óleo (Plano xy) e destaque da área de maior pressão no defletor (Caso 10)



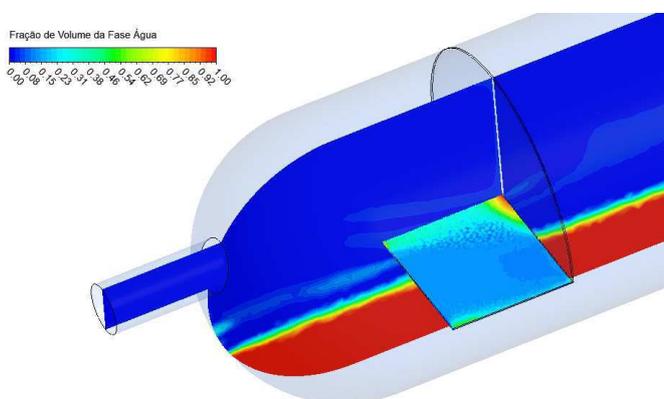
Fonte: Autoria própria

Figura 4.85 - Fração de volume da fase gás (Plano xy) e destaque da área de maior pressão no defletor (Caso 10)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.86 - Fração de volume da fase água (Plano xy) e destaque da área de maior pressão no defletor (Caso 10)



Fonte: Autoria própria

Os contornos de velocidade ( $v$ ) (Figura 4.87) indicam valores negativos de velocidade vertical à frente do defletor, em virtude da descida dos fluidos. A velocidade ( $u$ ) (Figura 4.88) na região abaixo do defletor indica ainda, que os fluidos são acelerados na direção do escoamento, até a jusante do *weir*, e isso contribui para que parte da água não decante e acabe sendo arrastada junto ao óleo.

A velocidade ( $v$ ) na linha LV1 (Figura 4.87) é desacelerada chegando a valores em torno de  $-0,01$  m/s, indicando o favorecimento à decantação, diferentemente do apresentado no caso 5, onde os fluidos são acelerados nessa região. A ausência das placas perfuradas pode ter contribuído para reduzir ainda mais a velocidade ( $v$ ) na região a jusante do defletor, pois elimina a recirculação visualizada nos casos 7 e 8, evitando que o óleo e a água fossem arrastados pelo gás e saíssem pela saída de gás. A velocidade ( $u$ ) nas linhas LH3 no topo do vaso tem

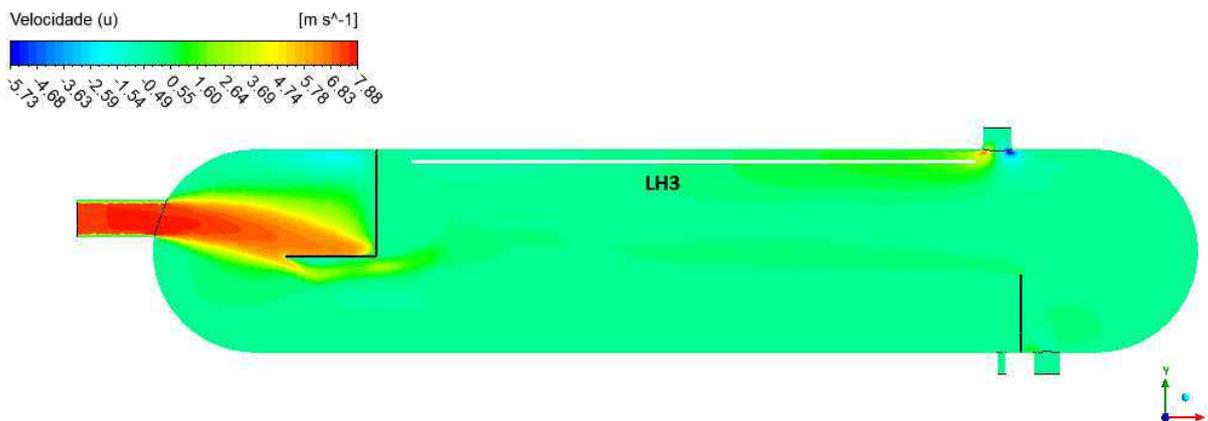
comportamento similar com os casos anteriores. A velocidade ( $u$ ) na linha LH3 no topo do vaso aumenta próximo à saída de gás.

Figura 4.87 - Contornos de velocidade ( $v$ ) na direção  $y$  (Caso 10)



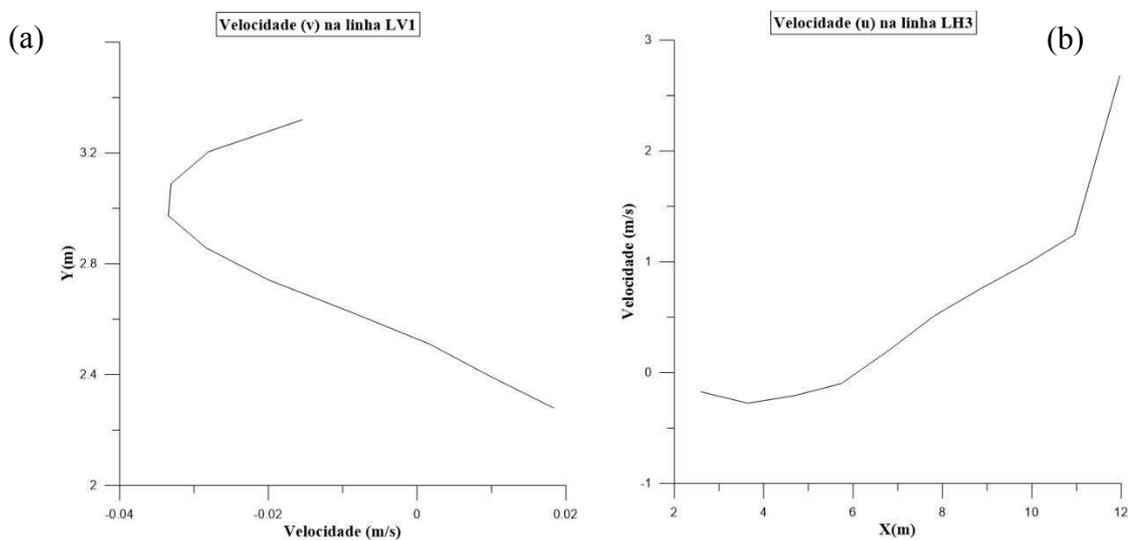
Fonte: Autoria própria

Figura 4.88 - Contornos de velocidade ( $u$ ) na direção  $x$  (Caso 10)



Fonte: Autoria própria

Gráfico 4.5- (a) Velocidade ( $v$ ) na linha vertical (LV) da Figura 4.87. (b) Velocidade ( $u$ ) na linha horizontal (LH) da Figura 4.88



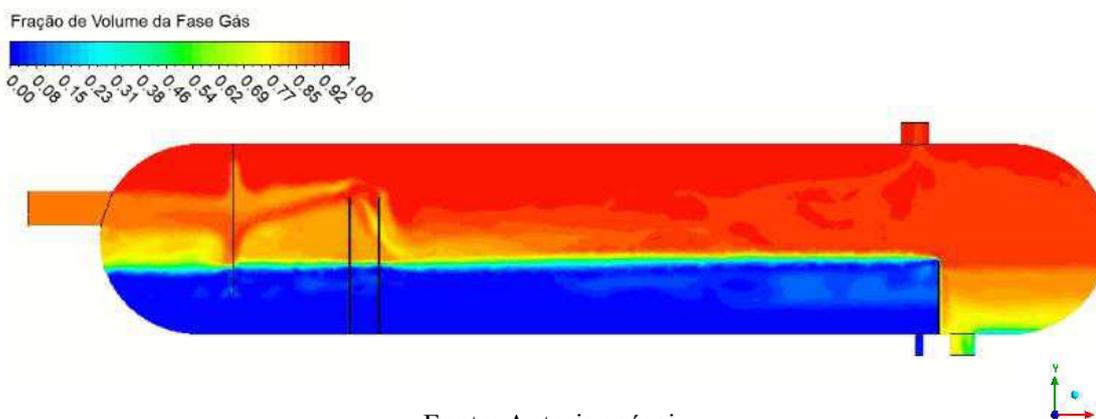
Fonte: Autoria própria

#### 4.4.1.1.7 Geometria com placa de “lavagem com água” perfurada (Geometria G7)

O uso da placa de lavagem com água sólida (Geometria G3), indicou a partir da simulação do caso 6, a promoção de uma maior mistura entre as fases tanto na região de mistura quanto na região de separação, realizando o processo inverso ao objetivo do separador. No intuito de avaliar se a aplicação de uma porosidade ao dispositivo poderia solucionar o problema da mistura, o caso 11 foi simulado, inserido uma placa de lavagem com água perfurada (Geometria G7). A placa lavagem com água perfurada uma porosidade de 80%.

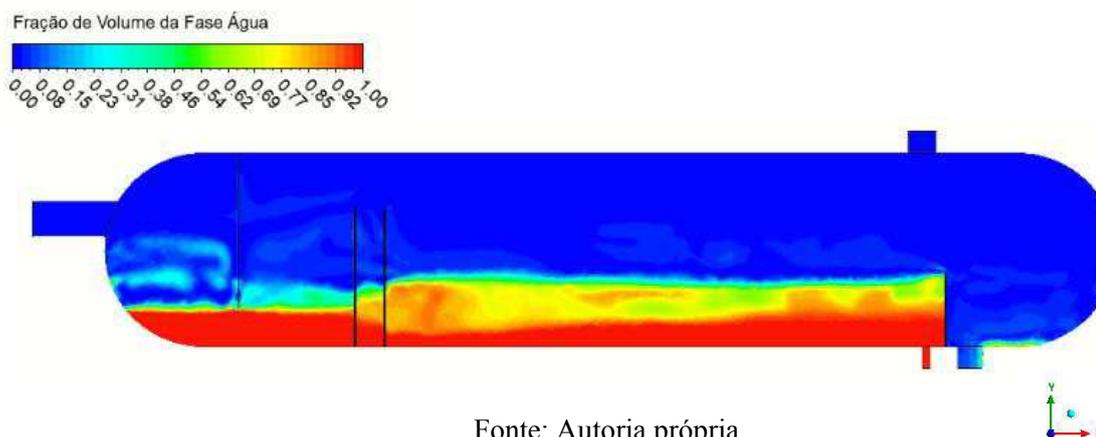
Na Figura 4.89 percebe-se que o nível de líquido à montante do *weir* foi mantido, todavia os níveis de água e óleo não foram bem estabilizados. Nas Figuras 4.90 e 4.91 verifica-se um maior nível de água e um nível irregular da camada de óleo, a partir da simulação inicial em regime permanente. Em  $t=30s$  não houveram alterações significativas na dinâmica do escoamento e no nível estabelecido (Figuras 4.92 a 4.94). O óleo mantém-se em pequenas partes acumulado à frente da placa de lavagem porosa e entre a mesma e a primeira placa porosa. Em toda a camada de água é visto uma mistura do óleo em forma de emulsão, e apenas um pequeno acúmulo de óleo livre, acima da camada de água.

Figura 4.89 - Campo de fração de volume da fase gás (Caso 11)



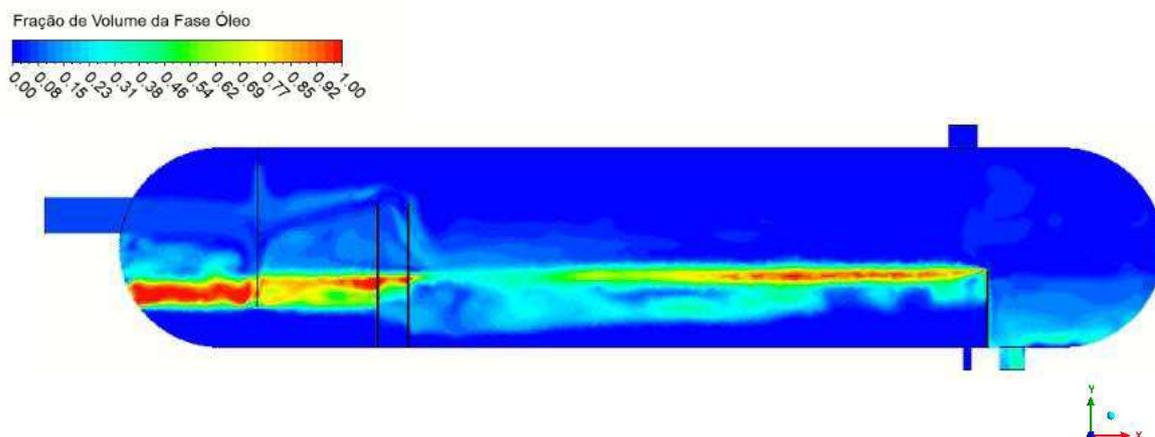
Fonte: Autoria própria

Figura 4.90 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 11)

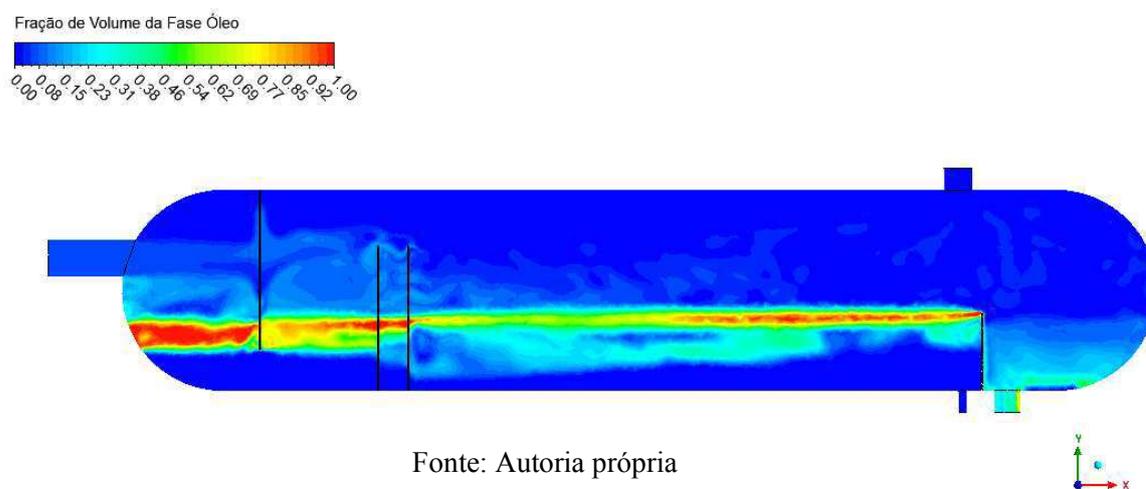


Fonte: Autoria própria

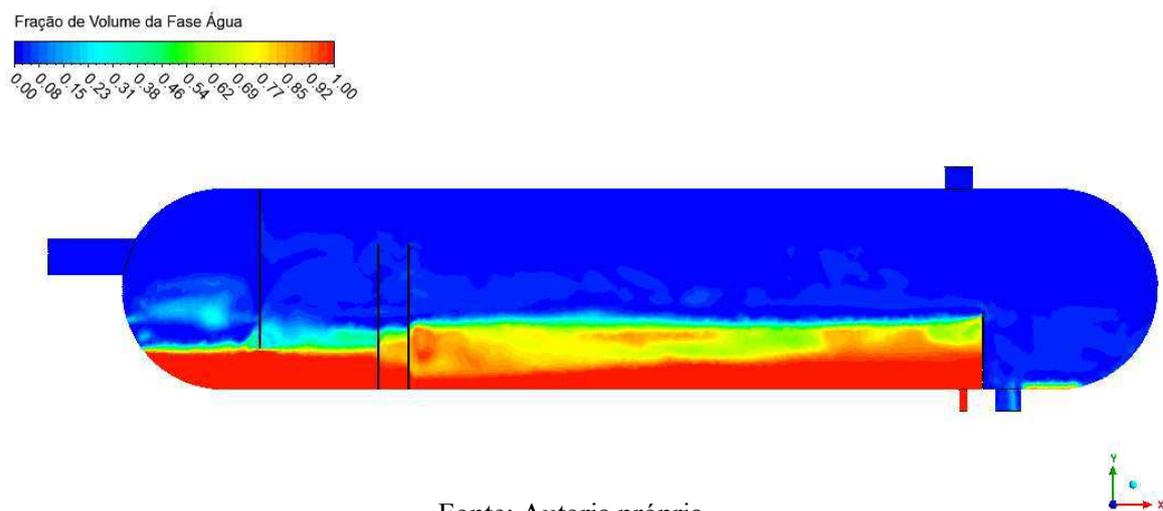
Figura 4.91 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 11)



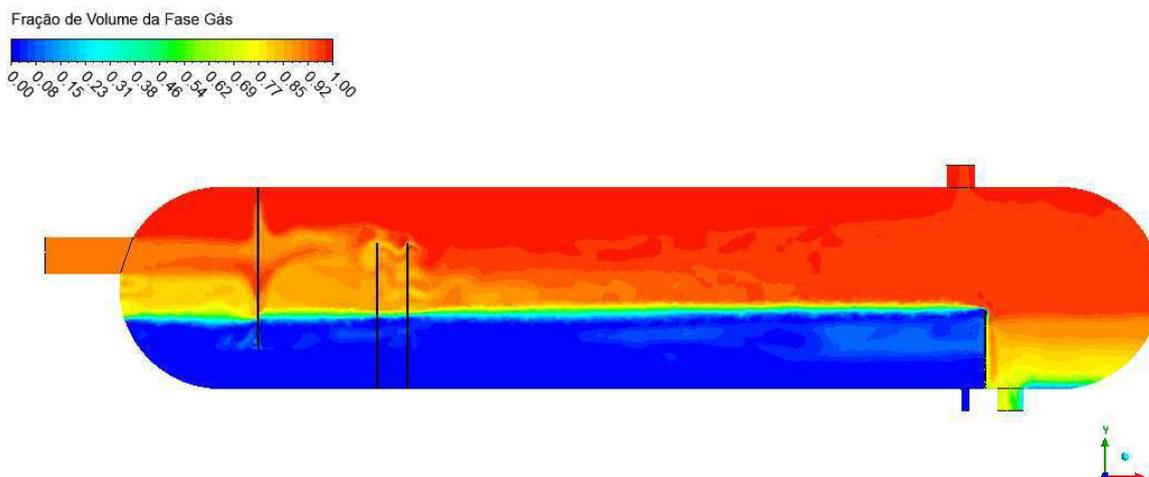
Fonte: Autoria própria

Figura 4.92 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=30s$  (Caso 11)

Fonte: Autoria própria

Figura 4.93 - Campo de fração de volume da fase água, em  $t=30s$  (Caso 11)

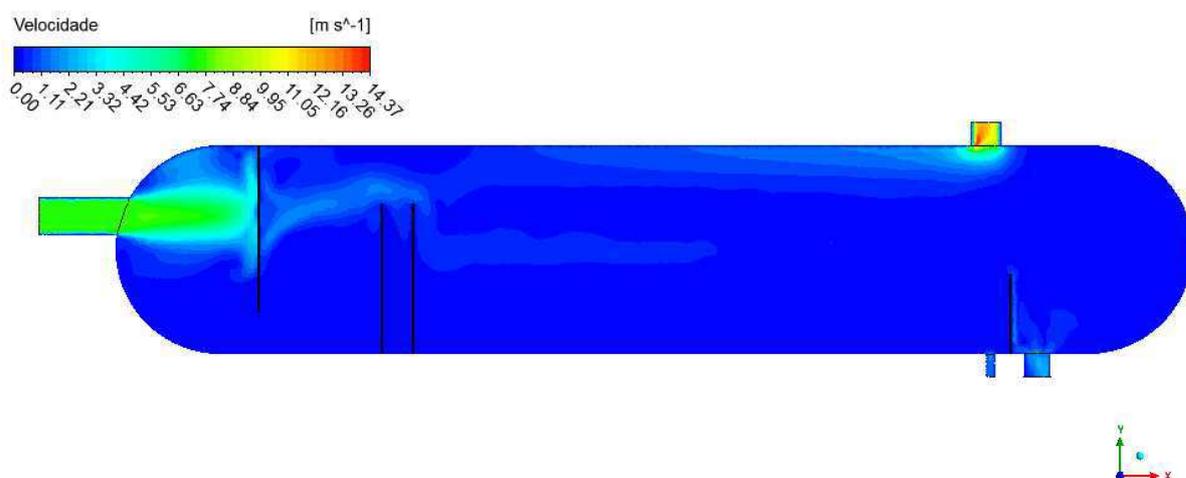
Fonte: Autoria própria

Figura 4.94 - Campo de fração de volume da fase gás, em  $t=30s$  (Caso 11)

Fonte: Autoria própria

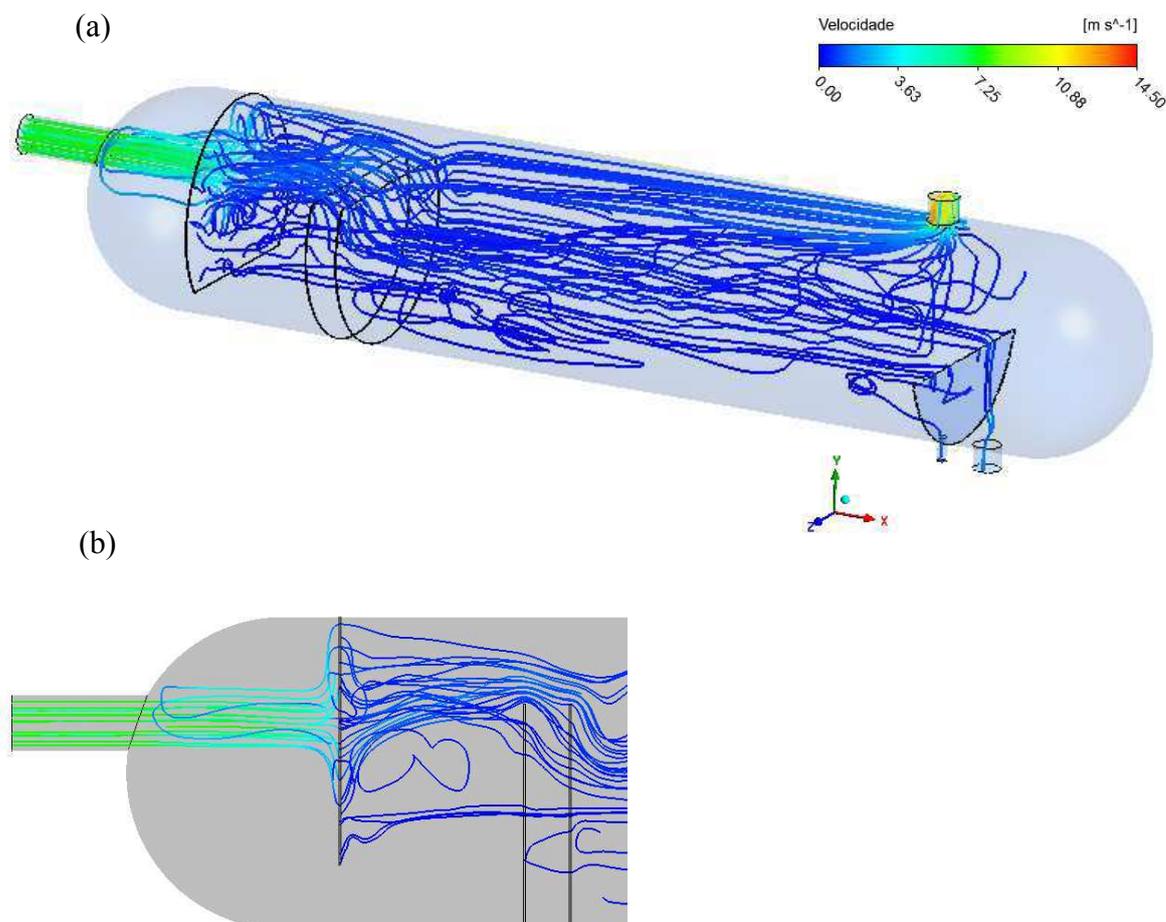
A placa lavagem perfurada alcança o objetivo de reduzir a velocidade dos fluidos (Figura 4.95) da entrada, uma vez que a resistência imposta pela porosidade, permite que os fluidos percam quantidade de movimento com os choques e recirculação resultante (Figura 4.96). No entanto, o maior contato entre as fases, proporcionado pela porosidade, adicionado a redução da área de passagem dos fluidos abaixo da placa, contribuem para a mistura. A vazão mássica de óleo na saída de gás reduziu em comparação aos casos 5, 8 e 9 em função da permanência do óleo em forma de emulsão na camada de água. Por outro lado, a vazão de água aumentou na saída de óleo, quando comparado aos casos 5, 7 e 9 (Tabela 4.9).

Figura 4.95 - Contorno de velocidade das fases (Caso 11)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.96 - (a) Linhas de fluxo ao longo do separador. (b) Destaque da região de entrada sob um plano xy (Caso 11)



Fonte: Autoria própria

#### 4.4.1.2 Eficiência de Separação

As eficiências de separação foram calculadas a partir das vazões mássicas nas saídas de gás, óleo e água, de acordo com a Equação 3.29.

As vazões nas saídas de água, óleo e gás estão apresentadas na Tabela 4.8 para os casos de 5 a 11, em um tempo de  $t=30s$ . O caso 7 apresentou os melhores resultados quando referente as eficiências de separação água/óleo, óleo/água, óleo/gás, água/gás e líquido/gás, quando comparado aos casos 5, 8, 9, 10 e 11 (Tabela 4.10). Comparando os resultados de vazões de óleo na saída de óleo e água na saída de gás, entre o caso 7 e o caso 10, nota-se que a vazão de óleo na sua respectiva saída é maior para o caso 10, o que poderia ser um excelente resultado, se não fosse a grande vazão de água também saindo junto ao óleo, para este caso. Neste sentido, a alta eficiência de separação água/gás vista no caso 10, é resultado da baixa eficiência de separação água/óleo que foi de 22,87%. A ausência das placas perfuradas pode ter contribuído

neste caso, para a redução de líquido na saída de gás, mas por outro lado, aumentou a vazão mássica de água na saída de óleo. Neste sentido, o caso 7 de forma geral, apresentou os melhores resultados de separação entre as fases, para um tempo de 30s de simulação.

Tabela 4.8 - Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (condições de comparação)

Caso	Entrada de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de óleo (Kg/s)	Entrada de Água (Kg/s)	Água na saída de água (Kg/s)	Entrada de Gás (Kg/s)	Gás na saída de Gás (Kg/s)
Caso 5	106,1515	54,8912	44,1544	19,7727	35,1857	33,2546
Caso 7	106,1515	62,4747	44,1544	16,6324	35,1857	34,4692
Caso 8	106,1515	55,9005	44,1544	11,4252	35,1857	33,2135
Caso 9	106,1515	64,0525	44,1544	19,8524	35,1857	32,8284
Caso 10	106,1515	88,9188	44,1544	4,1518	35,1857	34,1018
Caso 11	106,1515	58,2262	44,1544	18,5787	35,1857	33,9253

Fonte: Autoria própria.

Tabela 4.9 - Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (condições de comparação)

Caso	Água na saída de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de água (Kg/s)	Óleo na saída de gás (Kg/s)	Água na saída de gás (Kg/s)	Líquido na saída de gás (Kg/s)
Caso 5	14,191845	0	11,25745	15,955081	27,2125
Caso 7	12,349278	0	6,0242274	8,9597189	14,9839
Caso 8	19,1787	0,0079489	17,0919	14,2584	31,3503
Caso 9	12,818664	0	16,031418	23,791533	39,8230
Caso 10	34,05612	7,66e-5	4,0162832	1,5388979	5,5552
Caso 11	17,69939	7,87e-3	10,525931	11,249585	21,7755

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.10 - Eficiências de separação (condições de comparação)

Caso	Eficiência água/óleo (%)	Eficiência óleo/água (%)	Eficiência óleo/gás (%)	Eficiência água/gás (%)	Eficiência líquido/gás (%)
Caso 5	67,8586	100	89,39492	63,86526	81,89524
Caso 7	72,03161	100	94,32488	79,70821	90,03103
Caso 8	56,56448	99,99251	83,89858	67,70787	79,14234
Caso 9	70,96855	100	84,89761	46,11743	73,5054
Caso 10	22,8704	99,99993	96,21646	96,51474	96,30408
Caso 11	50,91479	99,99259	90,08405	74,52217	85,51254

Fonte: Autoria própria

Diante dos resultados obtidos, a inserção do defletor semi-poroso P1 na geometria G4 mostrou-se mais adequada quando comparada a mesma geometria sem defletor, ou com a inserção dos defletores tipo semi-poroso P2, semi-poroso P3 e placa lavagem perfurada. Neste sentido, o caso 7 foi selecionado para simular 3 minutos ( $t=180s$ ) e avaliar a eficiência de

separação ao longo desse tempo, comparando com as situações de ausência de defletor (Geometria G2) e ausência de defletor e presença de coalescedor (Geometria G1), para as mesmas condições de validação.

#### 4.4.2 Condições de poço novo

Os casos 12, 13 e 14 (Tabela 3.15) foram simulados sob as condições de poço novo, ou seja, considerando uma produção maior de óleo em relação a água. Foi mantido a velocidade de entrada de 7,49 m/s e as frações de volume passaram a ser 0,02; 0,2 e 0,78 para água, óleo e gás, respectivamente. Neste sentido, as vazões mássicas dos fluidos na entrada e nas saídas estão apresentadas nas Tabelas 4.11 e 4.12. As eficiências de separação foram calculadas por meio da Equação 3.29 e estão disponíveis na Tabela 4.13.

