



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO ACADÊMICO DO AGRESTE
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL

NATHÁLIA ROSEANE DE MELO

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO TRANSPORTE DE MONOETILENOGLICOL EM
DUTOS DO SISTEMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

Caruaru
2022

NATHÁLIA ROSEANE DE MELO

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO TRANSPORTE DE MONOETILENOGLICOL EM
DUTOS DO SISTEMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil e Ambiental da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Engenharia Civil e Ambiental. Área de concentração: Estruturas e Materiais

Orientador: Prof. Dr. Alessandro Romário Echevarria Antunes

Coorientador: Prof. Dr. Darlan Karlo Elisiário de Carvalho

Caruaru

2022

NATHÁLIA ROSEANE DE MELO

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO TRANSPORTE DE MONOETILENOGLICOL EM
DUTOS DO SISTEMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil e Ambiental da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de mestre em Engenharia Civil e Ambiental. Área de concentração: Estruturas e Materiais

Aprovada em: 11/02/2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Alessandro Romário Echevarria Antunes (Orientador)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Gustavo Bono (Examinador Interno)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Guilherme Barbosa Lopes Júnior (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Prof. Dr. Ramiro Brito Willmersdorf (Examinador Externo)
Universidade Federal de Pernambuco

Dedico este trabalho a Deus, Jesus Cristo, Nossa Senhora, minha mãe, Terezinha Gonzaga de Melo, meu pai, Pedro de Melo Soares, meu irmão, Fillipe Leonardo de Melo, meu sobrinho, Miguel Sales de Melo e toda a minha família.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus Pai Todo Poderoso, Jesus Cristo, Nossa Senhora e todas as milícias celestes por todas as grandes graças e bênção sempre alcançadas.

À minha mãe, Terezinha Gonzaga de Melo, por estar sempre ao meu lado, lutando comigo e me incentivando a conquistar todos os meus sonhos, sem medir esforços.

Ao meu pai, Pedro de Melo Soares, meu irmão, Fillipe Leonardo de Melo, meu sobrinho, Miguel Sales de Melo e toda a minha família, por todo amor e carinho.

Ao meu orientador, Professor Dr. Alessandro Romário Echevarria Antunes, ao meu coorientador, Professor Dr. Darlan Karlo Elisiário de Carvalho e à Dra. Giselle Maria Lopes Leite da Silva, por todos os ensinamentos, apoio e incentivos, os quais levarei por toda a vida. Que Deus os abençoe e proporcione bastante sabedoria para exercer as suas nobres missões.

À Karen Danyele da Silva Vieira, aluna do Programa de Iniciação Científica - PIBIC e Anderson Viana do Nascimento, pela parceria e todo o auxílio para aprendizado teórico, sobre o *software* utilizado nesta pesquisa e realização das simulações numéricas.

À Letônio Silva e Dênis, pelos importantes auxílios na caminhada acadêmica.

Aos Professores e funcionários do PPGECAM, por todo o apoio e incentivo nesta caminhada de construção do conhecimento.

Ao Professor Dr. Paulo Roberto Maciel Lyra, ao grupo Processamento de Alto Desempenho em Mecânica Computacional - PADMEC, ao Instituto de Pesquisa em Petróleo e Energia - LITPEG e ao técnico Diogo Medeiros de Almeida, pelos conhecimentos construídos e compartilhados em Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) e a disponibilidade de acesso remoto aos computadores do LITPEG.

Ao Departamento de Coleções Especiais e Arquivos Universitários da Universidade de Tulsa, pela atenção e disponibilidade para enviar cópias de arquivos necessários para a realização desta pesquisa.

A todos que me auxiliam e incentivam a lutar pelos meus sonhos.

RESUMO

A utilização de produtos químicos nos poços produtores de petróleo, especialmente no Pré-Sal brasileiro, é efetuada para evitar ou mitigar possíveis problemas de garantia de escoamento associados à precipitação de incrustação, asfaltenos, hidratos, corrosão, e H₂S, etc. A injeção destes produtos no fundo do poço, tais como os inibidores de incrustação, é realizada através de sistemas dedicados, e muitos destes inibidores utilizam monoetilenoglicol (MEG) como solvente. Nesta investigação, a injeção de MEG (inicialmente como inibidor de hidratos, para entendimento do *software* utilizado, e posteriormente como solvente de inibidores de incrustação) em dutos do sistema de produção de petróleo, foi simulada utilizando-se o *software* comercial Ansys Fluent, como uma estratégia para prever a fração mássica desta substância no escoamento e a eficácia da inibição de incrustações. No caso do MEG como solvente, foi modelado o escoamento bifásico e bicomponente sem reações químicas e transferência de massa interfacial, em que a fase primária consiste em óleo, a fase dispersa é formada pela mistura MEG-água e os resultados obtidos permitiram estimar a difusão da substância, observando-se que, em todos os casos analisados, foi sempre prevista uma inibição parcial do duto completo.

Palavras-chave: monoetilenoglicol; escoamento bifásico; escoamento bicomponente; simulação.

ABSTRACT

The use of chemicals in oil-producing wells, especially in the Brazilian Pre-Salt, is done to avoid or mitigate possible flow assurance problems associated with the precipitation of scale, asphaltenes, hydrates, corrosion, H₂S, etc. The downhole injection of these products, such as scale inhibitors, can be carried out through dedicated systems, and many of these inhibitors use mono ethylene glycol (MEG) as a solvent. In this research, the injection of MEG (initially as a hydrate inhibitor, for understanding the software addressed, and later as a scale inhibitor solvent) into oil production system pipelines was simulated using the commercial software Ansys Fluent, as a strategy to predict the mass fraction of this substance in the flow and the effectiveness of scale inhibition. In the case of MEG as a solvent, a two-phase, two-component flow without chemical reactions and interfacial mass transfer was modeled, in which the primary phase consists of oil and the dispersed phase is formed by the MEG-water mixture, and the results obtained allowed us to estimate the diffusion of the substance and observe that in all cases analyzed, partial inhibition of the complete pipeline was always predicted.

Keywords: mono ethylene glycol; two-phase flow; two-component flow; simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Perfil esquemático do jumper submarino da Universidade de Tulsa	33
Figura 2 - Representação esquemática de uma seção longitudinal das entradas de MEG e de óleo-água no duto	36
Figura 3 - Células marcadas para correção da fração mássica de MEG e fração volumétrica da mistura MEG-água	39
Figura 4 - Malha utilizada para simular o caso do jumper submarino	44
Figura 5 - Malha na região de entrada do jumper	45
Figura 6 - Trecho da malha do caso de referência	46
Figura 7 - Trecho da malha inicial	46
Figura 8 - Trecho da malha utilizada no processo adaptativo	47
Figura 9 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,2 ft/s, t = 6,82 min.....	50
Figura 10 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,2 ft/s, t = 6,82 min (entrada de MEG, 1° ponto baixo, 1° ponto alto e 2° ponto baixo).....	50
Figura 11 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,2 ft/s, t = 6,82 min.....	51
Figura 12 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,45 ft/s, t = 3,41 min.....	52
Figura 13 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,45 ft/s, t = 3,41 min (entrada de MEG, 1° ponto baixo, 1° ponto alto e 2° ponto baixo)	52
Figura 14 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,45 ft/s, t = 3,41 min.....	53
Figura 15 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,91 ft/s, t = 1,70 min.....	54
Figura 16 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,91 ft/s, t = 1,70 min (entrada de MEG, 1° ponto baixo, 1° ponto alto e 2° ponto baixo)	54
Figura 17 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,91 ft/s, t = 1,70 min.....	55
Figura 18 - Malha adaptada 1	76

Figura 19 - Malha adaptada 2	77
Figura 20 - Malha adaptada 3	77
Figura 21 - Malha adaptada 4	77
Figura 22 - Caso ideal 1: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	79
Figura 23 - Caso real 1 - válvula 1: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	80
Figura 24 - Caso real 1 - válvula 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	81
Figura 25 - Caso ideal 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	82
Figura 26 - Caso real 2 - válvula 1: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	83
Figura 27 - Caso real 2 - válvula 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	84
Figura 28 - Caso ideal 3: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	85
Figura 29 - Caso real 3 - válvula 1: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	86
Figura 30 - Caso real 3 - válvula 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	87
Figura 31 - Caso ideal 4: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	88
Figura 32 - Caso real 4 - válvula 1: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	89
Figura 33 - Caso real 4 - válvula 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s	90
Figura 34 - Caso real 4 - válvula 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - malha adaptada 1 - $t = 600$ s	91
Figura 35 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso ideal 1 - seção longitudinal (solução inicial).....	103
Figura 36 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 1 - válvula 1 - seção longitudinal (solução inicial)	103

Figura 37 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 1 - válvula 2 - seção longitudinal (solução inicial)	104
Figura 38 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso ideal 2 - seção longitudinal (solução inicial).....	104
Figura 39 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 2 - válvula 1 - seção longitudinal (solução inicial)	105
Figura 40 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 2 - válvula 2 - seção longitudinal (solução inicial)	105
Figura 41 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso ideal 3 - seção longitudinal (solução inicial).....	106
Figura 42 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 3 - válvula 1 - seção longitudinal (solução inicial)	106
Figura 43 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 3 - válvula 2 - seção longitudinal (solução inicial)	107
Figura 44 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso ideal 4 - seção longitudinal (solução inicial).....	107
Figura 45 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 4 - válvula 1 - seção longitudinal (solução inicial)	108
Figura 46 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 4 - válvula 2 - seção longitudinal (solução inicial)	108
Figura 47 - Mapa de cores de fração mássica de MEG - seção longitudinal, caso real 4 - válvula 2 - malha adaptada 1	109
Figura 48 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 4 - válvula 2 - seção longitudinal (solução de referência)	109

LISTA DE FOTOGRAFIAS

Fotografia 1 - Depósitos de asfaltenos em duto de petróleo	24
Fotografia 2 - Depósito de naftenato em duto de petróleo	25
Fotografia 3 - Depósito de parafina em duto de petróleo	26
Fotografia 4 - Hidratos de gás formados em um gasoduto submarino.....	27
Fotografia 5 - Incrustações inorgânicas em dutos de petróleo	27

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Perfis transientes de velocidades reais de injeção de monoetilenoglicol da válvula 1	37
Gráfico 2 - Perfis transientes de velocidades reais de injeção de monoetilenoglicol da válvula 2	37
Gráfico 3 - Perfis de fração mássica de MEG - velocidade de injeção: 0,2 ft/s, t = 6,82 min	49
Gráfico 4 - Perfis de fração mássica de MEG - velocidade de injeção: 0,45 ft/s, t = 3,41 min	51
Gráfico 5 - Perfis de fração mássica de MEG - velocidade de injeção: 0,91 ft/s, t = 1,70 min	53
Gráfico 6 - Erros residuais, velocidade de injeção: 0,91 ft/s, passo de tempo: 0,01 s	55
Gráfico 7 - Erros residuais, velocidade de injeção: 0,91 ft/s, passo de tempo: 0,1 s	56
Gráfico 8 - Erros residuais, velocidade de injeção: 0,91 ft/s, passo de tempo: 1 s	56
Gráfico 9 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 1 - y = 0 m até y = 2,5 m.....	57
Gráfico 10 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 1 - a partir de y = 2,5 m	58
Gráfico 11 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 1 - válvula 1 - y = 0 m até y = 2,5 m	58
Gráfico 12 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 1 - válvula 1 - a partir de y = 2,5 m.....	59
Gráfico 13 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 1 - válvula 2 - y = 0 m até y = 2,5 m	59
Gráfico 14 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 1 - válvula 2 - a partir de y = 2,5 m.....	60
Gráfico 15 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 2 - y = 0 m até y = 2,5 m.....	60
Gráfico 16 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 2 - a partir de y = 2,5 m	61

Gráfico 17 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 2 - válvula 1 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m	61
Gráfico 18 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 2 - válvula 1 - a partir de $y = 2,5$ m	62
Gráfico 19 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 2 - válvula 2 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m	62
Gráfico 20 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 2 - válvula 2 - a partir de $y = 2,5$ m	63
Gráfico 21 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 3 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m	63
Gráfico 22 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 3 - a partir de $y = 2,5$ m	64
Gráfico 23 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 3 - válvula 1 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m	64
Gráfico 24 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 3 - válvula 1 - a partir de $y = 2,5$ m	65
Gráfico 25 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 3 - válvula 2 - $y = 0$ até $y = 2,5$ m	65
Gráfico 26 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 3 - válvula 2 - a partir de $y = 2,5$ m	66
Gráfico 27 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 4 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m	66
Gráfico 28 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 4 - a partir de $y = 2,5$ m	67
Gráfico 29 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 4 - válvula 1 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m	67
Gráfico 30 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 4 - válvula 1 - a partir de $y = 2,5$ m	68
Gráfico 31 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 4 - válvula 2 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m	68
Gráfico 32 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 4 - válvula 2 - a partir de $y = 2,5$ m	69
Gráfico 33 - Caso real 4 - válvula 2: fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - solução de referência ($ei_1 = 0,70$) - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m	70

Gráfico 34 - Caso real 4 - válvula 2: fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - solução de referência ($ei_1 = 0,70$) - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m.....	70
Gráfico 35 - Perfil de frações mássicas máxima e requerida de MEG na seção transversal do duto, $y = 0$ m até $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - soluções iniciais (todos os casos)	71
Gráfico 36 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - soluções iniciais (caso ideal 1 e caso real 1 - válvula 1 e caso real 1 - válvula 2)	72
Gráfico 37 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - soluções iniciais (caso ideal 2 e caso real 2 - válvula 1 e caso real 2 - válvula 2)	73
Gráfico 38 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - soluções iniciais (caso ideal 3 e caso real 3 - válvula 1 e caso real 3 - válvula 2)	73
Gráfico 39 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - soluções iniciais (caso ideal 4 e caso real 4 - válvula 1 e caso real 4 - válvula 2)	74
Gráfico 40 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, até $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - caso real 4 - válvula 2 - solução de referência.....	74
Gráfico 41 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - caso real 4 - válvula 2 - solução de referência.....	75
Gráfico 42 - Perfis de fração mássica máxima e mínima, a partir de $y = 0$ m até $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - malha adaptada 1 - caso real 4 - válvula 2	78
Gráfico 43 - Perfis de fração mássica máxima e mínima, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - malha adaptada 1 - caso real 4 - válvula 2.....	78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Velocidades de injeção, passos de tempo, tempos de escoamento e número de Reynolds	34
Tabela 2 - Propriedades físicas do monoetilenoglicol	34
Tabela 3 - Propriedades físicas do monoetilenoglicol, óleo e água.....	38
Tabela 4 - Análises de malhas adaptadas e malha de referência	76

LISTA DE SIGLAS

ATMP	Ácido fosfônico aminotrimetileno
BHMT	Ácido metileno fosfônico
DETPMP	Ácido dietilenotriaminepentameno fosfônico
EDTMP	Ácido etilenodiaminotetrametileno fosfônico
EOR	Recuperação Avançada de Petróleo
h-AMR	Adaptive Mesh Refinement
HEDP	1-difosfônico
LSSVM	Método da máquina vetorial de suporte de mínimos quadrados
MEG	monoetilenoglicol
MPa	Mega Pascal
PCA	Ácidos fosfina carboxílicos
PEHOMP	Ácido pentaetileno-10 hexamino-octakismetano fosfônico
PISO	Pressure Implicit with Splitting of Operators
ppm	Partes por milhão
PRESTO!	PREssure STaggering Option
PUMA	Método de adaptação da malha poliédrica não estruturada
SI	Inibidores de incrustação
THI	Inibidor termodinâmico de hidratos

LISTA DE SÍMBOLOS

H_2S	Sulfeto de hidrogênio
$C_2H_6O_2$	Fórmula química do monoetilenoglicol
$^{\circ}C$	Graus Celsius
K	Kelvin
km	Quilômetro
kg	Quilograma
m	Metro
m^2	Metro quadrado
m^3	Metro cúbico
s	Segundos
y	Altura
x	Largura
z	Profundidade
St	Número de Stokes
τ_d	Tempo de relaxação da fase dispersa
τ_c	Escala característica de tempo de fluxo
∂	Diferencial parcial
t	Tempo
∇	Nabla
k	Fase secundária
ρ	Densidade
ρ_m	Densidade da mistura
ρ_k	Densidade da fase secundária
ρ_p	Densidade da fase primária
\vec{v}_m	Velocidade mássica média
α_k	Fração volumétrica
\vec{v}_k	Velocidade relativa da fase secundária
Σ	Somatório
\vec{F}	Força de corpo
$\vec{v}_{dr,k}$	Velocidade de deriva da fase secundária

S_E	Termo fonte de calor volumétrico
μ_m	Viscosidade da mistura
μ_k	Viscosidade da fase secundária
k_{eff}	Condutividade efetiva
p	Pressão
h_k	Entalpia sensível para a fase secundária
\vec{g}	Gravidade
E_k	Energia total da fase k
\vec{V}_p	Velocidade da fase dispersa
\vec{V}_q	Velocidade da fase contínua
c_k	Fração mássica da fase secundária
τ_p	Tempo de relaxação da partícula
\vec{a}	Aceleração da partícula da fase secundária
f_{drag}	Função de arrasto de Schiller e Naumann
\dot{m}_{qp}	Termo fonte de transferência de massa da fase k para a fase primária
\dot{m}_{pq}	Termo fonte de transferência de massa da fase primária a fase k
i	Espécie química da mistura
R_i	Taxa líquida de produção de espécies i por reação química
\vec{v}	Velocidade mássica
\vec{J}_i	Fluxo de difusão das espécies químicas
Y_i	Fração mássica das espécies químicas
S_i	Taxa de criação por adição de fase dispersa
N	Número de espécies químicas da mistura
h_i	Entalpia sensível para a espécie i
e_{i1}	Indicador de erro
A_{cell}	Área da célula
r	Peso volumétrico do gradiente da fração mássica de MEG
∇f	Norma euclidiana do gradiente da fração mássica de MEG
ft	Pés
%	Porcentagem

Re

Número de Reynolds

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
2	OBJETIVOS	23
2.1	OBJETIVO GERAL.....	23
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
3	REVISÃO DE LITERATURA.....	24
4	METODOLOGIA.....	33
4.1	DESLOCAMENTO MISCÍVEL DE MONOETILENOGLICOL EM UM <i>JUMPER</i> SUBMARINO	33
4.2	INJEÇÃO DE MONOETILENOGLICOL EM UM DUTO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	35
4.3	FORMULAÇÃO MULTIFÁSICA: O MODELO DE MISTURA	39
4.4	FORMULAÇÃO MULTICOMPONENTE: O MODELO DE TRANSPORTE DE ESPÉCIES SEM REAÇÃO.....	42
4.5	FORMULAÇÃO NUMÉRICA	43
4.5.1	Formulação numérica do problema de deslocamento miscível de monoetilenoglicol em um <i>jumper</i> submarino	44
4.5.2	Formulação numérica do problema de injeção de monoetilenoglicol em um duto do sistema de produção de petróleo	45
4.5.2.1	Adaptatividade dinâmica de malha (método h-AMR).....	48
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	49
5.1	DESLOCAMENTO MISCÍVEL DE MONOETILENOGLICOL EM UM <i>JUMPER</i> SUBMARINO - ANÁLISE DE RESULTADOS.....	49
5.2	INJEÇÃO DE MONOETILENOGLICOL EM UM DUTO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO - ANÁLISE DE RESULTADOS	57
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	93
	REFERÊNCIAS.....	96
	APÊNDICE A - MAPAS DE CORES: FRAÇÃO MÁSSICA DE MEG - SEÇÃO LONGITUDINAL DO DUTO DE PETRÓLEO.....	103

1 INTRODUÇÃO

Durante as atividades de perfuração e produção de petróleo, ocorrem alterações no equilíbrio da salmoura presente no óleo, por meio das mudanças de temperatura, pressão e velocidade do petróleo e mistura da água do mar com a água de formação, que possuem espécies químicas diferentes, originando-se a formação das incrustações, fenômeno que propicia anualmente grandes prejuízos a esta indústria, por reduzir os poros da formação, diminuir o diâmetro dos dutos produtores, danificar equipamentos e reservatórios, promover o entupimento de poços e interromper o sistema de produção.

A prevenção e controle das incrustações é um desafio para esta indústria há mais de 50 anos (JORDAN; FEASEY; JOHNSTON, 2005), na busca por estratégias eficientes, rápidas, econômicas e não prejudiciais aos poços e equipamentos, e métodos mecânicos ou químicos podem ser utilizados.

Os métodos mecânicos são executados para remover depósitos de incrustações, mas dependem da localização e da natureza dos depósitos para tornarem-se viáveis. Os métodos químicos consistem na injeção de inibidores de incrustação e objetivam manter os cristais de incrustação na fase aquosa, para impedir a deposição. Porém, para que estes métodos químicos possam ser empregados, se faz necessário compreender as características do reagente adotado e o comportamento deste produto no escoamento, porque a injeção realizada de forma incorreta pode proporcionar a aceleração e recorrência da formação do fenômeno, potencializando-se os prejuízos ocasionados (KAMAL, 2018).

Esta pesquisa trata da análise numérica do deslocamento de monoetilenoglicol (MEG) em dutos do sistema de produção de petróleo, inicialmente como inibidor termodinâmico de hidratos (THI), para compreensão de funcionamento do *software* e métodos matemáticos e numéricos empregados, e posteriormente como solvente de inibidores de incrustação, como metodologia de predição inicial do comportamento da substância no escoamento bifásico formado pela mistura água-óleo e possibilitar a análise da eficácia do método de injeção adotado.

Possibilita-se a experimentação de diferentes cenários e condições da injeção de MEG nos dutos referidos, de forma mais econômica e rápida que a construção de protótipos e realização de experimentos laboratoriais e em escalas reais, reduzindo-se o tempo de análise da efetividade da inibição da formação de incrustações.

Transformou-se o problema real de engenharia em modelos numéricos capazes de representar os fenômenos físicos existentes, empregando-se o Ansys Fluent, consistindo em uma abordagem de volumes finitos centrados na célula, para realizar ensaios digitais, sem a necessidade de construções de protótipos físicos e empregou-se o método de adaptatividade dinâmica de malha (tipo h) para executar simulações com soluções eficientes e custo computacional reduzido.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Simular o escoamento bifásico e bicomponente resultante da injeção de monoetilenoglicol (MEG) em um duto do sistema de produção de petróleo, como metodologia de predição do comportamento desta substância no escoamento da mistura de óleo e água, analisando-se a eficiência da inibição da formação de incrustações, e aplicar o método de adaptatividade dinâmica de malha (tipo h), para melhorar a acurácia das soluções e reduzir o custo computacional.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Compreender e aplicar o modelo multifásico de mistura e o modelo multicomponente de transporte de espécies sem reação para descrever a simulação da mistura formada por monoetilenoglicol, óleo e água;
- Reproduzir o estudo de deslocamento miscível de MEG em um *jumper* submarino, realizado por Solano (2010);
- Realizar a predição de perfis de fração mássica de MEG no duto do sistema de produção de petróleo, em diferentes velocidades de injeção;
- Compreender e aplicar o método de adaptatividade dinâmica de malha tipo h, para reduzir o erro das predições dos perfis de fração mássica de MEG e o custo computacional das simulações.

3 REVISÃO DE LITERATURA

Em sistemas de produção de petróleo e gás, denomina-se precipitação ao fenômeno de formação de fase sólida de um material a partir da fase líquida, e a deposição ocorre quando a fase sólida se precipita na superfície de equipamentos (ZENDEHBOUDI *et al.*, 2014). A ocorrência deste primeiro fenômeno é analisada através da termodinâmica química, verificando-se a concentração de espécies, cinética de reação, temperatura, pressão, mistura de fluidos incompatíveis, alcalinidade e influência de espécies dissolvidas (ZENDEHBOUDI *et al.*, 2014). e não é garantia da ocorrência da deposição (DAVUDOV; MOGHANLOO; FLOM, 2017), que é regida por transferências de calor, massa e momento (GUDMUNDSSON, 2018).

Os sólidos orgânicos asfaltenos, naftenatos, hidratos de gás natural, parafina e sólidos inorgânicos, são denominados de sólidos de garantia de escoamento e constituem os materiais que podem originar esta problemática, em consequência das mudanças de pressão, composição e temperatura, que ocorrem durante a vida útil de um reservatório de petróleo (GUDMUNDSSON, 2018).

Asfaltenos são os componentes sólidos do petróleo bruto, com peso molecular extremamente alto (FAKHER *et al.*, 2019), insolúveis em n-alcanos leves e solúveis em aromáticos (GOUAL, 2012). A Fotografia 1 apresenta depósitos de asfaltenos em um duto de petróleo.