Tabela 4.11- Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (condições de poço novo)

Caso	Entrada de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de óleo (Kg/s)	Entrada de Água (Kg/s)	Água na saída de água (Kg/s)	Entrada de Gás (Kg/s)	Gás na saída de Gás (Kg/s)
Caso 12	427,8241	249,3619	44,1544	20,5076	29,8314	31,2540
Caso 13	427,8241	236,6690	44,1544	9,3559	29,8314	30,9630
Caso 14	427,8241	300,7044	44,1544	1,8029	29,8314	29,8169

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.12 - Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (condições de poço novo)

Caso	Água na saída de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de água (Kg/s)	Óleo na saída de gás (Kg/s)	Água na saída de gás (Kg/s)	Líquido na saída de gás (Kg/s)
Caso 12	3,9657	0,009424	2,0066	11,0606	13,0672
Caso 13	15,1369	0,046047	9,7925	19,6657	20,4582
Caso 14	18,2327	1,23	15,1299	12,0175	27,1474

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.13 - Eficiências de separação (condições de poço novo)

Caso	Eficiência água/óleo (%)	Eficiência óleo/água (%)	Eficiência óleo/gás (%)	Eficiência água/gás (%)	Eficiência líquido/gás (%)
Caso 12	91,01849	99,99734	99,4329	74,95026	96,7167
Caso 13	65,71815	99,98699	97,2325	75,8445	94,8596
Caso 14	58,7070	99,65	95,7240	72,7829	93,1789

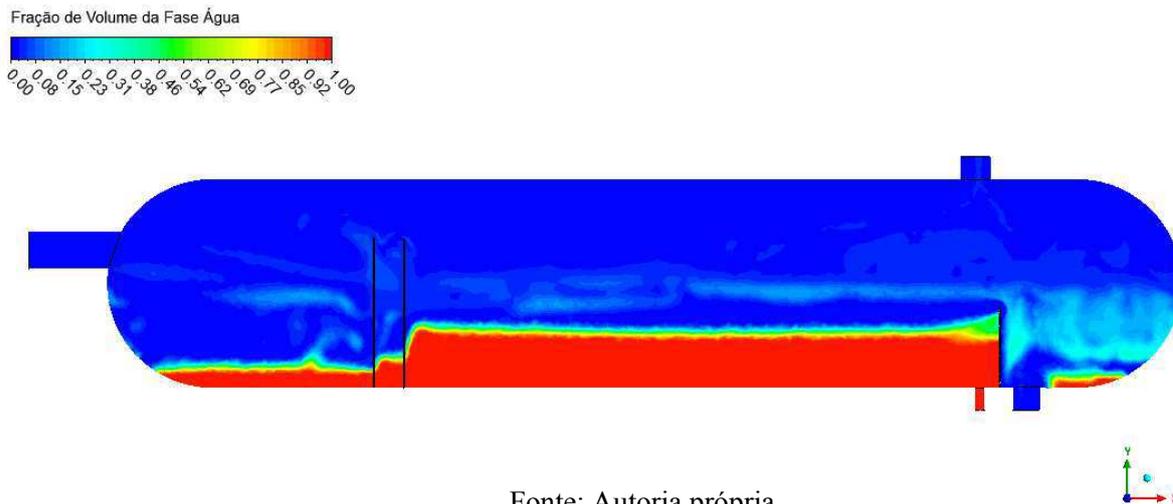
Fonte: Autoria própria

#### 4.4.2.1 Características do comportamento interno e eficiências de separação

Em 30s de simulação no caso 12, onde não há dispositivo de entrada, a vazão de água na saída de óleo foi de apenas 3,9657 Kg/s, quando comparado com os casos 13 e 14 (Tabela 4.12), resultando em uma eficiência água/óleo de 91,01849% (Tabela 4.13). Observa-se um aumento do nível de água na região de separação (Figura 4.97) e também a presença de água em sua forma dispersa, misturada na fase gás, principalmente nas regiões acima da camada de óleo e a jusante do *weir* (Figuras 4.98 e 4.99). Essa mistura, proporciona o arraste de água na saída de gás de 11,0606 Kg/s, levando a eficiência de separação água/gás para 74,95%.

Com o aumento da vazão mássica de óleo na entrada para a condição de poço novo, há um acúmulo dessa fase antes das placas porosas, elevando o seu nível na região de mistura, enquanto o nível de água é reduzido (Figura 4.99). Na região de separação, o escoamento estratificado do óleo com melhor definição da interface óleo/gás próximo ao *weir* favorece maiores vazões na respectiva saída de óleo (Tabela 4.10), e conseqüentemente, menores vazões por volta de 2 Kg/s e 0,046047 Kg/s nas saídas de gás e água, são verificadas, respectivamente.

Figura 4.97 - Campo de fração de volume da fase água, em t=30s (Caso 12)



Para o mesmo tempo de simulação, o caso 13 avalia a inserção do defletor semi-poroso à geometria (Geometria G4), com 70% de porosidade. Parte dos fluidos ao entrarem no vaso cruzam a zona horizontal do defletor. A água, em menor fração de volume, acaba sendo mais misturada ao óleo que possui maior vazão mássica e a arrasta até se chocarem com a primeira placa perfurada. Diferentemente do gás que se distribui facilmente entre o meio poroso (Figura 4.100a), a água e o óleo sofrem mais a influência da placa, em função de sua maior resistência

viscosa quando comparados ao gás, e se concentram na região central do defletor (Figura 4.100b,c). O gás ao cruzar a placa porosa arrasta óleo e água.

Posteriormente, parte dos fluidos que não se chocam com a parte horizontal do defletor semi-poroso, passam a chocar-se com a primeira placa perfurada em maior velocidade e recirculam na região a jusante do defletor e a montante da primeira placa perfurada (Figura 4.101). Essa zona de recirculação promove ainda mais mistura que avança para a região de separação (Figuras 4.102 a 4.104).

Figura 4.98 - Campo de fração de volume da fase gás, em  $t=30s$  (Caso 12)

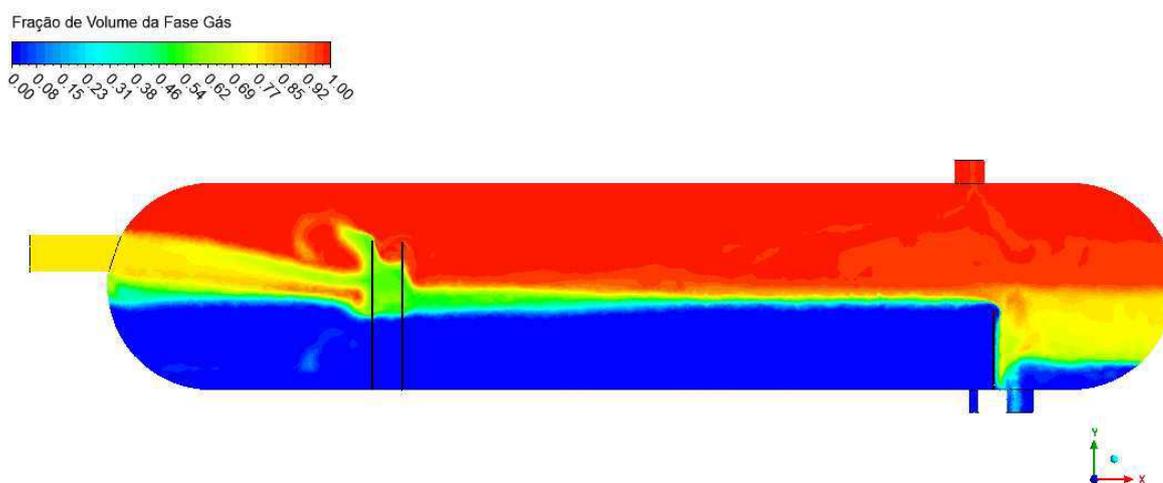


Figura 4.99 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=30s$  (Caso 12)

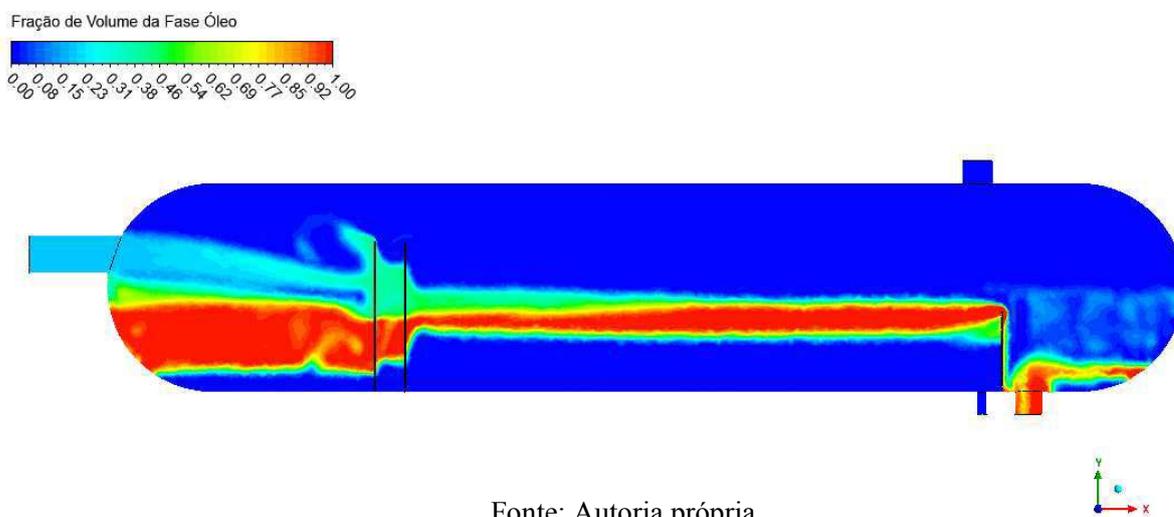
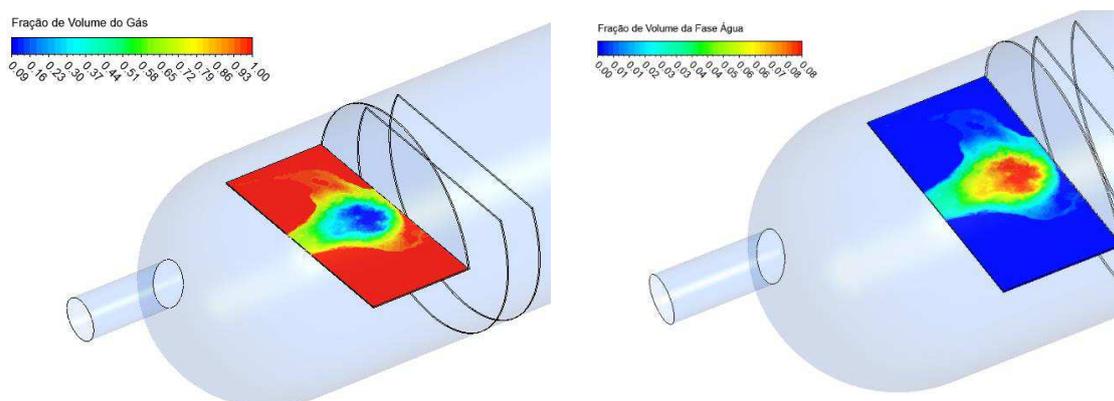
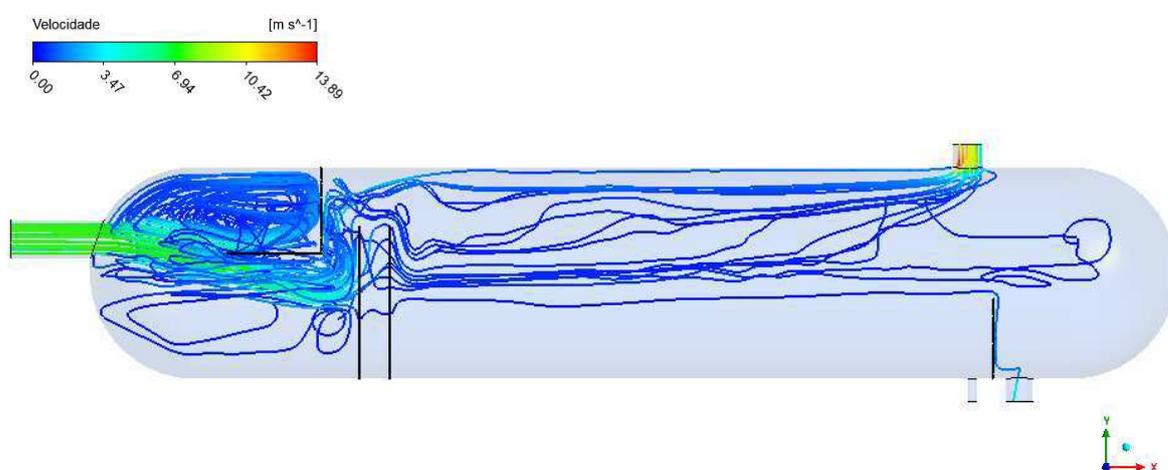


Figura 4.100 - (a) Campo de fração de volume da fase gás (b) Campo de fração de volume da fase água



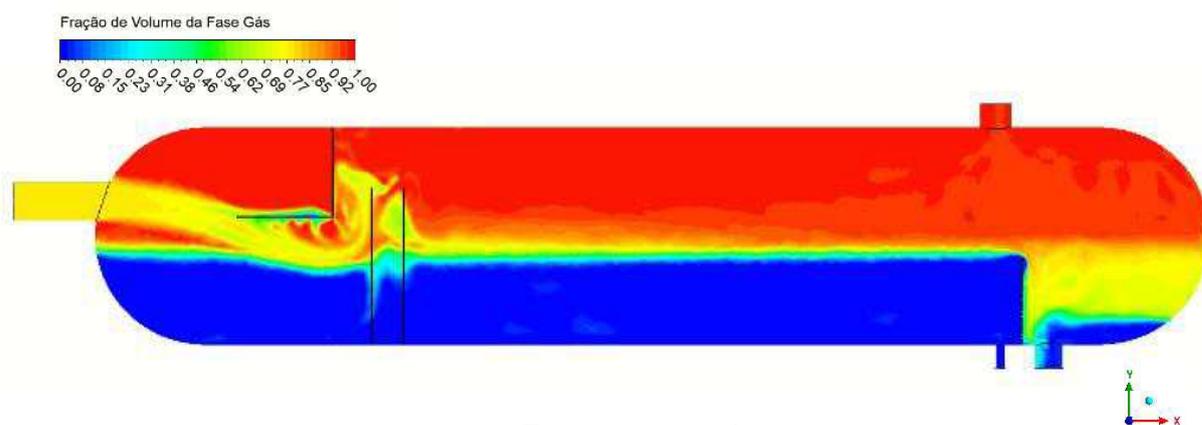
Fonte: Autoria própria

Figura 4.101 - Linhas de fluxo ao longo do vaso (Caso 13)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.102 - Campo de fração de volume da fase gás, em  $t=30\text{s}$  (Caso 13)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.103 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=30s$  (Caso 13)

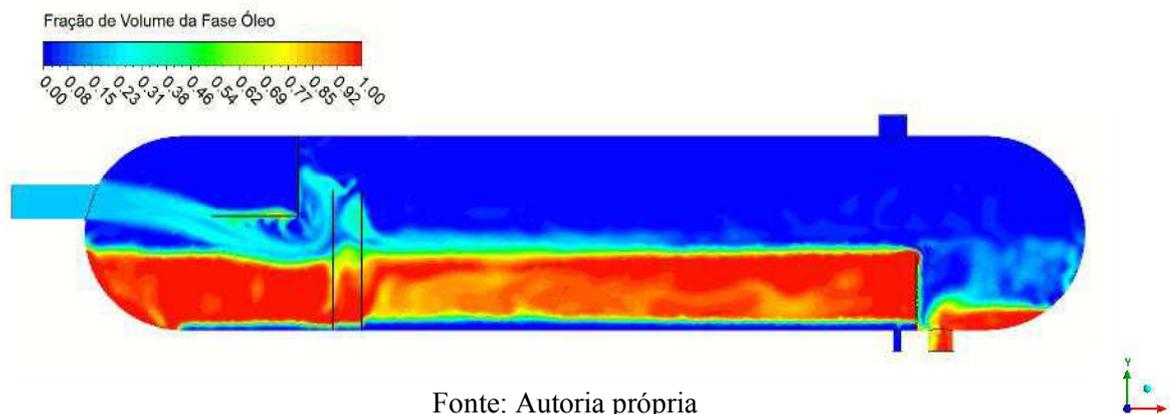


Figura 4.104 - Campo de fração de volume da fase água, em  $t=30s$  (Caso 13)

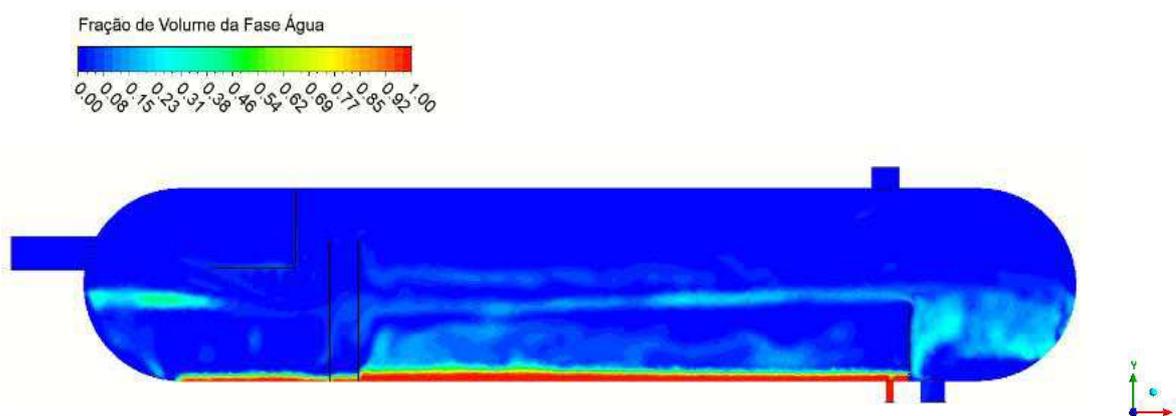
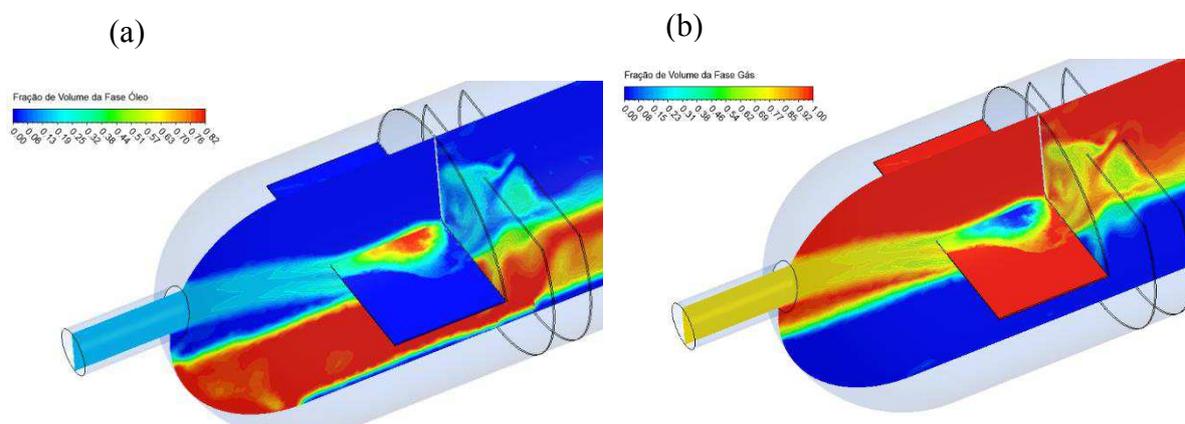


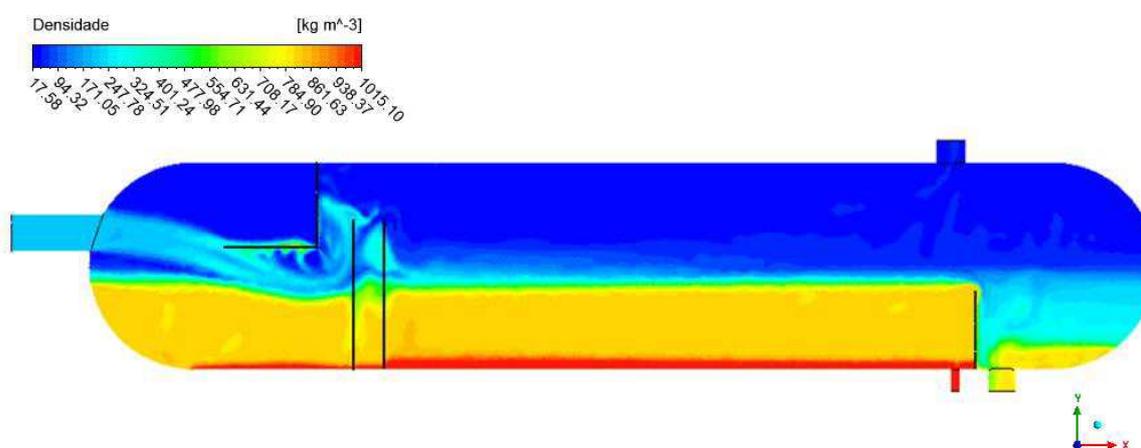
Figura 4.105 – Campo de fração de volume (a) fase óleo (b) fase gás (Plano xy), em  $t=30s$  (Caso 13)



Fonte: Autoria própria

A água passa a ocupar a interface óleo/gás, mas também fica emulsionada no interior da camada de óleo, como é possível verificar na camada de óleo por meio dos contornos de densidade da Figura 4.106, e dos contornos de fração de volume de água e óleo (Figuras 4.103 e 4.104). A presença da água acima da camada de óleo culmina em maiores vazões mássicas de água nas saídas de óleo e de gás. No caso 13, tem-se que 15,1369 m/s de água sai pela saída de óleo. É aproximadamente 5 vezes mais do que a vazão de água verificada no caso 12. Na saída de gás, a vazão de água também aumenta de 11,0606 para Kg/s para 19,6657 em relação ao caso 12. De forma geral, as perdas de água pelas saídas de óleo e gás resulta em uma redução no nível de água do caso 13.

Figura 4.106 - Contornos de densidade dos fluidos (Caso 13)



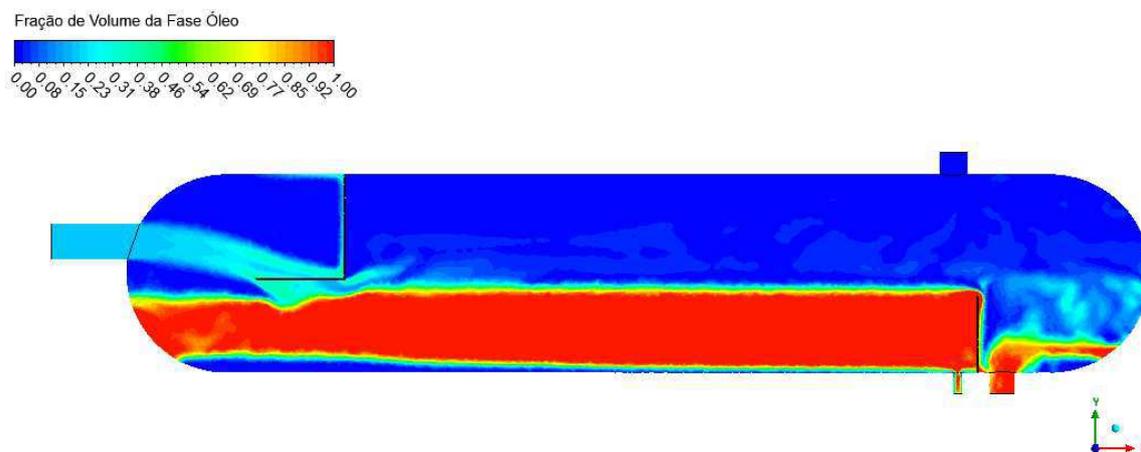
Fonte: Autoria própria

No caso 14 a ausência das placas perfuradas reduz o fenômeno de recirculação entre o defletor e as placas perfuradas, logo não se observa a forte mistura que culmina na água emulsionada no interior da camada de óleo (Figura 4.107). Isso ocorre não só pela ausência das placas, mas também em função do posicionamento e estrutura geométrica do defletor, que atua sozinho na para redução da velocidade dos fluidos de entrada, ao possibilitar que o jato de fluidos cruze a haste horizontal porosa, em quase sua totalidade.

Assim como no caso 10, a água se mantém fortemente presente acima da camada de óleo (Figura 4.108), o que favorece a saída dessa fase pela saída de óleo. Por outro lado, no caso 14 nota-se maior presença da água também na saída gás, fato não observado no caso 10. Têm-se 18,2327 Kg/s de água na saída de óleo e 12,0175 Kg/s de água na saída de gás, resultando em eficiências de separação água/óleo e água/gás para 58,71% e 72,78%, respectivamente.

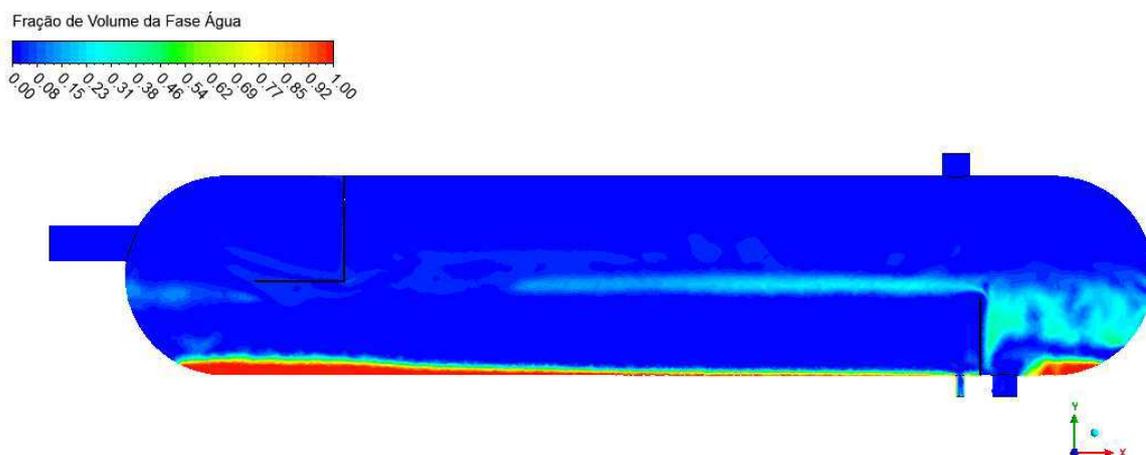
A distribuição do gás, da água e do óleo na parte porosa do defletor pode ser visualizado nos contornos de fração de volume (Figura 4.109). É notório a distribuição do gás do centro para as extremidades da placa, enquanto o óleo e a água estão misturados da região central até majoritariamente entre a borda vertical inferior e o final da placa horizontal porosa. O óleo encontra-se em maior fração de volume favorecendo a mistura da água, que está em menor quantidade. O choque dos fluidos aumenta a pressão na região central da borda inferior na placa horizontal porosa (Figura 4.110), como no caso 10, e isso favorece que o óleo e o gás saiam em maior velocidade. O óleo carrega a água, assim como o gás carrega água e óleo (Figura 4.111).

Figura 4.107 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=30s$  (Caso 14)



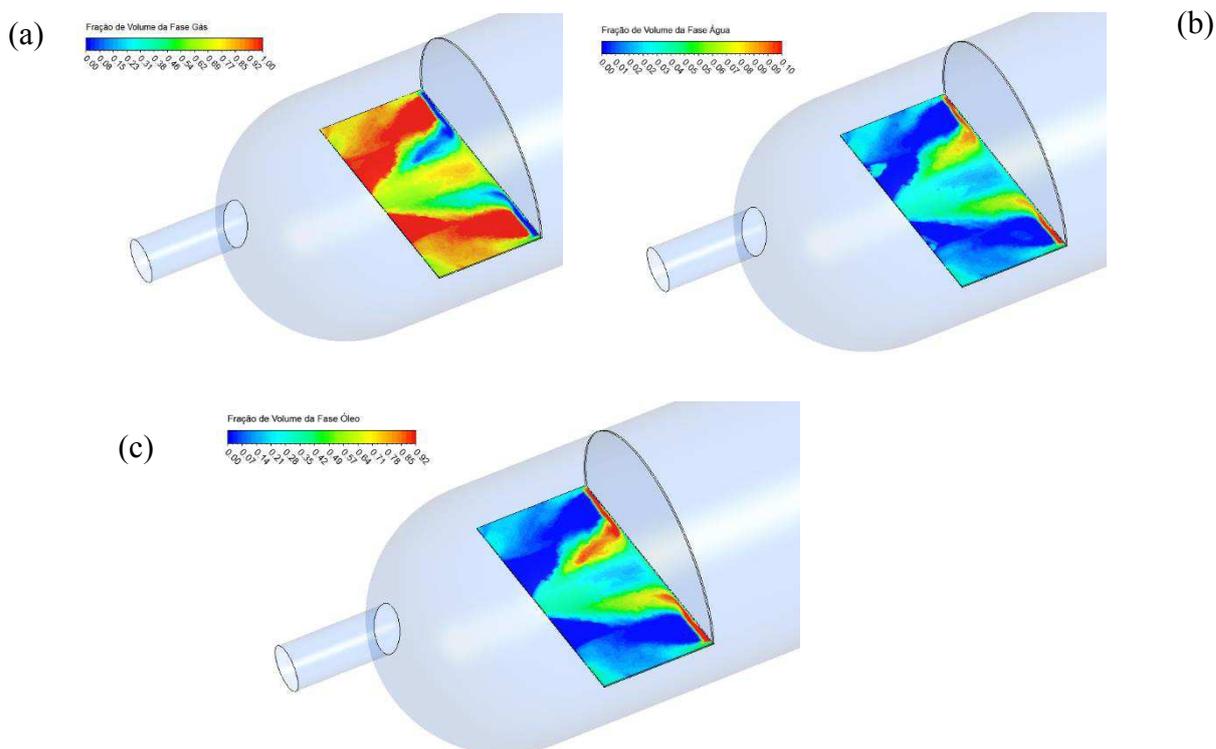
Fonte: Autoria própria

Figura 4.108 - Campo de fração de volume da fase água, em  $t=30s$  (Caso 14)



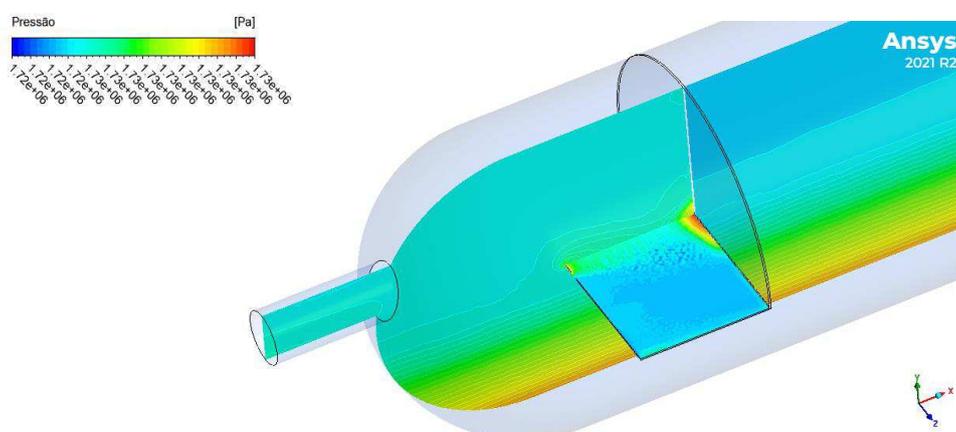
Fonte: Autoria própria

Figura 4.109 - (a) Fração de volume da fase gás (b) Fração de volume da fase água (c) Fração de volume da fase óleo (Plano xz – placa horizontal do defletor semi-poroso), em  $t=30s$  (Caso 14)



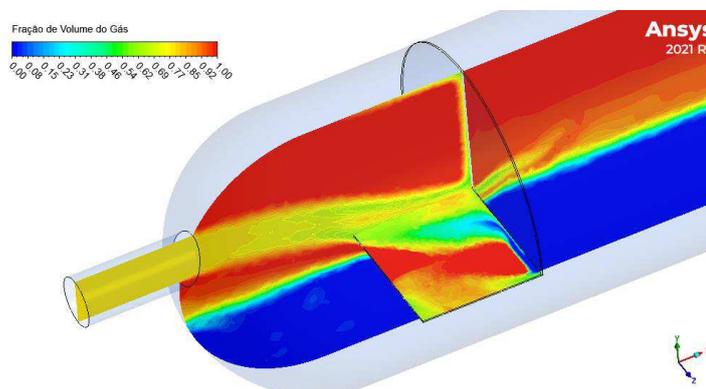
Fonte: Autoria própria

Figura 4.110 – Pressão na placa horizontal do defletor semi-poroso (Plano xz), em  $t=30s$  (Caso 14)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.111- Campo de fração de volume da fase gás (Plano xy), em t=30s (Caso 14)



Fonte: Autoria própria

#### 4.4.3 Condições de poço maduro

##### 4.4.3.1 Características do comportamento interno e eficiências de separação

Os casos 15, 16 e 17 (Tabela 3.15) foram simulados sob as condições de poço maduro, ou seja, considerando uma produção maior de água em relação ao óleo. Os resultados são para um tempo  $t=30s$ . Se manteve a velocidade de entrada em  $7,49 \text{ m/s}$  e frações de volume das fases passaram a ser  $0,2$ ;  $0,06$  e  $0,92$  para água, óleo e gás, respectivamente. Com isso, as vazões mássicas de entrada e saídas das fases estão de acordo com as Tabelas 4.14 e 4.15. As eficiências de separação foram calculadas por meio da Equação 3.29 e estão disponíveis na Tabela 4.16.

Tabela 4.14 - Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (condições de poço maduro)

Caso	Entrada de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de óleo (Kg/s)	Entrada de água (Kg/s)	Água na saída de água (Kg/s)	Entrada de gás (Kg/s)	Gás na saída de gás (Kg/s)
Caso 15	106,1515	78,4925	441,5441	20,6650	28,3016	29,6489
Caso 16	106,1515	29,4223	441,5441	35,2647	28,3016	29,1238
Caso 17	106,1515	67,6735	441,5441	325,3084	28,3016	27,6412

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.15 - Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (condições de poço maduro)

Caso	Água na saída de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de água (Kg/s)	Óleo na saída de gás (Kg/s)	Água na saída de gás (Kg/s)	Líquido na saída de gás (Kg/s)
Caso 15	340,8641	0	0	0,0573	0,0573
Caso 16	275,4510	0,001562	27,7327	29,6670	57,3997
Caso 17	325,3084	8,95e-3	31,7177	25,4043	57,1219

Fonte: Autoria própria

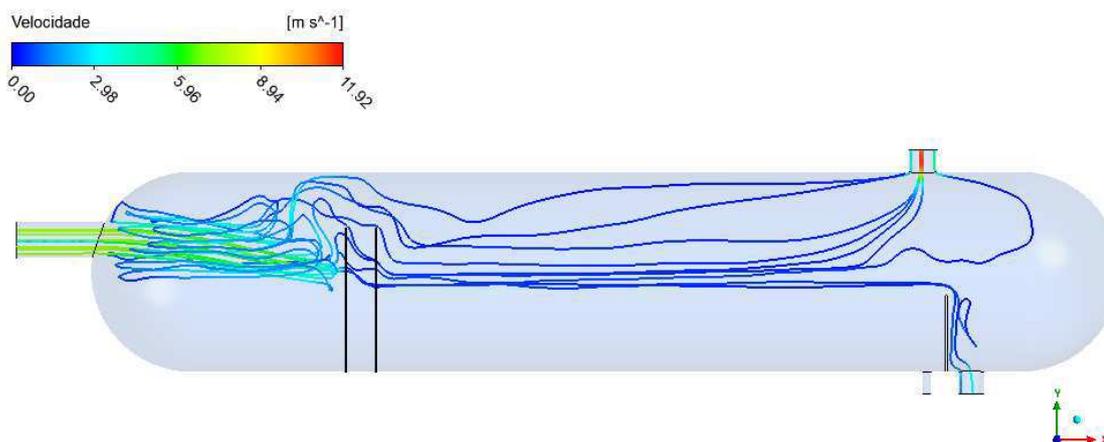
Tabela 4.16 - Eficiências de separação (condições de poço maduro)

Caso	Eficiência água/óleo (%)	Eficiência óleo/água (%)	Eficiência óleo/gás (%)	Eficiência água/gás (%)	Eficiência líquido/gás (%)
Caso 15	22,8018	100	100	99,98702	99,98954
Caso 16	37,61642	99,99853	73,87444	93,28108	89,51979
Caso 17	26,32482	99,99157	70,12036	94,2465	89,5705

Fonte: Autoria própria

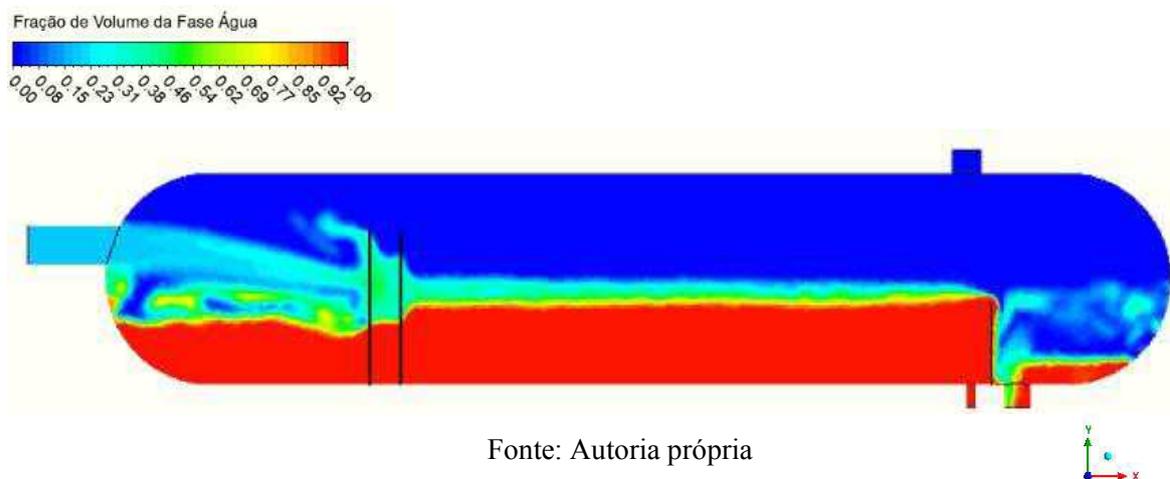
No caso 15 os fluidos se chocam imediatamente com a primeira placa perfurada, forma-se uma zona de recirculação a montante e entre as placas perfurada (Figura 4.112), mas não provoca uma dispersão dos líquidos na fase gás. A diferença de seção transversal entre o bocal de entrada e o cilindro do vaso provoca uma redução da velocidade dos fluidos (Figura 4.112), que passa a ser ainda mais atenuada em função da dissipação de quantidade de movimento devido a ação da placa porosa. A mistura, resultante da recirculação, é verificada acima da camada de água na região de separação, e é compreendida principalmente por óleo (Figura 4.113). Desta forma, a fase óleo não forma uma camada bem definida na região de separação, e acumula-se também, em menor proporção, em forma de grandes gotas na região de mistura (Figura 4.114).

Figura 4.112 - Linhas de fluxo ao longo do vaso separador (Caso 15)



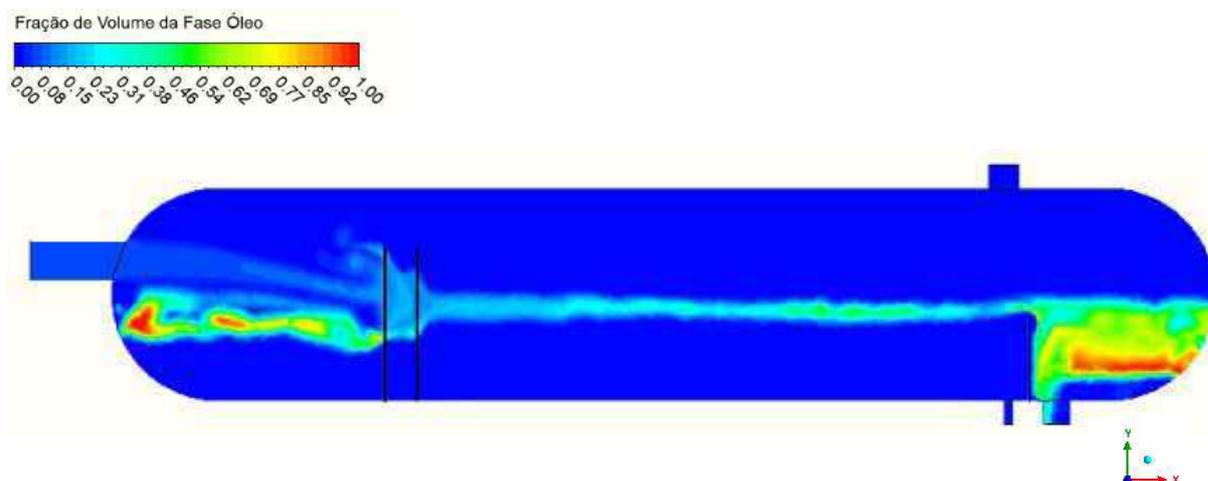
Fonte: Autoria própria

Figura 4.113 - Campo de fração de volume da fase água, em t=30s (Caso 15)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.114 - Campo de fração de volume da fase óleo, em t=30s (Caso 15)



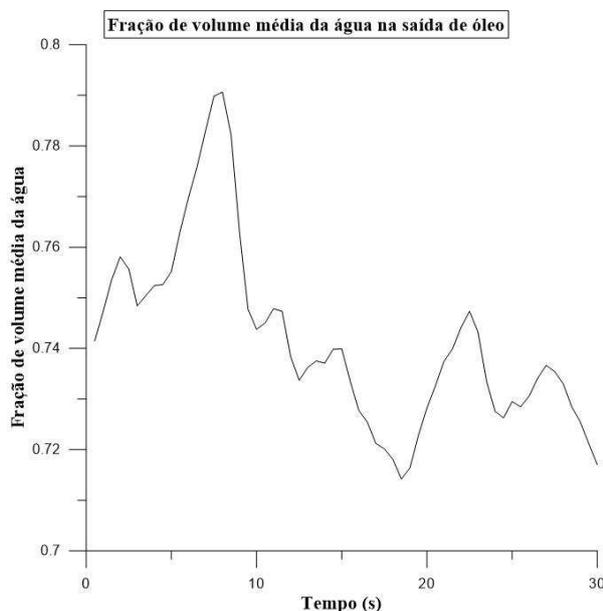
Fonte: Autoria própria

O aumento da fração de volume de entrada de água para a condição de poço maduro leva a vazão mássica da água para 441,5441 Kg/s (Tabela 4.14), mantendo-se a mesma pressão e o mesmo diâmetro no bocal de saída de água. Com isso, a água tem resistência para sair pela saída de água, levando-a a escoar em maior vazão pela saída de óleo. A saída de óleo possui maior diâmetro, e para este caso, a camada de óleo não foi formada, facilitando a passagem da água.

A vazão mássica de água na saída de óleo é de 340,8641Kg/s, fato que contribui para que o nível de água não tenha subido mais. O mesmo ocorre nos casos 16 e 17, onde as vazões mássicas de água na saída de óleo são de 275,4510 Kg/s e 325,3084 Kg/s, respectivamente. Portanto, as eficiências de separação óleo/água são muito baixas para os três casos, como disposto na Tabela 4.16. O problema pode ser resultante da pressão de descarga, uma vez que em maiores vazões de água, um novo dimensionamento no bocal de saída deve ser feito, ou um ajuste operacional reduzindo a pressão imposta na saída, assim a água sairá pela saída de água, o nível baixará um pouco e evitará que a água flua diretamente para a região de saída de óleo.

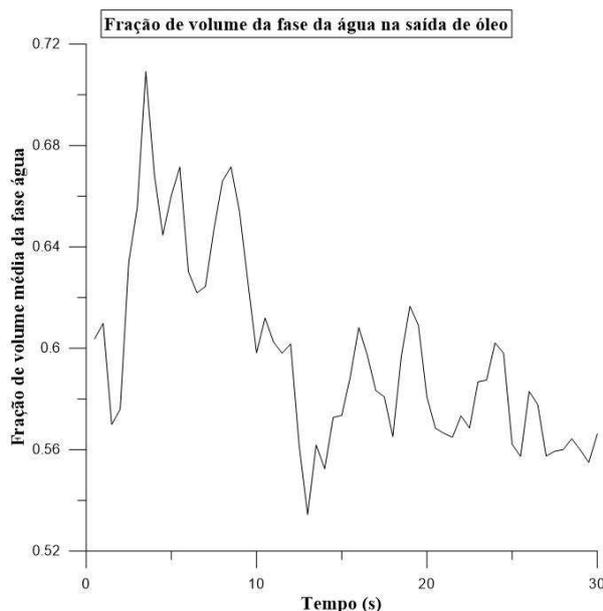
A fração de volume média de água na saída de óleo ao decorrer do tempo de 30s pode ser visto no Gráfico 4.6 para o caso 15 e no Gráfico 4.7 para o caso 16. Em ambos os casos, entre 0 e 10 segundos mais água está saindo pela saída de óleo.

Gráfico 4.6- Fração de volume média da água na saída de óleo (Caso 15)



Fonte: Autoria própria

Gráfico 4.7 - Fração de volume média da água na saída de óleo (Caso 16)



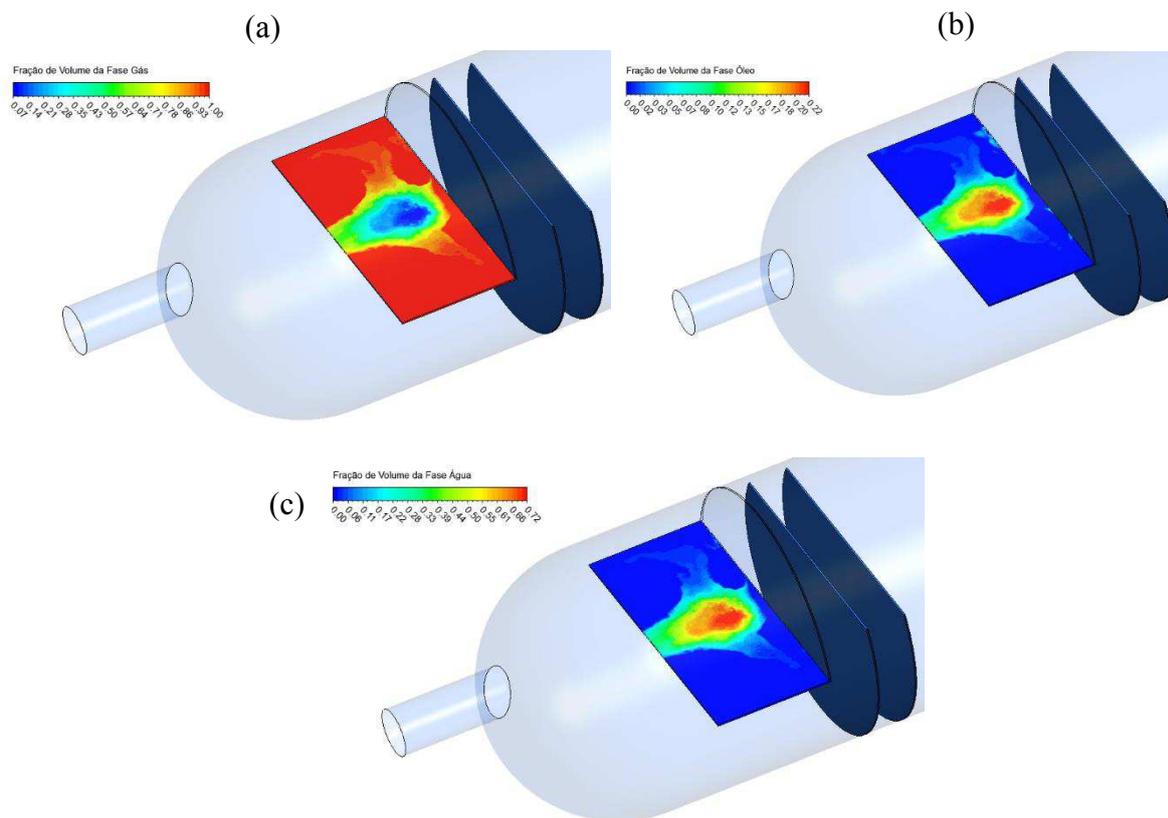
Fonte: Autoria própria

No caso 16 apenas parte do escoamento cruza a zona porosa horizontal do defletor, o que proporciona um contato maior entre as fases, causando um certo grau de mistura (Figura 4.115). Em função de possuir menor fração de volume, o óleo encontra-se mais misturado tanto a água, quanto ao gás o que favorece seu carreamento.

Contudo, o meio poroso também favorece a redução da velocidade dos fluidos (Figura 4.116), uma vez que antes de cruzá-lo há uma forte recirculação, reduzindo quantidade de movimento das fases. No entanto, a maior parte da vazão de entrada não cruza o defletor e, portanto, se choca à primeira placa porosa com maior velocidade, impulsionando os fluidos a subirem, e se movimentarem entre o defletor semi-poroso e a primeira placa porosa. Esses movimentos permitem arraste de óleo e água pelo gás (Figuras 4.117 e 4.118), fato que não foi observado no caso sem defletor. Isto resulta em, para  $t=30s$ , uma vazão mássica de óleo e água de 29,6670 Kg/s e 27,7327 Kg/s, respectivamente na saída de gás, enquanto não se observou óleo na saída de gás e a vazão de água foi de apenas 0,0573 Kg/s para o caso 15.

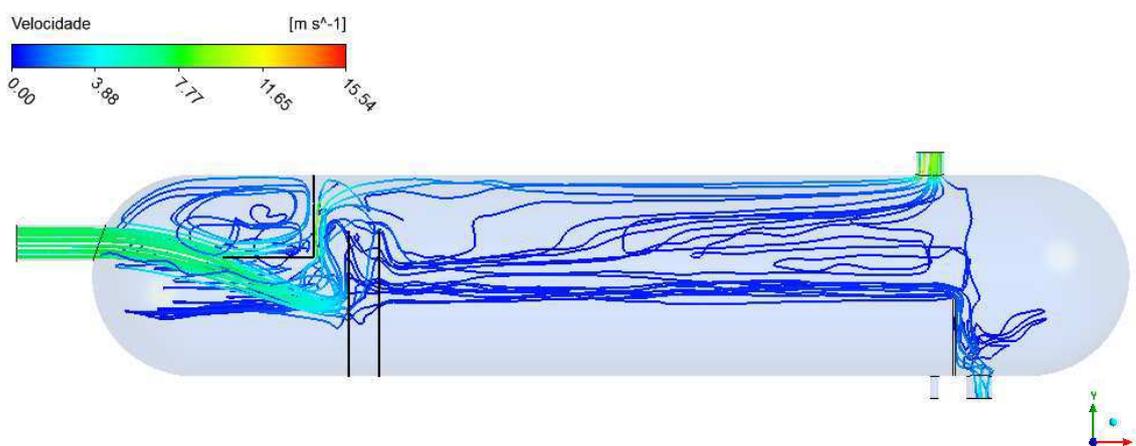
A maior eficiência de separação óleo/gás é obtida no caso 15 e a menor no caso 17 (Tabela 4.16). Embora quando se trata da eficiência líquido/gás, onde considera-se tanto a presença da fase óleo quanto a da água na saída de gás, os casos 16 e 17 possuem praticamente a mesma eficiência (Tabela 4.16).

Figura 4.115 - Fração de volume da fase gás (b) Fração de volume da fase óleo (c) Fração de volume da fase água (Plano xz – haste horizontal do defletor semi-poroso), em  $t=30s$  (Caso 16)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.116 - Linhas de fluxo ao longo do separador (Caso 16)

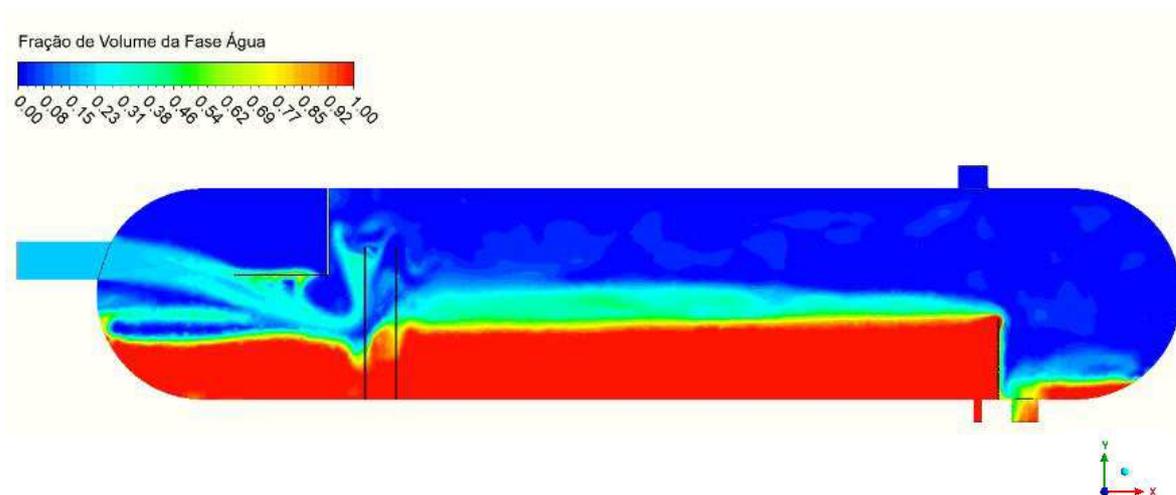


Fonte: Autoria própria

Os gráficos 4.8 e 4.9 referentes ao caso 15, apresentam as frações de volume média de óleo e água na saída de gás. De forma geral, pouco líquido sai na saída de gás ao longo do

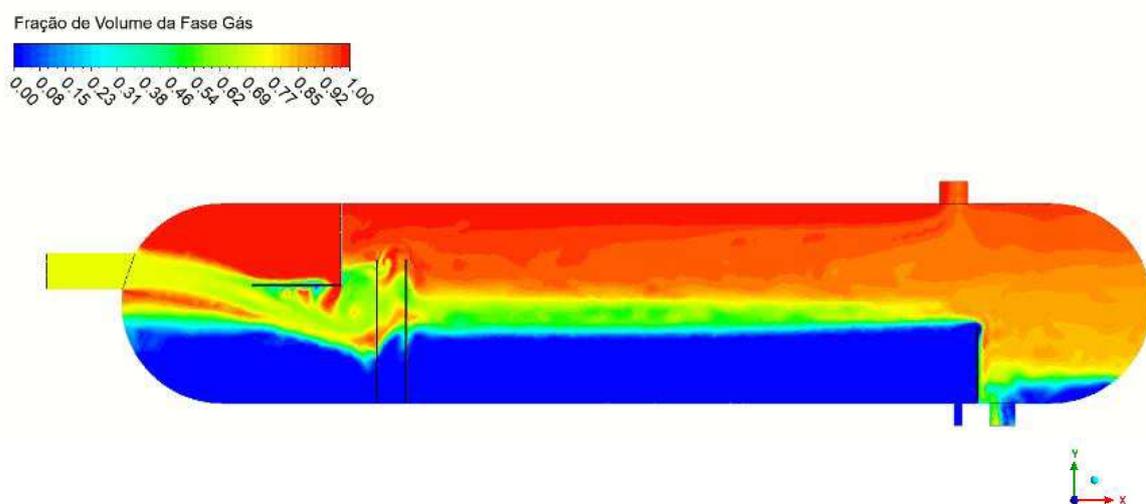
tempo de 30s. Destaca-se que entre 10s e 20s há uma relação inversa na saída de gás, a fração de volume de óleo aumenta, enquanto a de água diminui. Para o caso 16 verifica-se mais óleo e água na saída de gás, quando comparado ao caso 1, ao longo de 30s. O gráfico 4.10 a partir da média das frações de volume do óleo, que em aproximadamente  $t=5s$  mais óleo sai na saída de gás, e vai reduzindo até 30s. Por outro lado, o gráfico 4.11 mostra que em  $t=30s$  há um pico na saída de água junto ao gás.