Fotografia 1 - Depósitos de asfaltenos em duto de petróleo



Fonte: Goual (2012).

No petróleo bruto, o asfaleno é solúvel e permanece estável no reservatório até a ocorrência de perturbações proporcionadas pela produção ou pela injeção de solvente, favorecendo-se a formação de precipitação, quando são originadas

partículas visíveis e suspensas no óleo, constituídas como ameaça à garantia de escoamento quando se associam em floculações e se depositam nas superfícies, obstruindo as gargantas dos poros (FAKHER *et al.*, 2019) e ocasionando perdas de pressão, redução de fluxo volumétrico (DAVUDOV; MOGHANLOO; FLOM, 2017), danos em dutos e outros equipamentos (DABIR; DABIR; MOGHANLOO, 2016).

Ácidos naftênicos são um agrupamento prejudicial de ácidos carboxílicos componentes do petróleo, com capacidade para formação de corrosão, emulsões e precipitados. Estes precipitados são originados através da transformação destes ácidos em sais de baixa solubilidade, tais como os sais de sódio e de cálcio, havendo acúmulo gradual na interface óleo-água, adesão à superfície de equipamentos (OLAJIRE, 2015) e sendo chamados de naftenatos. Ácidos naftênicos acíclicos e saturados originam os naftenatos de sódio, e os ácidos naftênicos tetratópicos originam os naftenatos de cálcio (CORTI, 2016). A deposição deste material, Fotografia 2, obstrui as instalações em que se realiza o tratamento da água, separadores de óleo-água, dessalinizadores, dutos, entre outros, diminui o valor comercial do petróleo produzido e pode apresentar efeitos de toxicidade e prejuízos ambientais (OLAJIRE, 2015).

Fotografia 2 - Depósito de naftenato em duto de petróleo



Fonte: Graham *et al.* (2006).

As parafinas são componentes do petróleo bruto e são uma classe de i-alcanos e n-alcanos constituintes de uma cadeia longa de hidrocarbonetos com ligações simples (RAGUNATHAN; HUSIN; WOOD, 2020). A precipitação e deposição de cera de parafina, Fotografia 3, são problemas graves (ADEBIYI, 2020), pois promovem o aumento da viscosidade do fluido, ocasionando aumento de pressão (SUBRAMANIE

et al., 2019), redução da vazão e bloqueios totais (SOUSA; MATOS; GUERREIRO, 2020).

Fotografia 3 - Depósito de parafina em duto de petróleo



Fonte: Guerreiro *et al.* (2012).

A parafina pode se depositar como cera microcristalina ou como cera macrocristalina, que ocasiona a problemática supracitada. A precipitação da parafina realiza-se na fase de nucleação, quando o sistema se encontra na temperatura de aparecimento de cera e as moléculas aglomeram-se até tornarem-se estáveis, sendo denominadas de núcleos, e na fase de crescimento de cristais, que é posterior a estabilização e decorre-se com a fixação das moléculas em estruturas do tipo placa ou lamelar (RAGUNATHAN; HUSIN; WOOD, 2020). Os cristais de cera misturados ao óleo originam uma matriz de gel que aprisiona mais cristais, aumentando-se o volume e havendo um posterior endurecimento e deposição nas paredes dos dutos (ADEBIYI, 2020), que promovem a redução do fluxo (SOUSA; MATOS; GUERREIRO, 2020).

Hidratos de gás natural, Fotografia 4, são clatratos ou compostos de inclusão, constituídos por redes de gaiolas de moléculas de água, capazes de realizar o aprisionamento de moléculas pequenas de parafina (metano, propano e etano). As estruturas mais comuns são conhecidas como I, II e H e diferenciam-se através dos números e formas de malhas originadas pelas moléculas de água (SOLANO, 2010). A presença de hidratos na indústria petrolífera pode ocasionar problemas por bloqueios, lesões graves e danos a equipamentos e acontece frequentemente em locais em que há mudanças na geometria do fluxo, nucleação e em sistemas de lama de perfuração de poços, entre outros locais, desde que seja assegurada a presença de água e gás (SLOAN; CREEK; SUM, 2011) nas condições de baixa temperatura e alta pressão (SOLANO, 2010).

Fotografia 4 - Hidratos de gás formados em um gasoduto submarino



Fonte: Zarinabadi e Samini (2011).

Circunstâncias como fechamento não planejado do sistema, problemas no bombeamento de inibidores e excesso de água, podem proporcionar a formação de hidratos (AMINNAJI *et al.*, 2017), com a possibilidade de sofrer aglomeração e formar tampões, havendo a interrupção parcial ou total da produção (ANTUNES *et al.*, 2018).

As incrustações inorgânicas, Fotografia 5, são formadas principalmente por carbonato e sulfato de cálcio, sulfato de bário e de estrôncio, ferro, sedimento de silício e outros sólidos insolúveis. Podem ocorrer em uma única fase mineral ou em combinação de diferentes minerais, sendo independentes ou sensíveis ao pH da salmoura e formam-se por nucleação homogênea ou heterogênea (OLAJIRE, 2015), quando a concentração da espécie está acima do limite de solubilidade (GUDMUNDSSON, 2018).

Fotografia 5 - Incrustações inorgânicas em dutos de petróleo



Fonte: Mackay (2008).

Incrustações por carbonatos são decorrentes de alterações de temperatura e pressão, que são predominantes nas fases iniciais de extração de petróleo, e as incrustações por sulfatos ocorrem onde há mistura de duas salmouras incompatíveis, predominantes nas fases finais desta extração. Durante a Recuperação Avançada de Petróleo (EOR), a água do mar, rica em sulfatos, é injetada no reservatório para aumentar a produção e reage com cátions, possibilitando-se a formação de incrustações por sulfatos (VAZIRIAN *et al.*, 2016), que, conjuntamente com as incrustações por halita, são independentes ao pH da salmoura, enquanto que aquelas formadas por sulfetos são sensíveis a este pH (OLAJIRE, 2015).

Há nucleação homogênea quando a cinética da reação é rápida, havendo a formação local de precipitado, supersaturação e possibilidade de formação de depósito duro, e a nucleação heterogênea ocorre quando a cinética é lenta e, após haver supersaturação, inicia-se a precipitação local e gradual, que começa a fluir através do sistema. Os depósitos diferenciam-se no decurso do sistema por causa das diferentes composições da água, razões de saturação e formação de cristais e partículas na solução da salmoura (VAZIRIAN *et al.*, 2016). Muitos tipos de incrustações inorgânicas apresentam solubilidade em água ou em ácido, à exceção do cloreto de sódio, que é solúvel em água, e do carbonato de cálcio, sulfato e óxido de ferro que são solúveis em ácido (KAMAL *et al.*, 2018).

O gerenciamento de incrustações pode ser realizado através de métodos de controle de pH, inibidores de incrustação ou utilização de membranas de nanofiltração. Os inibidores são reagentes químicos utilizados para impedir a nucleação e crescimento de cristais de incrustação (CRUZ; KRASLAWSKI; CISTERNAS, 2018). Consistem em grupos funcionais ativos que possuem a capacidade de formar ligações fracas ou fortes com os cátions, núcleos formadores de cristais e cristais de incrustação, e mantê-los na fase aquosa para evitar a deposição (MAZUMDER, 2020). São empregados como inibidores produtos de ocorrência natural, semissintética ou sintética, dentre os quais citam-se os ácidos etilenodiaminotetrametileno-fosfônico (EDTMP), fosfônico aminotrimetileno (ATMP), dietilenotriaminepentameno-fosfônico (DETPMP), fosfina carboxílicos (PCA), pentaetileno-10 hexamino-octakismetano fosfônico (PEHOMP), 1-hidroxi-etilideno-1, bis (hexametileno) triaminepenta (ácido metileno fosfônico) (BHMT) e 1-difosfônico (HEDP) (MPELWA; TANG, 2018). Constitui-se em um método econômico e eficaz que pode reduzir a quase zero a ocorrência do fenômeno e necessita de um estudo

adequado para que se possa determinar o tipo de inibidor e a dosagem adequada para alcançar este objetivo (OLAJIRE, 2015).

Estes produtos são aplicados em locais do sistema produtor em que há maior probabilidade de ocorrência de depósitos de minerais, por meio de técnicas de injeção ou compressão. A injeção contínua é o tratamento que apresenta maior eficácia em situações em que o inibidor apresenta má adsorção na formação, e nos locais em que há presença de substratos não carbonáticos. A compressão no fundo do poço é um método preferível em campo, e possui maior aplicação, mas não é eficaz em reservatórios carbonáticos, pois possibilita a ocorrência de danos à formação (MPELWA; TANG, 2018).

A maioria dos inibidores de incrustação utilizam monoetilenoglicol (MEG), cuja fórmula química é $C_2H_6O_2$, como solvente. Esta substância é um líquido incolor, inodoro, difícil de cristalizar, possui sabor doce, é relativamente não volátil, miscível em solventes polares como água, álcoois, éteres, glicóis, e acetona, ligeiramente solúvel em solventes não polares tais como benzeno, tolueno, dicloroetano e clorofórmio, e quando arrefecido forma uma massa altamente viscosa e quando super-refrigerado, pode se solidificar. Tem baixa toxicidade, que pode ser causada por ingestão, absorção através da pele, ou inalação, e é capaz de produzir metabolismos tóxicos que afetam múltiplos órgãos, especialmente o sistema nervoso central, cardiopulmonar e renal (YUE *et al.*, 2012).

Estudos foram desenvolvidos para prever o comportamento do monoetilenoglicol como inibidor termodinâmico de hidratos (THI) em dutos do sistema de produção de petróleo, assim como para prever o deslocamento de inibidores de corrosão e de incrustação nestes equipamentos, e para otimizar a realização das análises numéricas de problemas de engenharia envolvendo altos gradientes, camadas de fronteira, interfaces, ondas de choque, entre outros, foram criadas estratégias de adaptação da malha computacional.

Rojas-Figueroa e Fairuzov (2002) simularam a injeção contínua de inibidor de corrosão em um escoamento estratificado e disperso, em regime estacionário e transiente, de petróleo bruto e água em um duto, aplicando-se o modelo de fluxo bifásico *two-fluid*, nos regimes estacionário e transiente, com transferência de massa interfacial do inibidor, considerando-o miscível em ambas as fases, e estudando os efeitos da taxa de injeção, transferência de massa interfacial e taxa de difusão do inibidor, como metodologia de predição do volume do inibidor necessário para

proteger as seções críticas dos dutos de petróleo contra a ocorrência de corrosão. Simulou-se o caso de inibidor preferencialmente solúvel em água, em que se tem uma mistura bicomponente de inibidor-água, e o caso de inibidor preferencialmente solúvel em óleo, em que se tem a mistura bicomponente inibidor-óleo. A degradação do inibidor com outras substâncias e a decomposição foram modelados como termo fonte da equação de conservação de massa do inibidor.

Kamari *et al.* (2015) utilizaram o método da máquina vetorial de suporte de mínimos quadrados (LSSVM), implementado em MATLAB, para prever as características da formação de hidratos de gás, injeção de MEG como THI e depressão da temperatura de formação de hidratos de gás, analisando-se a influência das condições termodinâmicas e de escoamento, como temperatura de injeção, percentagem molecular e de peso da substância, e temperatura do gás no escoamento, obtendo-se um modelo numérico com uma quantidade menor de coeficientes que os modelos preditivos tradicionais.

Azari *et al.* (2020) simularam a aplicação de inibidores de incrustação (SI) em tratamentos de squeeze, que, conforme os autores, é uma das técnicas mais utilizadas para prevenir a formação de incrustações em fundo de poço. Utilizou-se um *software* squeeze para simular dois poços offshore com incrustações, analisando-se a concentração do inibidor durante o tratamento de squeeze para otimizar a taxa de injeção.

Solano (2010) e Volk (2013) conduziram experimentos e estudos numéricos para descrever o deslocamento miscível do MEG como THI durante uma operação de reinício de um *jumper* submarino, que é um sistema de ligação em forma de M ou de U invertido, cuja função é realizar a ligação entre instalações submarinas com extremidade móvel a um ponto fixo da linha de fluxo, como árvores de cabeça de poço, coletores, entre outros (KUMAR *et al.*, 2020). As simulações foram realizadas através dos *softwares* comerciais OLGA (1D), Ansys Fluent (2D), e Star-CCM+ (3D), modelando-se o fluxo bicomponente de água-MEG em regime laminar e sem reações químicas, efetuando-se a predição da fração mássica do THI em todo o equipamento, durante intervalos de tempo variáveis.

Malhas estáticas são aquelas construídas conforme um padrão pré-determinado e não são modificados durante a simulação (AL-MUALLA; CANAGARAJAH; BULL, 2002), enquanto que as abordagens de adaptação de malha mais utilizadas consistem no refinamento automático da malha (*h-refinement* ou

refinamento tipo h), realocação nodal (*r-refinement* ou refinamento tipo r), e alterações na ordem de aproximação das variáveis (*p-refinement* ou refinamento tipo p) (HENNIG *et al.*, 2017).

O método de refinamento tipo h, também chamado h-AMR (Adaptive Mesh Refinement), criado por Berger e Olinger (1984), fundamenta-se em macrocélulas que podem ser refinadas (e possivelmente tornadas mais espessas). As zonas em que a malha precisa de ser refinada são determinadas por um parâmetro apropriado e um limite de refinamento da malha. Se este parâmetro for definido demasiado pequeno, a malha será bem refinada, mas o custo computacional será elevado. Se este limite for estabelecido demasiado grande, as regiões relevantes não serão detectadas, e a malha será ineficiente. Se este parâmetro for mal calibrado, pode produzir um custo computacional desnecessário, e por vezes a solução numérica pode desenvolver oscilações espúrias (PONS; ERSOY, 2021).

Vários autores utilizaram o método h-AMR em problemas hidrodinâmicos e obtiveram sucesso, (COOKE *et al.*, 2014; LÓPEZ-HERRERA; POPINET; CASTREJÓN-PITA, 2018; POTGIETER *et al.*, 2021; MATSUSHITA; TAKAYUKI, 2021; XIA *et al.*, 2021), e compararam as soluções obtidas através do h-AMR com as obtidas através de malhas estáticas altamente refinadas, observando-se que o h-AMR produziu resultados com uma correlação muito melhor com os dados experimentais.

Cooke *et al.* (2014), utilizaram, dentro do *software* OpenFOAM, o método h-AMR para simular o escoamento de filmes líquidos em contato com o CO₂, seguindo a interface gás-líquido.

López-Herrera, Popinet e Castrejón-Pita (2018) utilizaram as bibliotecas de código aberto da plataforma Basilisk para realizar um estudo numérico com malhas adaptadas através do método h-AMR, em um problema de escoamentos viscoelásticos bidimensional e bifásico, com estratégias para aumentar a estabilidade do cálculo através do *time-split scheme* de Hao e Pan (2007).

Matsushita e Takayuki (2021) simularam escoamentos bifásicos gás-líquido com baixo número de Mach e método AMR aplicado à interface destes fluidos, utilizando-se também o solucionador Basilisk.

Potgieter *et al.* (2021) utilizaram adaptatividade dinâmica de malha para reduzir os custos computacionais, sem haver perdas na precisão das soluções, na simulação de *slug flow* através do Ansys Fluent, com a adaptação realizada com base na interface líquido-vapor do fluido simulado por exigir, conforme os autores, elevado

custo computacional, limitando a maioria dos estudos a discretização de domínios axissimétricos bidimensionais. Conforme os autores, o refinamento foi realizado a cada 5 passos de tempo, com 3 níveis de refinamento e 4 células refinadas em cada lado da interface e as simulações permitiram a obtenção de resultados com erro máximo de 6.7%, a malha foi refinada na região de interesse e houve uma quantidade 1.6% inferior de elementos que a malha do caso de referência considerado, fatos que podem permitir a simulação tridimensional do caso abordado.

Xia, *et al.* (2021) utilizou adaptatividade de malha poliédrica não estruturada (*PUMA*) e um modelo híbrido de turbulência para simular problemas transientes de combustão industrial por meio do Ansys Fluent. Objetivou-se refinar a malha nas regiões de gradientes elevados de temperatura, velocidade, entre outras variáveis e conseguiram-se reduções de 30 a 70% do total de células da malha quando comparadas a casos de referência, sem perder a qualidade das soluções, concluindo-se que através da aplicação do método é possível iniciar as simulações com malhas grosseiras e de baixa qualidade, porque haverá o refinamento nas regiões críticas do escoamento, como as zonas de reação, cisalhamento e circulação de fluxo, mantendo-se a precisão dos resultados com custo computacional inferior.

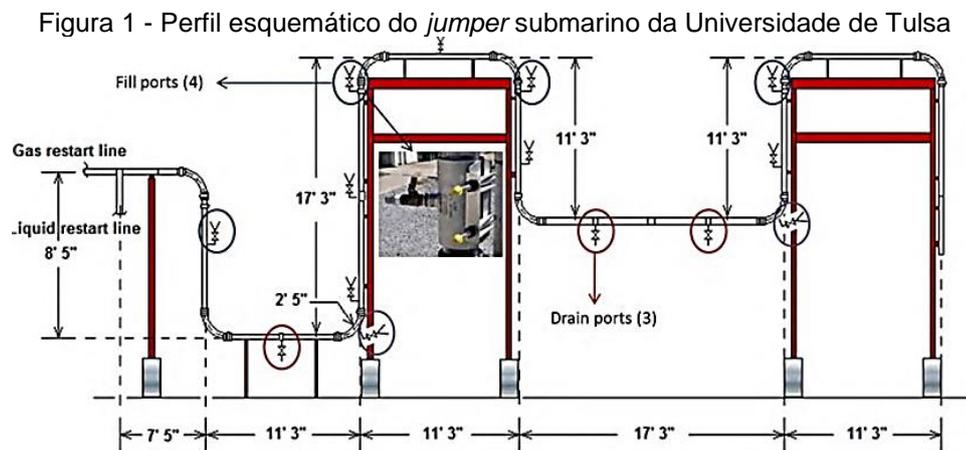
4 METODOLOGIA

Neste estudo foi utilizada uma abordagem de volumes finitos centrados na célula, através do *software* comercial Ansys Fluent, para simular dois problemas de injeção de monoetilenoglicol em dutos do sistema de produção de petróleo, que são o caso de deslocamento miscível desta substância como inibidor termodinâmico de hidratos (THI) em um *jumper* submarino (SOLANO, 2010), efetuada neste estudo como metodologia de validação da utilização da ferramenta computacional e o caso de injeção da substância como solvente de inibidores de incrustação em um duto do sistema de produção de petróleo. Para construir a geometria dos dutos foi utilizada a ferramenta CAD *SpaceClaim* e utilizou-se o gerador de malha *Mesh*, que é o gerador padrão do *Workbench* da Ansys.

4.1 DESLOCAMENTO MISCÍVEL DE MONOETILENOGLICOL EM UM *JUMPER* SUBMARINO

Solano (2010) simulou o deslocamento miscível do inibidor termodinâmico de hidratos (THI) monoetilenoglicol (MEG) durante a operação de reinício de um *jumper* submarino, com metade da carga e carga total de água doce, aplicando-se o modelo de transporte de espécies sem reação no Ansys Fluent em 2D, reproduzindo-se as condições executadas em uma atividade experimental realizada na Universidade de Tulsa.

A Figura 1 apresenta um perfil esquemático do *jumper* submarino a Universidade de Tulsa.



Fonte: Volk (2013).

O equipamento é descrito como um duto de policarbonato com diâmetro de 3 polegadas e comprimento aproximado de 100 pés, que possui doze portas de amostragem nas quais realiza-se a verificação da concentração da substância durante o escoamento.

Neste estudo, foram reproduzidas as simulações de escoamento laminar, em regime transiente, realizadas por Solano (2010) para o *jumper* com carga total de água doce, conforme as velocidades de injeção, passos de tempo, tempos de escoamento e número de Reynolds apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Velocidades de injeção, passos de tempo, tempos de escoamento e número de Reynolds

Velocidade de injeção (ft/s)	Passo de tempo (s)	Tempo de escoamento (min)	Número de Reynolds
0,2	0,01	6,82	305,92
0,45	0,01	3,41	688,32
0,91	0,01; 0,1 e 1	1,70	1391,94

Fonte: A Autora

Nota: Adaptado de Solano (2022).

A Tabela 2 apresenta as propriedades físicas do monoetilenoglicol.

Tabela 2 - Propriedades físicas do monoetilenoglicol

Densidade (g/cm³)	1,113
Viscosidade (poise)	0,169
Peso molecular (g/gmol)	62,07
Temperatura de referência (°C)	25

Fonte: A Autora

Nota: Adaptado de Solano (2022).

As condições de contorno para estas simulações são:

Entrada de MEG: Velocidades apresentadas na Tabela 1, fração mássica de MEG igual a 0,8.

Saída do jumper: Pressão manométrica igual a 1 atm.

Paredes do jumper: Paredes estacionárias, condição de não deslizamento, temperatura igual a 25 °C.

Como condições iniciais, estabeleceu-se a fração mássica de MEG e as velocidades axial e transversal iguais à zero em todo o domínio.

As propriedades da mistura MEG-água foram descritas da seguinte forma:

Densidade: Lei de mistura ponderada pelo volume.

Viscosidade: Lei de mistura ponderada pela massa.

Difusividade: Constante e igual a $4,2 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$.

Temperatura de referência: Lei de mistura ponderada pela massa.

4.2 INJEÇÃO DE MONOETILENOGLICOL EM UM DUTO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Neste caso, o monoetilenoglicol, dosado como solvente de inibidores de incrustação, é injetado através de um sistema dedicado via válvula de injeção química de fundo (VIQ), na mistura de óleo e água, em um duto do sistema de produção de petróleo. Conforme Stewart-Liddon *et al.* (2014), a VIQ é uma válvula de retenção cujas funções são controlar a pressão de injeção de produtos químicos *downhole* e não permitir o escoamento dos fluidos do poço para o interior da linha de injeção capilar.

Análises laboratoriais são realizadas na indústria de petróleo para verificar o desempenho e eficiência deste tipo de equipamento porque a ocorrência de falhas no comportamento proporciona o descontrole da injeção, ocasionando corrosão e *gunking* químico, fatores que promovem entupimentos e bloqueios no sistema de produção (GOODWIN *et al.*, 2012; STEWART-LIDDON *et al.*, 2014).

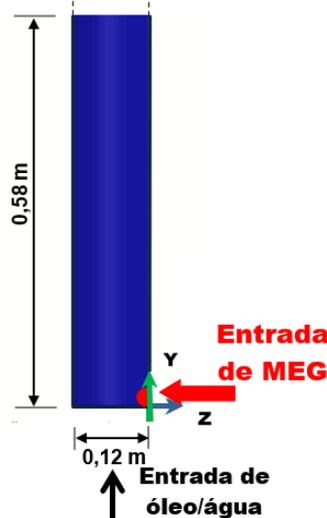
Stewart-Liddon *et al.* (2014) realizaram análises laboratoriais sobre o comportamento de cinco válvulas de injeção química, verificando-se que as mesmas não estão apresentando vedação eficaz no fechamento, permitindo-se o escoamento dos produtos químicos injetados mesmo quando a diferença entre a pressão da linha de injeção e o poço é inferior a pressão de fechamento da válvula, destacando-se também que em algumas delas o desempenho é degradado após a execução de testes repetitivos.

Nesta pesquisa é analisada a injeção de monoetilenoglicol através de válvulas reais, sob as quais, análises laboratoriais permitiram verificar que se pode não estar atendendo a requisitos de constância de vazão, pressão e repetibilidade de comportamento e por isso, há a necessidade do estudo da distribuição deste solvente por não haver garantia de que a inibição das incrustações está sendo realizada de forma adequada para que o duto esteja protegido.

Para esta análise foi considerado um duto com comprimento total de aproximadamente 10 km e diâmetro interno igual a 0,12 m. O diâmetro de entrada do MEG é igual a $1,01 \times 10^{-2} \text{ m}$, que corresponde ao diâmetro do orifício das válvulas de

injeção química consideradas. Nas simulações numéricas foi analisado um trecho de 50 m de comprimento deste duto, a partir do ponto de realização desta injeção, conforme a Figura 2.

Figura 2 - Representação esquemática de uma seção longitudinal das entradas de MEG e de óleo-água no duto



Fonte: A Autora (2022).