Figura 4.117 - Campo de fração de volume da fase água, em  $t=30s$  (Caso 16)



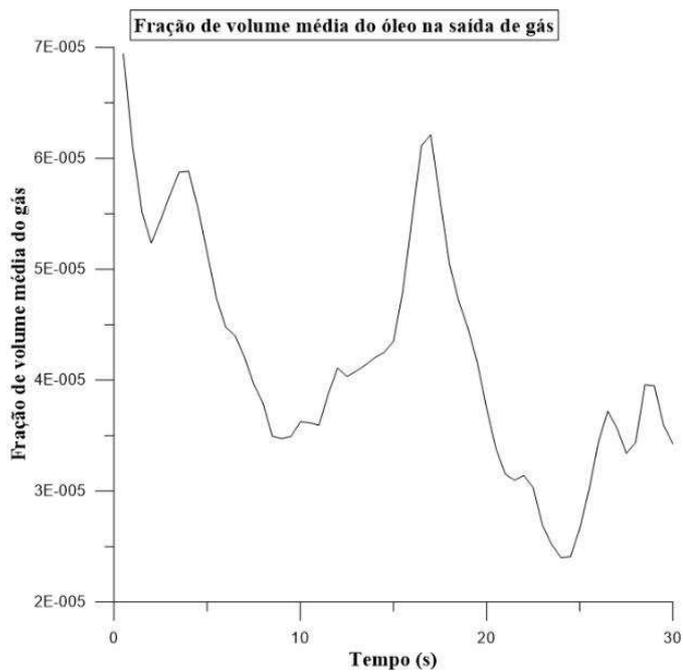
Fonte: Autoria própria

Figura 4.118 - Campo de fração de volume da fase gás, em  $t=30s$  (Caso 16)



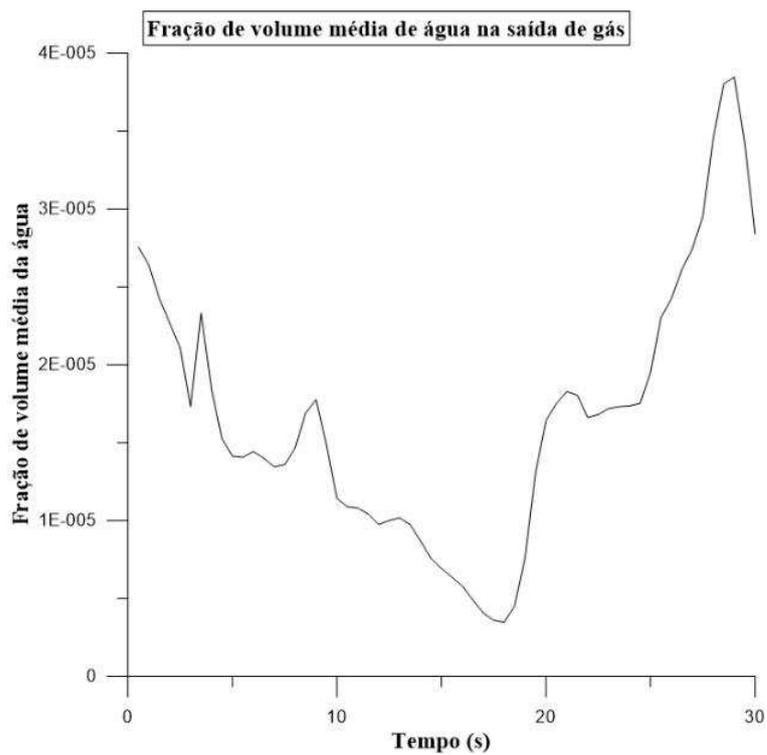
Fonte: Autoria própria

Gráfico 4.8 - Fração de volume média do óleo na saída de gás (Caso 16)



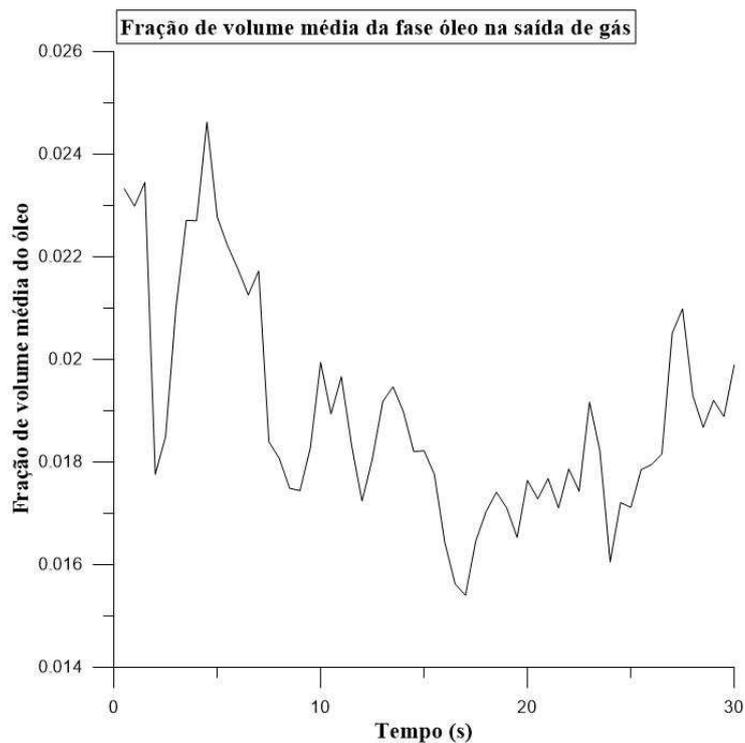
Fonte: Autoria própria

Gráfico 4.9 - Fração de volume média da água na saída de gás (Caso 16)



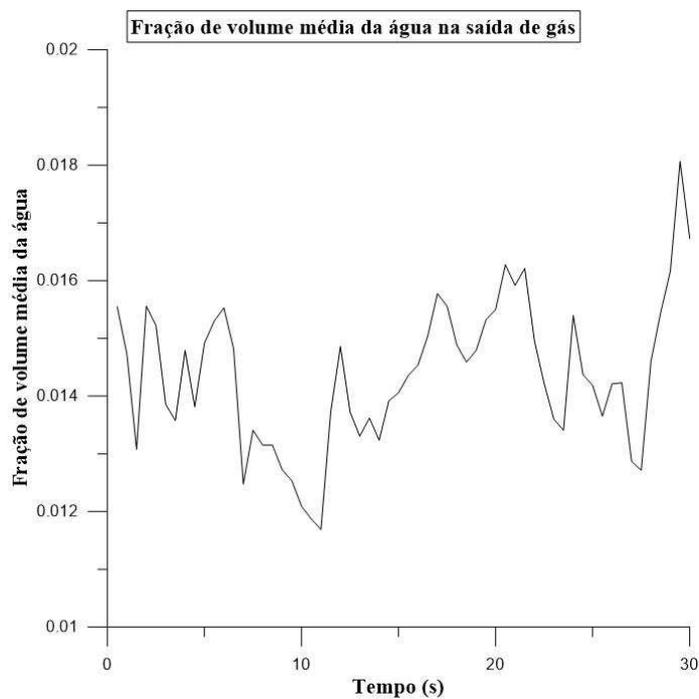
Fonte: Autoria própria

Gráfico 4.10 - Fração de volume média do óleo na saída de gás (Caso 16)



Fonte: Autoria própria

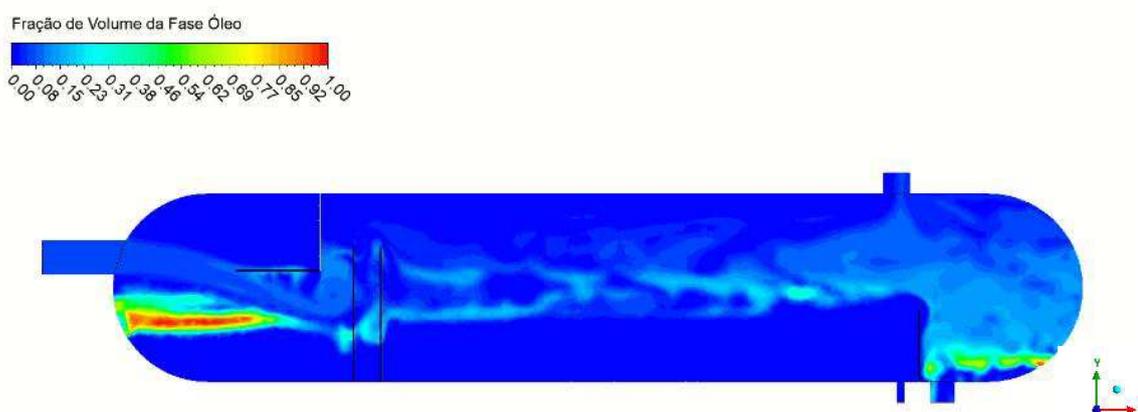
Gráfico 4.11 - Fração de volume média de água na saída de gás (Caso 16)



Fonte: Autoria própria

Os contornos de fração de volume de óleo para o caso 16 (Figura 4.119) mostram que, em função do aumento da vazão mássica de entrada da água, quando comparada ao óleo, o óleo não forma uma camada estratificada acima do nível de água. O óleo possui um acúmulo maior na região de mistura, diferentemente do caso 15, que apenas alguns bolsões são visualizados. Isso reflete na vazão de saída de óleo desses casos. O caso 15 teve uma vazão mássica de óleo em sua respectiva saída, de 78,4925 Kg/s, enquanto o caso 16 teve apenas 29,4223 Kg/s (Tabela 4.14). A vazão de óleo identificada para o caso 16, não é reduzida apenas em função do acúmulo na região de mistura, mas também pelo fato do óleo ser arrastado pelo gás e sair pela saída de gás, o que não ocorre no caso 15 (Tabela 4.15). É importante frisar que, quando a vazão de água é muito superior à de óleo, a ponto do óleo se distribuir majoritariamente em forma dispersa, ou de pequenos acúmulos, o processo de separação necessitará de equipamentos posteriores ao processo que faça o tratamento da água oleosa ou da emulsão de água em óleo.

Figura 4.119 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=30s$  (Caso 16)



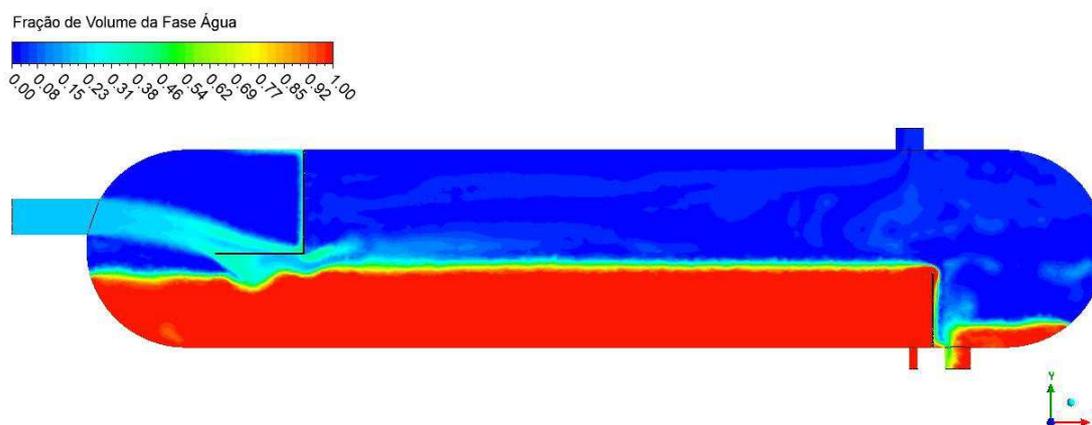
Fonte: A autoria própria

No caso 17, diferentemente do caso 16, os fluidos ao entrarem no equipamento cruzam toda a área horizontal do defletor poroso (Figura 4.120), e provoca um aumento da pressão no final da placa, na interface entre a haste vertical sólida e a haste horizontal porosa (Figura 4.121). Há recirculação à frente da haste vertical sólida (Figura 4.122), o que permite dissipação de energia e conseqüentemente redução da velocidade dos fluidos de entrada, no entanto onde a pressão aumenta os fluidos são impulsionados com maior velocidade. É nesta mesma localização onde verifica-se as frações de volume entre 70 e 77% de água e entre 20 e 23% de óleo (Figura 4.123a,b,c). Portanto, a água carrega o óleo disperso ao cruzar a placa (Figuras 4.124e 4.125). O gás se distribuí melhor em toda a placa (Figura 4.123c), em diferentes

proporções, e arrasta óleo e a água ao cruzá-la, sendo também acelerado na região central da placa onde a pressão é maior (Figura 4.126).

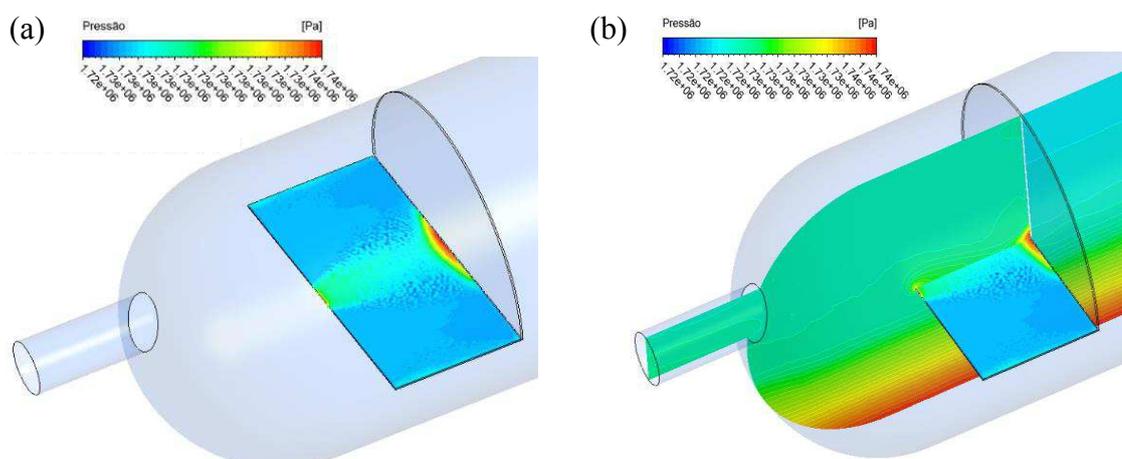
Os contornos de fração de volume de óleo (Figura 4.127) mostram, que a camada de óleo não é formada, nem mesmo se acumula em forma de bolsões na região de mistura, como se formou nos casos 15 e 16. Para este caso 17, aproximadamente 64% da vazão de entrada de óleo sai pela saída de óleo e 30% sai pela saída de gás. O restante do óleo se distribui disperso nas fases gás e água, principalmente na zona superior de gás, (Figura 4.128), na interface gás/água e na região de saída de óleo. Na saída de água a vazão mássica de óleo encontrada é baixa, como disposto na Tabela 4.14.

Figura 4.120 - Campo de fração de volume da fase água, em  $t=30s$  (Caso 17)



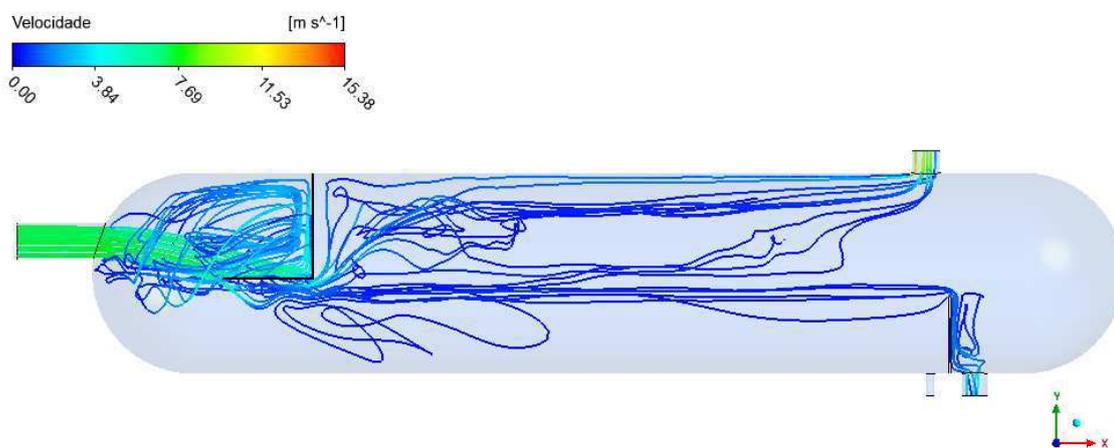
Fonte: Autoria própria

Figura 4.121 - (a) Campo de pressão na placa horizontal semi-porosa (Plano xz). (b) Campo de pressão no plano xy (Caso 17)



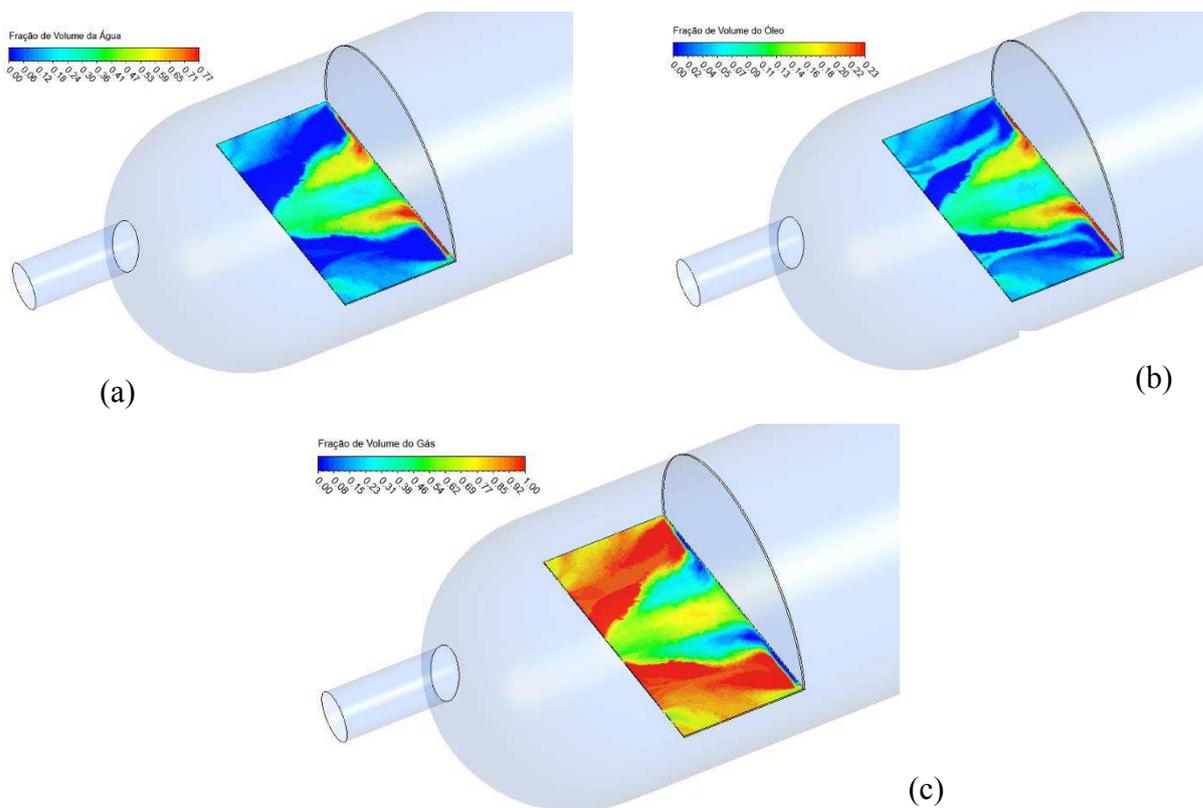
Fonte: Autoria própria

Figura 4.122 - Linhas de fluxo ao longo do vaso separador (Caso 17)



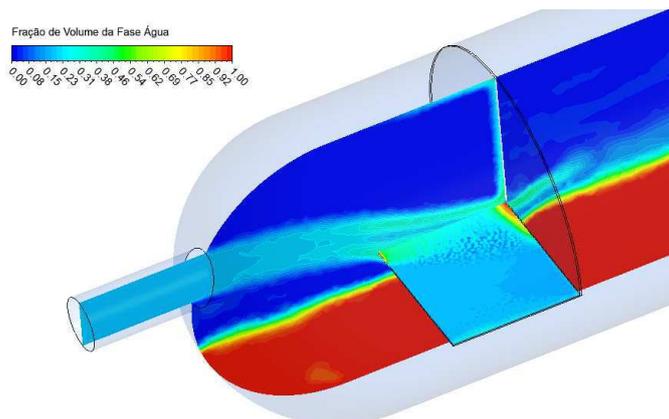
Fonte: Autoria própria

Figura 4.123 - Fração de volume da fase gás (b) Fração de volume da fase óleo (c) Fração de volume da fase água (Plano xy – placa horizontal do defletor semi-poroso) (Caso 17)



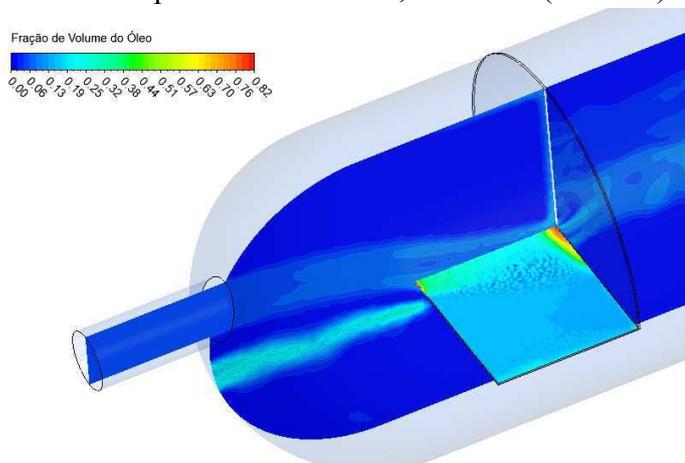
Fonte: Autoria própria

Figura 4.124 - Campo de fração de volume da fase água (Plano xy) e destaque da área de maior pressão no defletor, em  $t=30s$  (Caso 17)



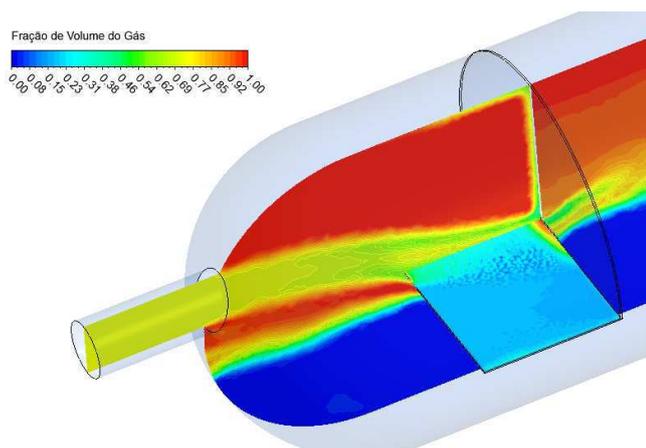
Fonte: Autoria própria

Figura 4.125 - Campo de fração de volume da fase óleo (Plano xy) e destaque da área de maior pressão no defletor, em  $t=30s$  (Caso 17)



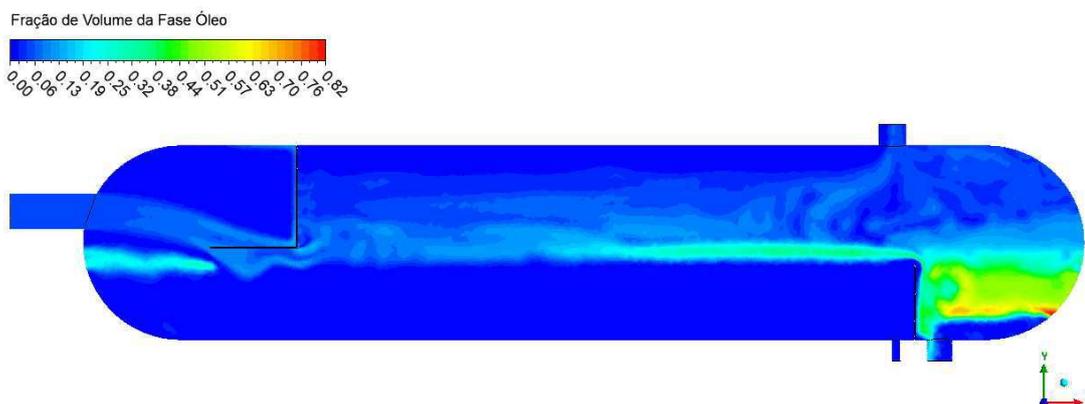
Fonte: Autoria própria

Figura 4.126 - Campo de fração de volume da fase gás (Plano xy) e destaque da área de maior pressão no defletor, em  $t=30s$  (Caso 17)



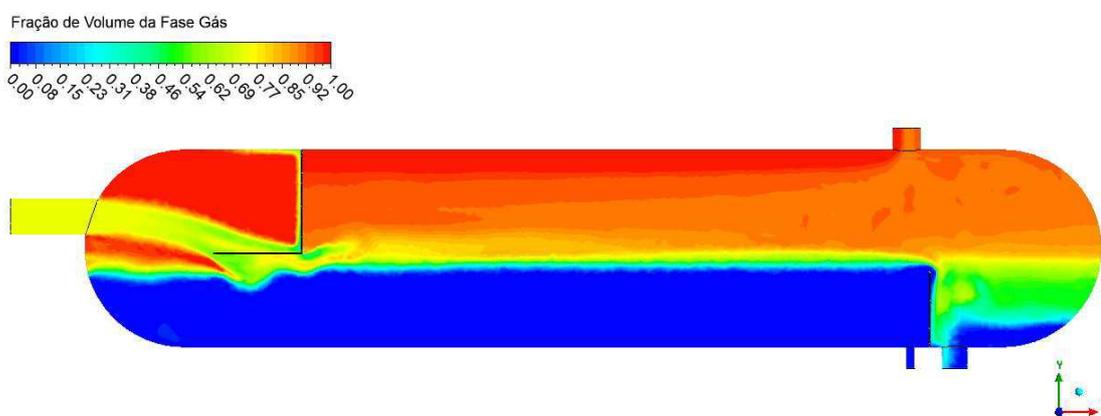
Fonte: Autoria própria

Figura 4.127 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=30s$  (Caso 17)



Fonte: Autoria própria

Figura 4.128 - Campo de fração de volume da fase gás, em  $t=30s$  (Caso 17)



Fonte: Autoria própria

#### 4.5 DEFINIÇÃO DA GEOMETRIA MAIS EFICIENTE DENTRE OS CASOS ANALISADOS – ARRANJO ESTRUTURAL FINAL

Após a avaliação das geometrias adaptadas com as condições de entrada de comparação (Tabela 3.15) para um tempo de  $t=30s$ , identificou-se que o caso 7 simulado com a geometria de defletor semi-perfurado P1 (Geometria G4) apresentou os melhores resultados de eficiências de separação, quando comparado as demais geometrias (Tabela 4.9).

Buscando compreender o comportamento do escoamento e o processo de separação ao longo de 3 minutos e comparar aos resultados das geometrias G1 e G2, o caso 19 (Geometria G4) foi simulado. A geometria G1 (caso 4) considera ausência de defletor e a presença do coalescedor, em contrapartida, nos casos 18 (Geometria G2) e 19, o coalescedor foi omitido.

As vazões de entrada e saídas no tempo de 180s das fases gás, óleo e água para os casos 4, 18 e 19 estão disponíveis nas Tabelas 4.17 e 4.18. As eficiências de separação, em  $t=180s$  foram calculadas com a Equação 3.29, tomando como base as vazões mássicas das fases (Tabela 4.19).

Os contornos de fração de volume de água, óleo e gás (Figuras 4.129 a 4.131) do caso 19, indicam que o equipamento ainda não alcançou o equilíbrio e o comportamento do escoamento segue variando ao longo do tempo entre 50 e 180s, situação similar foi observada para os casos 4 e 18, o que resulta nas diferentes eficiências de separação ao longo do tempo indicadas nas Tabelas 4.22, 4.23 e 4.24.