Através do *software* comercial Ansys Fluent, foram simulados, utilizando-se malha estática, doze casos de escoamento bifásico e bicomponente resultante da injeção descrita. Quatro casos correspondem as velocidades ideais e constantes sob as quais as duas destas válvulas, neste estudo identificadas como válvula 1 e válvula 2, deveriam estar realizando a injeção de monoetilenoglicol:

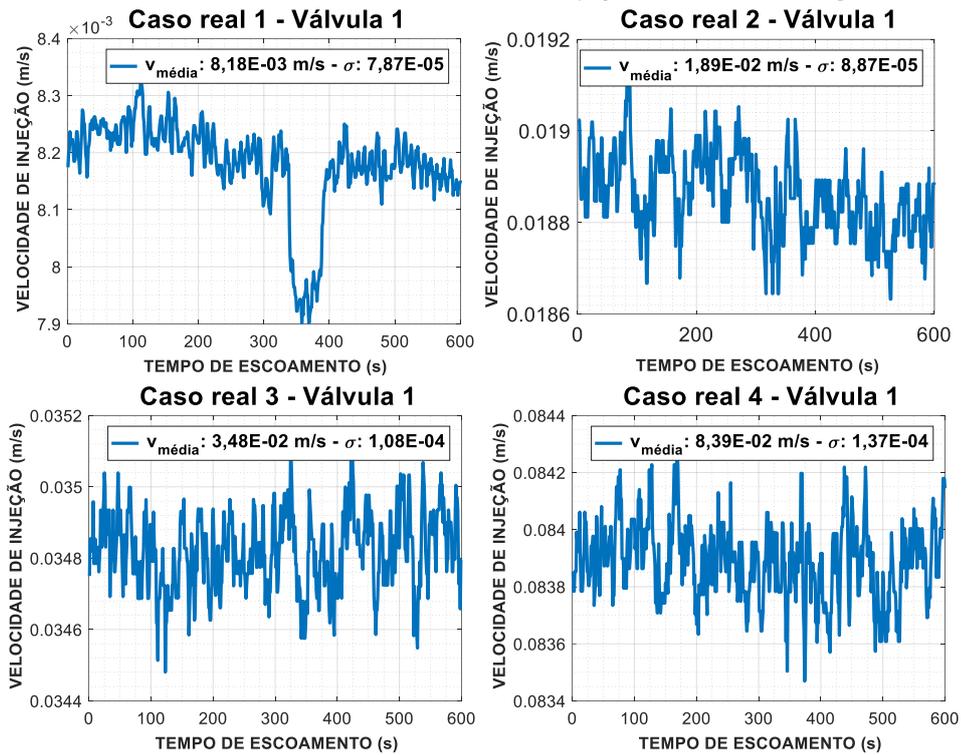
- Caso ideal 1: $6,93 \times 10^{-3}$ m/s
- Caso ideal 2: $1,73 \times 10^{-2}$ m/s
- Caso ideal 3: $3,47 \times 10^{-2}$ m/s
- Caso ideal 4: $8,32 \times 10^{-2}$ m/s

e oito casos de perfil transiente de velocidades reais sob os quais duas destas válvulas estão realizando a injeção.

Comparam-se os resultados da predição do deslocamento de MEG no duto quando a injeção é realizada de forma sob a velocidade ideal, com os casos de injeção sob os perfis de velocidade reais.

O Gráfico 1 apresenta os perfis de velocidade reais de injeção da válvula 1, em que constam também a velocidade média de injeção ($v_{média}$) e o desvio padrão (σ).

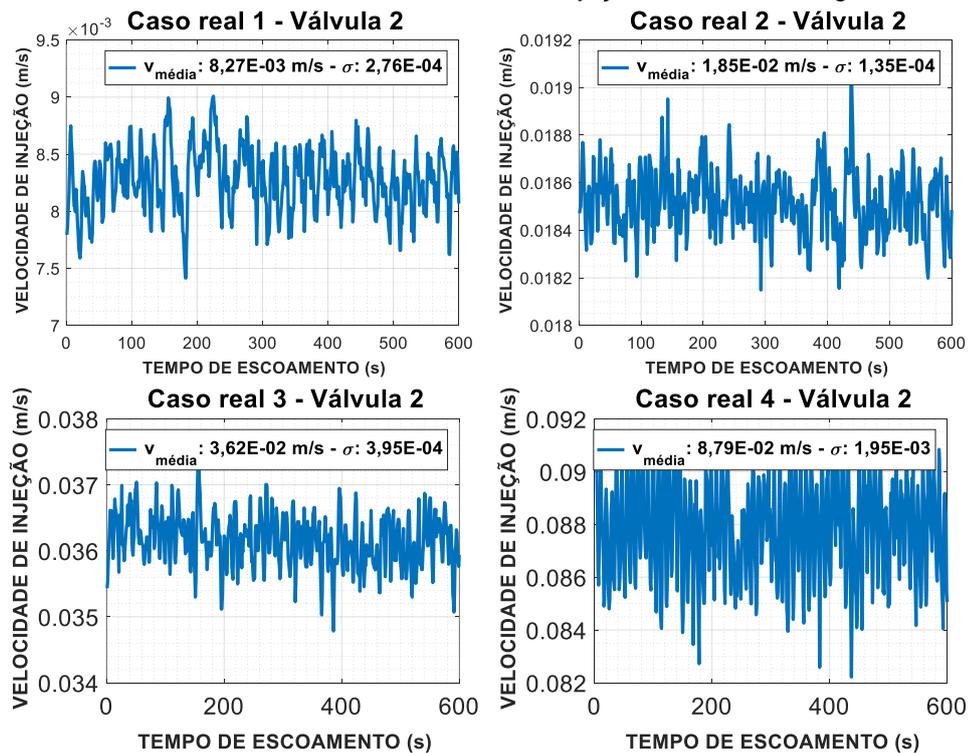
Gráfico 1 - Perfis transientes de velocidades reais de injeção de monoetilenoglicol da válvula 1



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 2 apresenta os perfis de velocidade reais de injeção da válvula 2, em que constam também a velocidade média de injeção ($v_{\text{média}}$) e o desvio padrão (σ).

Gráfico 2 - Perfis transientes de velocidades reais de injeção de monoetilenoglicol da válvula 2



Fonte: A Autora (2022).

Também foram simulados quatro casos utilizando-se o método h-AMR, para melhorar a acurácia das soluções e o custo computacional e mais um caso foi simulado para obter uma solução de referência, considerando-se o erro máximo especificado.

A vazão da mistura de óleo-água é igual a $2,48 \times 10^{-2} \text{ m}^3/\text{s}$ (Sedimentos básicos e água (BSW) = 36% - vazão água/vazão líquido), o coeficiente de difusão mássica é igual a $4,2 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$, o diâmetro de gota de água-MEG considerado é igual a $6,85 \times 10^{-6} \text{ m}$, e o tempo de fluxo analisado é igual a 600 s.

Considerando-se que o MEG é solúvel em água e insolúvel em óleo, o modelo multifásico de mistura foi utilizado para calcular o transporte de óleo, como fase primária, e a mistura MEG-água como fase dispersa, e o modelo multicomponente de transporte de espécies sem reação foi utilizado para calcular o deslocamento miscível de monoetilenoglicol em água.

A Tabela 3 apresenta as propriedades físicas do MEG, óleo e água.

Tabela 3 - Propriedades físicas do monoetilenoglicol, óleo e água

Propriedade	MEG	Óleo	Água
Densidade (kg/m^3)	$1,11 \times 10^3$	$0,85 \times 10^3$	$9,99 \times 10^2$
Viscosidade ($\text{kg}/\text{m}\cdot\text{s}$)	$1,69 \times 10^{-2}$	$5,66 \times 10^{-3}$	$1,00 \times 10^{-3}$
Peso molecular (kg/mol)	$6,21 \times 10^{-2}$	$8,78 \times 10^{-2}$	$1,80 \times 10^{-2}$
Temperatura de referência (K)	$2,98 \times 10^2$	$3,53 \times 10^2$	$2,98 \times 10^2$

Fonte: A Autora (2022).

As condições de contorno para estas simulações são:

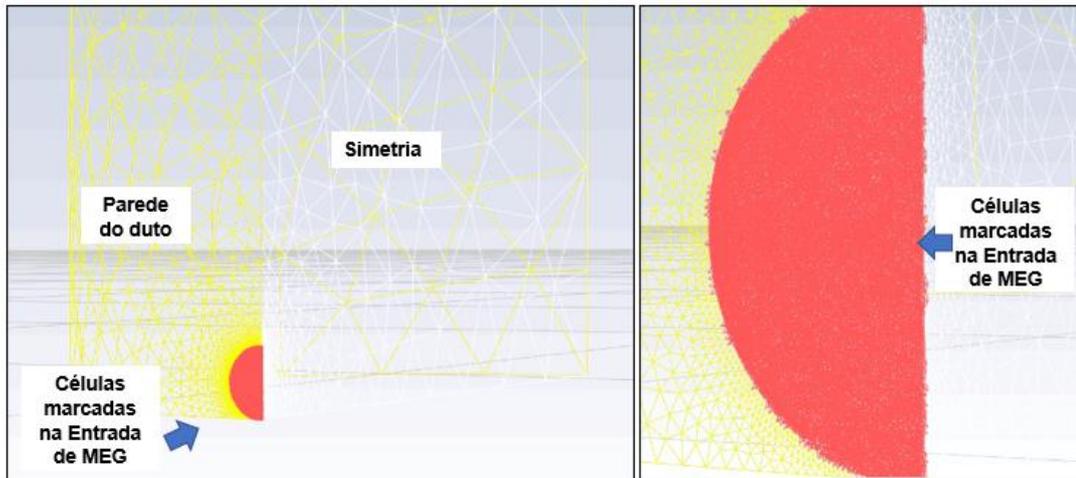
Entrada de MEG: velocidades constantes ou perfis de velocidade transientes (Gráfico 1 e Gráfico 2), temperatura igual a $3,53 \times 10^2 \text{ K}$, fração mássica MEG igual a 1, e fração volumétrica de MEG-água igual a 1.

Entrada de óleo-água: velocidade igual a 2,21 m/s, temperatura igual a 352,89 K, fração mássica de MEG igual a 0 e fração volumétrica de MEG-água igual a 1.

Saída do duto: temperatura igual a $3,52 \times 10^2 \text{ K}$, pressão manométrica igual a 3,67 MPa, fração mássica de MEG de refluxo igual a 0 e fração volumétrica de MEG-água de refluxo igual a 0.

Foi marcada a face de entrada de MEG, onde foi determinado que todas as células que compartilhassem essa face deveriam apresentar o valor da fração mássica de MEG igual a 1 e a fração volumétrica da mistura MEG-água é igual a 1. Totalizou-se em 44827 células marcadas com essa condição, conforme a Figura 3.

Figura 3 - Células marcadas para correção da fração mássica de MEG e fração volumétrica da mistura MEG-água



Fonte: A Autora (2022).

As condições de operação são a pressão de referência igual a $3,79 \times 10$ MPa em $x = y = z = 0$ m, a temperatura igual a $3,53 \times 10^2$ K, a aceleração gravitacional igual a $9,81 \text{ m/s}^2$ na direção y e a densidade operacional é o valor mínimo das densidades médias calculadas para cada fase.

A água produzida é considerada inibida da formação de incrustações se a concentração do inibidor de incrustação for superior a uma concentração mínima previamente estabelecida por análise em laboratório. Para este problema, esta concentração mínima, em termos de MEG, foi fixada em 70,05 ppm.

4.3 FORMULAÇÃO MULTIFÁSICA: O MODELO DE MISTURA

Neste estudo, modelou-se o escoamento bifásico da mistura MEG-água-óleo através de uma abordagem Euleriana, utilizando-se o modelo de mistura. Nesta abordagem, as duas fases são consideradas como continuum interpenetrante, uma fase não pode ocupar o volume da outra, e a soma das frações volumétricas das fases é igual a 1 (ANSYS, 2021). Este modelo é uma simplificação do modelo Euleriano fundamentada no pressuposto de que o número de Stokes (St) é muito menor que 1, conforme a Eq. 1:

$$St = \frac{\tau_d}{\tau_c} \ll 1 \quad (1)$$

em que τ_d é o tempo de relaxação da fase dispersa e τ_c é a escala característica de tempo de fluxo.

As equações de continuidade de massa, momento e energia para a mistura e a equação da fração volumétrica para as fases dispersas são resolvidas, e, se as fases se movem em velocidades diferentes, expressões algébricas para as velocidades relativas são resolvidas (ANSYS, 2021). Assim, a equação de continuidade para a mistura é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_m) + \nabla \cdot (\rho_m \vec{v}_m) = 0 \quad (2)$$

em que

$$\vec{v}_m = \frac{\sum_{k=1}^n \alpha_k \rho_k \vec{v}_k}{\rho_m} \quad (3)$$

e α_k , \vec{v}_k e ρ_k são a fração volumétrica, a velocidade relativa e a densidade da fase k , respectivamente. A densidade da mistura é:

$$\rho_m = \sum_{k=1}^n \alpha_k \rho_k \quad (4)$$

A equação de momento da mistura é igual à soma das equações de momentum das n fases (ANSYS, 2021):

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho_m \vec{v}_m) + \nabla \cdot (\rho_m \vec{v}_m \vec{v}_m) = & -\nabla p + \nabla \cdot \left[\mu_m \left(\nabla \vec{v}_m + \nabla \vec{v}_m^T \right) \right] + \rho_m \vec{g} + \vec{F} + \\ & + \nabla \cdot \left(\sum_{k=1}^n \alpha_k \rho_k \vec{v}_{dr,k} \vec{v}_{dr,k} \right) \end{aligned} \quad (5)$$

em que \vec{F} é a força de corpo, $\vec{v}_{dr,k}$ é a velocidade de deriva da fase secundária k , que é dada pela diferença entre \vec{v}_k e \vec{v}_m , e a viscosidade da mistura é:

$$\mu_m = \sum_{k=1}^n \alpha_k \mu_k \quad (6)$$

A equação de energia da mistura é descrita como (ANSYS, 2021):

$$\frac{\partial}{\partial t} \sum_{k=1}^n (\alpha_k \rho_k E_k) + \nabla \cdot \sum_{k=1}^n (\alpha_k \vec{v}_k (\rho_k E_k + p)) = \nabla \cdot (k_{eff} \nabla T) + S_E \quad (7)$$

em que k_{eff} é a condutividade efetiva e S_E é o termo fonte de calor volumétrico. Para a fase compressiva, tem-se:

$$E_K = h_k - \frac{p}{\rho_k} + \frac{v_k^2}{2} \quad (8)$$

em que h_k é a entalpia sensível para a fase k . Para a fase incompressível, tem-se:

$$E_K = h_k \quad (9)$$

Para a velocidade relativa \vec{v}_k , tem-se:

$$\vec{v}_{pq} = \vec{v}_p - \vec{v}_q \quad (10)$$

em que \vec{v}_p é a velocidade da fase dispersa e \vec{v}_q é a velocidade da fase contínua. Para a velocidade de deriva da fase primária p ($\vec{v}_{dr,p}$), tem-se:

$$\vec{v}_{dr,p} = \vec{v}_{pq} - \sum_{k=1}^n c_k \vec{v}_{qk} \quad (11)$$

e c_k é a fração mássica da fase k :

$$c_k = \frac{\alpha_k \rho_k}{\rho_m} \quad (12)$$

Na formulação do deslizamento algébrico, assume-se que (ANSYS, 2021):

$$\vec{V}_{pq} = \frac{\tau_p (\rho_p - \rho_m)}{f_{drag} \rho_p} \vec{a} \quad (13)$$

em que τ_p é o tempo de relaxação da partícula e \vec{a} é a aceleração da partícula da fase secundária:

$$\vec{a} = \vec{g} - (\vec{v}_m \cdot \nabla) \vec{v}_m - \frac{\partial \vec{v}_m}{\partial t} \quad (14)$$

A função de arrasto de Schiller e Naumann é descrita por (ANSYS, 2021):

$$f_{drag} = \begin{cases} 1 + 0,15Re^{0,687} & Re \leq 1000 \\ 0,0183Re & Re > 1000 \end{cases} \quad (15)$$

A equação de fração volumétrica da fase secundária p é dada por (ANSYS, 2021):

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_p \rho_p) + \nabla \cdot (\alpha_p \rho_p \vec{v}_m) = -\nabla \cdot (\alpha_p \rho_p \vec{v}_{dr,p}) + \sum_{q=1}^n (\dot{m}_{qp} - \dot{m}_{pq}) \quad (16)$$

em que \dot{m}_{qp} e \dot{m}_{pq} são os termos fonte de transferência de massa entre fases e não são considerados neste estudo.

4.4 FORMULAÇÃO MULTICOMPONENTE: O MODELO DE TRANSPORTE DE ESPÉCIES SEM REAÇÃO

Nesta pesquisa foi modelado o escoamento bicomponente formado pela mistura monoetilenoglicol-água através do modelo de transporte de espécies sem reação (ANSYS, 2021).

Neste modelo resolve-se o processo de mistura e transporte multicomponente por meio de convecção-difusão-reação. A equação de conservação para espécies químicas é expressa por:

$$\frac{\partial(\rho Y_i)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v} Y_i) = -\nabla \cdot \vec{J}_i + R_i + S_i \quad (17)$$

em que R_i é taxa líquida de produção de espécies i por reação química, ρ é a densidade das espécies, \vec{v} é a velocidade mássica, \vec{J}_i é o fluxo de difusão das espécies proporcionado pelos gradientes de concentração e temperatura, Y_i é a fração mássica das espécies, S_i é a taxa de criação por adição de fase dispersa e outros termos fonte definidos pelo usuário.

A Equação (17) é resolvida para $N - 1$ das N espécies presentes no fluido e o somatório das frações mássicas Y_i das espécies deve ser igual a 1, destacando-se que a $N - \text{ésima}$ espécie deve ser a que possuir a maior fração mássica, para que se possa diminuir o erro numérico. Assim, em escoamentos laminares, tem-se:

$$\vec{J}_i = -\rho D_{i,m} \nabla Y_i - D_{T,i} \frac{\nabla T}{T} \quad (18)$$

em que $D_{i,m}$ é o coeficiente de difusão mássica das i espécies da solução e $D_{T,i}$ é o coeficiente de difusão térmica ou coeficiente de Soret.

Neste modelo, o transporte da entalpia devido à difusão de espécies é descrito por (ANSYS, 2021):

$$\nabla \cdot \left[\sum_{i=1}^n h_i \vec{J}_i \right] \quad (19)$$

Neste estudo, considera-se que as propriedades da fase bicomponente de densidade e capacidade térmica específica são descritas pela lei de mistura ponderada por volume e lei de mistura, respectivamente, enquanto que a condutividade térmica e a viscosidade desta fase são descritas pela lei de mistura ponderada pela massa (ANSYS, 2021).

4.5 FORMULAÇÃO NUMÉRICA

Nesta seção são apresentados os métodos numéricos empregados nos dois problemas analisados nesta pesquisa. Nas simulações do deslocamento miscível de

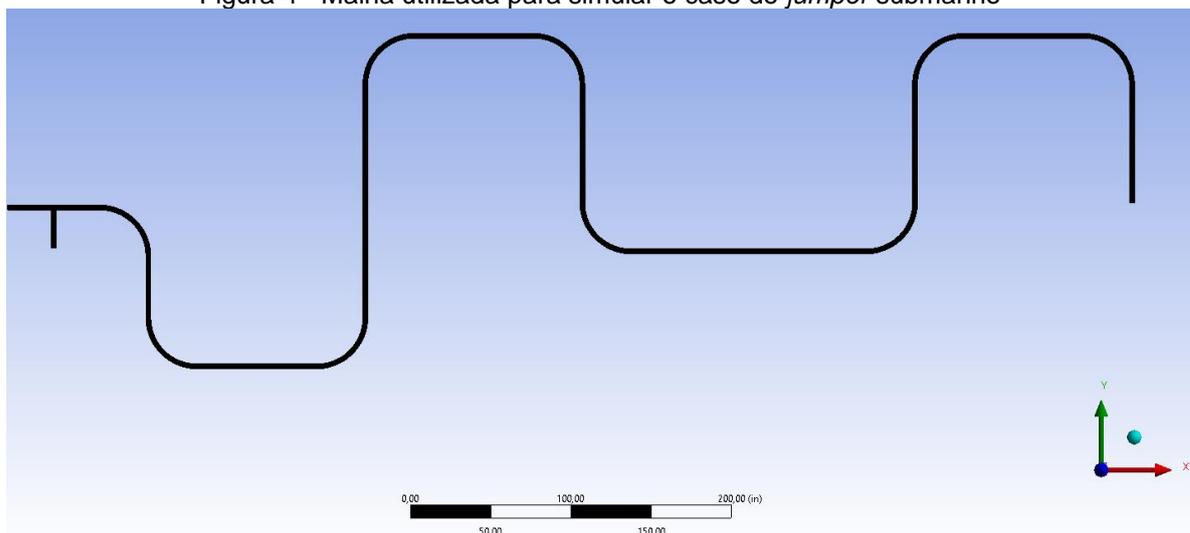
monoetilenoglicol em um *jumper* submarino utilizou-se apenas malha estática e empregaram-se os métodos de discretização utilizados por Solano (2010), enquanto que injeção de MEG em um duto do sistema de produção de petróleo foram utilizadas malhas estáticas e malhas adaptadas.

4.5.1 Formulação numérica do problema de deslocamento miscível de monoetilenoglicol em um *jumper* submarino

Nesta seção são descritos os métodos de discretização empregados por Solano (2010) e reproduzidos na presente pesquisa para realizar a simulação numérica bidimensional do escoamento miscível de monoetilenoglicol no *jumper* submarino. A malha empregada para realizar a discretização espacial do *jumper* é estática e possui 496614 volumes de controle, Figura 4.

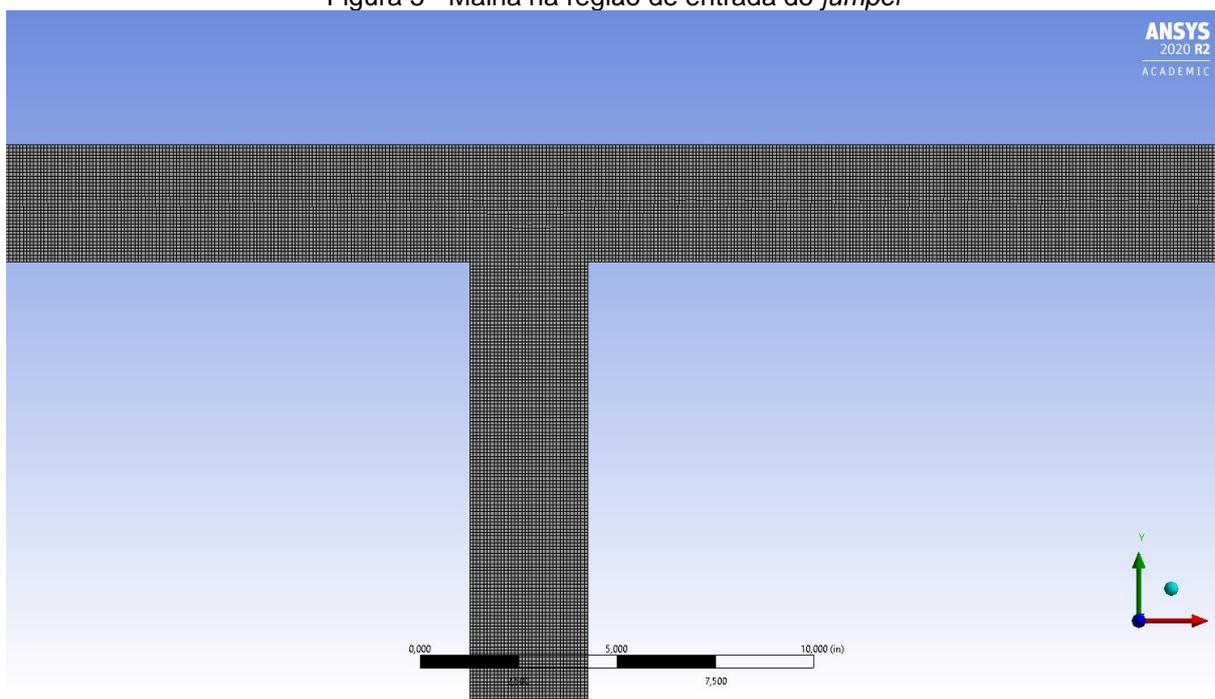
Nesta formulação utilizou-se o solucionador baseado na pressão, os termos dependentes do tempo foram discretizados utilizando-se a formulação implícita de primeira ordem e para realizar o acoplamento de pressão-velocidade foi utilizado o algoritmo *PISO* (*Pressure Implicit with Splitting of Operators*), (ANSYS, 2021; SOLANO, 2010).

Figura 4 - Malha utilizada para simular o caso do *jumper* submarino



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 5 apresenta a malha na região de entrada do *jumper*.

Figura 5 - Malha na região de entrada do *jumper*

Fonte: A Autora (2022).

Os termos advectivos das equações de convecção-difusão, momentum e energia foram discretizados através de *upwind* de segunda ordem (HIRSCH, 2007), para estimar o campo de pressão nas faces da malha foi utilizado o *PRESTO!* (*PREssure STaggering Option*), os gradientes foram calculados a partir do *Least Squares Cell-Based method* e considerou-se como critérios de convergência a redução em três ordens de magnitude dos resíduos das frações mássicas de MEG e água e das velocidades nas direções x , y e z (ANSYS, 2021; SOLANO, 2010).

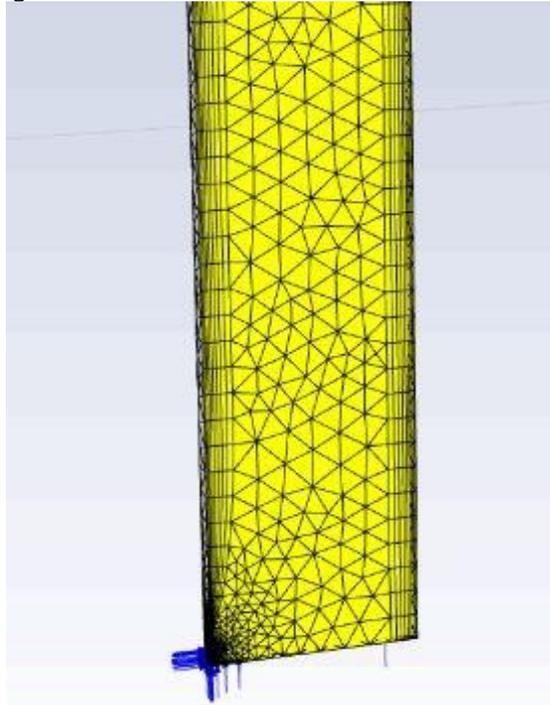
4.5.2 Formulação numérica do problema de injeção de monoetilenoglicol em um duto do sistema de produção de petróleo

Admitindo-se que a força da gravidade atua simetricamente na seção transversal, foi realizada a discretização espacial de apenas metade do duto no sentido longitudinal.

A malha de referência é estática e possui 1591056 volumes de controle, a malha das soluções iniciais é estática e possui 393164 volumes de controle e no processo adaptativo, a malha inicial possui 60963 volumes de controle.

A Figura 6 apresenta um trecho da malha do caso de referência considerado.

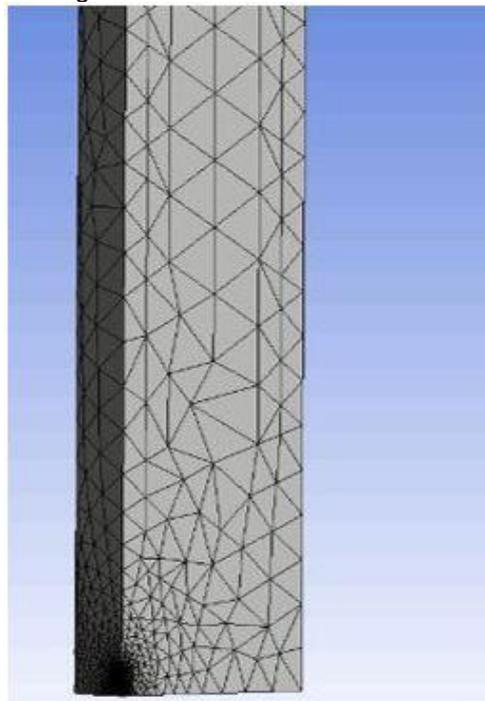
Figura 6 - Trecho da malha do caso de referência



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 7 apresenta um trecho da malha inicial.

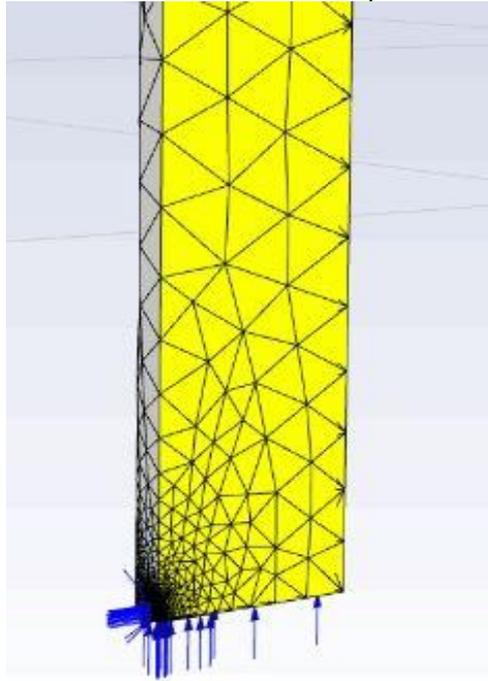
Figura 7 - Trecho da malha inicial



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 8 apresenta um trecho da malha utilizada no processo adaptativo.

Figura 8 - Trecho da malha utilizada no processo adaptativo



Fonte: A Autora (2022).

A velocidade de deslizamento da fase secundária foi descrita utilizando-se o método algébrico de Mikko, Taivassalo e Kallio (1996), e a função de arrasto de Schiller e Nauman (ANSYS, 2021) foi selecionada. Assumiu-se a formulação implícita para a equação da fração volumétrica e como limite de corte a fração volumétrica igual a $4,20 \times 10^{-6}$. Não foram modelados efeitos de transferência de massa e reações químicas. A força corporal implícita foi permitida para incluir termos de correção da força corporal na correção da pressão nas células (ANSYS, 2021).

Considerou-se como referência a simulação numérica realizada com uma malha estática com 1591056 volumes finitos tetraédricos, que apresentou um erro (e_{i1}) de aproximadamente 0,70, calculado pela expressão seguinte:

$$|e_{i1}| = (A_{cell})^{\frac{r}{2}} |\nabla f| \quad (20)$$

em que A_{cell} é a área da célula, r é o peso volumétrico do gradiente da fração mássica de MEG e ∇f é a norma euclidiana do gradiente desta fração.

Os termos advectivos das equações de convecção-difusão, momento e energia foram discretizados através de *upwind* de segunda ordem (HIRSCH, 2007).

Os termos advectivos da equação da fração volumétrica foram discretizados através do método *QUICK* (LEONARD, 1979).

Os termos difusivos foram discretizados através de *central-differenced*. Para realizar o acoplamento pressão-velocidade, foi utilizado o *pressure-based coupling algorithm*, os gradientes foram calculados a partir do *Least Squares Cell-Based method* (ANSYS, 2021), e para estimar o campo de pressão nas faces da malha, o *PRESTO!* (*PREssure STaggering Option*) foi utilizado (ANSYS, 2021). Os termos dependentes do tempo foram discretizados utilizando-se a formulação implícita de primeira ordem e considerou-se como critérios de convergência a redução em três ordens de magnitude dos resíduos das frações mássicas de MEG e água e das velocidades nas direções x , y e z (ANSYS, 2021; SOLANO, 2010).

4.5.2.1 Adaptatividade dinâmica de malha (método h-AMR)

Neste estudo, considerando-se a hipótese de que os erros mais significativos ocorrem nas regiões do domínio onde existem altos gradientes da fração mássica de monoetilenoglicol, foi utilizado o método h-AMR para obter uma malha cuja solução satisfizesse um erro (e_{i1}) igual ou menor que o erro da solução de referência, calculado a partir de Eq. (20), e a um custo computacional mais baixo.

Estabeleceu-se como critério de tolerância o erro (e_{i1}) igual a 0,12, correspondente a 10% do valor máximo calculado por e_{i1} no início da simulação. A verificação de erros foi realizada a cada 50 iterações, refinando-se a malha em regiões onde e_{i1} é superior à tolerância e engrossando-se em áreas onde e_{i1} é inferior a 10% desta tolerância.

Os casos foram simulados com o nível máximo de refinamento igual a 1, 2, 3, e 4, respectivamente. O método de adaptação da malha poliédrica não estruturada (PUMA) foi selecionado para divisão das células e é a opção padrão do Ansys Fluent.

O engrossamento da malha foi realizado através da união de células filhas para reativar uma célula pai subdividida e, portanto, a malha não possuiu a capacidade de tornar-se mais grosseira do que a original (ANSYS, 2021).

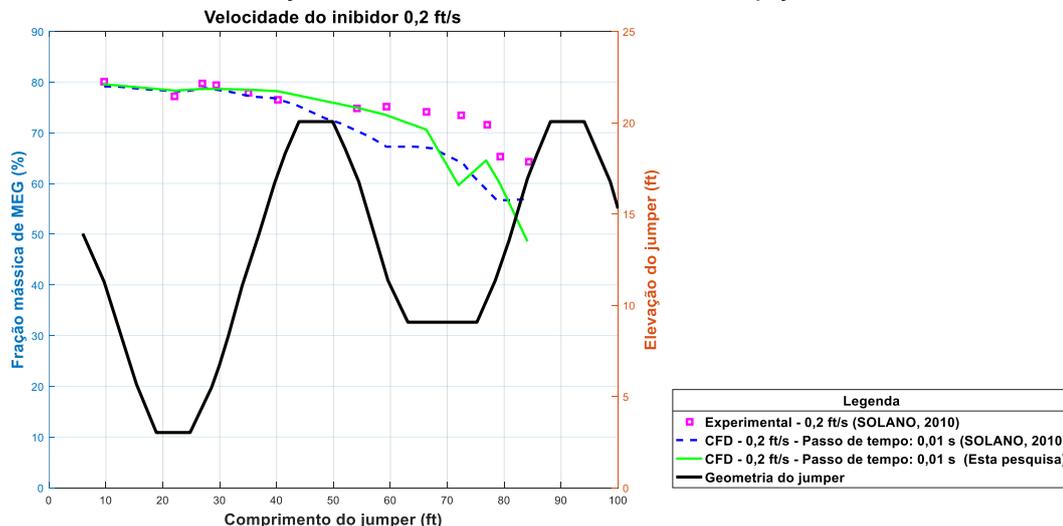
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são descritos os resultados obtidos nas simulações dos problemas de deslocamento miscível de monoetilenoglicol em um *jumper* submarino e de injeção de monoetilenoglicol em um duto do sistema de produção de petróleo. No primeiro caso apresentam-se os resultados dos casos reproduzidos, comparando-se com os resultados obtidos numericamente e experimentalmente por Solano (2010). No segundo caso, apresentam-se as soluções iniciais do estudo e a análise de casos de simulações realizadas com o método da adaptatividade dinâmica da malha. Estes resultados são comparados com o caso de referência considerado, para verificar se a quantidade prevista de solvente de inibidor injetado é suficiente para evitar a formação de incrustações.

5.1 DESLOCAMENTO MISCÍVEL DE MONOETILENOGLICOL EM UM *JUMPER* SUBMARINO - ANÁLISE DE RESULTADOS

Para verificar o deslocamento de MEG predito ao longo do *jumper* submarino foram plotados perfis de fração mássica média da substância na seção transversal, comparando-se os resultados obtidos nos diferentes passos de tempo simulados neste estudo e os resultados numéricos e experimentais obtidos por Solano (2010). O Gráfico 3 apresenta os perfis de fração mássica da substância obtidos para a velocidade de injeção de 0,2 ft/s, $t = 6,82$ min.

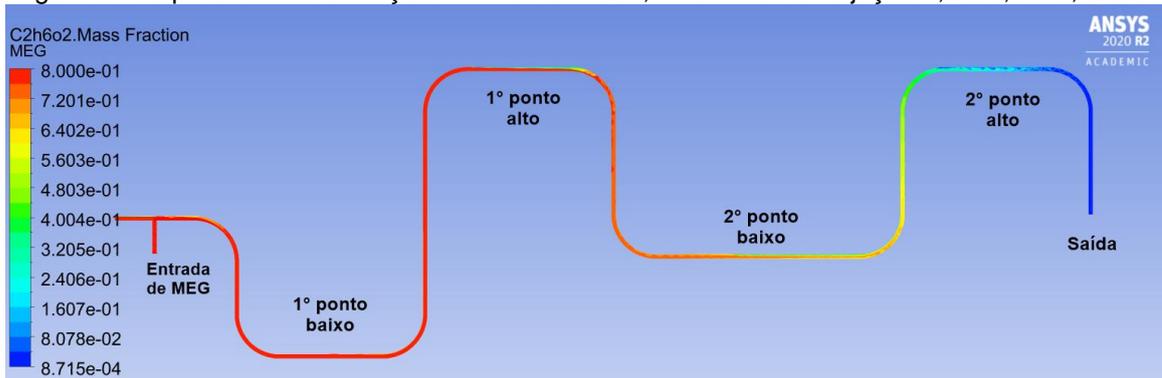
Gráfico 3 - Perfis de fração mássica de MEG - velocidade de injeção: 0,2 ft/s, $t = 6,82$ min



Fonte: A Autora (2022).

Nesta velocidade de injeção, até aproximadamente 66 ft de comprimento, os resultados desta pesquisa estão mais próximos dos experimentais do que os obtidos por Solano (2010) e, a partir desta cota, ambos os resultados numéricos apresentam erros de aproximadamente 10% com relação aos dados experimentais. A Figura 9 apresenta o mapa de cores de fração mássica de MEG, na velocidade de injeção de 0,2 ft/s, $t = 6,82$ min.

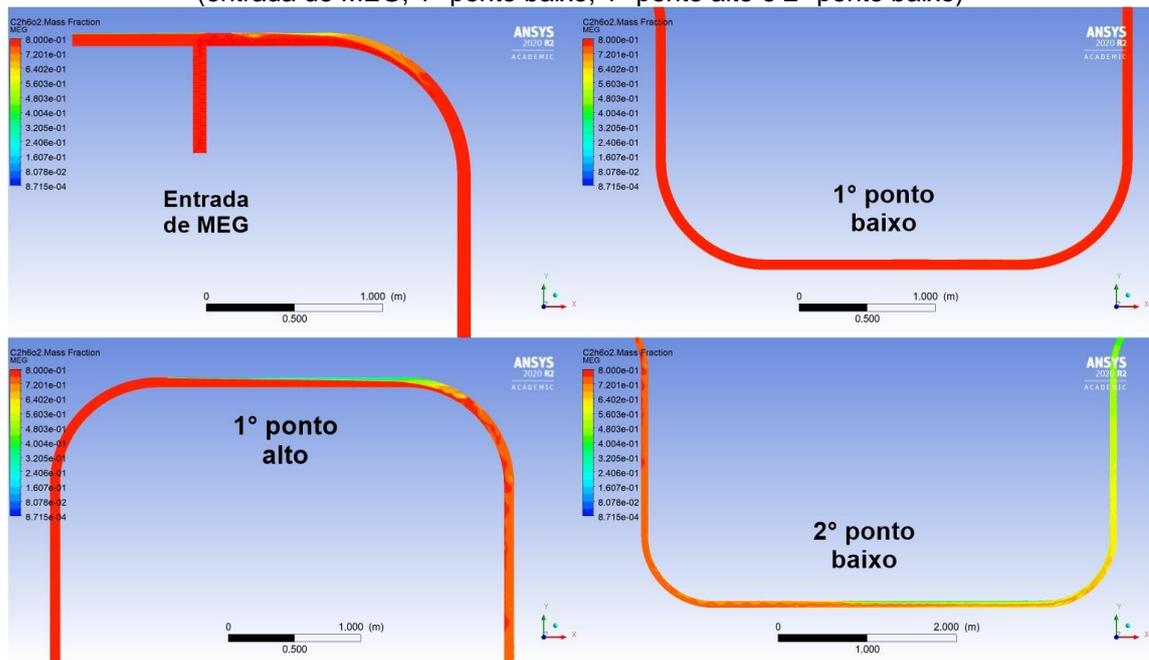
Figura 9 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,2 ft/s, $t = 6,82$ min



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 10 apresenta o mapa de cores de fração mássica de MEG, na velocidade de injeção de 0,2 ft/s, $t = 6,82$ min, na entrada de MEG, 1º ponto baixo, 1º ponto alto e 2º ponto baixo.

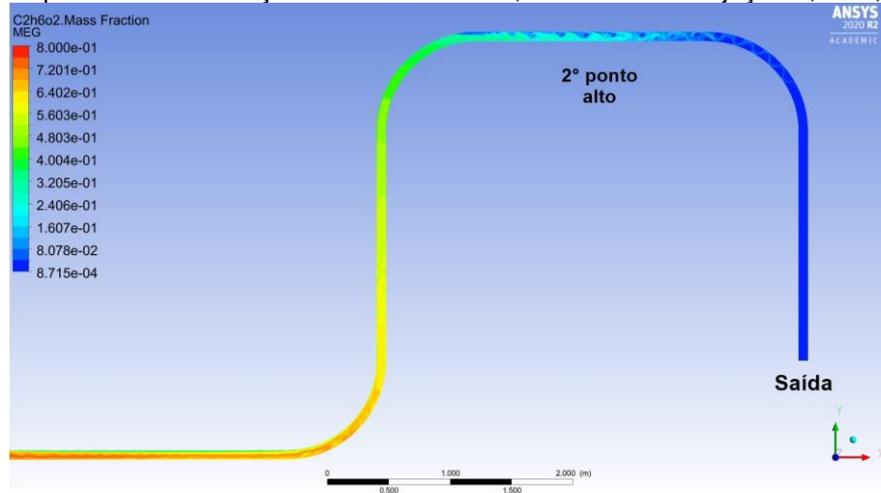
Figura 10 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,2 ft/s, $t = 6,82$ min (entrada de MEG, 1º ponto baixo, 1º ponto alto e 2º ponto baixo)



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 11 apresenta o mapa de cores de fração mássica de MEG no *jumper*, na velocidade de injeção de 0,2 ft/s, $t = 6,82$ min, no 2º ponto alto e na saída do equipamento.

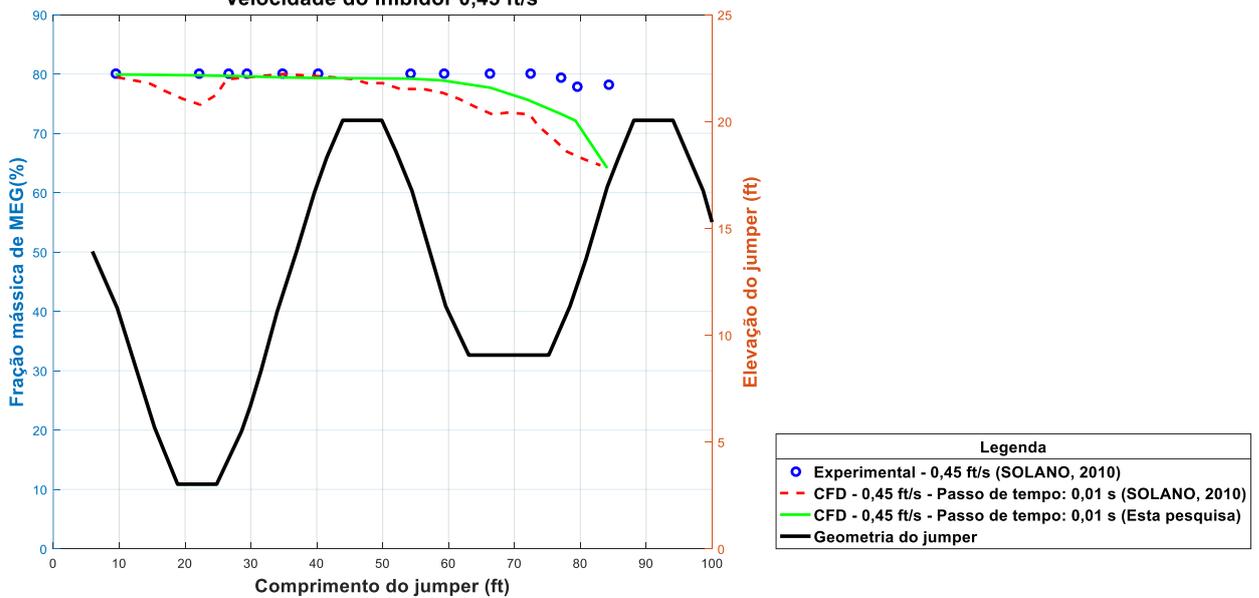
Figura 11 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,2 ft/s, $t = 6,82$ min



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 4 apresenta os perfis de fração mássica da substância obtidos para a velocidade de injeção de 0,45 ft/s, $t = 3,41$ min.

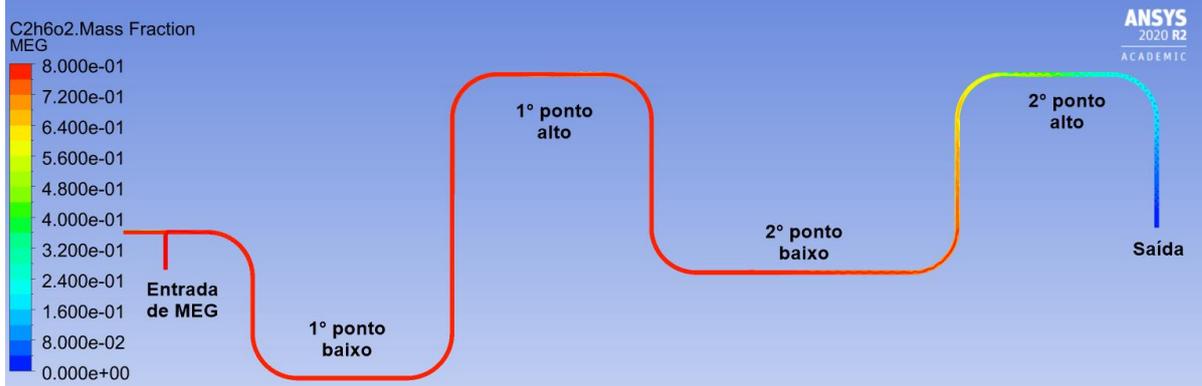
Gráfico 4 - Perfis de fração mássica de MEG - velocidade de injeção: 0,45 ft/s, $t = 3,41$ min
Velocidade do inibidor 0,45 ft/s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 12 apresenta o mapa de cores de fração mássica de MEG, na velocidade de injeção de 0,45 ft/s, $t = 3,41$ min.

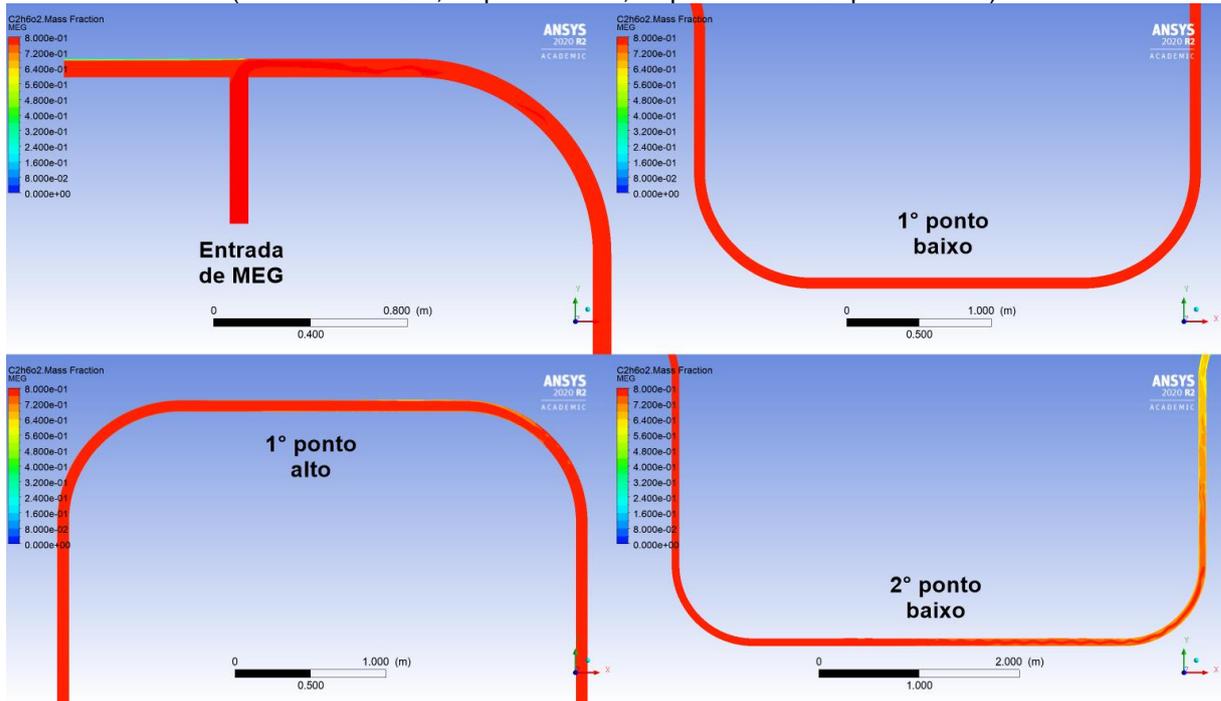
Figura 12 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,45 ft/s, $t = 3,41$ min



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 13 apresenta o mapa de cores de fração mássica de MEG, na velocidade de injeção de 0,45 ft/s, $t = 3,41$ min, na entrada de MEG, 1º ponto baixo, 1º ponto alto e 2º ponto baixo.