Tabela 4.17- Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas

Caso	Entrada de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de óleo (Kg/s)	Entrada de Água (Kg/s)	Água na saída de água (Kg/s)	Entrada de Gás (Kg/s)	Gás na saída de Gás (Kg/s)
Caso 19	106,1515	70,9459	44,1544	16,1760	35,1857	33,85658
Caso 18	106,1515	44,2727	44,1544	16,8543	35,1857	34,22313
Caso 4	106,1515	53,7846	44,1544	23,4880	35,1857	33,83932

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.18 - Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás

Caso	Água na saída de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de água (Kg/s)	Óleo na saída de gás (Kg/s)	Água na saída de gás (Kg/s)	Líquido na saída de gás (Kg/s)
Caso 19	14,4132	0	10,8058	5,7908	16,5966
Caso 18	17,9727	0	9,3554	7,0333	16,3887
Caso 4	8,5662	0,027248	4,7611	12,2076	16,9687

Fonte: Autoria própria

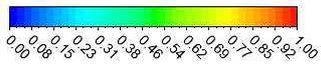
Tabela 4.19 - Eficiências de separação

Caso	Eficiência água/óleo (%)	Eficiência óleo/água (%)	Eficiência óleo/gás (%)	Eficiência água/gás (%)	Eficiência líquido/gás (%)
Caso 19	67,3573	100	89,82044	86,88505	88,95813
Caso 18	59,2958	100	91,18672	84,07111	89,09641
Caso 4	80,5995	99,9743	95,51485	72,35246	88,71058

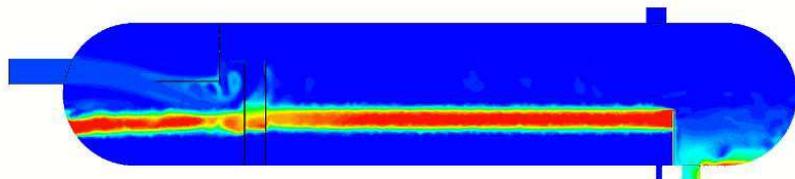
Fonte: Autoria própria

Figura 4.129 - Campo de fração de volume da fase óleo (Caso 19)

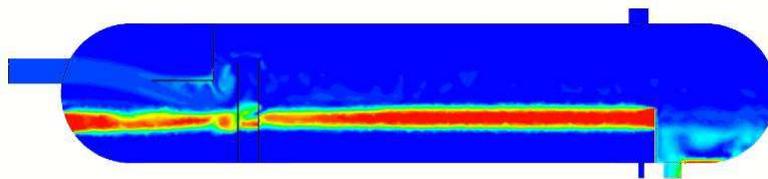
Fração de Volume da Fase Óleo



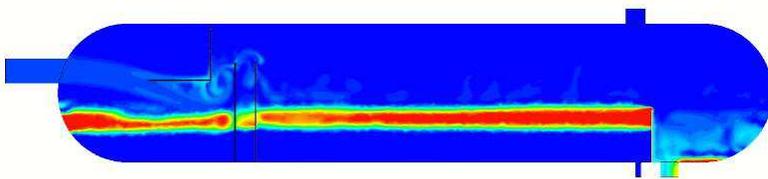
0,00 0,08 0,15 0,23 0,31 0,38 0,46 0,54 0,62 0,69 0,77 0,85 0,92 1,00



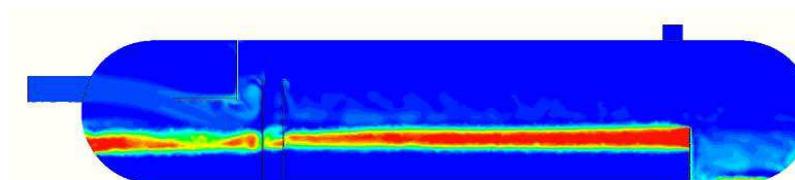
50s



100s



150s

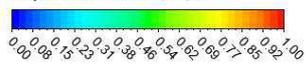


180s

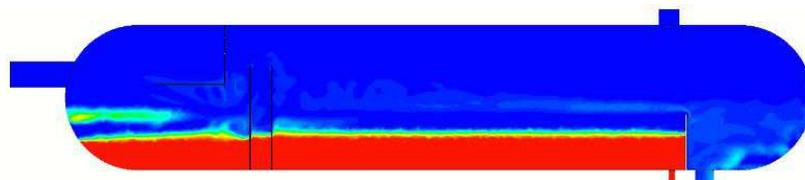
Fonte: Autoria própria

Figura 4.130 - Campo de fração de volume da fase água (Caso 19)

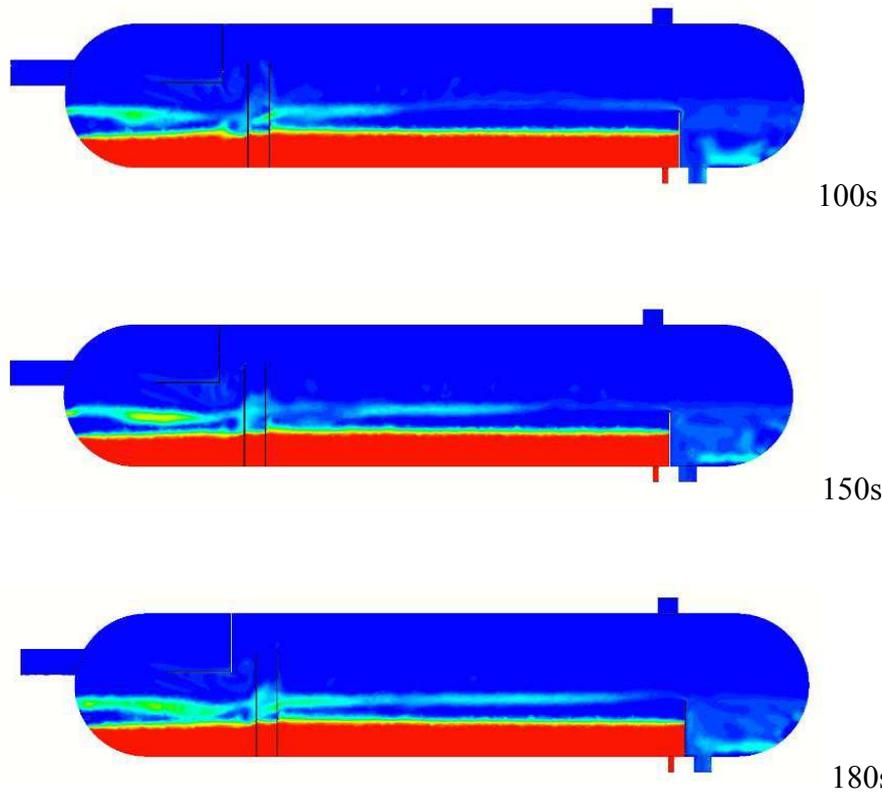
Fração de Volume da Fase Água



0,00 0,08 0,15 0,23 0,31 0,38 0,46 0,54 0,62 0,69 0,77 0,85 0,92 1,00

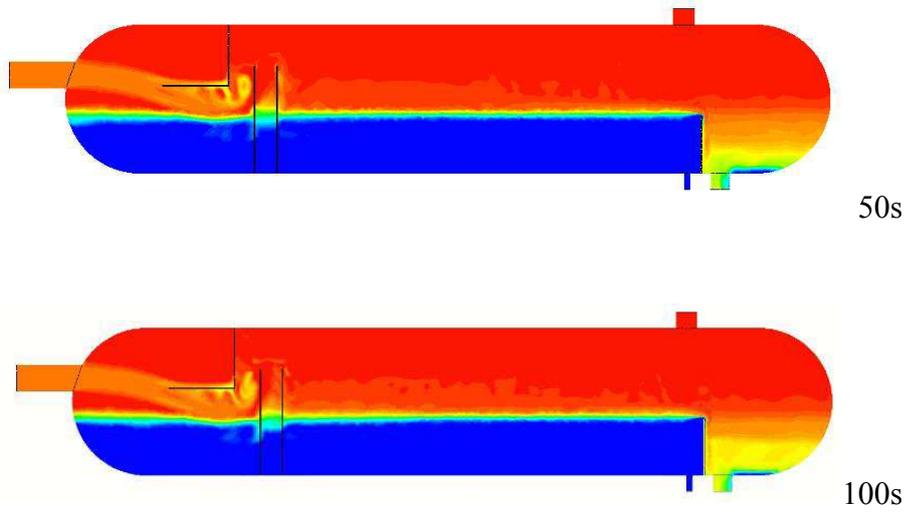
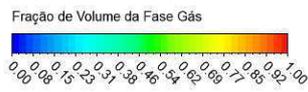


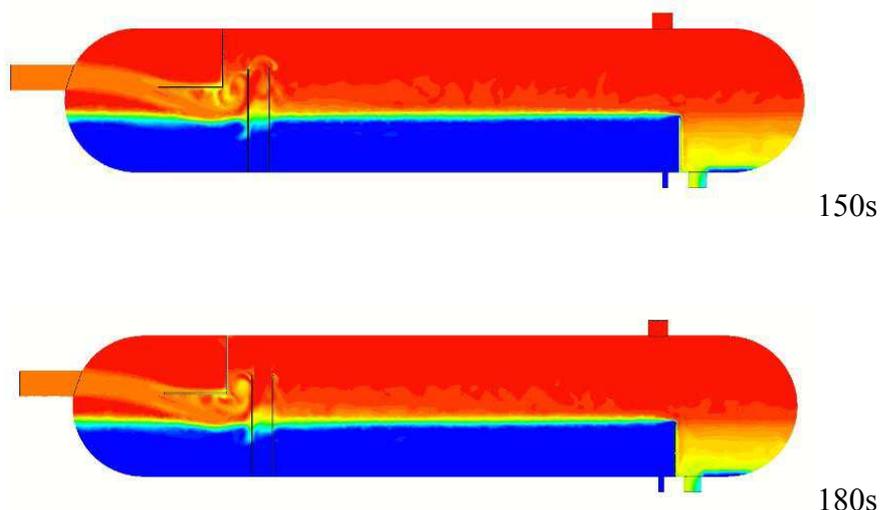
50s



Fonte: Autoria própria

Figura 4.131– Campo de fração de volume da fase gás (Caso 19)





Fonte: Autoria própria

Em  $t=180s$  nota-se no caso 19 uma redução considerável da presença do óleo e da água em suas fases dispersas na fase gás, em relação aos casos 18 e 4 (Figura 4.132). A fase água na saída de gás, para o caso 19 é a menor em 180s. Ao longo do tempo entre 50s e 180s as vazões de água na saída de gás seguem sendo as menores (Tabela 4.19), resultando em maiores eficiências de separação gás/líquido, quando comparado aos casos 4 e 18 (Tabelas 4.21 a 4.25). A vazão de óleo na saída de gás em  $t=180s$  é maior para o caso 19, no entanto, em média ao longo do tempo entre 50 e 180s, o caso 18 apresenta as maiores vazões, consequentemente a eficiência de separação óleo/gás é maior para o caso 19. Portanto, a inserção do defletor perfurado, contribuiu para melhorar a eficiência de separação líquido/líquido ao longo do tempo, quando comparado ao caso 18 sem defletor (Tabelas 4.23 a 4.25), para ambos os casos sem coalescedor.

Tabela 4.20 - Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (Caso 19)

Caso	Água na saída de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de água (Kg/s)	Óleo na saída de gás (Kg/s)	Água na saída de gás (Kg/s)	Líquido na saída de gás (Kg/s)
50s	16,271	0	8,033	7,938	15,971
100s	10,702	0	9,646	6,378	16,025
150s	10,702	0	9,646	6,378	16,025
180s	14,413	0	10,805	5,790	16,596
Média	13,022	0	9,533	6,621	16,154

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.21- Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (Caso 4)

Caso	Água na saída de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de água (Kg/s)	Óleo na saída de gás (Kg/s)	Água na saída de gás (Kg/s)	Líquido na saída de gás (Kg/s)
50s	16,531	0,0198	6,099	12,040	18,139
100s	16,531	0,0198	6,099	12,040	18,139
150s	8,631	0,0214	3,812	13,242	17,054
180s	8,566	0,0272	4,761	12,207	16,968
Média	12,565	0,02205	5,193	12,382	17,575

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.22- Vazões mássicas nas saídas de óleo, água e gás (Caso 18)

Caso	Água na saída de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de água (Kg/s)	Óleo na saída de gás (Kg/s)	Água na saída de gás (Kg/s)	Líquido na saída de gás (Kg/s)
50s	17,951	0	13,605	14,086	27,691
100s	12,06	0	14,452	14,740	29,192
150s	13,134	0	10,615	8,907	19,522
180s	17,972	0	9,355	7,033	16,388
Média	15,279	0	12,007	11,191	23,198

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.23- Eficiência de separação ao longo do tempo (Caso 19)

Tempo	Óleo/Gás	Água/Óleo	Óleo/Água	Água/Gás	Líquido/Gás
50s	92,432	63,147	100	82,021	89,374
100s	90,912	75,760	100	85,553	89,338
150s	90,912	75,760	100	85,553	89,338
180s	89,820	67,357	100	86,885	88,958
Média	91,019	70,506	100	85,003	89,252

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.24- Eficiência de separação ao longo do tempo (Caso 4)

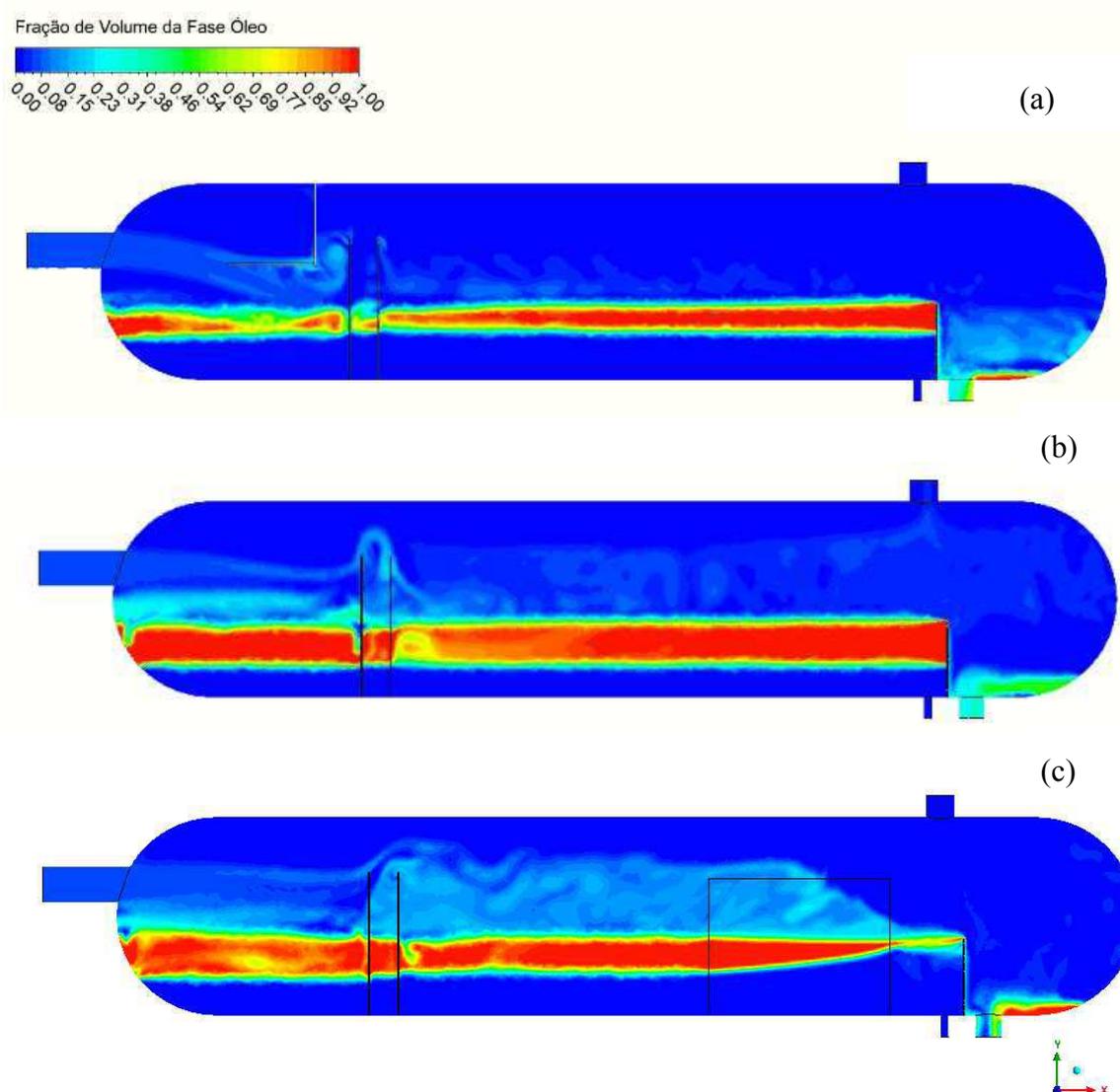
Tempo	Óleo/Gás	Água/Óleo	Óleo/Água	Água/Gás	Líquido/Gás
4450s	94,254	62,558	99,981	72,731	87,931
100s	94,254	62,558	99,981	72,731	87,931
150s	96,408	80,450	99,979	70,009	88,653
180s	95,514	80,599	99,974	72,352	88,710
Média	95,107	71,541	99,979	71,956	88,306

Fonte: Autoria própria

Tabela 4.25 - Eficiência de separação ao longo do tempo (Caso 18)

Tempo	Óleo/Gás	Água/Óleo	Óleo/Água	Água/Gás	Líquido/Gás
50s	87,183	59,344	100	68,098	81,576
100s	86,385	72,686	100	66,616	80,577
150s	89,999	70,254	100	79,827	87,011
180s	91,186	59,292	100	84,071	89,096
Média	88,688	65,394	100	74,653	84,565

Fonte: Autoria própria

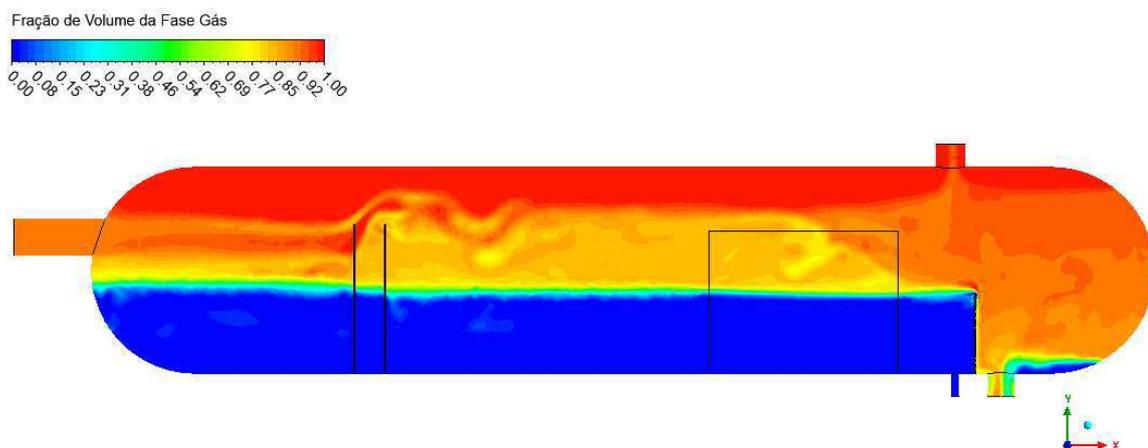
Figura 4.132 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=180s$ . (a) Caso 19, (b) Caso 18 e (c) Caso 4

Fonte: Autoria própria

No caso 4, onde o coalescedor está presente, uma parte das fases óleo e água que estão dispersas no gás (Figura 4.133), se distribuem dentro do coalescedor (Figuras 4.134 e 135). A outra parte escoia junto ao gás, acima do dispositivo. Em relação a fase óleo dispersa no gás, ao

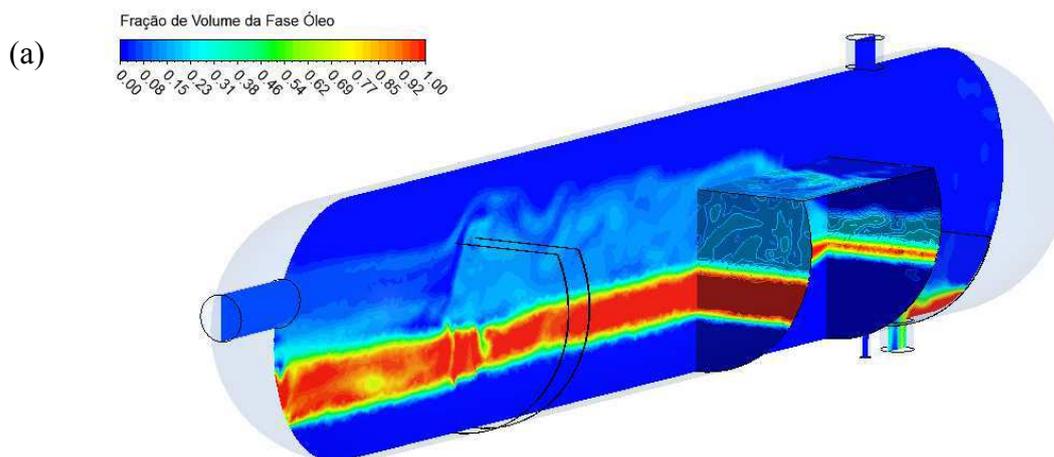
ser contida no coalescedor sofre a resistência estabelecida pelo meio poroso e tem velocidade vertical ( $v$ ) negativa, indicando sedimentação das fases dispersas, se comparado a demais localizações ao longo do vaso (Figura 4.136). Neste sentido, observa-se que a fase óleo decanta no coalescedor e segue, juntamente com o óleo livre da camada estratificada, para a saída de óleo a jusante do *weir*. O coalescedor contribui, para na ausência de defletor de entrada, reduzir a saída de óleo na fase gás, obtendo uma vazão mássica de 4,76 Kg/s (Tabela 4.18), e em média 5,19 Kg/s entre  $t=50s$  e  $t=180s$  (Tabela 4.21) Assim, o caso 4 apresenta a menor vazão mássica de óleo na saída de gás em comparação aos casos 18 e 19 (Tabelas 4.22 a 4.24). Em média a vazão de óleo na saída de gás é maior no caso 18, seguido do caso 19 e mais baixa no caso 4, conseqüentemente a maior eficiência de separação média, entre 50 e 180s é observada no caso 4.

Figura 4.133 - Campo de fração de volume da fase gás, em  $t=180s$  (Caso 4)

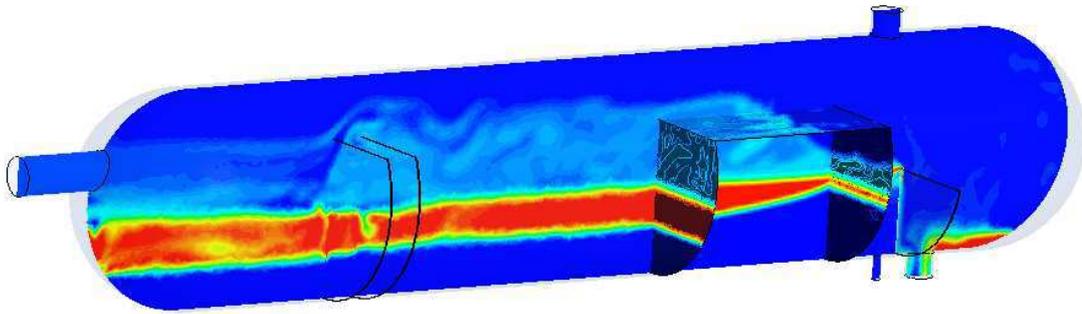


Fonte: Autoria própria

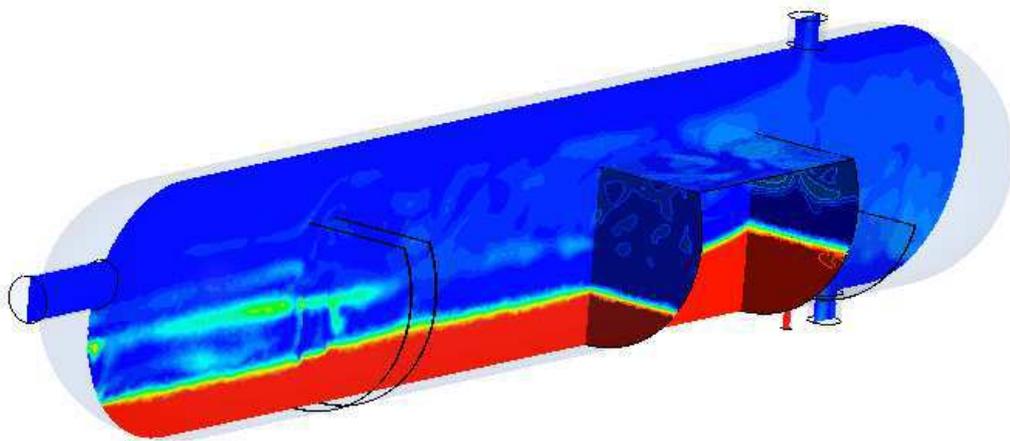
Figura 4.134 - Campo de fração de volume da fase óleo, em  $t=180s$  (Caso 4). (a) Destaque da fase óleo dispersa na parte superior do coalescedor. (b) Destaque da fase óleo dispersa no interior do coalescedor



(b)

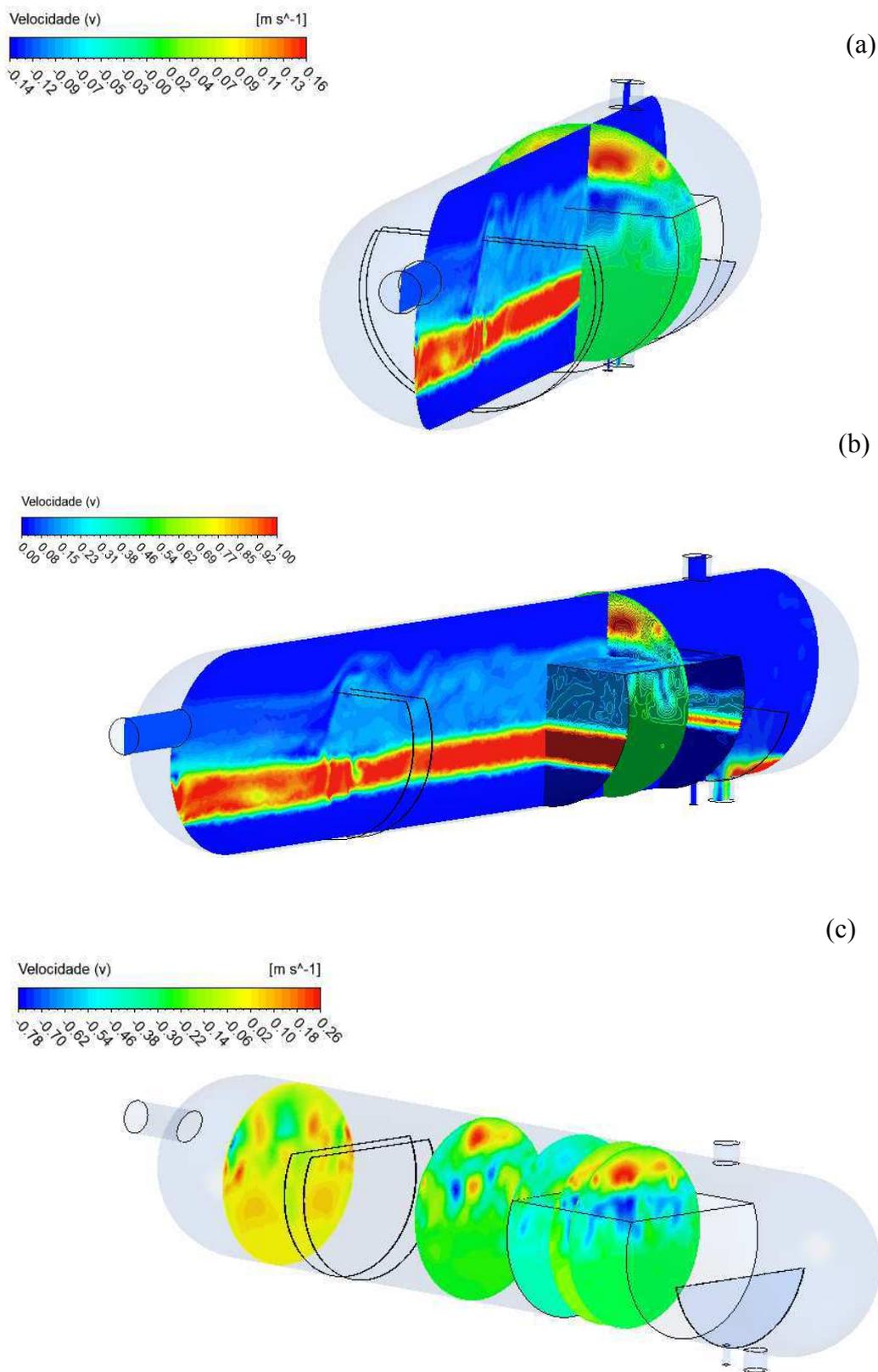


Fonte: Autoria própria

Figura 4.135 - Campo de fração de volume da fase água dispersa na parte superior e entrando no coalescedor, em  $t=180s$  (Caso 4)

Fonte: Autoria própria

Figura 4.136– Campo de velocidade, em  $t=180s$  (Caso 4). (a e b) velocidade ( $v$ ) no plano  $yz$  no interior do coalescedor sob dois aspectos de visualização. (c) Velocidade ( $v$ ) em distintos planos  $yz$  ao longo do vaso separador



Fonte: Autoria própria

Em função da dispersão das fases líquidas no gás ser resultado da ausência de defletor de entrada e também da altura das placas perfuradas, no caso 4, parte do líquido disperso não adentra ao coalescedor devido ao equipamento possuir a mesma altura das placas perfuradas, o que faz tanto a água quanto o óleo também escoarem acima do coalescedor arrastados pelo gás, sendo a fase óleo em menor quantidade. Por outro lado, a maior parte da fase água escoada dispersa no gás, acima do coalescedor, levando a uma maior vazão mássica de água na saída de gás. No tempo de 180s a vazão mássica de água na saída de gás, para o caso 4, foi de 12,207 Kg/s (Tabela 4.18), fato que se mantém também ao longo do tempo desde  $t=50s$ , resultando em uma eficiência de separação água/gás, em média de 71,95%, sendo a menor entre os 3 casos (Tabelas 4.23, 4.24 e 4.25). O caso 18, apresenta uma eficiência de separação água/gás intermediária e o caso 19 possui a maior eficiência de separação água/gás, ao longo do tempo.

Embora a presença do coalescedor (caso 4) altere o nível da fase água contínua, fazendo-o subir próximo o defletor, não proporcionou o aumento de água na saída de óleo. Comparando o caso 18, que também não possui defletor de entrada, com o caso 4, para um tempo de  $t=180s$  tem-se que a vazão de água na saída de óleo, para o caso 18, chega a ser mais do que o dobro da vazão de água na saída de óleo do caso 4 (Tabela 4.18). Neste sentido, a eficiência de separação água/óleo é de 59,29 % para o caso 18 e de 80,59% no caso 4. A vazão de água na saída de óleo nos resultados do caso 18, também é maior quando comparado ao caso 19, no qual há a presença do defletor semi-perfurado P1, conseqüentemente o caso 19 possui maior eficiência de separação óleo/água. Por outro lado, em relação ao caso 4, a eficiência de separação óleo/água do caso 19 é menor (Tabela 4.19).

Diante do exposto, a teoria de que o coalescedor estivesse contribuindo para o aumento da saída de água juntamente ao óleo, passa a ser refutada, uma vez que o caso 4 apresentou os melhores resultados, tanto em  $t=180s$  como ao longo do tempo, partindo de  $t=50s$ , quando comparado com os casos 18 e 19, sem coalescedor (Tabelas 4.20 a 4.22). No caso 4, a água que não sai em sua respectiva saída e também é reduzida na saída de óleo, passa a ser arrastada pela fase gás, por isso a vazão mássica de água na saída de óleo é reduzida. Apenas foi observado óleo na saída de água no caso 4 (Tabelas 4.18 e 4.21). De acordo com Kharoua et al. (2013b) o escoamento pode ser perturbado pela presença do coalescedor, o que pode provocar que algum óleo seja arrastado para baixo.

As vazões de entrada são as mesmas para os casos 4, 18 e 19 (Tabelas 4.26, 4.27 e 4.28) logo os níveis de líquido podem ser avaliados em função das retiradas em cada saída. Em relação aos níveis de óleo formados, temos a menor espessura da camada de óleo no caso 19,

em virtude de mais óleo está saindo na saída de óleo, pois o escoamento na região de separação se apresenta mais estável, reduzindo a velocidade das fases e região de mistura, o que favorece a separação. No caso 19 a vazão de óleo na saída de óleo é de 70,9459 em  $t=180s$ , e se mantém a maior vazão também entre 50s e 180s, quando comparado aos casos 18 e 4 (Tabelas 4.26, 4.27 e 4.28).

No caso 4, a presença do coalescedor altera o nível de óleo, afunilando o final da camada de óleo, com o aumento da camada de água, em comparação aos casos 18 e 19 (Figura 4.137). Adicionalmente, a ação do coalescedor em conter e proporcionar a sedimentação da fase óleo dispersa no gás, contribui para maior saída de óleo em seu respectivo bocal e reduzir o arraste dessa fase para saídas de gás e água, conseqüentemente o nível de óleo é um nível intermediário, maior do que o caso 19 e menor do que o caso 18, sem coalescedor. O Caso 18, embora possua uma perda maior de óleo na saída de gás é responsável pela menor vazão mássica de óleo, na saída de óleo e conseqüentemente, tem o maior nível da camada de óleo.