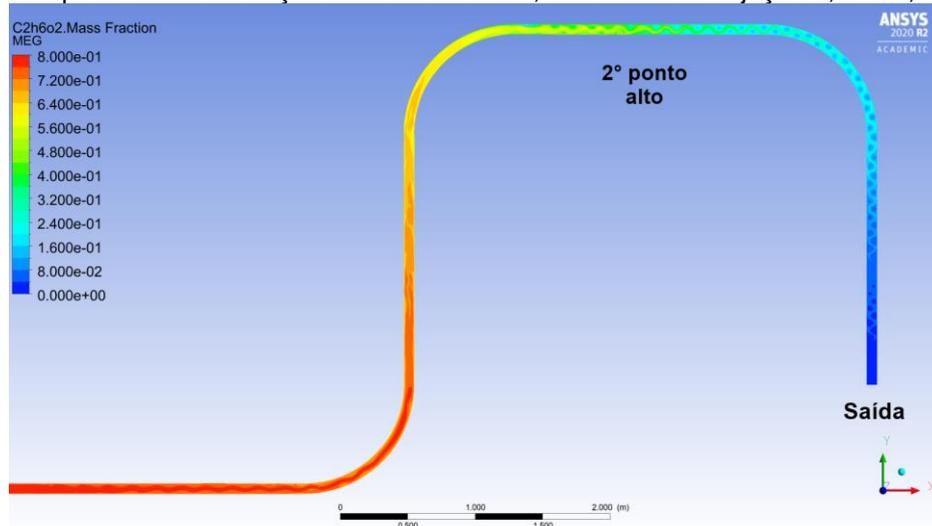
Figura 13 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,45 ft/s, $t = 3,41$ min (entrada de MEG, 1º ponto baixo, 1º ponto alto e 2º ponto baixo)



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 14 apresenta o mapa de cores de fração mássica de MEG no *jumper*, na velocidade de injeção de 0,45 ft/s, $t = 3,41$ min, no 2º ponto alto e na saída do equipamento.

Figura 14 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,45 ft/s, $t = 3,41$ min

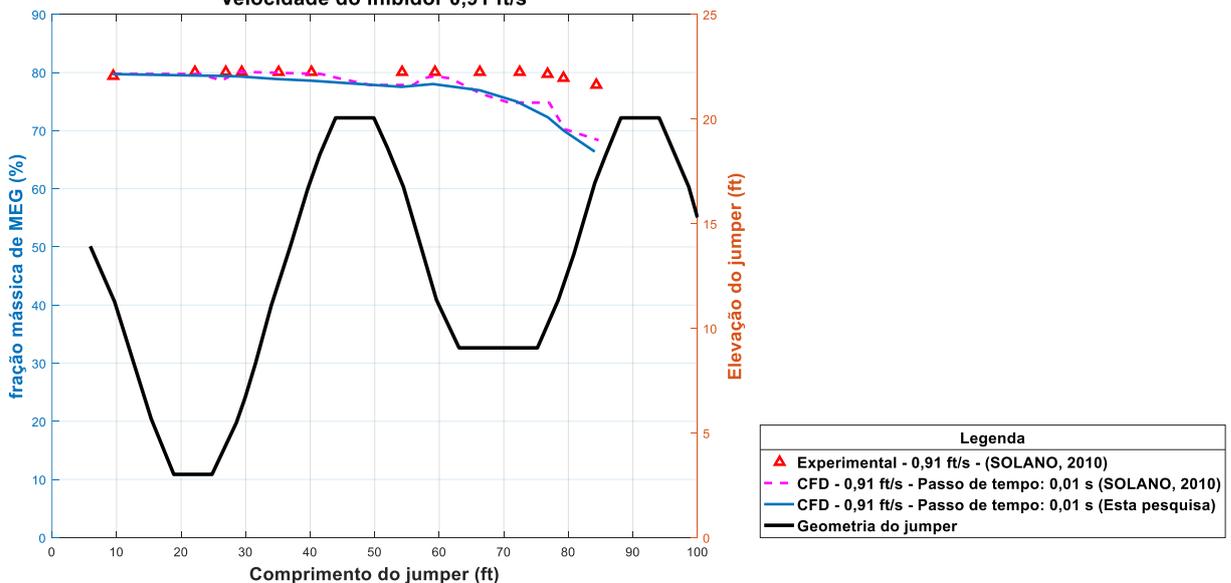


Fonte: A Autora (2022).

Ambas as simulações (esta pesquisa e Solano (2010)) apresentaram, nesta velocidade de injeção, o erro máximo de aproximadamente 14% entre os dados numéricos e os dados experimentais.

O Gráfico 5 apresenta os perfis de fração mássica da substância obtidos para a velocidade de injeção de 0,91 ft/s, $t = 1,70$ min.

Gráfico 5 - Perfis de fração mássica de MEG - velocidade de injeção: 0,91 ft/s, $t = 1,70$ min
Velocidade do inibidor 0,91 ft/s

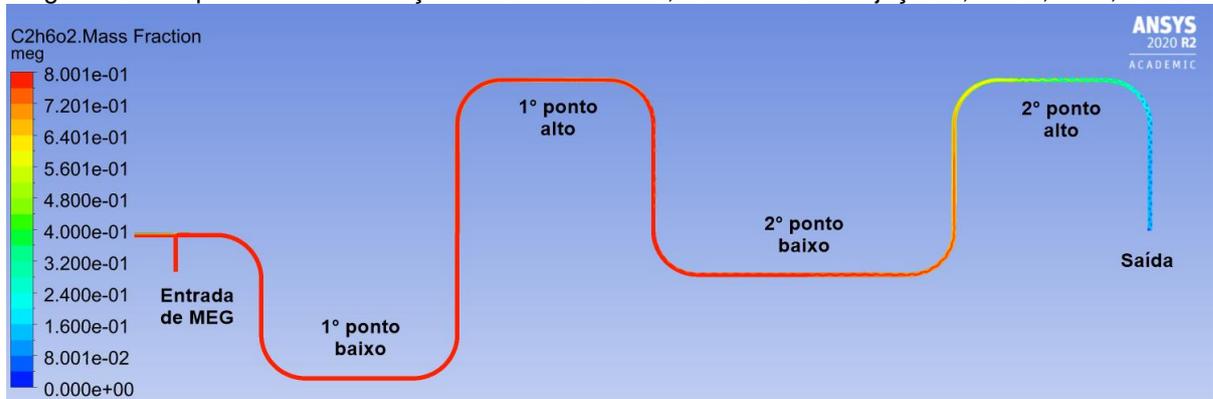


Fonte: A Autora (2022).

Nesta velocidade de injeção, Solano (2010) obteve um erro máximo de 13% entre os dados experimentais e numéricos, enquanto que, nesta pesquisa obteve-se um erro máximo de 15%.

A Figura 15 apresenta o mapa de cores de fração mássica de MEG obtida para a velocidade de injeção de 0,91 ft/s, $t = 1,70$ min.

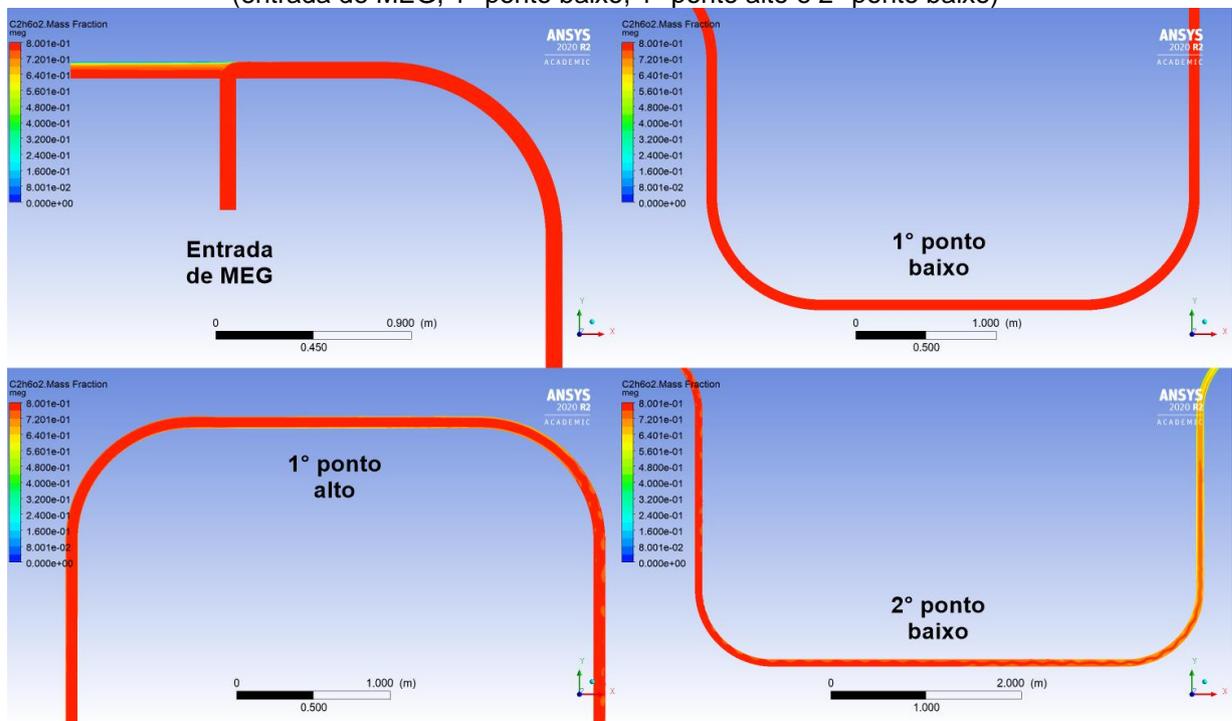
Figura 15 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,91 ft/s, $t = 1,70$ min



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 16 apresenta o mapa de cores de fração mássica de MEG, na velocidade de injeção de 0,91 ft/s, $t = 1,70$ min, na entrada de MEG, 1º ponto baixo, 1º ponto alto e 2º ponto baixo.

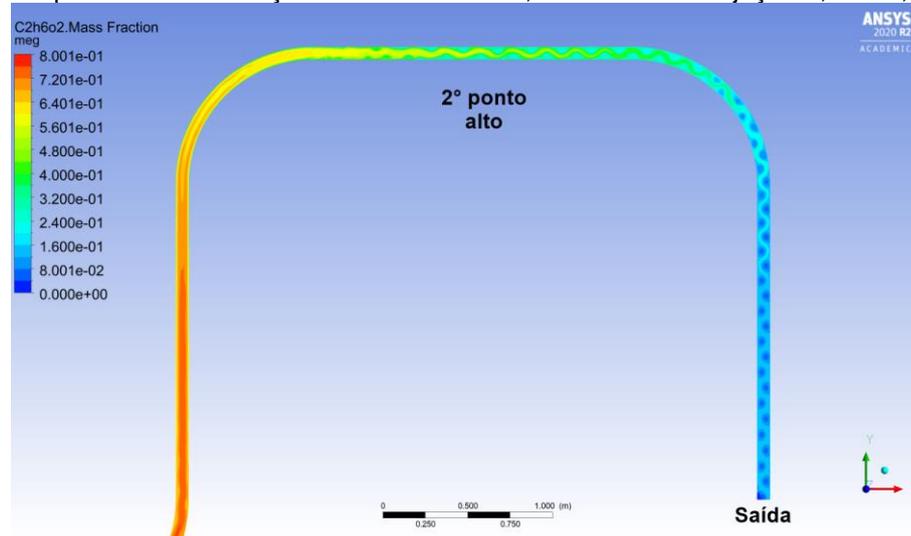
Figura 16 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,91 ft/s, $t = 1,70$ min (entrada de MEG, 1º ponto baixo, 1º ponto alto e 2º ponto baixo)



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 17 apresenta o mapa de cores de fração mássica de MEG no *jumper*, na velocidade de injeção de 0,91 ft/s, $t = 1,70$ min, no 2º ponto alto e na saída do equipamento.

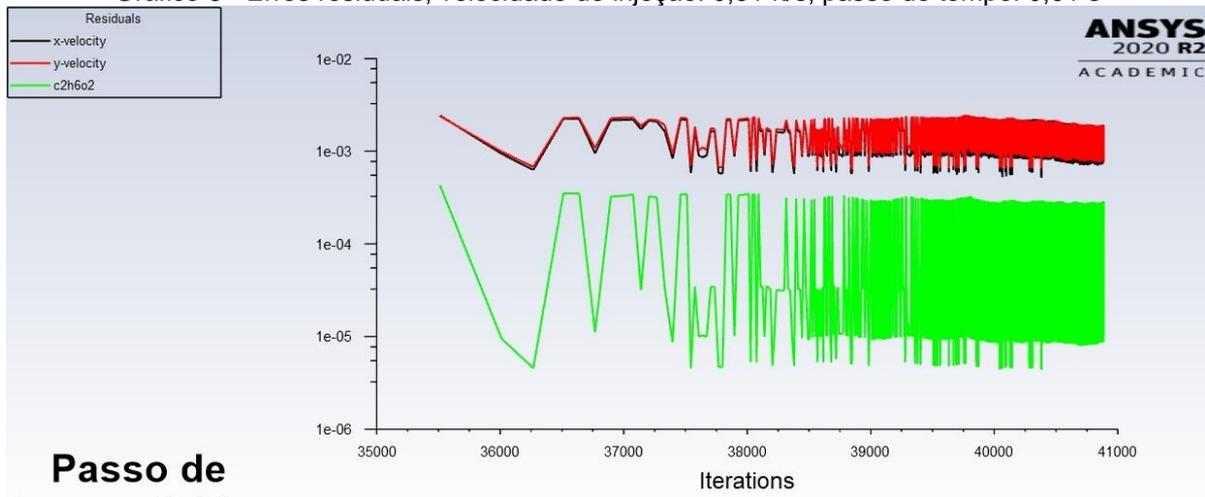
Figura 17 - Mapa de cores de fração mássica de MEG, velocidade de injeção 0,91 ft/s, $t = 1,70$ min



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 6 apresenta os erros residuais das simulações realizadas para a velocidade de injeção de 0,91 ft/s, passos de tempo iguais a 0,01 s e $t = 1,70$ min.

Gráfico 6 - Erros residuais, velocidade de injeção: 0,91 ft/s, passo de tempo: 0,01 s

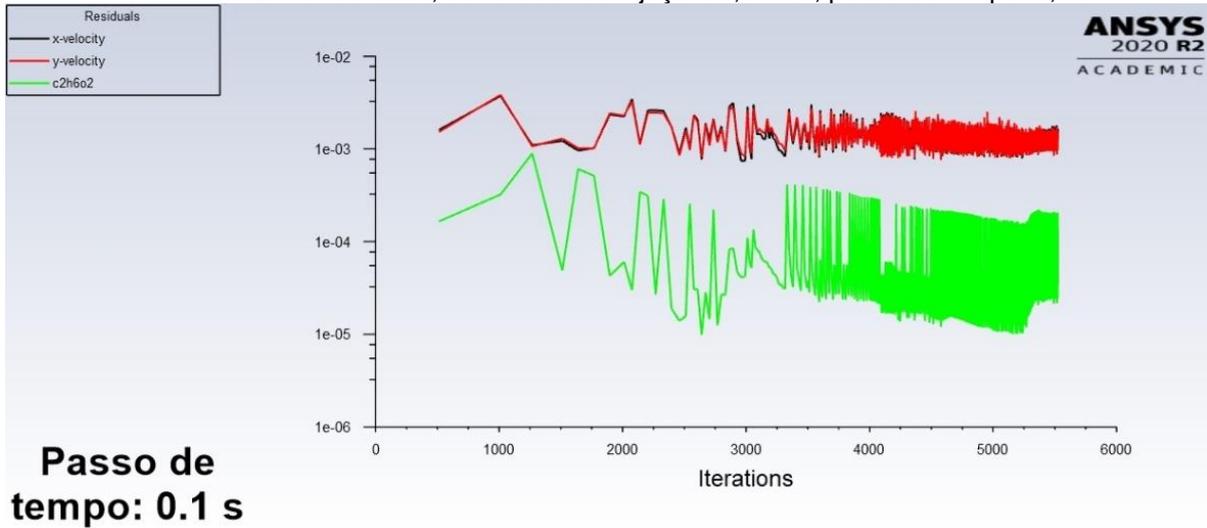


Passo de tempo: 0.01 s

Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 7 apresenta os erros residuais das simulações realizadas para a velocidade de injeção de 0,91 ft/s, passos de tempo iguais a 0,1 s e $t = 1,70$ min.

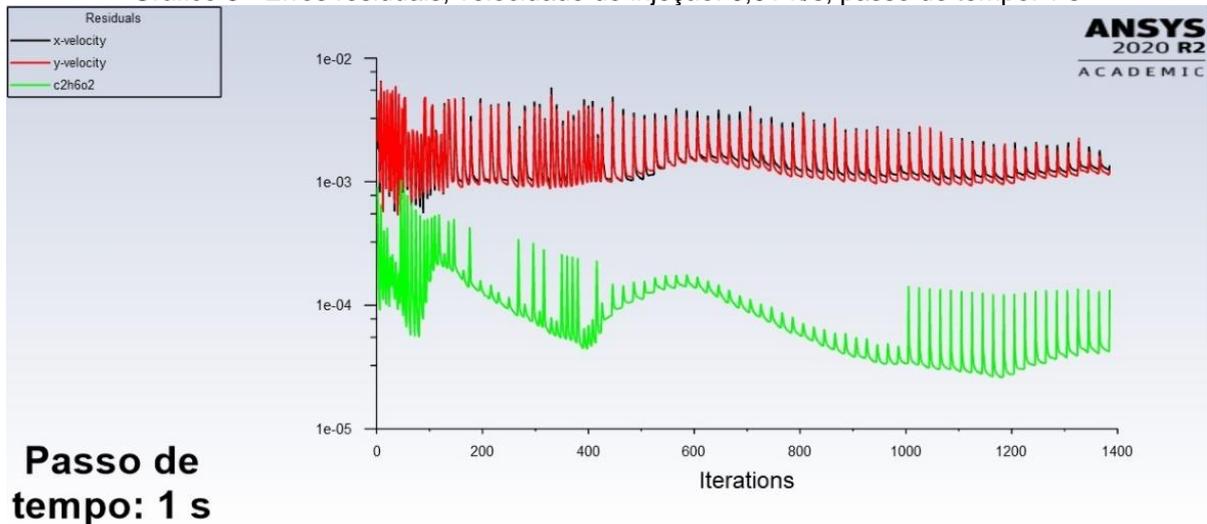
Gráfico 7 - Erros residuais, velocidade de injeção: 0,91 ft/s, passo de tempo: 0,1 s



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 8 apresenta os erros residuais das simulações realizadas para a velocidade de injeção de 0,91 ft/s, passos de tempo iguais a 1 s e $t = 1,70$ min.

Gráfico 8 - Erros residuais, velocidade de injeção: 0,91 ft/s, passo de tempo: 1 s



Fonte: A Autora (2022).

Através dos gráficos dos erros residuais analisou-se o efeito da magnitude de passos de tempo sobre a estabilidade, convergência e precisão das soluções numéricas da velocidade de injeção igual a 0,91 ft/s, através da verificação do erro residual das variáveis de interesse fração mássica de MEG e velocidades axial e transversal.

Observou-se que os passos de tempo de menor magnitude promovem a aceleração da convergência destas variáveis, mas elevam o custo computacional e a

frequência e magnitude de oscilações dos erros residuais, enquanto que os passos de tempo maiores reduzem o custo computacional e as oscilações destes erros, mas prejudicam a convergência.

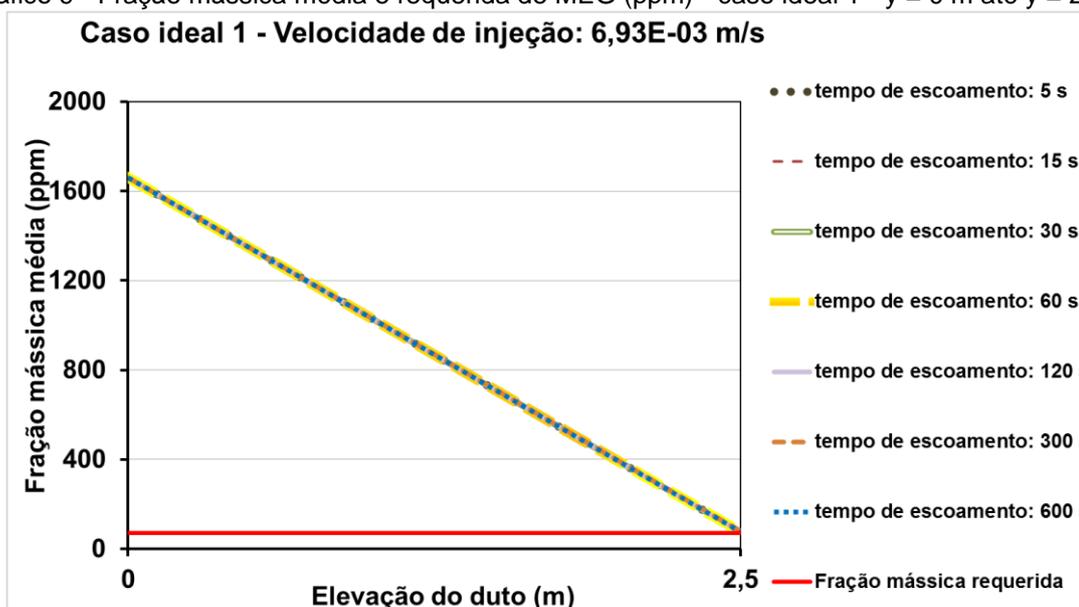
Nesta análise verifica-se que, além de haver dependência da magnitude do passo de tempo, as soluções também são dependentes da malha utilizada, sugerindo-se a realização do estudo de convergência de malha, conclusão que Solano (2010) também obteve.

5.2 INJEÇÃO DE MONOETILENOGLICOL EM UM DUTO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO - ANÁLISE DE RESULTADOS

Foram analisadas as frações mássicas médias de monoetilenoglicol nos instantes de tempo de escoamento iguais a 5, 15, 30, 60, 120, 300, e 600 s, para verificar os efeitos da inibição da formação de incrustações, considerando-se que a quantidade necessária deste solvente para a eficácia desta inibição, neste problema, é igual a 70,05 ppm.

O Gráfico 9 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso ideal 1 do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

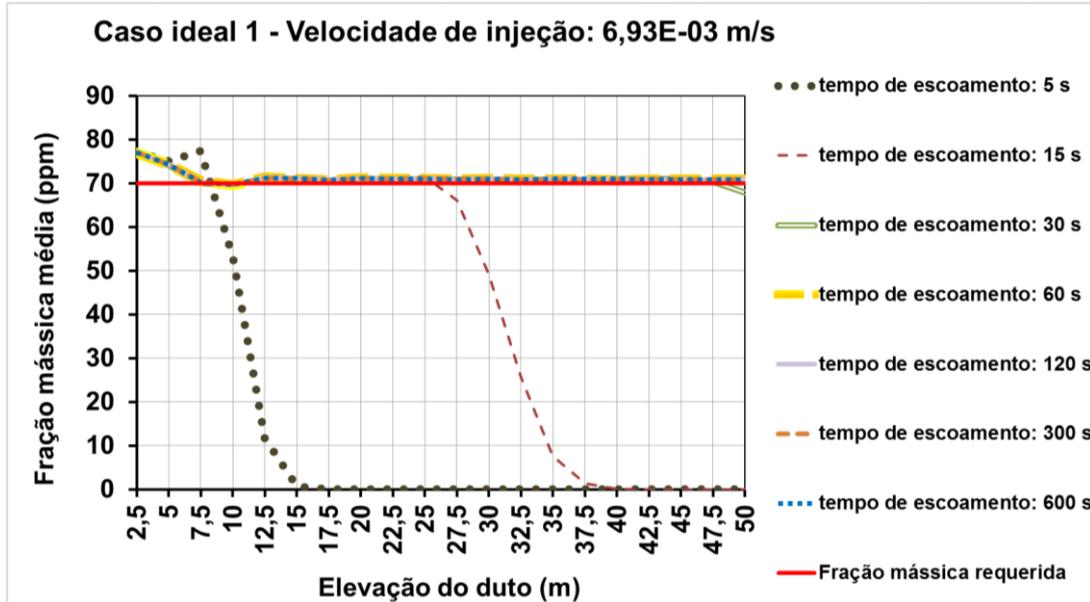
Gráfico 9 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 1 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 10 apresenta da solução inicial, para o caso ideal 1 a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

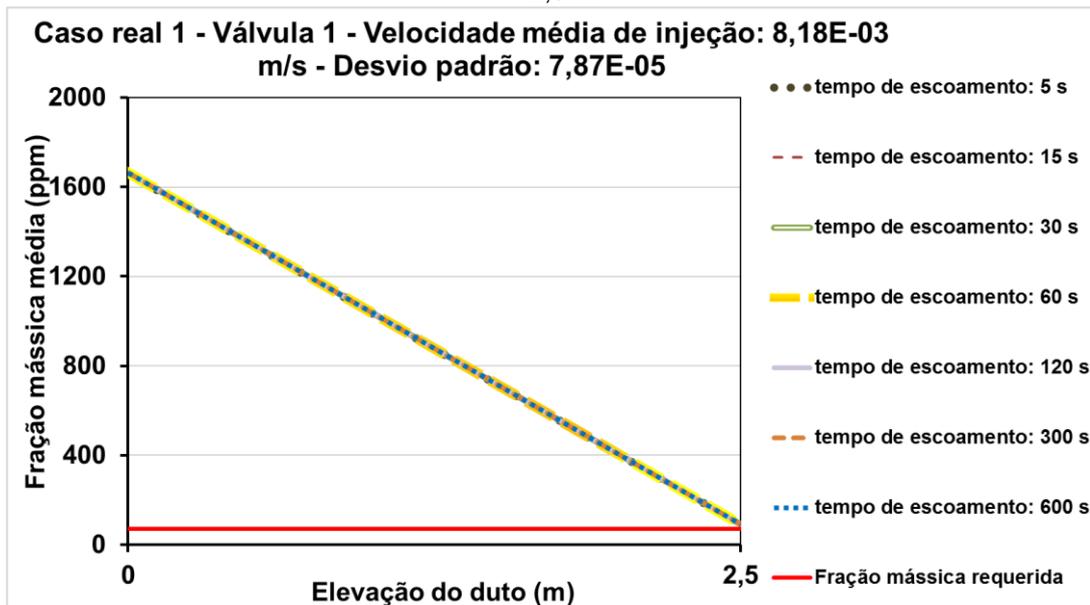
Gráfico 10 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 1 - a partir de $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 11 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 1 - válvula 1, do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

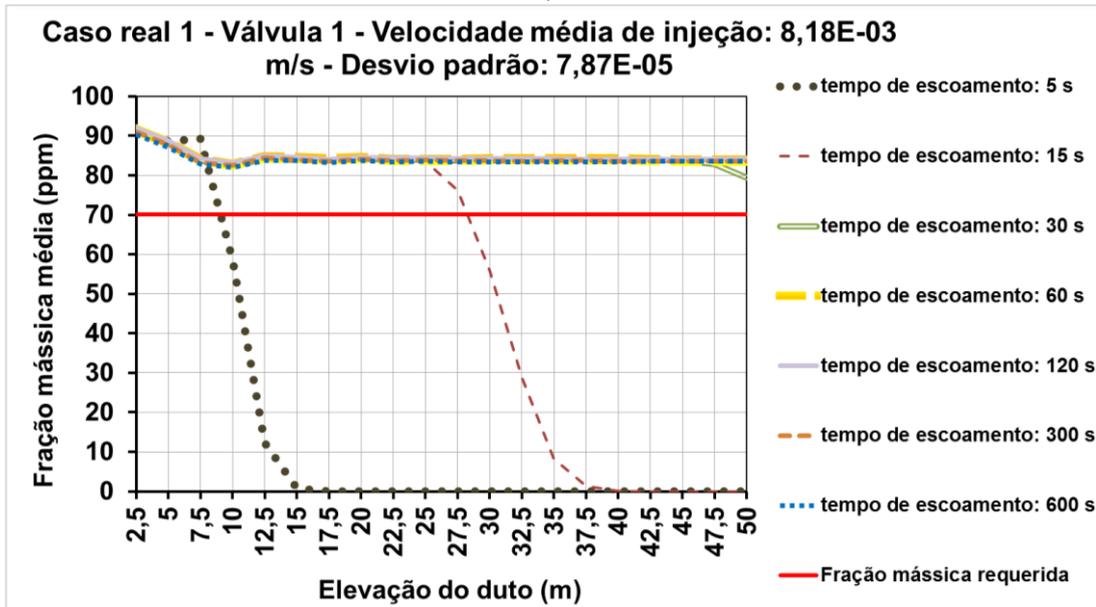
Gráfico 11 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 1 - válvula 1 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 12 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 1 - válvula 1, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

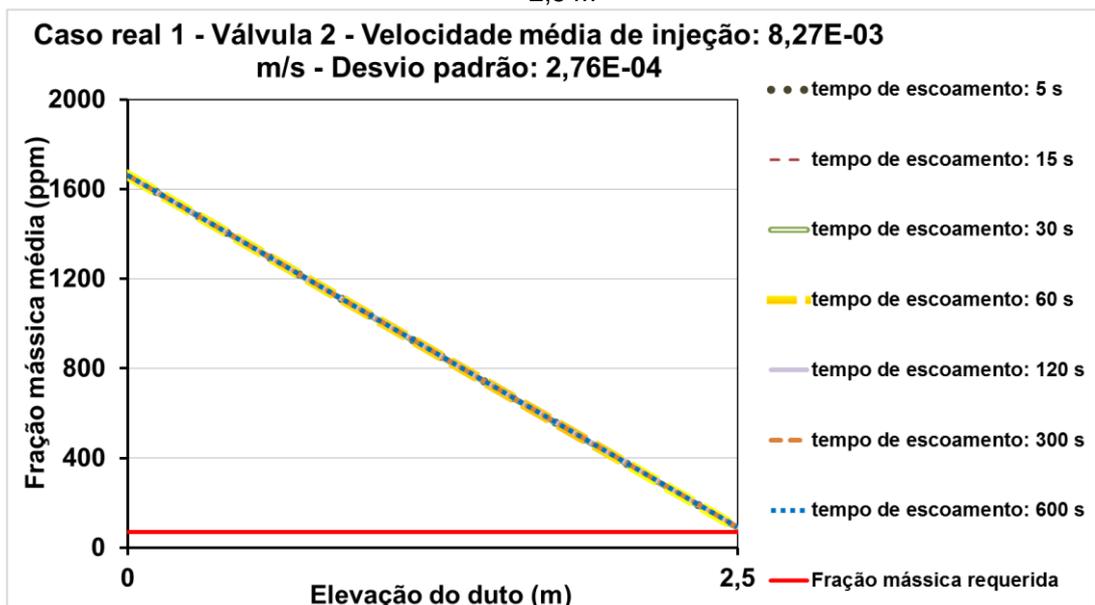
Gráfico 12 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 1 - válvula 1 - a partir de $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 13 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 1 - válvula 2 - do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

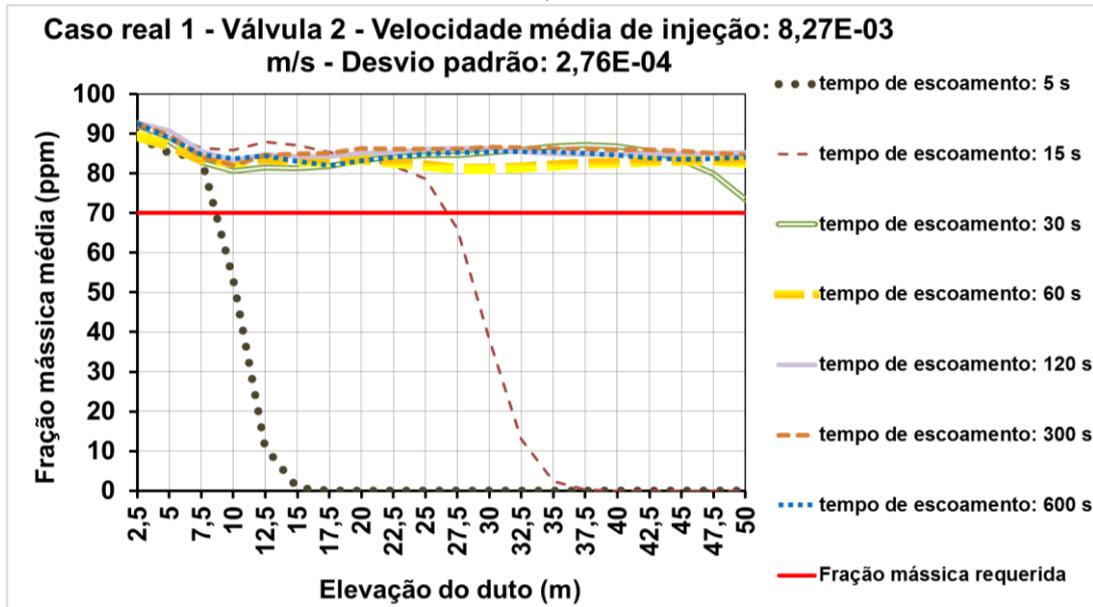
Gráfico 13 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 1 - válvula 2 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 14 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 1 - válvula 2, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

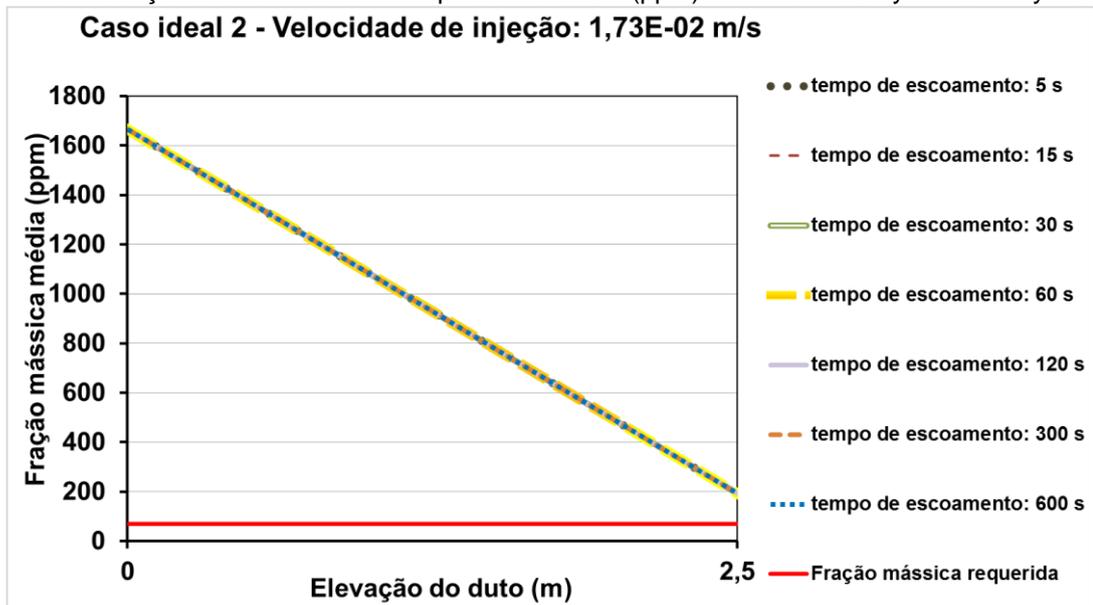
Gráfico 14 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 1 - válvula 2 - a partir de $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 15 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso ideal 2, do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

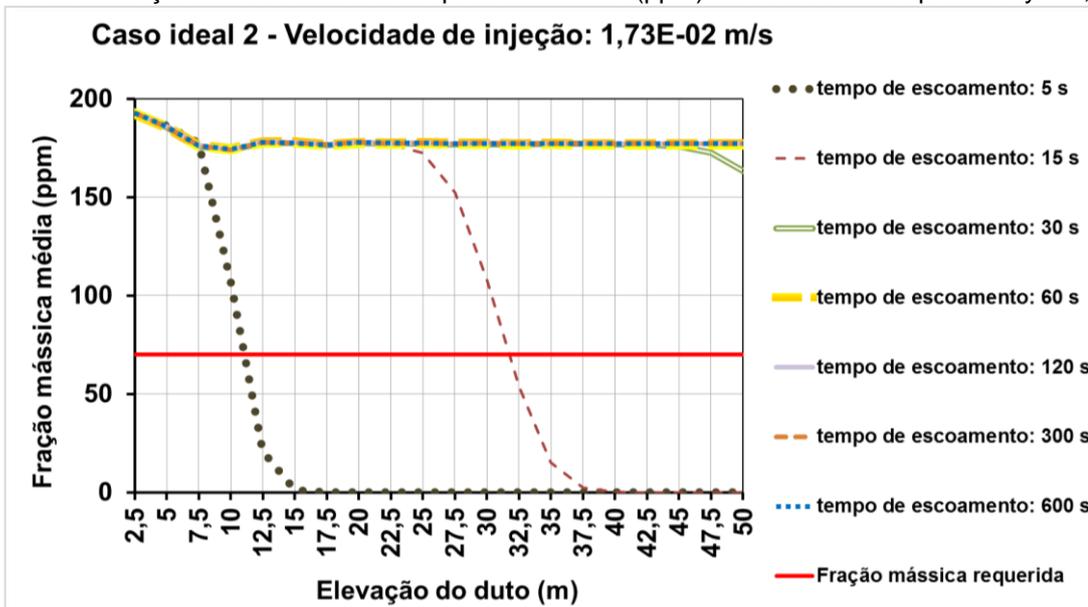
Gráfico 15 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 2 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 16 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso ideal 2, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

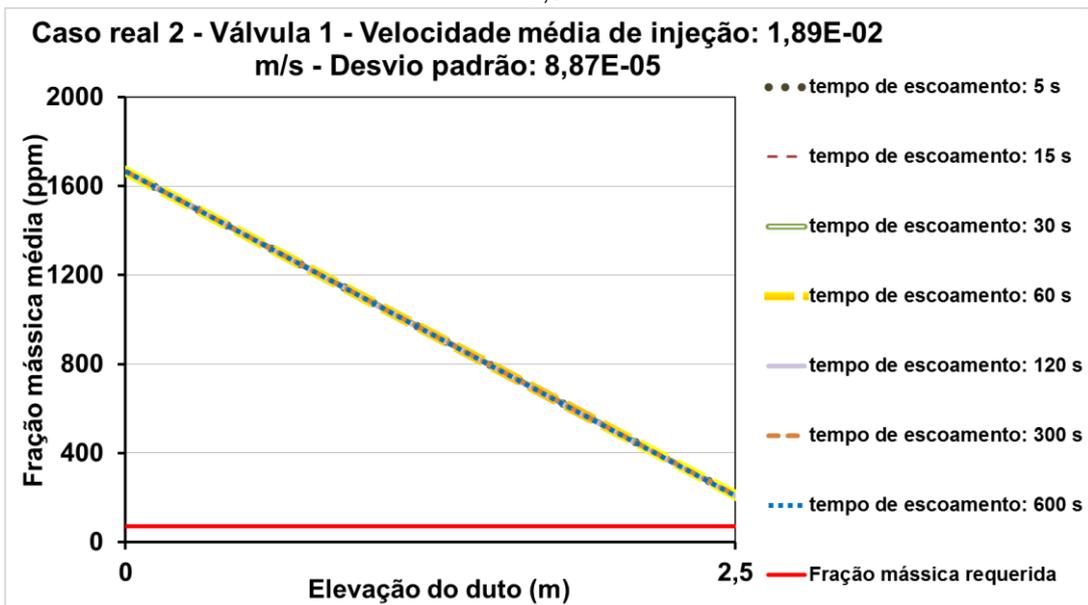
Gráfico 16 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 2 - a partir de $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 17 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 2 - válvula 1 - do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

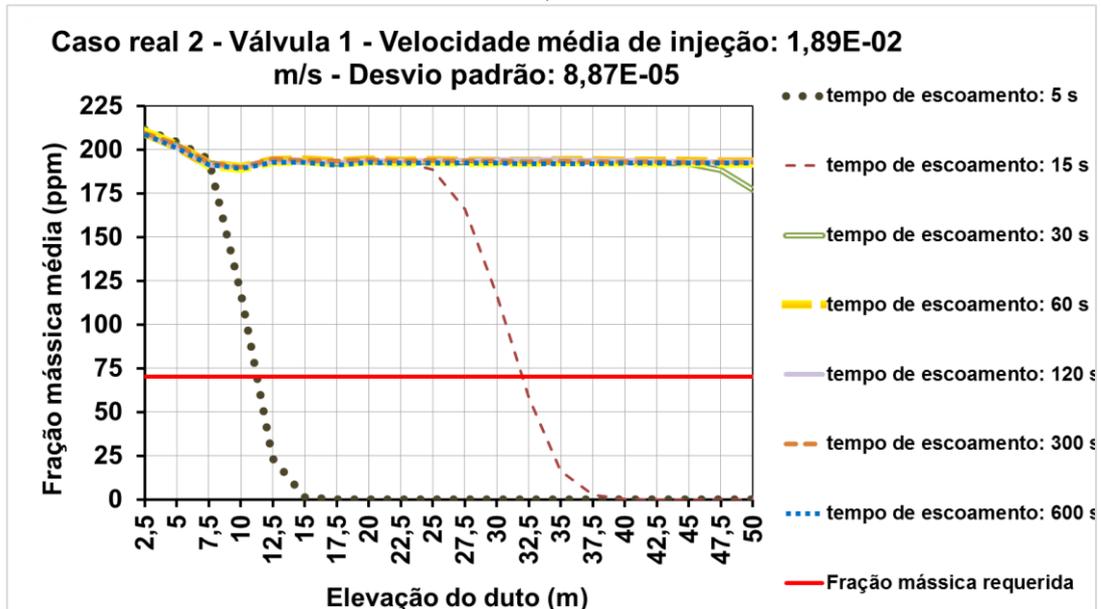
Gráfico 17 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 2 - válvula 1 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 18 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 2 - válvula 1, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

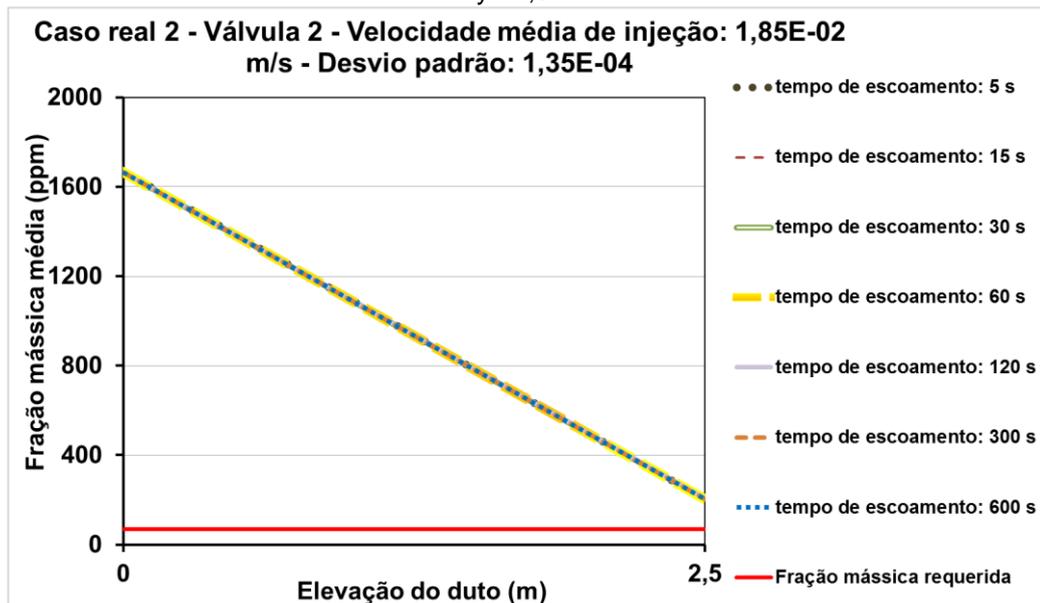
Gráfico 18 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 2 - válvula 1 - a partir de $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 19 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 2 - válvula 2 - do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

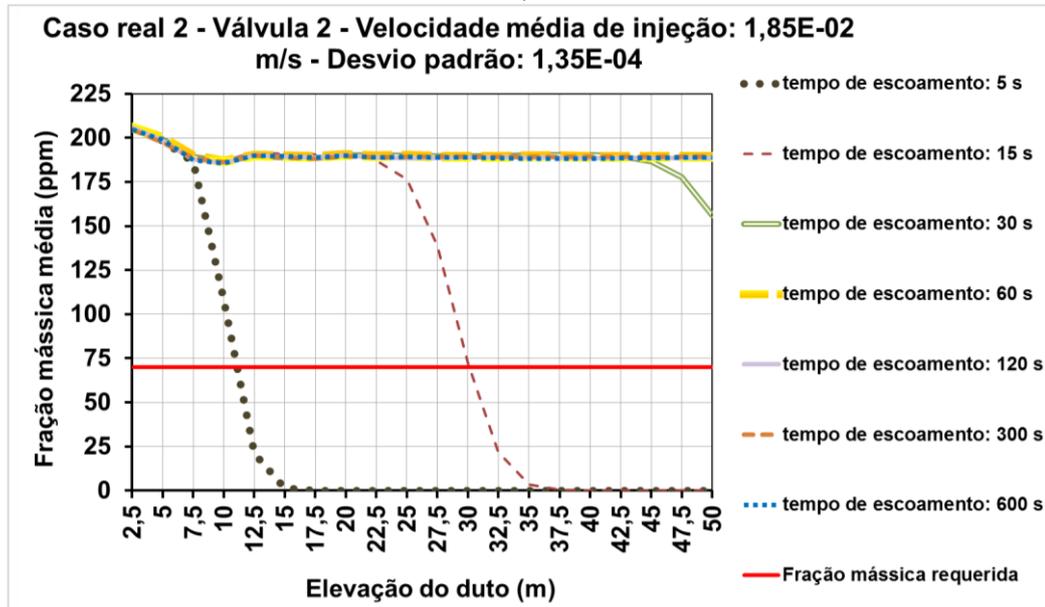
Gráfico 19 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 2 - válvula 2 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

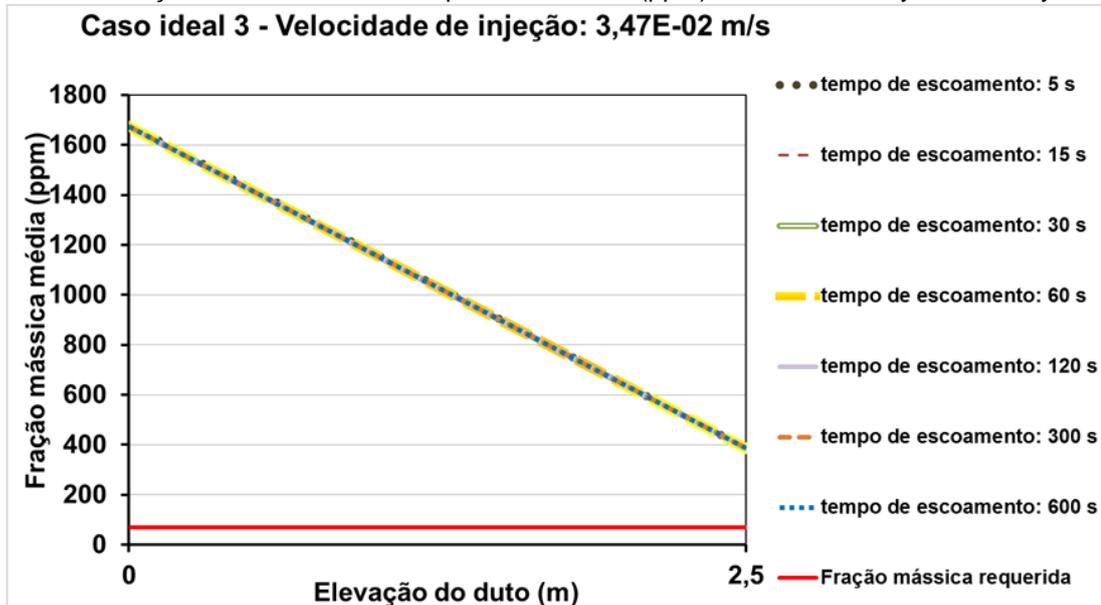
O Gráfico 20 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 2 - válvula 2, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