Tabela 4.26 - Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (Caso 19)

Caso	Entrada de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de óleo (Kg/s)	Entrada de Água (Kg/s)	Água na saída de água (Kg/s)	Entrada de Gás (Kg/s)	Gás na saída de Gás (Kg/s)
50s	106,1515	61,956193	44,1544	16,847683	35,1857	34,096871
100s	106,1515	64,696147	44,1544	16,345262	35,1857	34,106775
150s	106,1515	64,696147	44,1544	16,345262	35,1857	34,106775
180s	106,1515	70,9459	44,1544	16,1760	35,1857	33,85658

Fonte: Autoria própria

Tabela 4. 27 - Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (Caso 4)

Caso	Entrada de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de óleo (Kg/s)	Entrada de Água (Kg/s)	Água na saída de água (Kg/s)	Entrada de Gás (Kg/s)	Gás na saída de Gás (Kg/s)
50s	106,1515	50,9178	44,1544	24,2036	35,1857	33,9836
100s	106,1515	50,9177	44,1544	24,2036	35,1857	33,9836
150s	106,1515	60,0887	44,1544	23,4927	35,1857	33,8560
180s	106,1515	53,7846	44,1544	23,4879	35,1857	33,8393

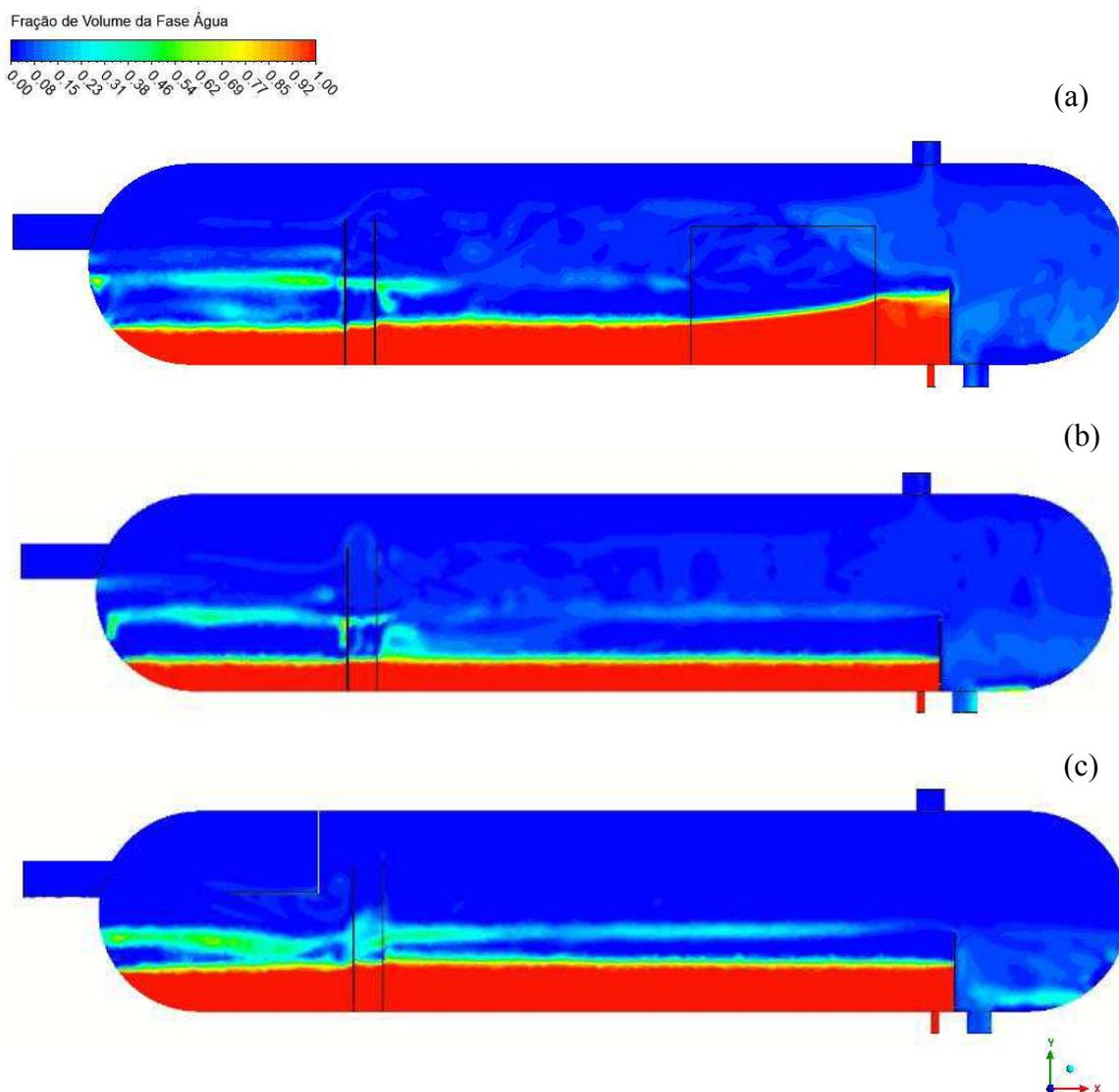
Fonte: Autoria própria

Tabela 4.28- Vazões mássicas dos fluidos na entrada e saídas (Caso 18)

Caso	Entrada de óleo (Kg/s)	Óleo na saída de óleo (Kg/s)	Entrada de Água (Kg/s)	Água na saída de água (Kg/s)	Entrada de Gás (Kg/s)	Gás na saída de Gás (Kg/s)
50s	106,1515	45,6618	44,1544	20,08	35,1857	33,3782
100s	106,1515	48,6955	44,1544	20,3489	35,1857	33,1728
150s	106,1515	44,8464	44,1544	18,0091	35,1857	34,1235
180s	106,1515	44,272684	44,1544	16,854349	35,1857	34,223134

Fonte: Autoria própria

Figura 4.137 - Campo de fração de volume da fase água, em  $t=180s$ . (a) Caso 4, (b) Caso 18 e (c) Caso 19



Fonte: Autoria própria

A fim de realizar uma análise com os resultados experimentais comparativos os resultados foram transformados em concentrações e estão disponíveis na Tabela 4.29. Os casos 4, 18 e 19 atendem às metas experimentais de óleo na saída de água em ppm. Os resultados obtidos pelas simulações 4, 18 e 19 indicam ainda, menor percentual de fração de volume de água na saída de óleo, quando comparados ao apresentado pelo teste numérico realizado por Kharoua et. al (2013a). Por outro lado, são valores maiores do que o estabelecido como metas experimentais, sendo o caso 4 o mais próximo a atingi-las. Para a saída de gás, as concentrações de água e óleo obtidas nos casos 4, 18 e 19 foram um pouco maiores do que a ADCO, a meta

proposta e o resultado obtido pela simulação realizada por Kharoua et. al (2013a), no entanto, reforça-se que simplificações geométricas foram adotadas no vaso separador horizontal, principalmente a não inserção do dispositivo extrator de névoa que é responsável por captar o líquido na saída de gás.

Tabela 4.29 - Comparação entre dados numéricos e experimentais

Caso	Água na saída de óleo (v/v) %	Óleo na saída de água (ppm)	Água na saída de gás (USG/MMSCFD)	Óleo na saída de gás (USG/MMSCFD)
Meta	3	Até 3000	0,1	
ADCO	2	Até 2000	≤ 0,1	
Kharoua	25,9	220	2,23 e-5	0,138
Caso 4	4,03	1175,88	0,535	0,260
Caso 18	9,14	0	0,305	0,506
Caso 19	6,62	0	0,253	0,59

Fonte: Autoria própria

De forma geral, as menores vazões mássicas de líquido na saída de gás e de água na saída de óleo, foram obtidas nos casos 4 e 19, quando comparados com o caso 18 que não possui defletor de entrada, tão pouco coalescedor (Tabelas 4.20, 4.21 e 4.22). Desta forma, os casos 4 e 19 indicam que os internos defletores perfurado de entrada e o coalescedor são os responsáveis pela melhoria nos resultados. Uma vez que, na ausência de defletor de entrada, mais líquido acaba sendo arrastado pela fase gás e o coalescedor pode favorecer a contenção e melhor separação, principalmente da fase óleo arrastada. Por outro lado, na ausência do coalescedor, o defletor perfurado de entrada reduz a mistura e dispersão dos líquidos na fase gás.

Neste sentido, o separador horizontal trifásico com o defletor de entrada semi-perfurado, com duas placas perfuradas e um *weir* (geometria G4) simulado no caso 19, poderia apresentar ainda melhores resultados, com a inserção do dispositivo interno do tipo coalescedor. Os problemas associados à mistura que contribui para a presença dos líquidos na região do gás poderiam ser minimizados com a redução da altura das placas perfuradas, ou mesmo aumentando a altura do coalescedor. A redução de água na saída de óleo, poderia ser alcançada pelo aumento da altura do *weir*. Em face de não inserção do coalescedor, e ausência de modificações nas placas perfuradas e no *weir*, a geometria adaptada G4 apresenta bons resultados para a separação trifásica gás, óleo e água sob as condições de entrada de comparação, quando avaliada em relação a ausência de dispositivo de entrada.

## CAPÍTULO V

### CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FLUTUROS

#### 5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Verificou-se que a modelagem matemática desenvolvida com o modelo multifásico VOF com interface *sharp/dispersed* e o modelo de turbulência  $k-\varepsilon$  padrão descreve fisicamente o comportamento fluidodinâmico do gás, óleo e da água durante o processo de separação das fases no vaso separador horizontal.

O uso do modelo de interface *sharp/dispersed* se mostrou mais viável quando comparado ao modelo *sharp* por permitir identificar as fases água e óleo em suas formas contínuas e também dispersas, contribuindo para uma análise mais realista dos fenômenos de arraste de líquido e conseqüentemente no cálculo das eficiências de separação óleo/água e gás/líquido.

A ação das placas perfuradas contribui para atenuação da velocidade da mistura na entrada, mas evidenciaram também zonas de recirculação a montante, a jusante e entre as mesmas, além de favorecer arraste de líquido pelo gás.

As porosidades de 40% e 20% atribuídas as placas não apresentaram mudanças significativas nos resultados de eficiência de separação nem na dinâmica do escoamento.

O coalescedor com porosidade de 97.7% contribuiu para a atenuação das zonas de recirculação e contenção das fases líquidas dispersas no gás, favorecendo principalmente a sedimentação da fase óleo.

A placa de lavagem com água sólida cria uma zona de mistura no interior de todo o vaso separador fugindo do objetivo do equipamento.

A inserção dos defletores de entrada do tipo semi perfurado P1, semi-perfurado P2, semi-perfurado P3 e placa de lavagem contribuíram na atenuação da velocidade dos fluidos de entrada, quando comparados ao vaso separador sem defletor de entrada. As eficiências de separação obtidas variam de acordo com cada dispositivo inserido.

O defletor semi-poroso P1 apresentou os melhores resultados referentes as eficiências de separação água/óleo, óleo/água, óleo/gás, água/gás e líquido/gás, quando comparado aos casos com geometrias sem defletor, defletor semi-poroso P2, defletor semi-poroso P3 e placa lavagem porosa, para um tempo de 30s de simulação e sob condições de comparação.

Sob as condições de poço novo, para um tempo de 30s, o caso sem defletor apresentou maiores eficiências de separação água/óleo e líquido/gás quando comparado às geometrias com defletor semi-poroso P1 e defletor semi-poroso P2.

Os casos sem defletor, com defletor semi-poroso P1 e defletor semi-poroso P2 simulados sob as condições de poço maduro, para um tempo  $t=30s$  apresentaram grandes vazões de água na saída de óleo. A menor eficiência de separação óleo/água foi obtida pela geometria que sem defletor de entrada.

Para um tempo de 180s, sob as condições de entrada de comparação, as menores vazões mássicas de líquido na saída de gás e de água na saída de óleo, foram obtidas nos casos das geometrias sem defletor e com coalescedor (caso 4) e com defletor semi-perfurado e sem coalescedor (caso 19), quando comparados com o caso que não possui defletor de entrada, tão pouco coalescedor (caso 18).

Por fim, é possível concluir que o separador horizontal trifásico dotado de um defletor de entrada semi-perfurado P1, com duas placas perfuradas e um *weir* (geometria G4) apresenta bons resultados para a separação trifásica gás, óleo e água sob as condições de entrada de comparação, sendo possível otimizá-lo por meio da inserção do dispositivo interno do tipo coalescedor e da redução da altura das placas perfuradas.

## 5.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se para a realização de pesquisas futuras, as seguintes abordagens:

- Avaliar distintos posicionamentos da placa lavagem com água perfurada;
- Avaliar a porosidade dos defletores semi-perfurados e da placa lavagem com água perfurada;
- Avaliar a inserção do coalescedor em conjunto com dispositivos de entrada do tipo defletores semi-perfurados P1, P2 e P3;
- Avaliar a redução da altura das placas perfuradas e aumento de suas espessuras;
- Avaliar a altura do *weir*;
- Avaliar a pressão na saída de água;
- Comparar o modelo multifásico VOF com o modelo Euleriano-Euleriano para os casos acima sugeridos.

## REFERÊNCIAS

ABDULKADIR, M.; PEREZ, V. H. The Effect of Mixture Velocity and Droplet Diameter on Oil-water Separator using Computational Fluid Dynamics (CFD). **World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Chemical, Molecular, Nuclear, Materials and Metallurgical Engineering**, v. 4, p. 4-9, 2010.

ACHARYA, T.; CASIMIRO, L. **Evaluation of flow characteristics in na onshore horizontal separator using computational fluid dynamics**. Journal of Ocean Engineering and Science. California. 2020.

AHMED, T.; HAMAD, F.; RUSSEL, A. P. **The use of CFD Simulations to Compare and Evaluate Different Sizing Algorithms for three-phase separators**. Offshore Technology Conference. 2017.

AHMED, T.; RUSSEL, A. P; HAMAD, F.; GOONERATNE, S. **Experimental Analysis and Computational-Fluid-Dynamics Modeling of Pilot-Scale Three-Phase Separators**. Society of Petroleum Engineers Production & Operations. 2019.

AKPAN, D. G. **Performance of internal in three- phase tank separators**. 2013.144 f. Dissertação (Mestrado)- Curso de Ciência, Faculty of Engineering science and technology Department of petroleum Engineering and Applied geophysics, Norwegian University of Science and technology, Trondheim, Norway, 2013.

ANSYS CFX release. **Theory guide**, 2015.

ANSYS FLUENT release. **Theory guide**, 2015.

ANSYS FLUENT *release* 2020 R1. Multiphase flow Modeling. Lecture 02:Volume of Fluid Model (VOF). 2020.

ANSYS FLUENT *software*, 2021.

ANSYS STUDENT 2020 R1. **Workbench Mesh**. ANSYS, Inc., 2020.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE - API Specification 12J Specification for oil and gas separators. 8th Edition. 2008.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE – API 14E Recommended practice for desing and installation of offshore production plataforma piping systems. 5th Edition. 1991.

AMPUERO, J. F. I. et al. **Design of Oil-Gas Separators – From Hydrocarbon Stream.** Universidad Nacional de Ingenieria, 2016.

ARAGÃO JÚNIOR, M. A. **Estudo fluidodinâmico e influência de dispositivos internos instalados em separadores atmosféricos gravitacionais de petróleo- Tanques de água livre.** 2011. 147 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Química, Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão. 2011.

BARBOSA, E. S. **Aspectos Geométricos e Hidrodinâmica de um Hidrociclone no Processo de Separação de Sistemas Multifásicos: Aplicação na Indústria de Petróleo.** 2011. 192 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia de Processos, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande. 2011.

BEHIN, J.; AZIMI, S. Experimental and Computational Analysis on Influence of Water Level on Oil-Water Separator Efficiency. **Separation Science and Technology.**2015.

BOTHAMLEY, M.; CAMPBELL J. M. **Gas/liquid separators: quantifying separation performance-part 1.** Oil Gas Facil 2(04):21–29. Disponível em: < <https://doi.org/10.2118/0813-0021-OGF>>. 2013a.

BOTHAMLEY, M. CAMPBELL J. M. **Gas/liquids separators: quantifying separation performance-part 2.** Oil Gas Facil 2(05):35–47. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/1013-0035-OGF>>. 2013b.

BOTHAMLEY, M. CAMPBELL J. M. **Gas/liquids separators: quantifying separation performance-part 3.** Oil Gas Facil 2(06):34–47. Disponível em:< <https://doi.org/10.2118/1213-0034-OGF>>. 2013c.

BOTHAMLEY, M.. **Quantifying Oil/Water Separation Performance in Three-Phase Separators—Part 1.** Oil and Gas Fac (22 March). Disponível em: <<https://www.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=2830>>.2017a.

BOTHAMLEY, M. **Quantifying Oil/Water Separation Performance in Three-Phase Separators—Part 2.** Oil and Gas Fac (19 July). Disponível em: <<https://www.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=2835>>.2017b.

BRASIL, M. N. I. D.; ARAÚJO, A. S.; SOUSA, E. C. M. D. **Processamento de Petróleo e gás.** LTC, 2011.

BRITISH PETROLEUM - BP. Disponível em: <[www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/primary-energy.html](http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/primary-energy.html)>. Acesso em 26/04/2021.

CELIK, I. B. **Procedure for Estimation and Reporting of Uncertainty Due to Discretization in CFD Applications.** *Journal of Fluids Engineering*, v. 130, n. 7, p. 078001-078001-4. ISSN 0098-2202. Disponível em: < <http://dx.doi.org/10.1115/1.2960953>>.2008.

DOKIANOS, W. P. **A simplified approach to sizing 2 and 3 phase separators for low GOR and low pressure onshore production batteries.** In: SPE production and operations symposium. Society of Petroleum Engineers. 2015.

ESSS. Curso de Modelagem Computacional de Escoamentos Multifásicos com Ansys CFD. Disponível em: <[www.esss.co/iesss/cursos-online/modelagem-computacional-escoamentos-multifasicos-ansys-cfd/](http://www.esss.co/iesss/cursos-online/modelagem-computacional-escoamentos-multifasicos-ansys-cfd/)>.2022.

EFENDIOGLU, A.; MENDEZ, J.; TURKOGLU, H. **The numerical analysis of the flow and separation efficiency of a two-phase horizontal oil-gas separator with an inlet diverter and perforated plates.** Advances in Fluid Mechanics X. DOI: 10.2495/AFM140121. 2014.

FRANKIEWICZ, T.; BROWNE, M. M.; LEE, C. M. **Reducing separation train sizes and increasing capacity by application of emerging Technologies.** Paper OTC 13215 presented at the Offshore Technology Conference, Houston. Disponível em:<<http://dx.doi.org/10.4043/13215-MS>>. 2001.

FRANKIEWICZ, T.; LEE, C; NATCO. **Using Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulation to Model Fluid Motion in Process Vessels on Fixed and Floating Platforms.** In: IBC 9th annual production separation systems conference. Disponível em: <<http://amwel.com/downloads/IBC-CFD-Paper.pdf>>. 2002.

FRANKIEWICZ, T., Lee, C. M. **Using computational fluid dynamics (CFD) simulation to model fluid motion in process vessels on fixed and floating platforms.** In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, pp. 1–10. Disponível em: <<https://doi.org/10.2118/77494-MS>>. 2013.

FREITAS, S. E. T. **Dinâmica do líquido de um vaso de separação gás/óleo: modelagem e simulação.** 46 f- Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande. 2015.

GHAFFARKHAH, A.; SHAHRABI, A. M.; MORAVEJI, K. M.; ESLAMI, H. **Application of CFD for Designing Conventional Three Phase Oilfield Separator.** Egyptian Journal of Petroleum. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.06.003>>. 2017.

GHAFFARKHAH, A.; Shahrabi, A. M.; Moraveji, K. M. **3D Computational-Fluid-Dynamics Modeling of Horizontal Three-Phase Separators: An Approach for Estimating the Optimal Dimensions.** SPE production & operations. DOI: 10.2118/189990-PA. 2018 a.

GHAFFARKHAH, A.; DIJVEJIN, A. Z.; SHAHRABI, A. M.; MORAVEJI, K. M.; MOSTOFI, M. **Coupling of CFD and semiempirical methods for designing three-phase condensate separator: case study and experimental validation.** Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. Disponível em: <<http://doi.org/10.1007/s13202-018-0460-5>>. 2018b.

HERNANDEZ-MARTINEZ, J.L.; MARTINEZ O. V. **A method to size gas–liquid horizontal separators handling nonstable multiphase streams.** In: SPE Latin America and Caribbean petroleum engineering conference. Society of Petroleum Engineers. 2014.

HELSOR, T.; SVENDSEN, H. **Experimental Characterization of Pressure Drop in Dry Demisters at Low and Elevated Pressures**. Chem. Eng. Res. Des. 85 (3): 377–385. Disponível em: < <https://doi.org/10.1205/cherd06048>>.2007.

HUUSARI, L. **Analysis of phase separator design criteria using computational fluid dynamics**. 2015. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Química, Lappeenranta University of Technology, Lut School of Engineering Science. 2015.

KHAROUA, N. KHEZZAR, L. SAADAWI, H. **Application of CFD to debottleneck production separators in a major oil field in the Middle East**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, San Antonio, 8–10 October, 2012a.

KHAROUA N., KHEZZAR, L., SAADAWI, H. **Using CFD to model the performance of retrofit production separators in Abu Dhabi**. Abu Dhabi international petroleum conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers. 2012b.

KHAROUA, N.; KHEZZAR, L.; SAADAWI, H. **CFD simulation of three-phase separator: effects of size distribution**. ASME Fluids Engineering Division Summer Meeting – FEDSM. USA. 2013a.

KHAROUA, N; KHEZZAR, L; SAADAWI, H. **CFD Modelling of a Horizontal Three-Phase Separator: A Population Balance Approach**. American Journal Of Fluid Dynamics, [s.l], v. 1, n. 2168-4707, p.101-118, 2013b.

LALEH, A. P.; SVRCEK, W.Y.; MONNERY, W. D. **Computational Fluid Dynamics Simulation of Pilot-Plant-Scale Two-Phase Separators**. Chemical Engineering Technology. 2011.

LALEH, A. P.; SVRCEK, W.Y.; MONNERY, W. D. **Computational fluid dynamics-based study of an oilfield separator-part I: a realistic simulation**. Oil Gas Facil 1(06):57–68. Disponível em: < [https://doi.org/10.2118/16121\\_2-PA](https://doi.org/10.2118/16121_2-PA)>. 2012.

LALEH, A. P.; SVRCEK, W.Y.; MONNERY W. D. **Computational fluid dynamics-based study of an oilfield separator-part II: an optimum design**. Oil Gas Facil 2(01):52–59. Disponível em: < [https://doi.org/10.2118/16103\\_6-PA](https://doi.org/10.2118/16103_6-PA)>. 2013.

LAKE, L. W. **Petroleum Engineering Handbook-Facilities and construction Engineering**. vol. 3. Society of Petroleum Engineers, 2006.

LEE, M.C. LEGG, M.; BYESED, J. **Field Confirmation of CFD Design for FPSO-mounted Separator**. Offshore Technology Conference. 2004.

LEE, J. M.; KHAN, R. I.; PHELPS, D. W. **Debottlenecking and Computational Fluid Dynamics studies of high- and low-pressure production separators**. SPE Proj Fac & Const 4 (4): 124-131. 2009.

LE, T. T.; NGO, S. I.; LIM, Y.; PARK, C.; LEE, B.; KIM, B.; LIM, D. **Effect of simultaneous three-angular motion on the performance of na air–water–oil separator under offshore**

**operation.** Ocean Engineering. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2018.11.012>. 2019.

LIANG, Y.; ZHAO, S.; JIANG, X.; JIA, X.; LI, W. Numerical Simulation on Flow Field of Oilfield Three-Phase Separator. **Hindawi Publishing Corporation Journal of Applied Mathematics**, p. 1-6, 2013.

LIRA, S. D. **Processo de Microfiltração de efluente da indústria têxtil utilizando membrana de fibra oca – Modelagem e Simulação**. Dissertação (mestrado) - Curso de Engenharia Química - Universidade Federal de Campina Grande. 2018.

LYONS, W.C; PLISGA, G.J. **Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering**. 2ed. EUA:Elsevier,1996.

LYONS, W. C.; PLISGA, G. J. **Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering**. Houston: Gulf Professional Publishing. 2011.

LU, Y., LEE, J.M., PHELPS, D. et al. **Effect of Internal Baffles on Volumetric Utilization of an FWKO -A CFD Evaluation**. Paper SPE 109944 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, USA, 11–14 November. <http://dx.doi.org/10.2118/109944-MS>. 2007.

MCCLENEY, B. A.; OWSTON, A. R.; GREEN, T. S.; VIANA, F.; NELSON, M. S. **Modelling of a full-scale horizontal liquid-liquid separator under conditions of varying flow rate, water cut, and viscosity with experimental validation**. Offshore Technology Conference. 2017.

MCCLENEY, B. A.; GREEN, T. S.; OWSTON, A. R. **Validation of Multiphase Modeling of a Horizontal Liquid-Liquid Separator in FLUENT and STAR-CCM<sup>+</sup>**. Offshore Technology Conference. 2018.

MEE, G. C.; NOR, M. I. M. **Flow Pattern in A Horizontal Primary Separator with a Perforated Baffle**. Journal - The Institution of Engineers, Malaysia. Vol. 72. 2011.

MOKHATAB, S.; SPEIGHT, J. G.; POE, W. A. **Handbook of Natural Gas Transmission and Processing**. 2 ed. Elsevier. 2006.

NASCIMENTO, J. B. D. S. D. **Modelagem e Simulação de Um Vaso Separador Horizontal Bifásico**. 107p. Dissertação (mestrado) - Curso Engenharia Mecânica – Universidade Federal de Campina Grande, 2017.

OpenFOAM. Multiphase flows modeling in OpenFOAM: Theory and applications. Online training – Advanced session february. Wolf Dynamics. 2022.

ORELLANA, V. G. B.; ARCE, P. V. O. **Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el campo secoya del distrito Amazónico**. 2011. 151 f. Trabalho de Conclusão

de Curso (Graduação) - Curso de Ingeniería Mecánica, Escuela Politécnica Nacional Facultad de Ingeniería Mecánica, Quito. 2011.

OSHINOWO, L.; ELSAADAWY, E.; VILAGINES, R. **CFD modeling of oil-water separation efficiency in three-phase separations**. 10th International Conference on CFD in Oil and Gas, Metallurgical and Process Industries SINTEF. Norway. 2014.

OSHINOWO, M. L.; VILAGINES, D. R. **Modeling of Oil–Water Separation Efficiency in Three-Phase Separators: Effect of Emulsion Rheology and Droplet Size Distribution**. Chemical Engineering Research and Design. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2020.02.022> 0263-8762/© 2020 Institution of Chemical Engineers. 2020.

PAUDEL, S.; SAENGER, N. **Grid refinement study for three dimensional CFD model involving incompressible free surface flow and rotating object**. *Computers & Fluids*, v. 143, p. 134-140. ISSN 0045-7930. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045793016303279>>. 2017.

PDVSA - Manual de diseño de Proceso. **Separación física de tambores separadores principios basicos**, 1995.

SANT'ANNA, A. A. **Simulação de processamento de gás natural em plataforma off-shore**. 2005. 126 f. Monografia (Graduação) – Curso de Engenharia Química com ênfase na área de Petróleo e Gás Natural, Programa EQ ANP Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

SCAPIN, N.; CADEI, L.; MONTINI, M.; MONTENEGRO, G.; BIANCO, A.; MAIS, S.; Politecnico di Milano. **An eulerian-eulerian approach for oil&gas separator design**. In: 13 th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy, March 29-31, 2017.

SMITH, H. Oil and Gas Separators. In: **Petroleum Engineering Handbook**, H. B. Bradley, Chap. 12. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. 1987.

STEWART, M.; ARNOLD, K. **Surface Production Operation: Design of oil Handling Systems and Facilities**. Elsevier. Oxford. 3 ed. 2008.

STEWART, M.; ARNOLD, K. **Surface Production Operation. Design of oil Handling System and Facilities**. Vol. 2. 3 ed. 2014.

SVRCEK, W. Y.; MONNERY, W. D. **Successfully Specify Three-Phase Separators**. Chemical Engineering Progress, p. 29 – 40.1994.

TRIWIBOWO, B.; PRASETIAWAN, H.; HISYAM, A.; FAUZAN, F. M.; FAHD RIZKY, F. H. M. **Modeling and Simulation of Steady State Model Approach for Horizontal Three**

**Phase Separator (HTPS).** Engineering International Conference (EIC). DOI: <http://dx.doi.org/10.1063/1.4976926>. 2016.

VERSTEEG, H. K.; MALALASEKERA, W. **An introduction to computational fluid dynamics The finite volume method.** Longman Scientific & Technical. 1995.

VILAGINES, D. R.; AKHRAS, R. A. **Three-Phase Flows Simulation for Improving Design of Gravity Separation Vessels.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. 2010.

WANG, F., TAN, J., WANG, Z. **Heat Transfer Analysis of Porous Media Receiver with Different Transport and Thermophysical Models Using Mixture as Feeding Gas.** Energ. Convers. Manage. 83 (July): 159–166. Disponivel em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.03.068>>. 2014.

WILKINSON, D.; WALDIE, B.; NOR, M. I.M; LEE, Y. H. **Baffle plate configurations to enhance separation in horizontal primary separation.** Chemical Engineering Journal. 2000.

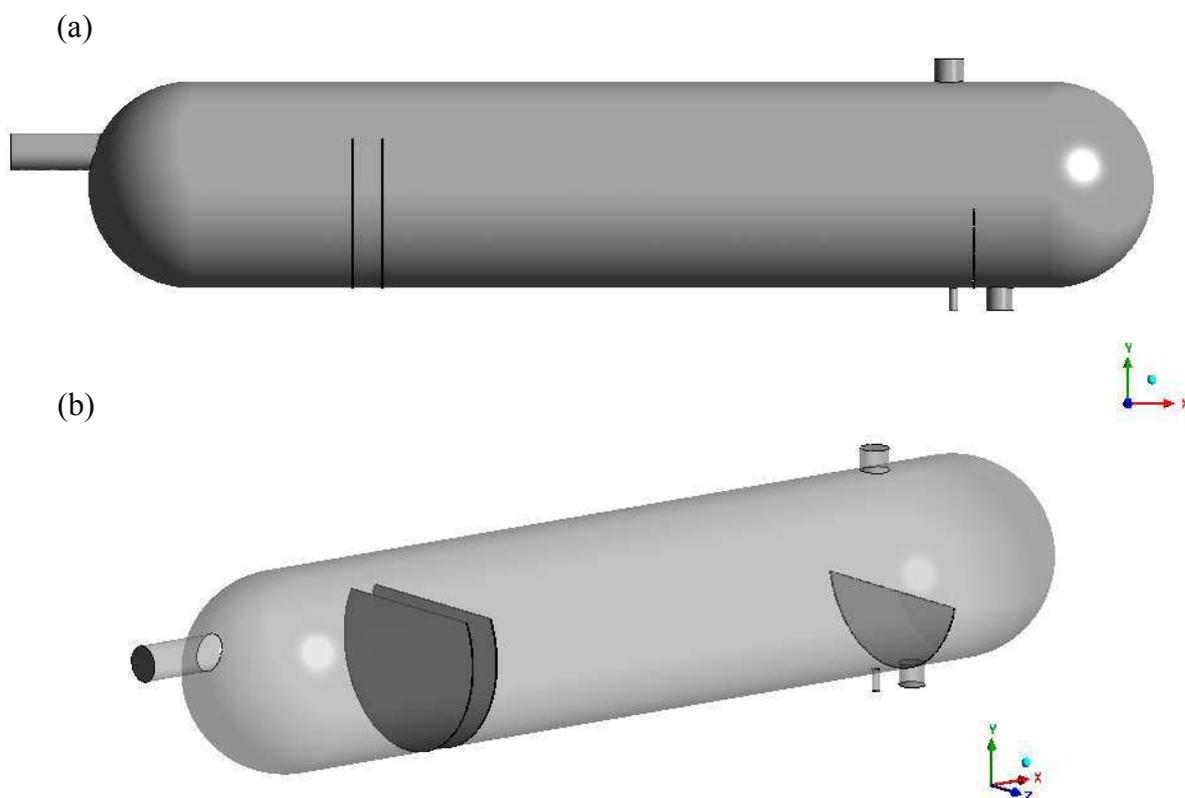
YU, P.; LIU, S.; WANG, Y.; LIN, W.; XIAO, Z.; WANG, C. **Study on Internal Flow Field of the Three-phase Separator with Different Entrance Components.** International Conference on Advances in Computational Modeling and Simulation. 2012.

YAYLA, S.; KAMAL, K.; BAYRAKTAR, S.; ORUC, M. **Two Phase Flow Separation in a Horizontal Separator by Inlet Diverter Plate in Oilfield Industries.** International Journal of Mechanical And Production Engineering, ISSN: 2320-2092. 2017.

YAYLA, S.; KAMAL, K. BAYRAKTAR, S. **Numerical Analysis of a Two-Phase Flow (Oil and Gas) in a Horizontal Separator used in Petroleum Projects.** Journal of Applied Fluid Mechanics, 2018.

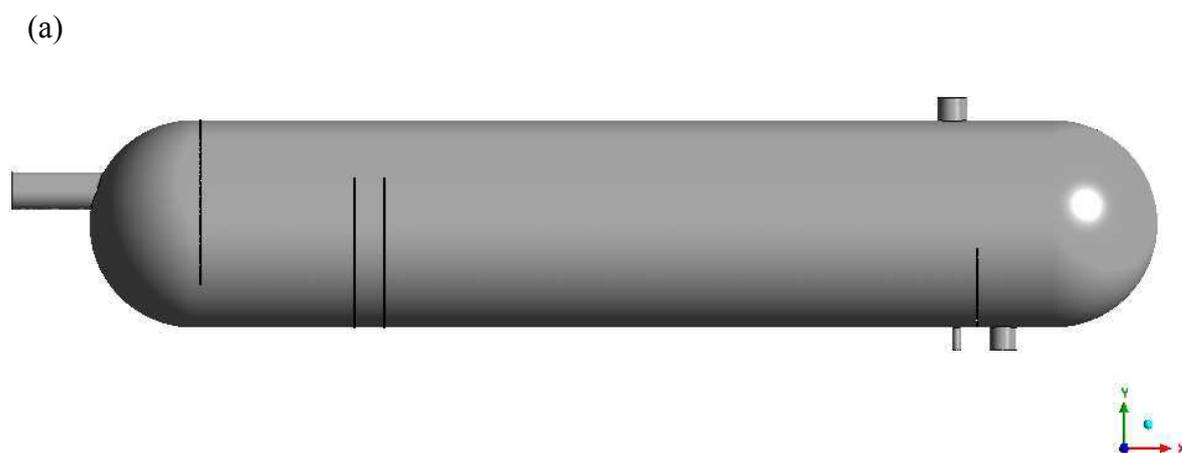
## ANEXO I - GEOMETRIAS ADAPTADAS

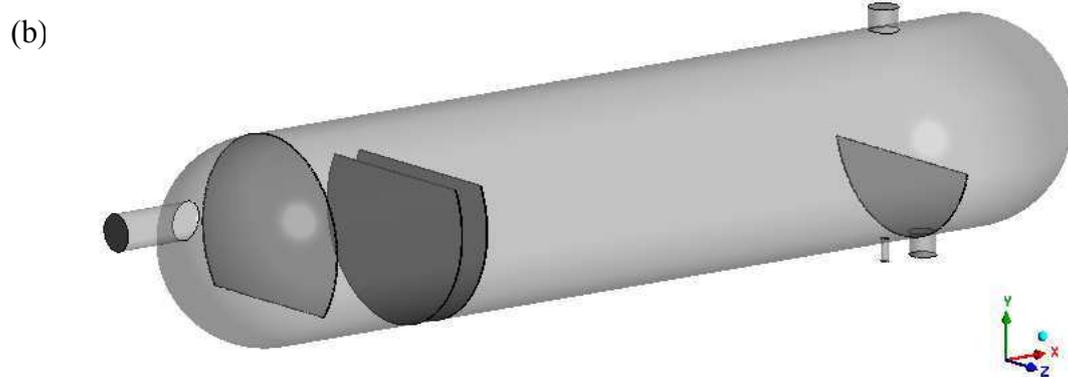
Figura AI.1 – Geometria sem dispositivo interno e sem coalescedor (Geometria G2). (a) Visão externa. (b) Visão interna



Fonte: Autoria própria

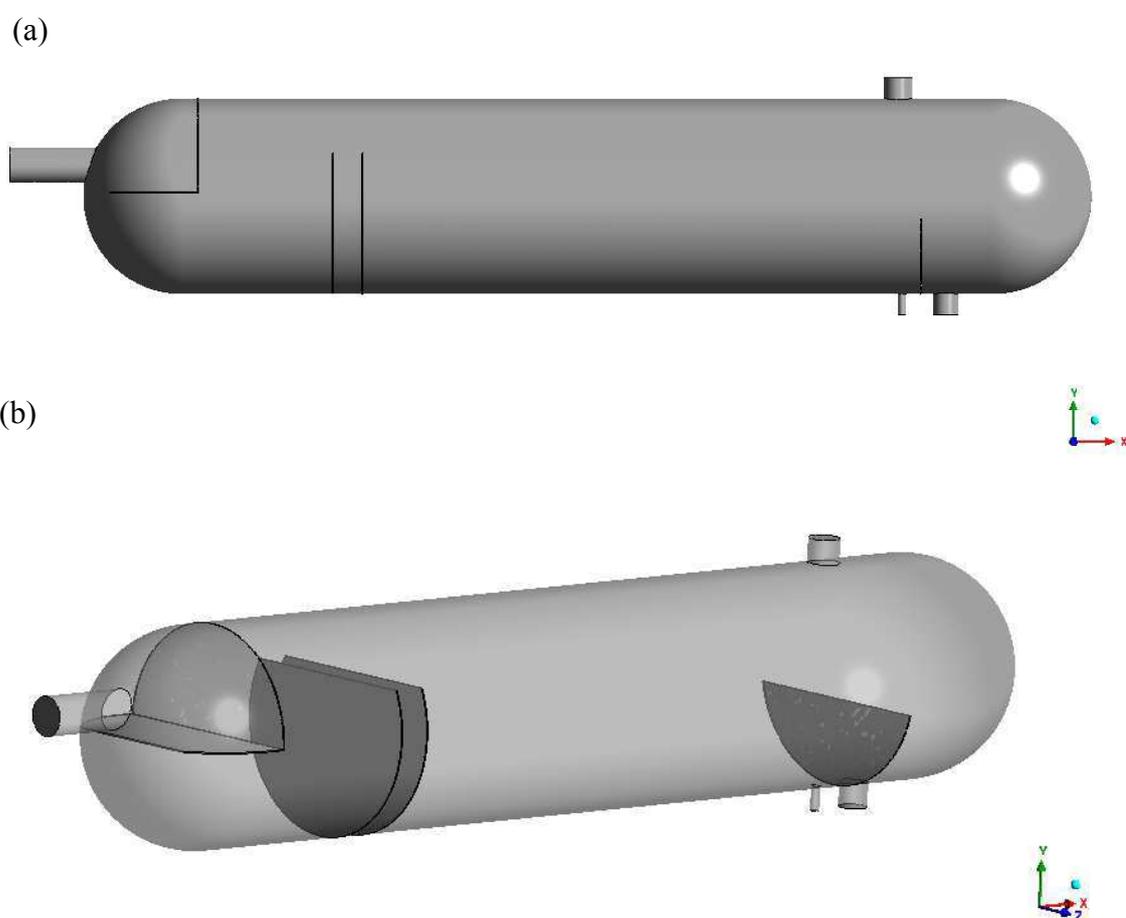
Figura AI.2– Geometria placa lavagem com água sólida (Geometria G3). (a) Visão externa. (b) Visão interna





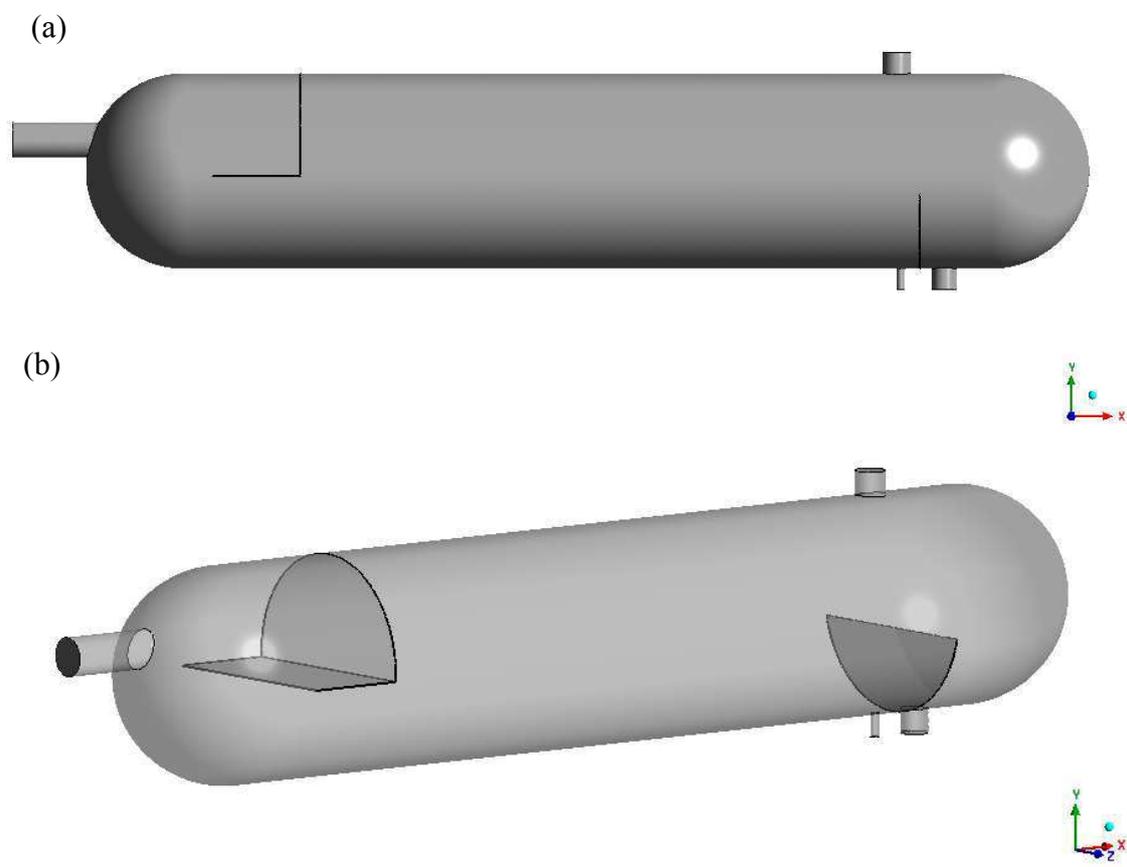
Fonte: Autoria própria

Figura A1.3– Geometria Defletor semi-poroso P2 (Geometria G5). (a) Visão externa. (b) Visão interna



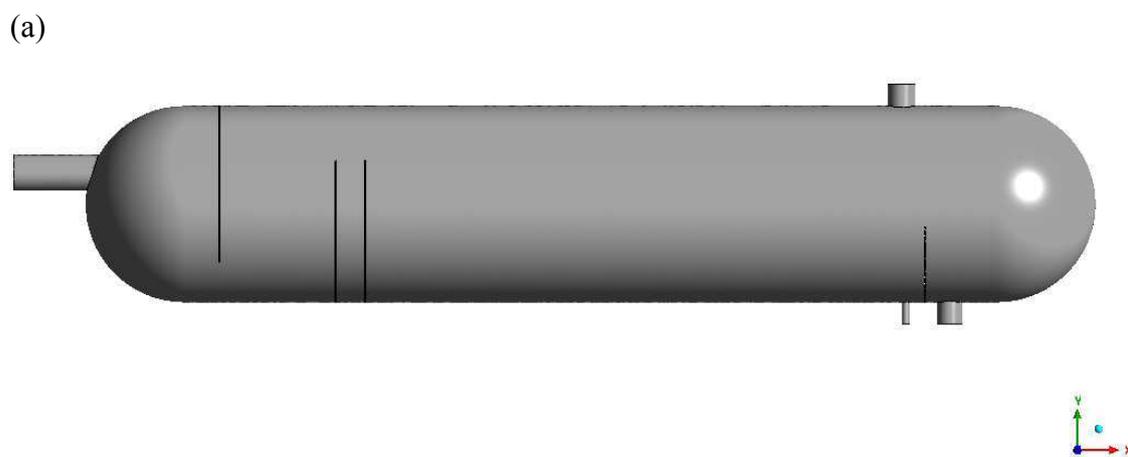
Fonte: Autoria própria

Figura AI.4– Geometria Defletor semi-poroso P3 (Geometria G6). (a) Visão externa. (b) Visão interna

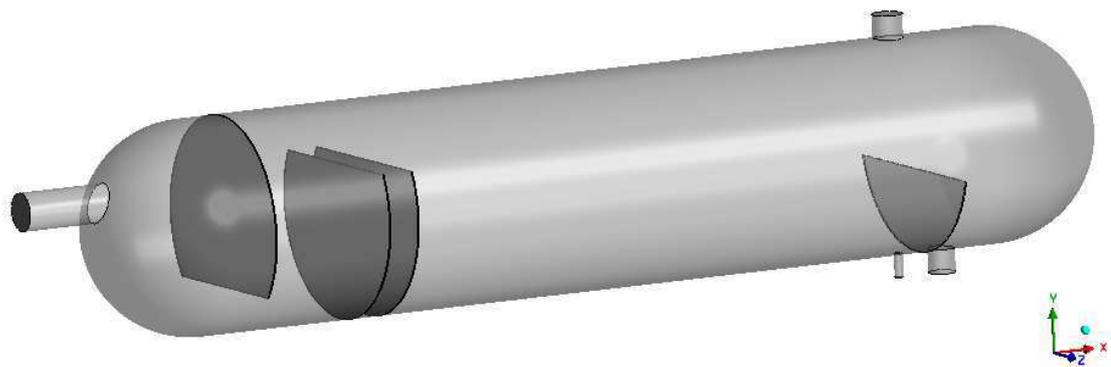


Fonte: Autoria própria

Figura AI.5 – Geometria Placa lavagem porosa (Geometria G7). (a) Visão externa. (b) Visão interna



(b)

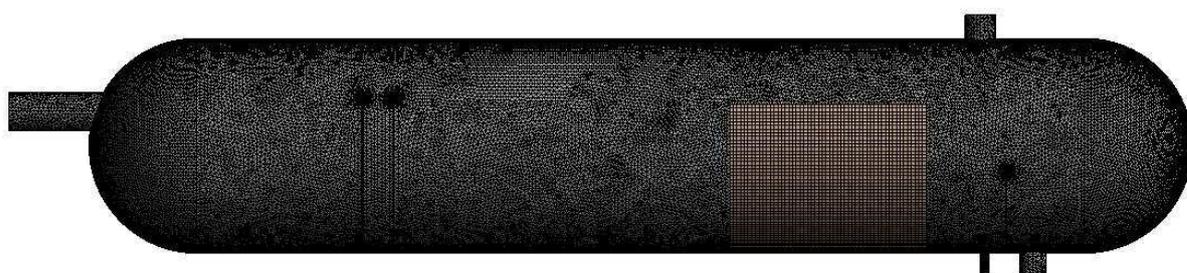


Fonte: Autoria própria

## ANEXO II- TESTE DE MALHAS

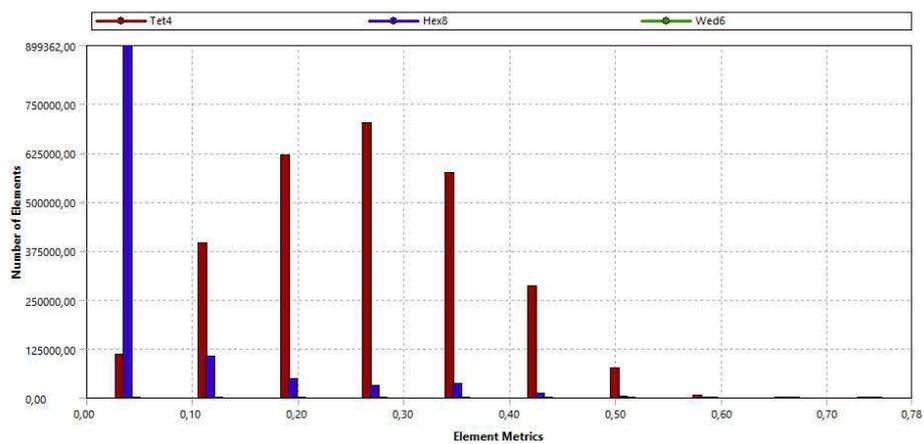
Figura AII.1- (a) Malha A (Geometria G1). (b) Avaliação do fator *skewness*

(a)



Número de Elementos	Número de Nós
3890454	1978326

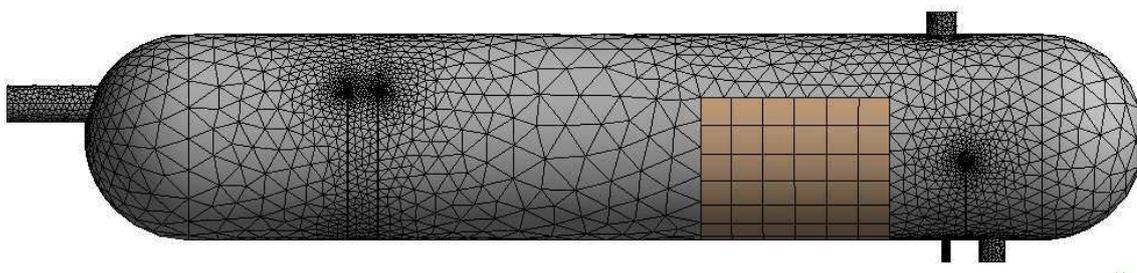
(b)



Fonte: Autoria própria

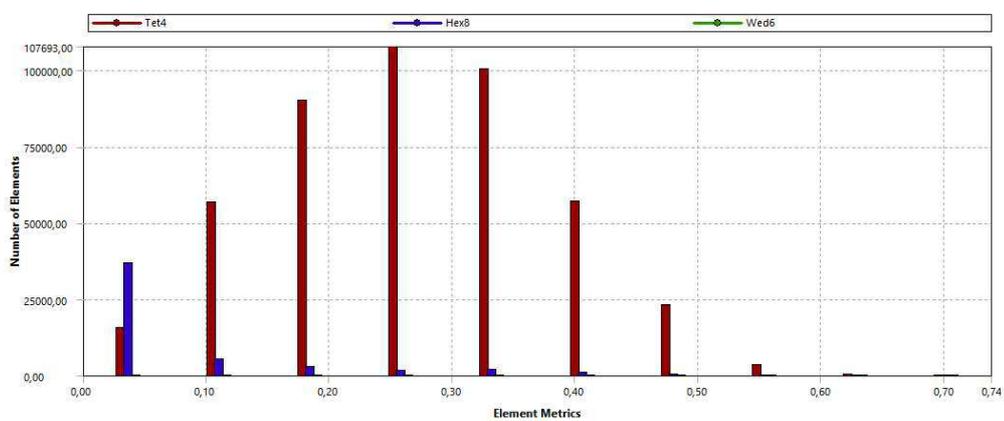
Figura AII.2- (a) Malha C (Geometria G1). (b) Avaliação do fator *skewness*

(a)



Número de Elementos	Número de Nós
503220	182184

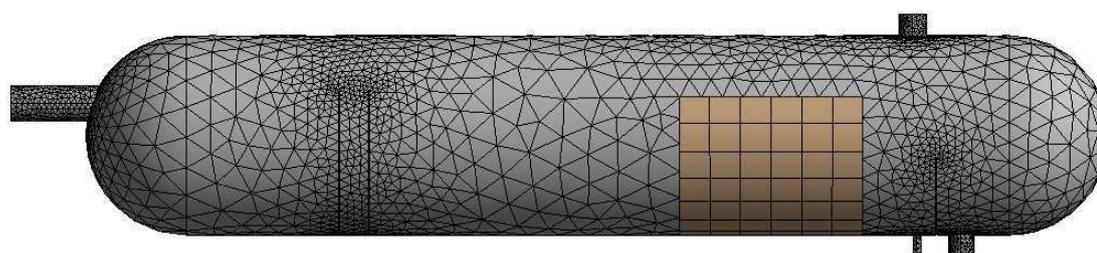
(b)



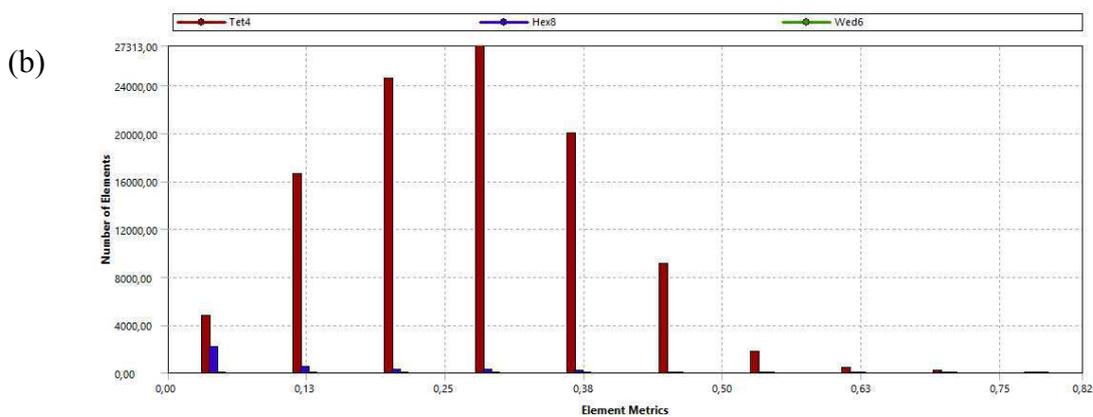
Fonte: Autoria própria

Figura AII.3- (a) Malha D (Geometria G1). (b) Avaliação do fator *skewness*

(a)

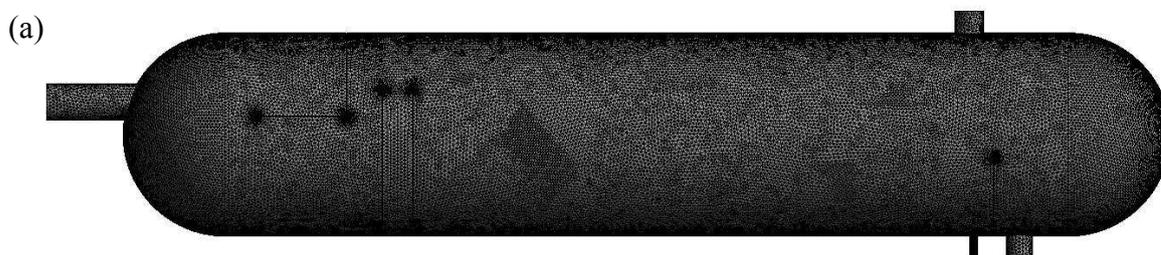


Número de Elementos	Número de Nós
107742	26875

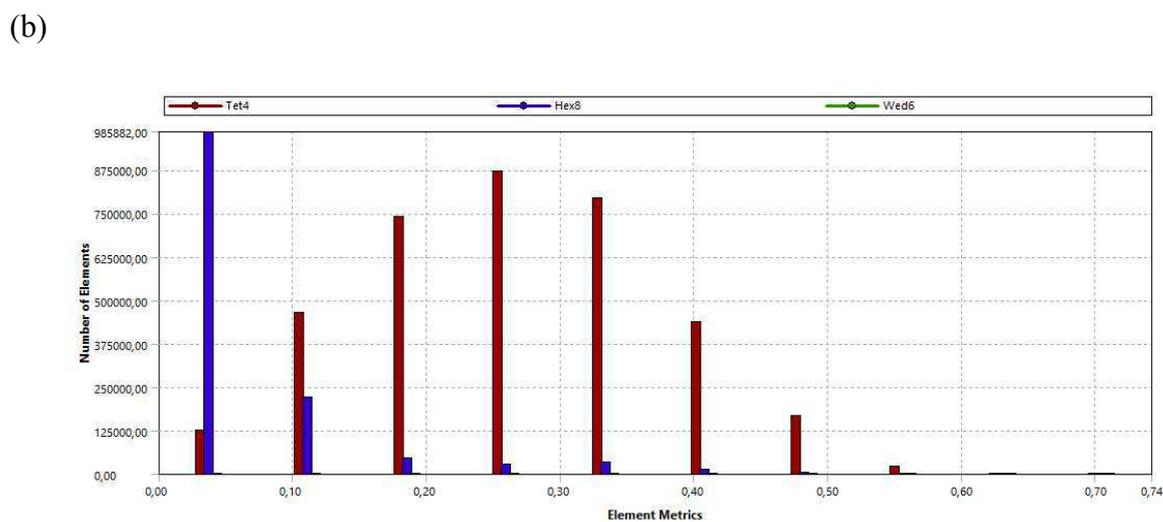


Fonte: Autoria própria

Figura AII.4- (a) Malha E (Geometria G4). (b) Avaliação do fator *skewness*

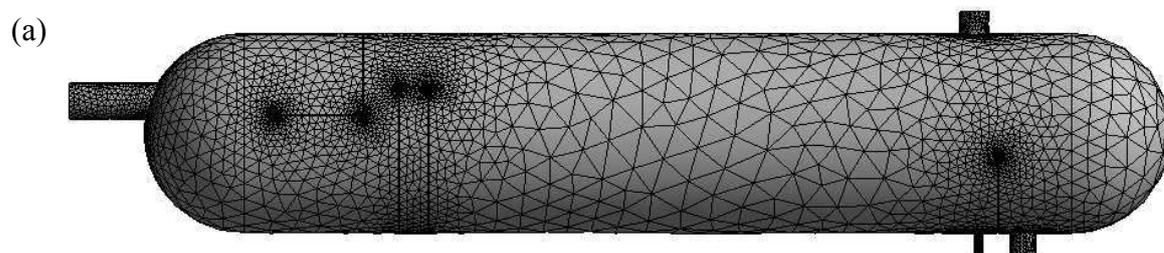


Número de Elementos	Número de Nós
4943008	2431423



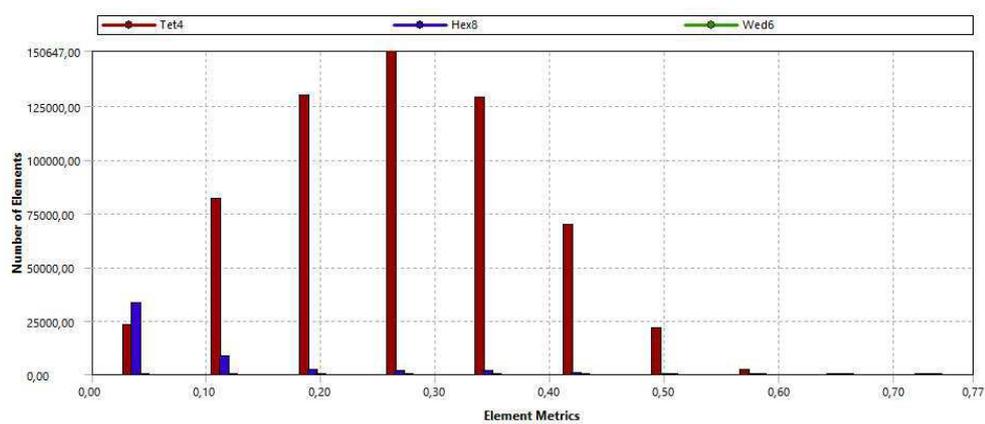
Fonte: Autoria própria

Figura AII.5- (a) Malha G (Geometria G4). (b) Avaliação do fator *skewness*



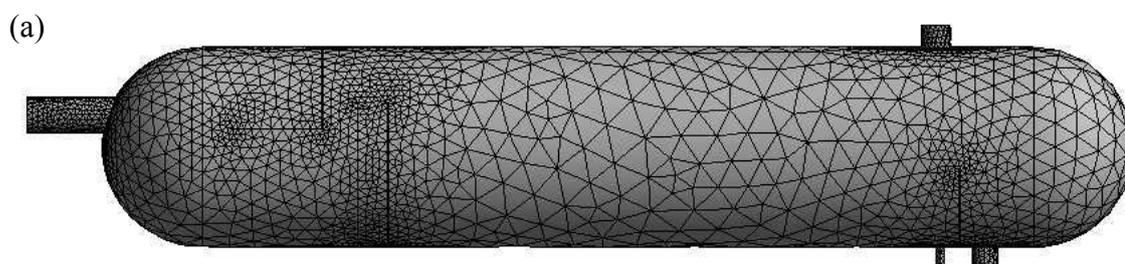
Número de Elementos	Número de Nós
652658	204430