Gráfico 20 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 2 - válvula 2 - a partir de $y = 2,5$ m



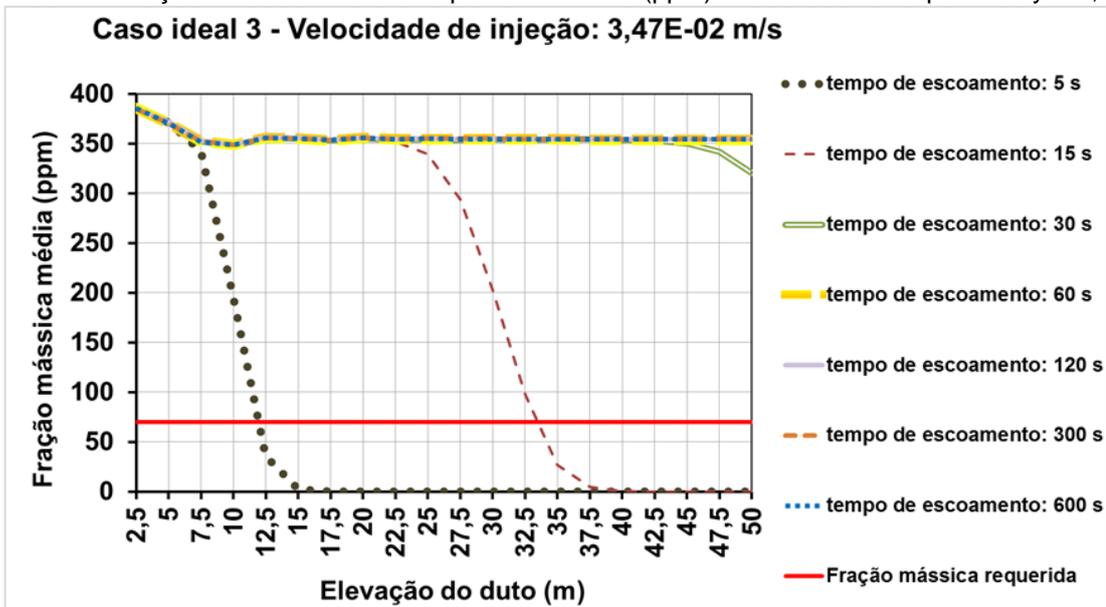
O Gráfico 21 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso ideal 3 - do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

Gráfico 21 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 3 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



O Gráfico 22 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso ideal 3, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

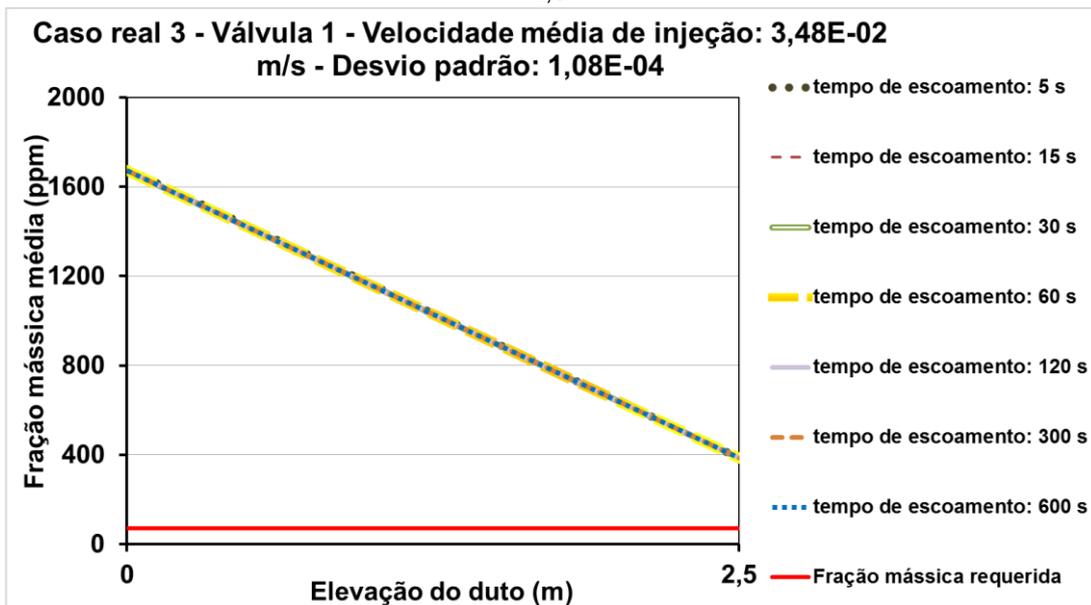
Gráfico 22 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 3 - a partir de $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 23 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 3 - válvula 1 - do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

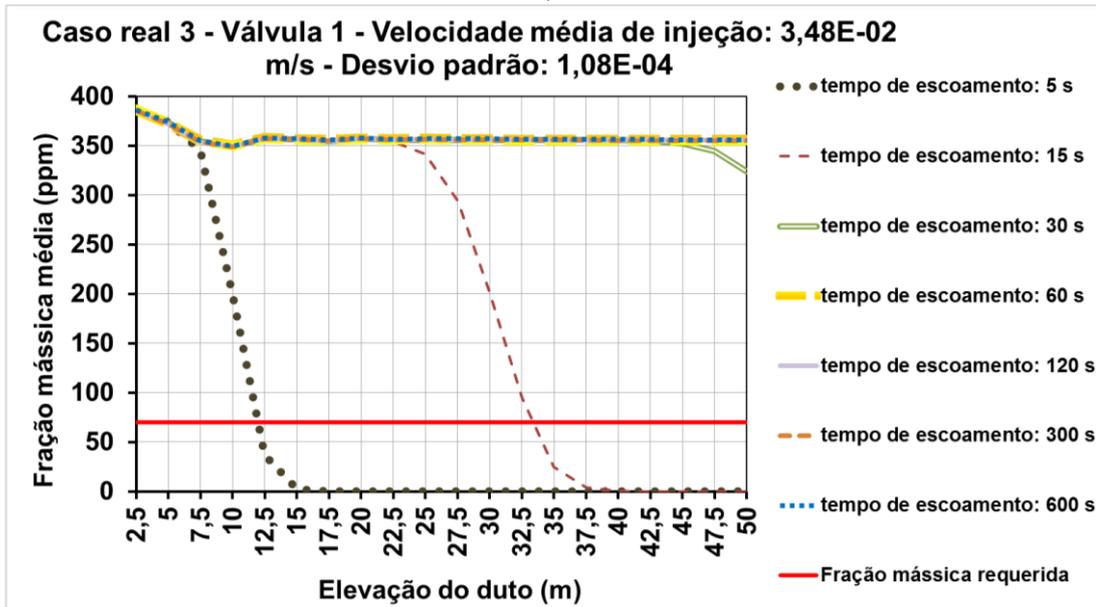
Gráfico 23 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 3 - válvula 1 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 24 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 3 - válvula 1, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

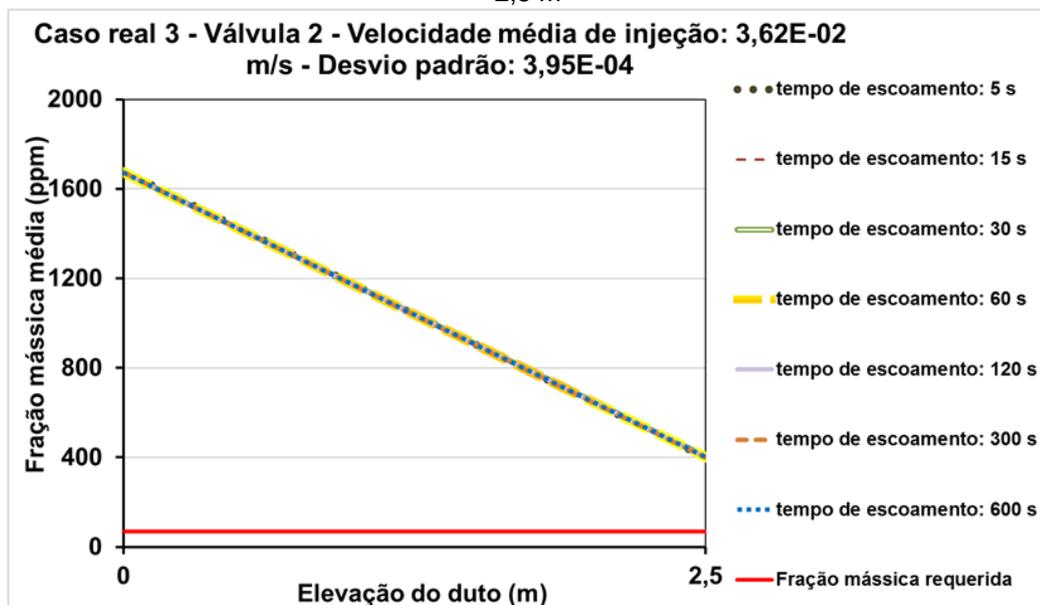
Gráfico 24 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 3 - válvula 1 - a partir de $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 25 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 3 - válvula 2 - do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

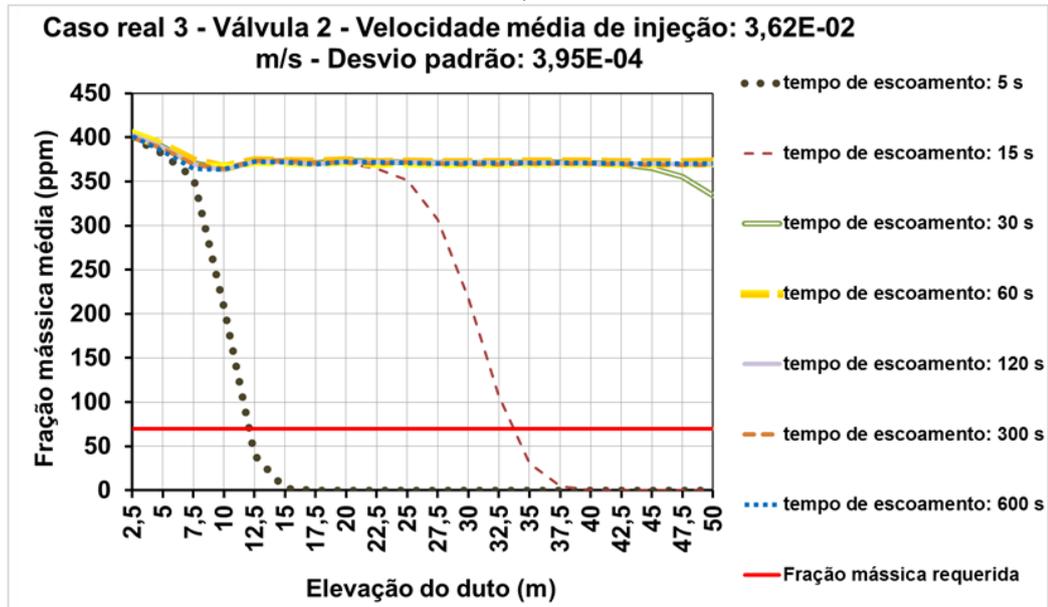
Gráfico 25 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 3 - válvula 2 - $y = 0$ até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 26 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 3 - válvula 2, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

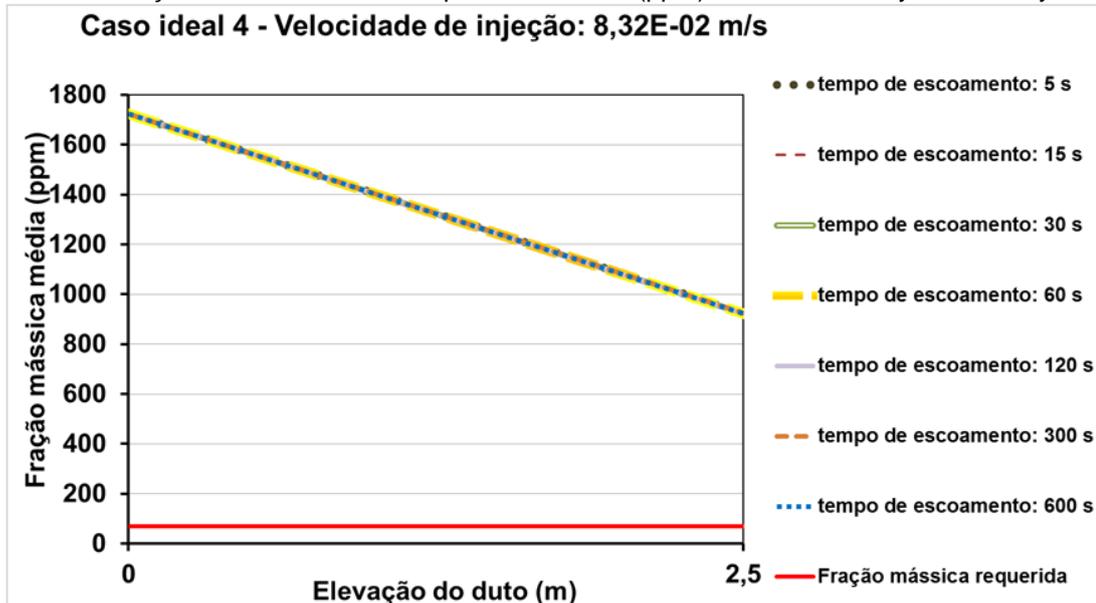
Gráfico 26 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 3 - válvula 2 - a partir de $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 27 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso ideal 4 - do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

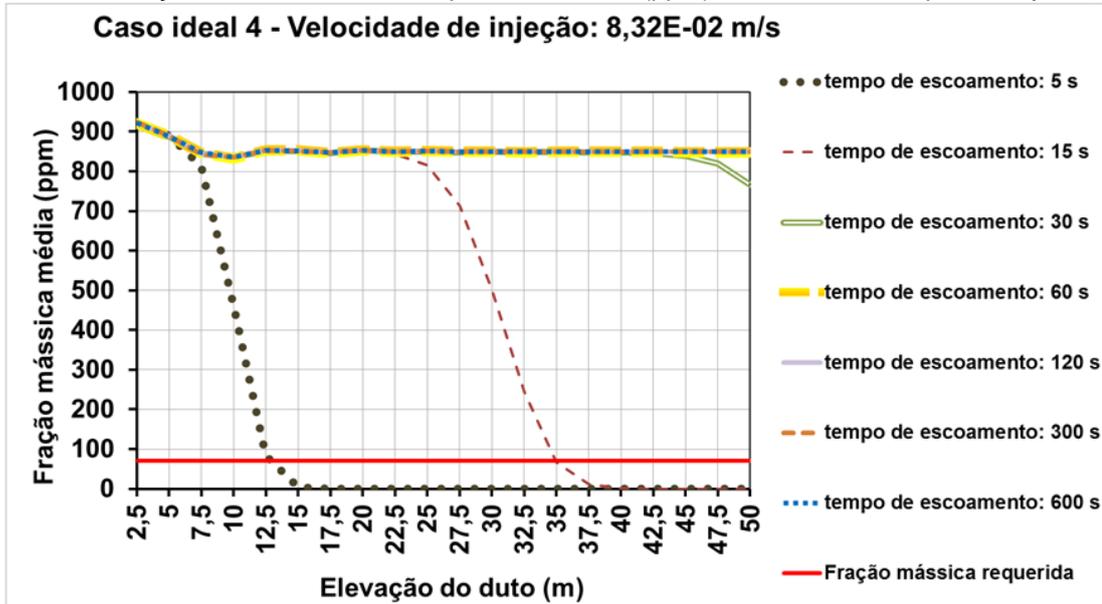
Gráfico 27 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 4 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 28 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso ideal 4, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

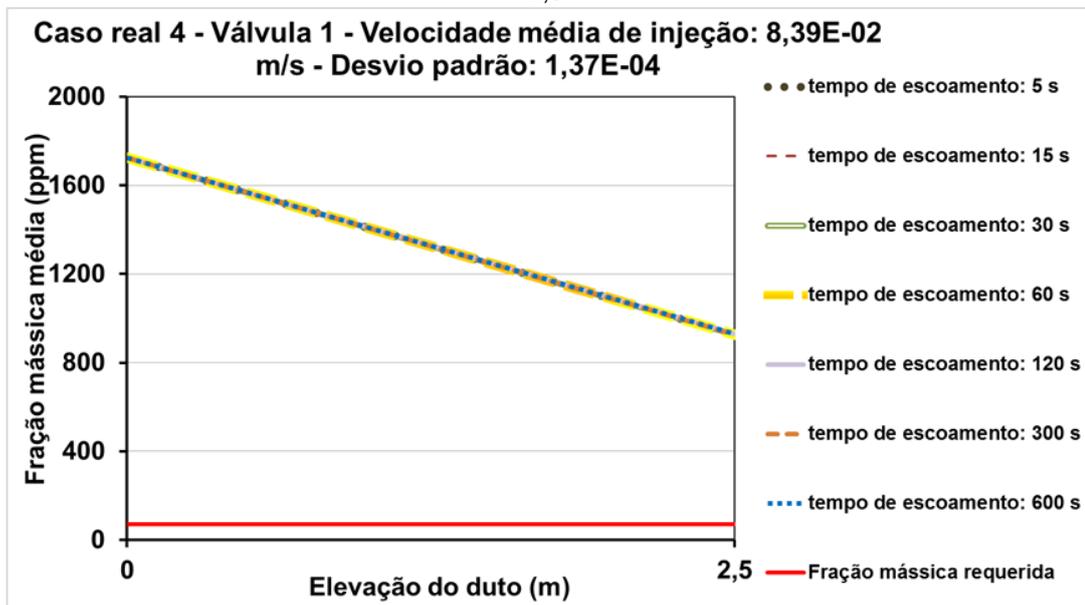
Gráfico 28 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso ideal 4 - a partir de $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 29 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 4 - válvula 1 - do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

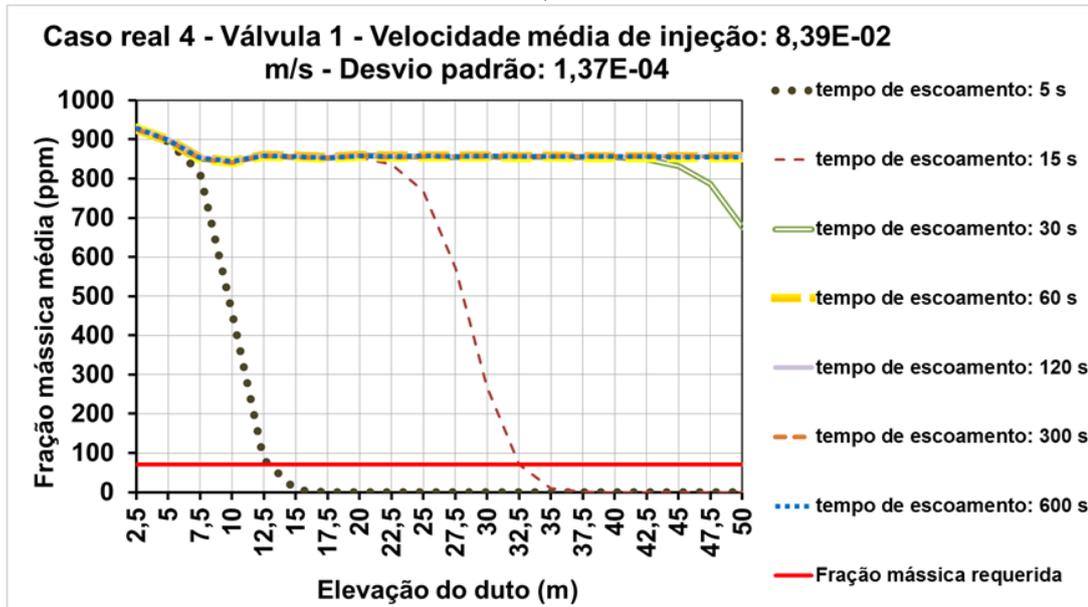
Gráfico 29 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 4 - válvula 1 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 30 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 4 - válvula 1, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

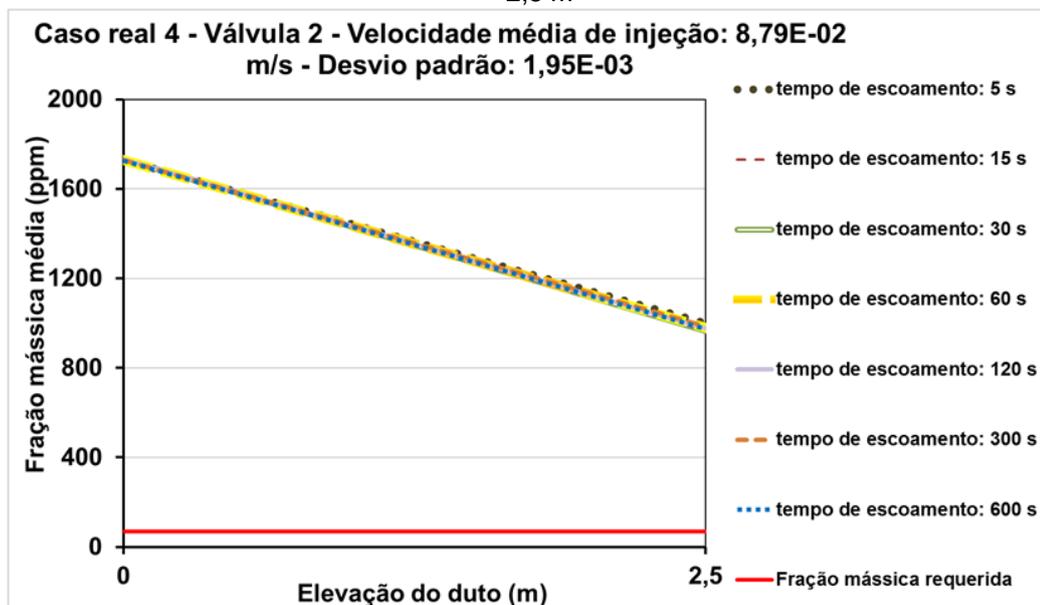
Gráfico 30 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 4 - válvula 1 - a partir de $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 31 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 4 - válvula 2 - do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

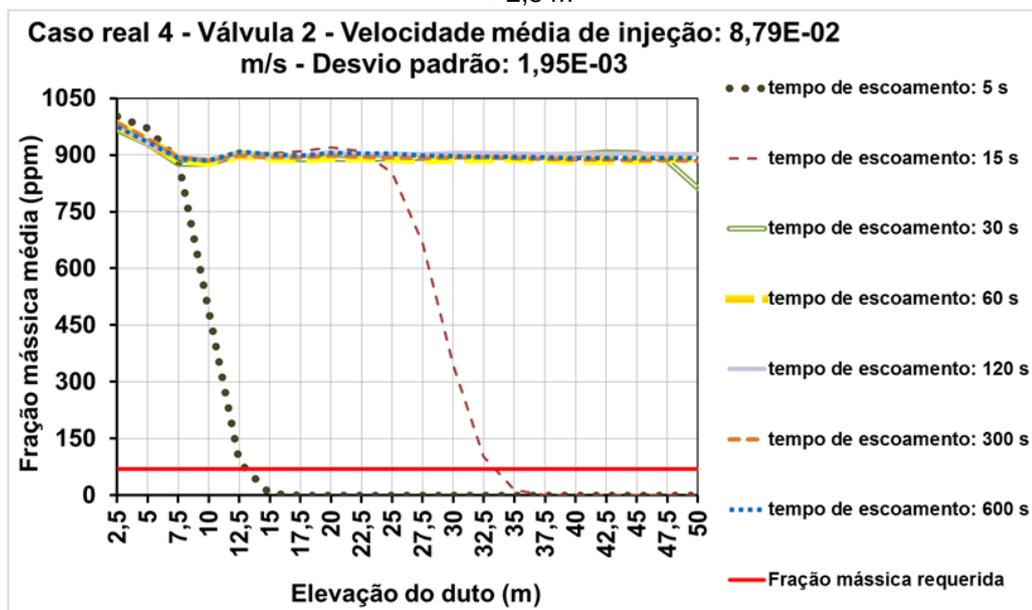
Gráfico 31 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 4 - válvula 2 - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 32 apresenta os perfis da fração mássica média de MEG da solução inicial, para o caso real 4 - válvula 2, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m).