(b)

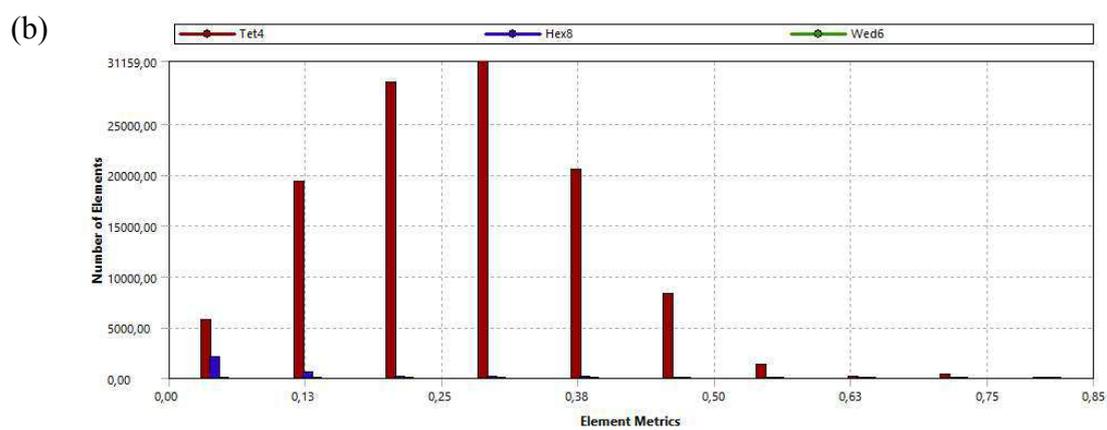


Fonte: Autoria própria

Figura AII.6- (a) Malha H (Geometria G4). (b) Avaliação do fator *skewness*



Número de Elementos	Número de Nós
118573	28588

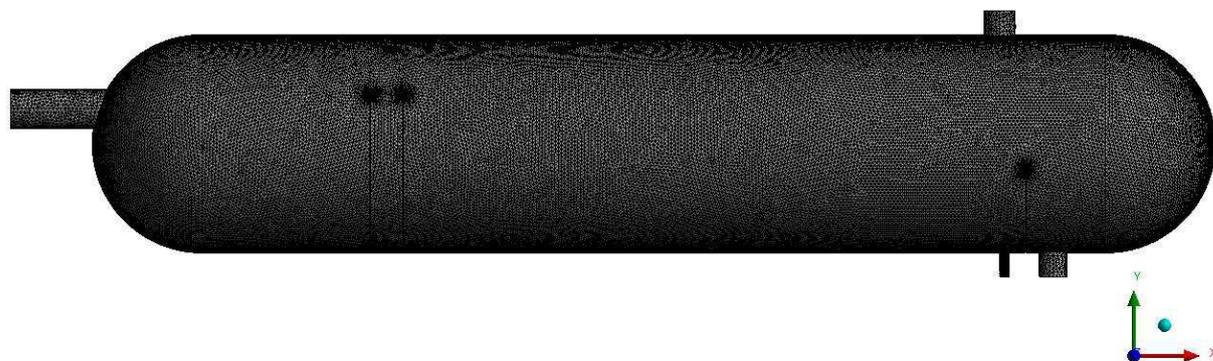


Fonte: Autoria própria

### ANEXO III - MALHAS DAS GEOMETRIAS ADAPTADAS

Figura AIII.1- (a) Malha da Geometria G2. (b) Ampliação da região de entrada. (c) Ampliação da região de separação. (d) Avaliação do fator *skewness*

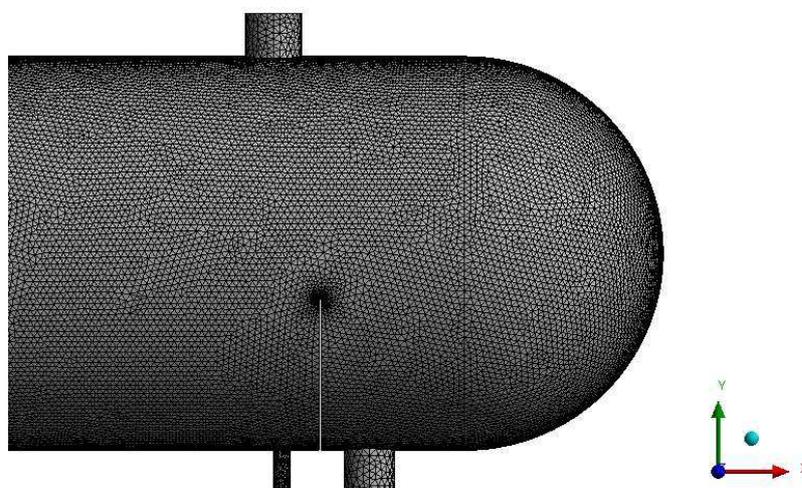
(a)



(b)

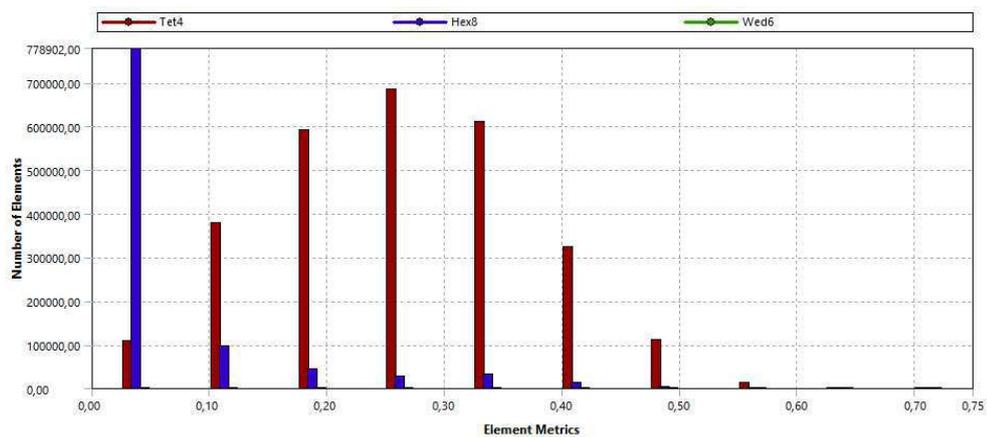


(c)



Número de Elementos	Número de Nós
3804310	1841062

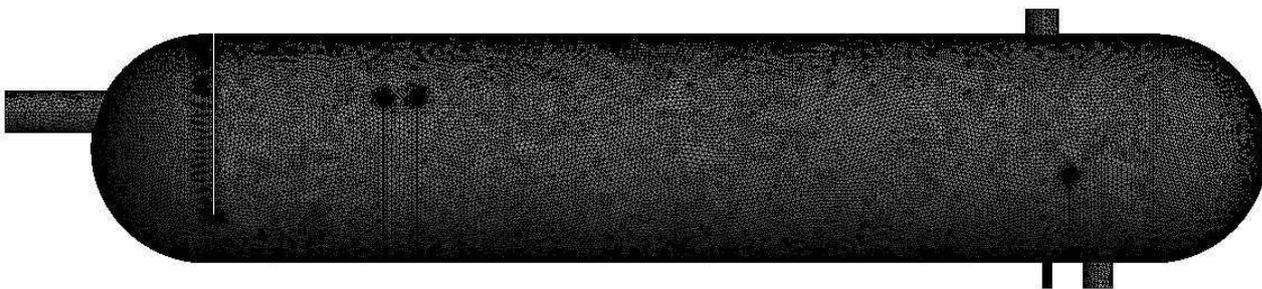
(d)



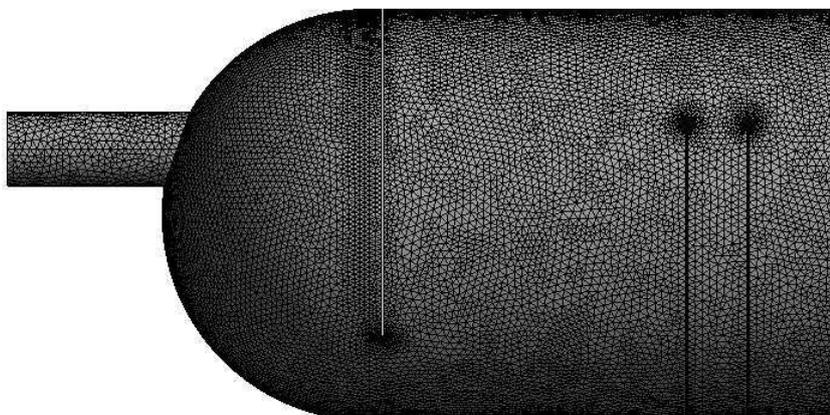
Fonte: Autoria própria

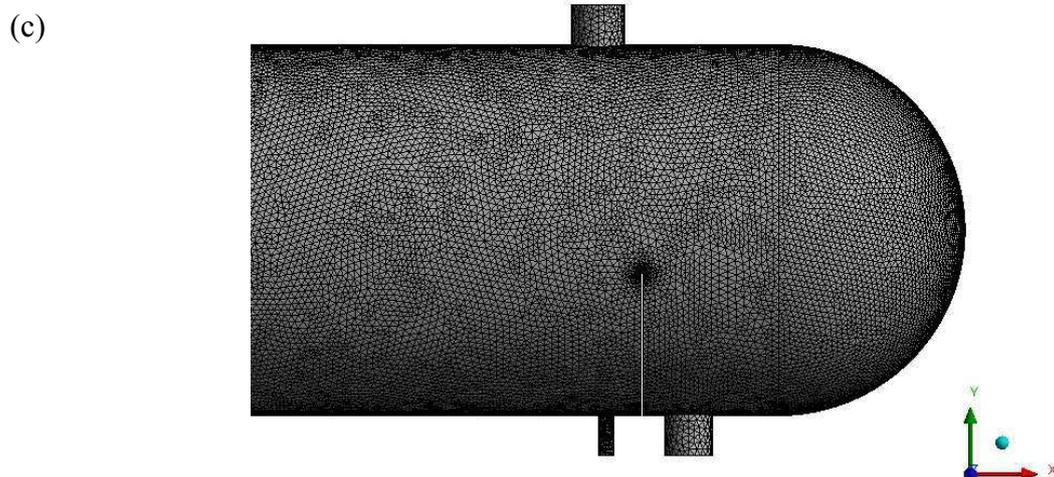
Figura AIII.2- (a) Malha da Geometria G3. (b) Ampliação da região de entrada. (c) Ampliação da região de separação. (d) Avaliação do fator *skewness*

(a)



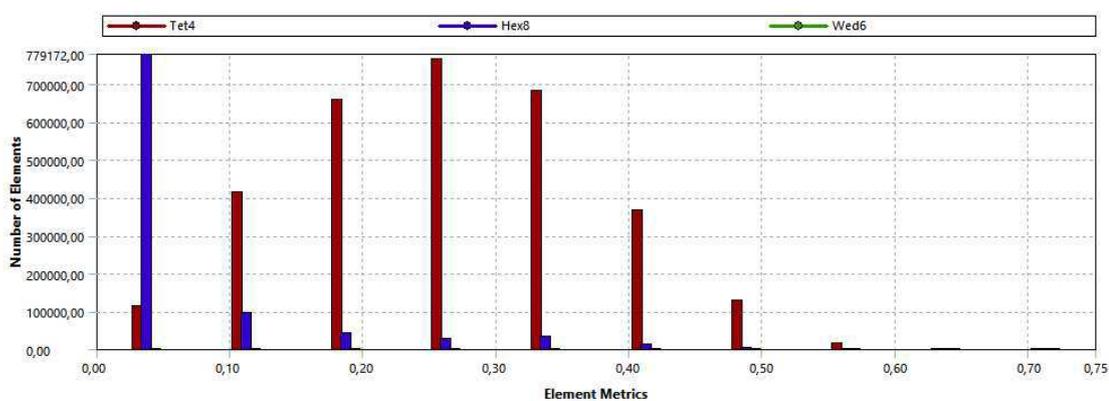
(b)





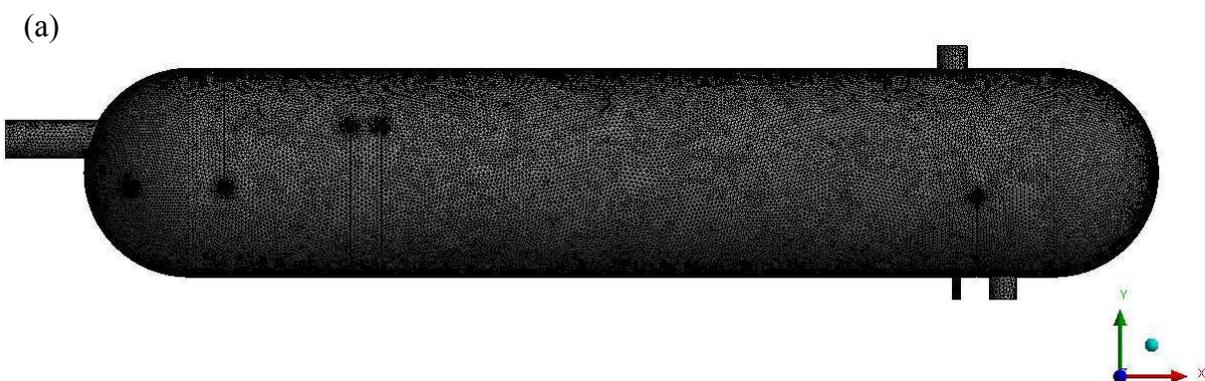
Número de Elementos	Número de Nós
4132814	1897262

(d)

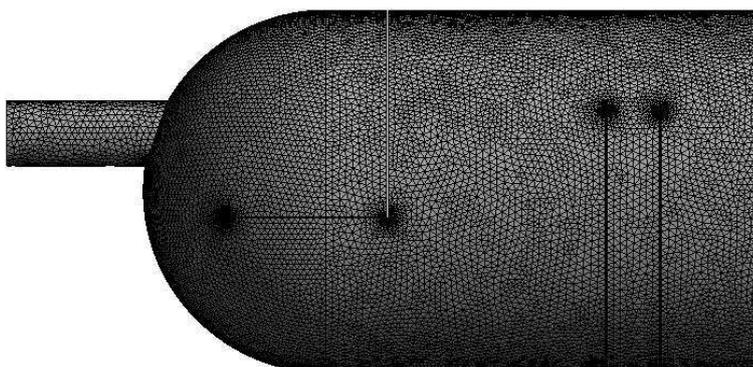


Fonte: Autoria própria

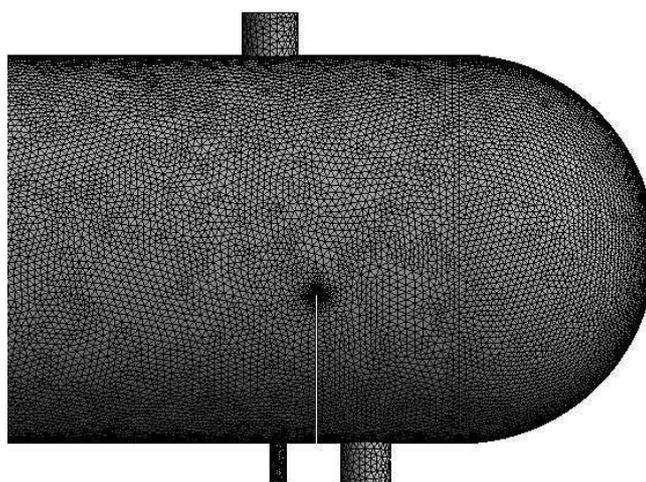
Figura AIII.3- (a) Malha da Geometria G5. (b) Ampliação da região de entrada. (c) Ampliação da região de separação. (d) Avaliação do fator *skewness*



(b)

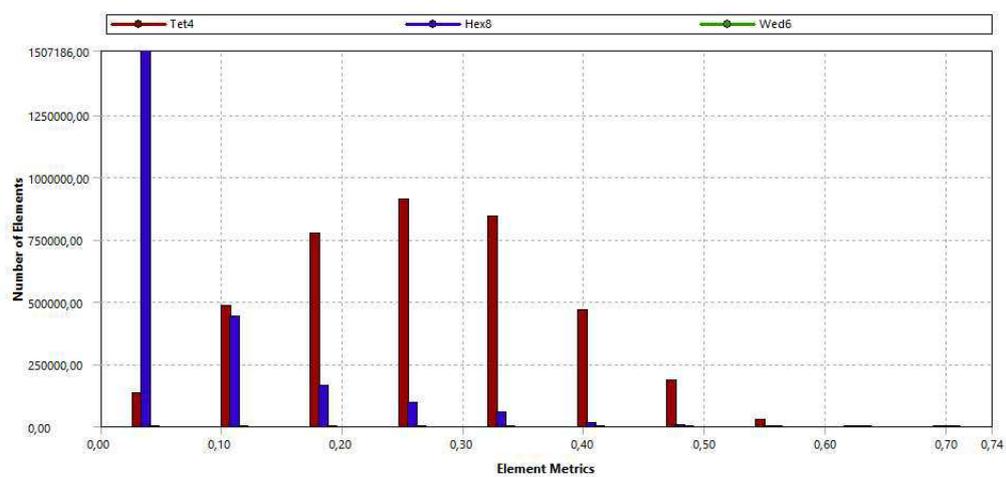


(c)



Número de Elementos	Número de Nós
6091403	3738088

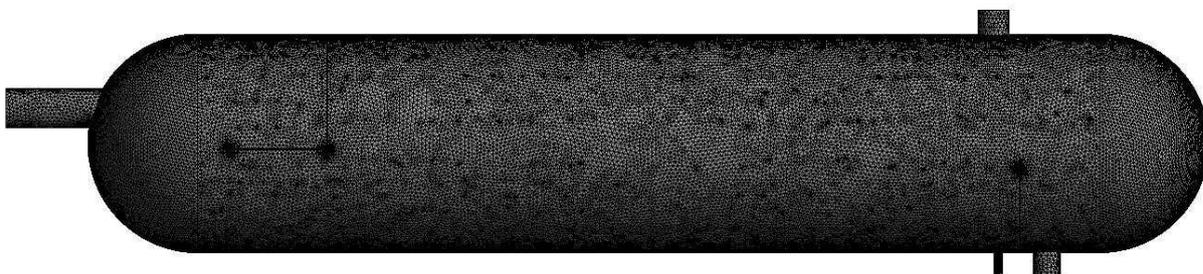
(d)



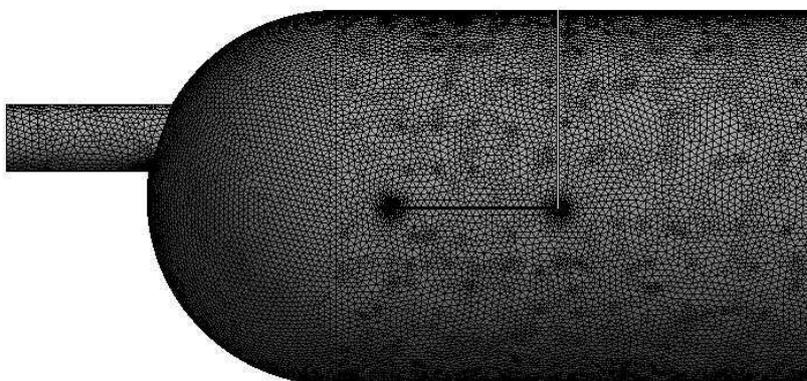
Fonte: Aatoria própria

Figura AIII.4- (a) Malha da geometria G6. (b) Ampliação da região de entrada. (c) Ampliação da região de separação. (d) Avaliação do fator *skewness*

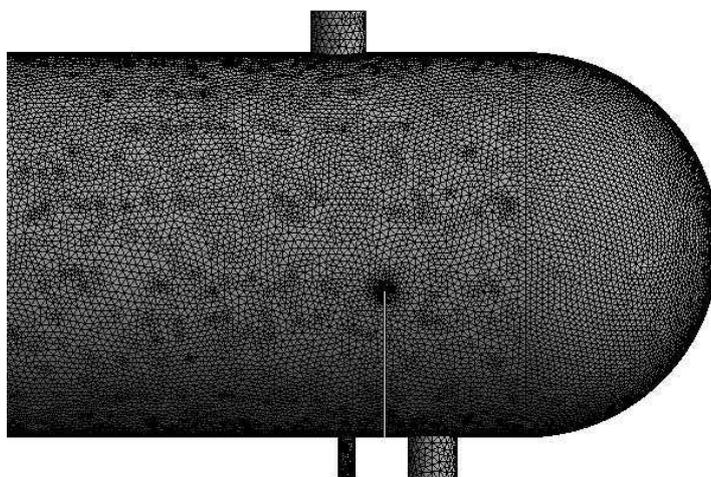
(a)



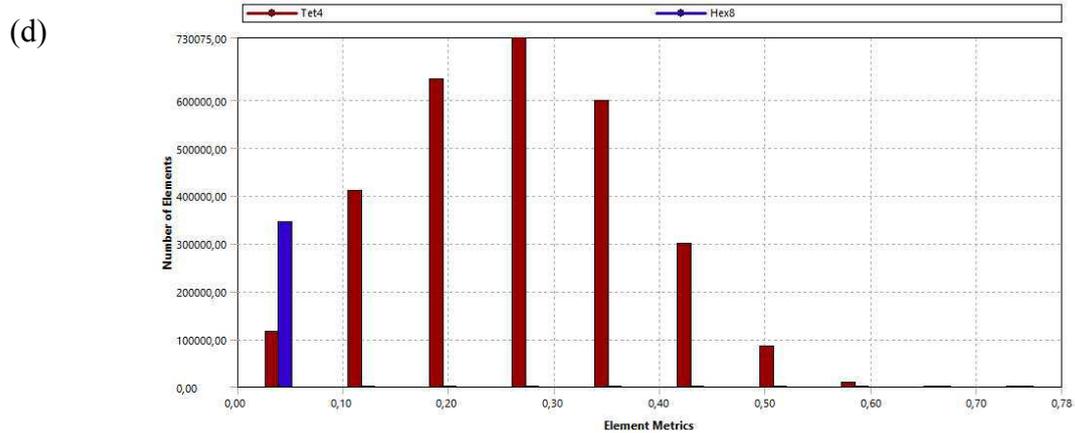
(b)



(c)

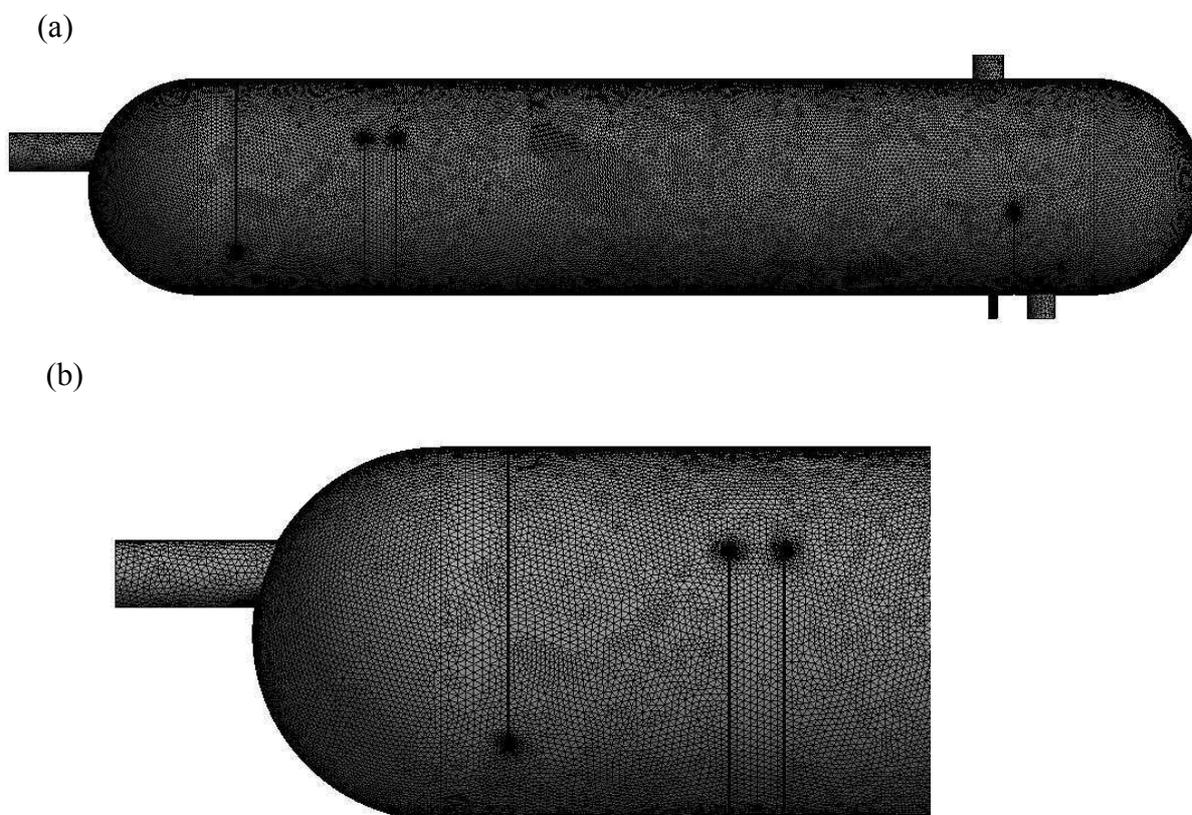


Número de Elementos	Número de Nós
3230598	989003

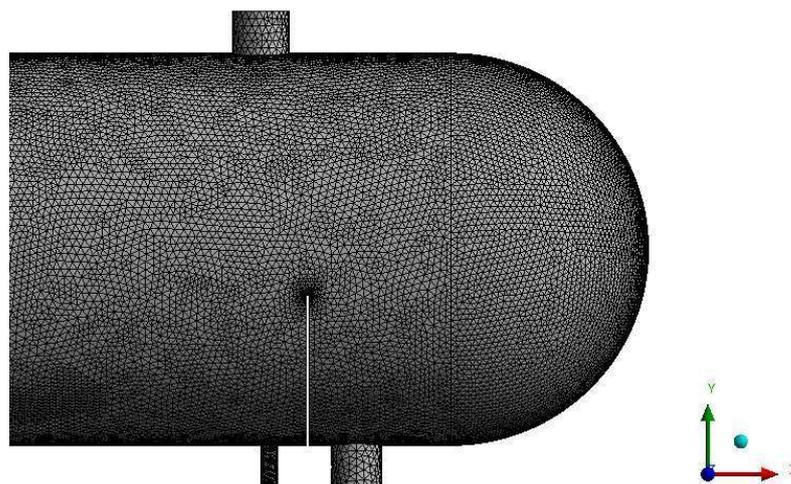


Fonte: Autoria própria

Figura AIII.5- (a) Malha da Geometria G7. (b) Ampliação da região de entrada. (c) Ampliação da região de separação. (d) Avaliação do fator *skewness*

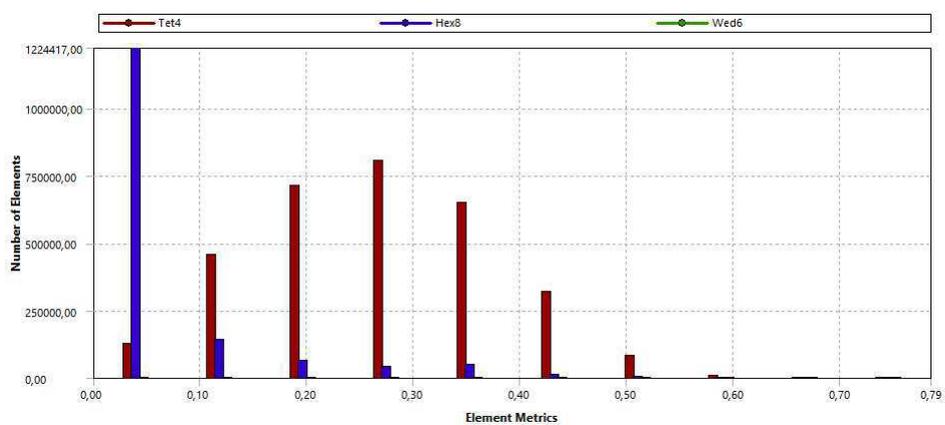


(c)



Número de Elementos	Número de Nós
4686392	2626753

(d)



Fonte: Autoria própria