Gráfico 32 - Fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - caso real 4 - válvula 2 - a partir de $y = 2,5$ m



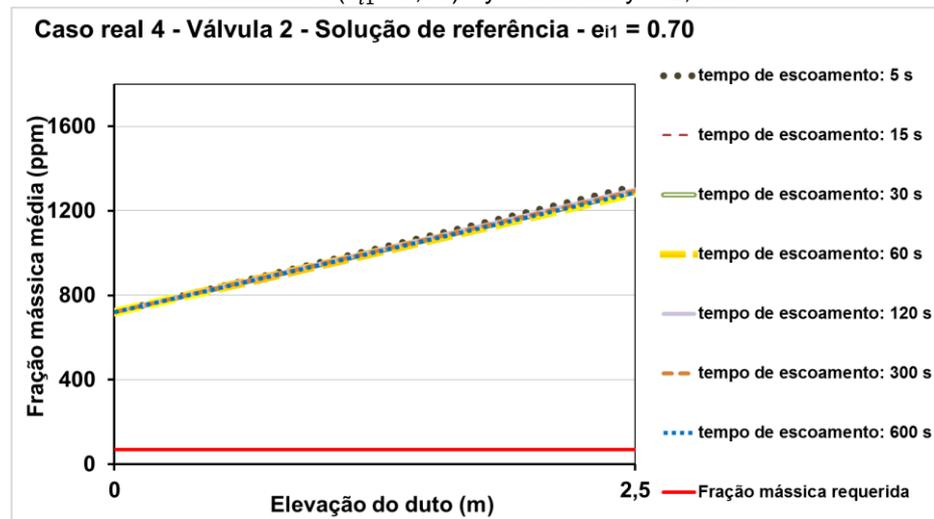
É possível verificar através dos perfis de fração mássica média da seção transversal do duto (soluções iniciais), que o aumento da velocidade de injeção promove uma elevação significativa desta variável a partir de 2,5 m de elevação. Em cada caso analisado, em todos os instantes de tempo de escoamento analisados, nos 2,5 m iniciais de elevação, as curvas de fração mássica média da variável são coincidentes. Exceto no caso ideal 1, a partir de 30 s de escoamento, a fração mássica média é sempre maior ou igual a requerida para fins de inibição da formação de incrustações. Observa-se também que a partir de 15 s de escoamento, o valor dessa variável é sempre diferente de zero em $y = 50$ m.

Comparando-se os perfis da variável para as velocidades ideais com os perfis das velocidades reais, observa-se que, a partir de $y = 2,5$ m existem diferenças nas predições realizadas. Nos casos ideais 1, 2 e 4 verifica-se que é predita uma quantidade inferior desta fração quando comparados aos casos reais 1, 2 e 4, das válvulas 1 e 2. Na maioria dos casos é possível observar também que os valores preditos para a válvula 2, a partir desta mesma elevação, são maiores que os preditos para a válvula 1. Observa-se que, a partir de 60 s de escoamento não há diferenças

significativas para a fração mássica média em cada caso, verificando-se, por isso, que a partir deste tempo, o escoamento passa a ocorrer em regime estacionário.

O Gráfico 33 apresenta o perfil da fração mássica de referência para o caso real 4 - válvula 2, do início do duto ($y = 0$ m) até 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m), considerando-se o erro $e_{i1} = 0,70$.

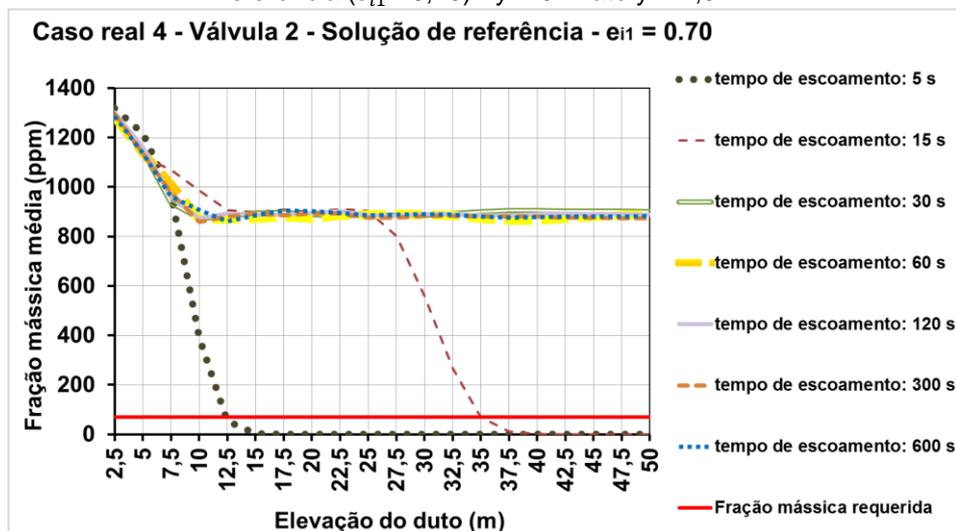
Gráfico 33 - Caso real 4 - válvula 2: fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - solução de referência ($e_{i1} = 0,70$) - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 34 apresenta o perfil da fração mássica de referência para o caso real 4 - válvula 2, a partir de 2,5 m de elevação ($y = 2,5$ m), considerando-se o erro $e_{i1} = 0,70$.

Gráfico 34 - Caso real 4 - válvula 2: fração mássica média e requerida de MEG (ppm) - solução de referência ($e_{i1} = 0,70$) - $y = 0$ m até $y = 2,5$ m



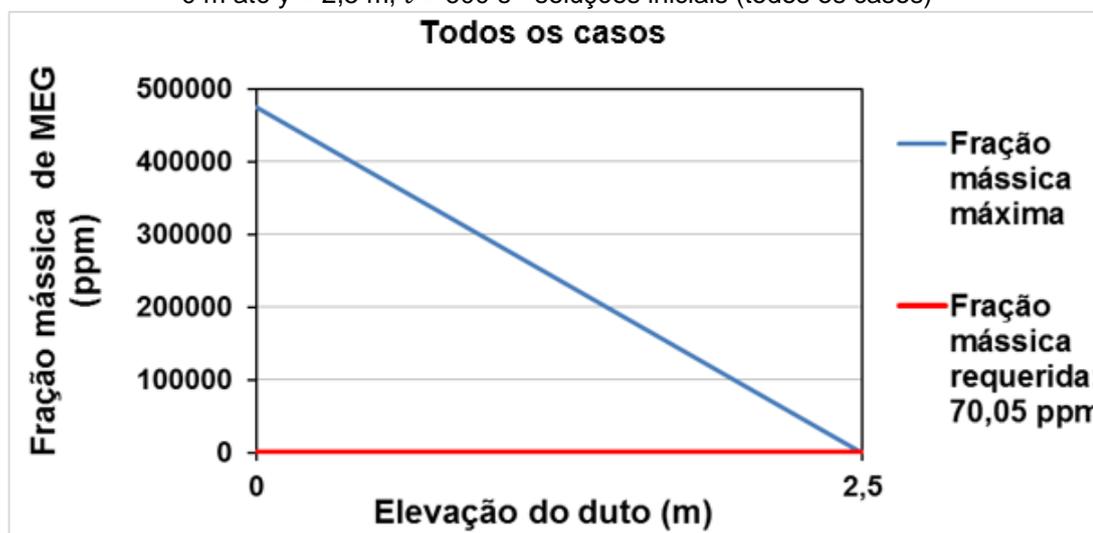
Fonte: A Autora (2022).

Verifica-se que, nesta solução, em $y = 0$ m é predito aproximadamente 1000 ppm a menos desta fração do que a solução inicial e as curvas desta fração se comportam de forma diferente da solução inicial nos 2,5 m iniciais de elevação do duto. Enquanto que na solução inicial, neste trecho inicial, as curvas da variável apresentam um comportamento decrescente, na solução de referência este comportamento é crescente neste trecho. Neste caso de referência verifica-se também que os resultados para esta solução e a inicial se aproximam em $y = 12,5$ m, para todos os instantes de tempo de fluxo analisados.

Se faz necessário considerar que a seção transversal é inibida contra a formação da incrustação quando as frações máxima e mínima são superiores ou iguais à fração requerida. É parcialmente inibida quando a fração máxima é superior ou igual à requerida e a fração mínima é inferior à requerida, e não está inibida quando ambas as frações são inferiores à requerida.

O Gráfico 35 apresenta os perfis de fração mássica máxima e requerida das soluções iniciais para todos os casos, de $y = 0$ m até $y = 2,5$ m, em $t = 600$ s.

Gráfico 35 - Perfil de frações mássicas máxima e requerida de MEG na seção transversal do duto, $y = 0$ m até $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - soluções iniciais (todos os casos)

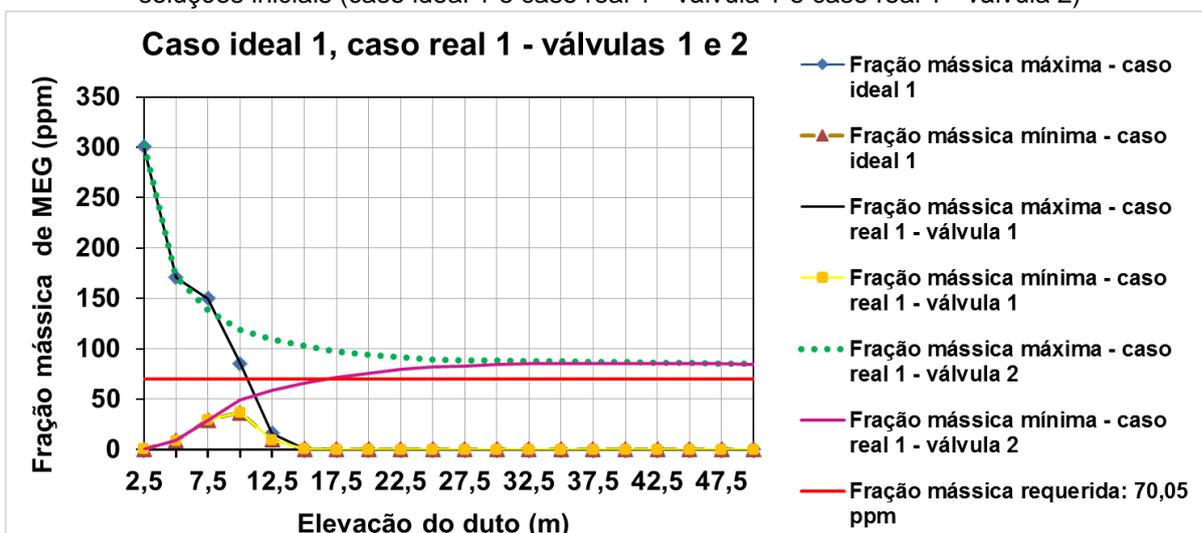


Fonte: A Autora (2022).

Todos os casos iniciais mostraram frações mássicas máximas e mínimas semelhantes entre $y = 0$ m e $y = 2,5$ m. A fração máxima é superior a requerida, e a fração mínima é igual a 0 e, por isso, é predito que o duto está sempre parcialmente inibido até $y = 2,5$ m.

O Gráfico 36 apresenta os perfis das frações mássicas máxima, mínima e requerida, dos casos ideal 1, caso real - válvula 1 e caso real 1 - válvula 2, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s.

Gráfico 36 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - soluções iniciais (caso ideal 1 e caso real 1 - válvula 1 e caso real 1 - válvula 2)



Fonte: A Autora (2022).

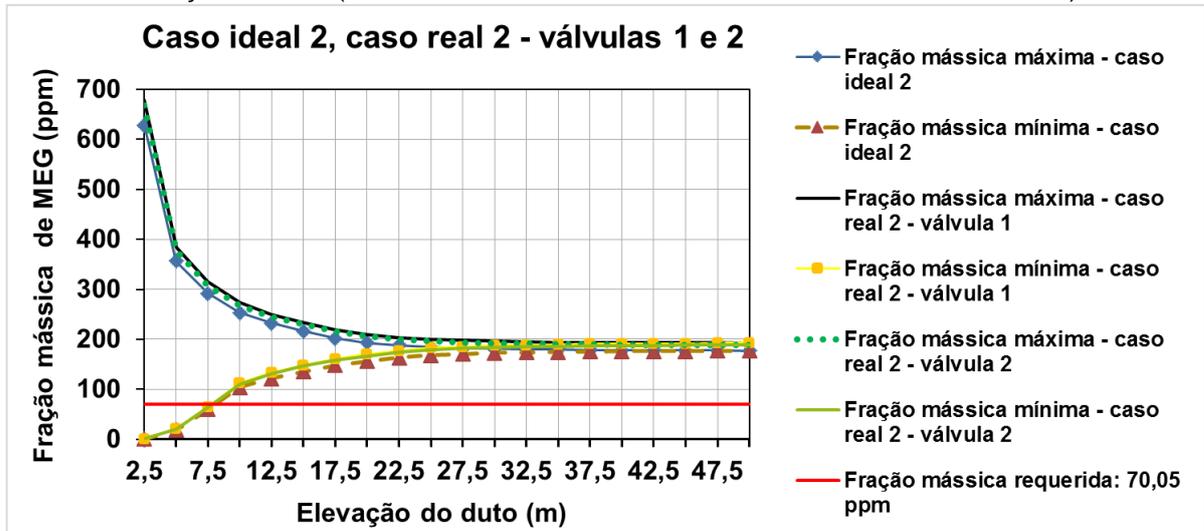
No caso ideal 1 e caso real - válvula 1, foi previsto que o duto está parcialmente inibido até 10 m de elevação, porque a fração mássica máxima é superior a requerida e a mínima é inferior a requerida, e que não está inibido após 10 m de elevação porque ambas as frações são inferiores ao necessário.

O caso real 1 - válvula 2, embora, foi previsto estar parcialmente inibido até aproximadamente 16 m de elevação e totalmente inibido a partir desta cota. Essa diferença de comportamento pode ser explicada pelo comportamento dos perfis de velocidade do caso real 1 - válvula 1, caso real 1 - válvula 2.

A velocidade média de injeção da válvula 2, neste caso é maior que a velocidade média de injeção da válvula 1 e que a velocidade ideal 1. O desvio padrão da velocidade de injeção da válvula 2, neste caso, também é maior que no perfil de velocidade da válvula 1.

O Gráfico 37 apresenta os perfis das frações mássicas máxima, mínima e requerida, do caso ideal 2, caso real 2 - válvula 1 e caso real 2 - válvula 2, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s. Nestes casos obteve-se predições semelhantes e é possível verificar que, até 7,5 m, o duto está parcialmente inibido e a partir desta cota, está totalmente inibido.

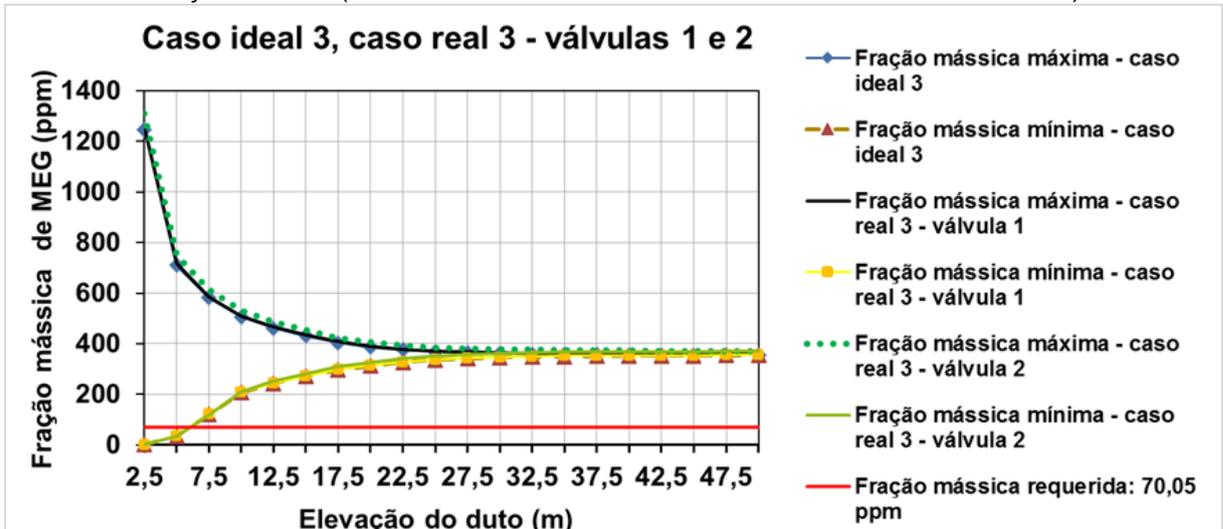
Gráfico 37 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - soluções iniciais (caso ideal 2 e caso real 2 - válvula 1 e caso real 2 - válvula 2)



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 38 apresenta os perfis das frações mássicas máxima, mínima e requerida, do caso ideal 3, caso real 3 - válvula 1 e caso real 3 - válvula 2, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s. Nestes casos foi predito que até aproximadamente 5,5 m, o duto está parcialmente inibido, e depois desta cota, está totalmente inibido.

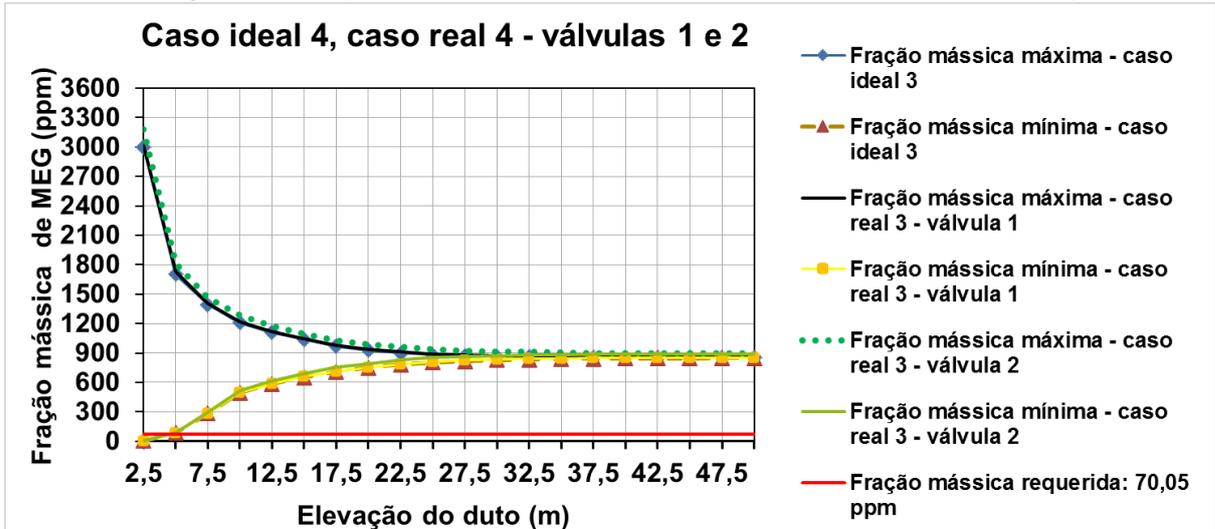
Gráfico 38 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - soluções iniciais (caso ideal 3 e caso real 3 - válvula 1 e caso real 3 - válvula 2)



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 39 apresenta os perfis das frações mássicas máxima, mínima e requerida, dos casos 10, 11 e 12, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s. Nestes casos foi predito que há inibição parcial até aproximadamente 4,2 m e inibição total contra a formação de incrustações a partir desta cota.

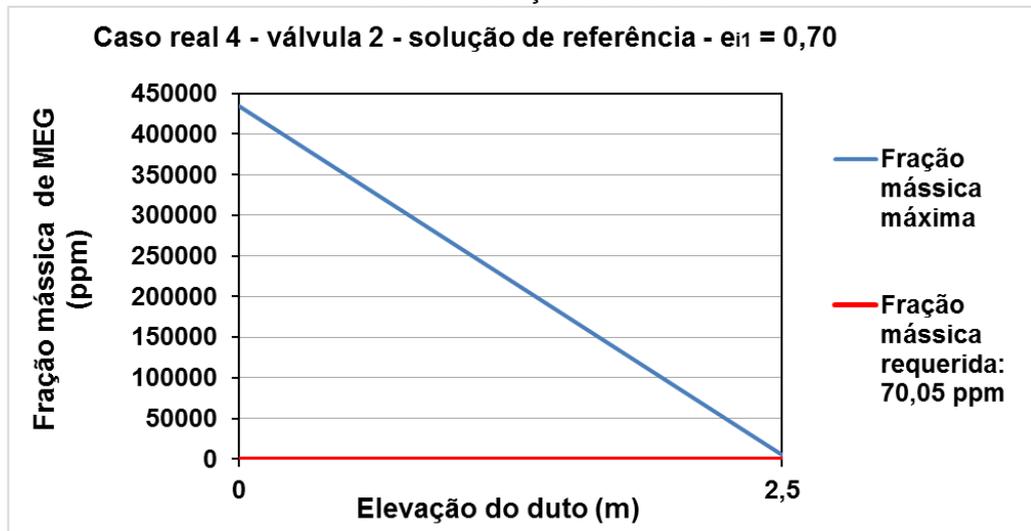
Gráfico 39 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - soluções iniciais (caso ideal 4 e caso real 4 - válvula 1 e caso real 4 - válvula 2)



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 40 apresenta o perfil das frações mássicas máxima, mínima e requerida, da solução de referência considerada para o caso real 4 - válvula 2, até $y = 2,5$ m, $t = 600$ s.

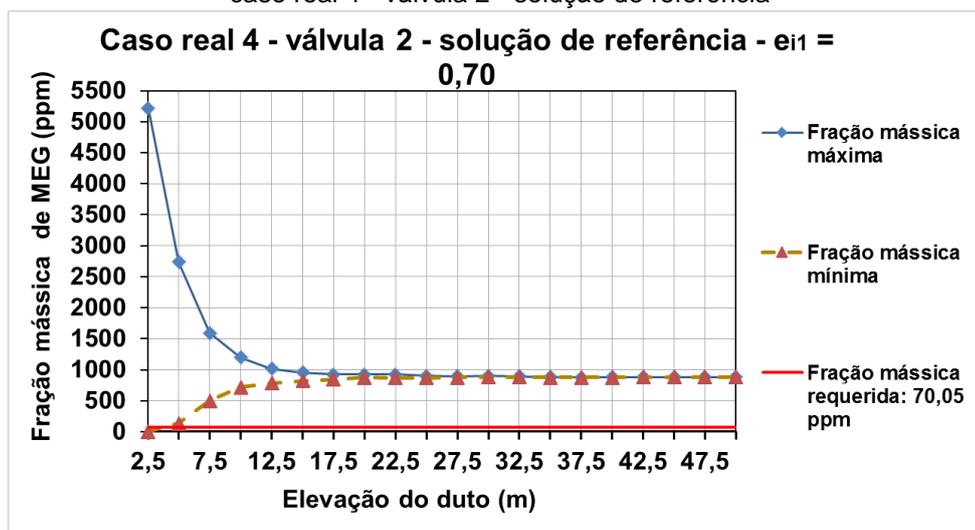
Gráfico 40 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, até $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - caso real 4 - válvula 2 - solução de referência



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 41 apresenta o perfil das frações mássicas máxima, mínima e requerida, da solução de referência considerada para o caso real 4 - válvula 2, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s.

Gráfico 41 - Perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - caso real 4 - válvula 2 - solução de referência



Fonte: A Autora (2022).

Observa-se que a solução de referência considerada prediz aproximadamente 50000 ppm a menos de fração mássica de MEG do que a solução inicial em $y = 0$ m e cerca de 2000 ppm menos desta fração em $y = 2,5$ m, em $t = 600$ s. Esta solução de referência também prevê que, até aproximadamente $y = 3,75$ m, o duto está parcialmente inibido e, a partir desta cota, está totalmente inibido.

O caso real 4 - válvula 2 foi também simulado utilizando-se o método h-AMR, em que foi variado apenas o nível de refinamento (1 a 4), de acordo com os critérios apresentados na seção 2.1.1.1 deste estudo, com o objetivo de melhorar a precisão das soluções a um custo computacional reduzido. Os resultados obtidos são comparados com a solução de referência considerada.

A Tabela 4 apresenta, para $t = 600$ s, o número de volumes finitos de cada malha após os processos de refinamento e de engrossamento, o tempo de simulação decorrido, e os erros máximo e mínimo, calculados de acordo com a Eq. (20), em comparação com a solução de referência considerada.

Comparando-se os erros obtidos nos 4 casos com a simulação de referência, verifica-se que as simulações realizadas nos níveis refinamento iguais a 1 e 2, forneceram soluções mais precisas do que o caso de referência considerado, destacando-se o nível de refinamento igual a 1, que possibilitou a redução do tempo de simulação em 96% e da quantidade de volumes finitos na malha final adaptada em 95,38%.

Tabela 4 - Análises de malhas adaptadas e malha de referência

ANÁLISE	Malha adaptada 1	Malha adaptada 2	Malha adaptada 3	Malha adaptada 4	Malha referência
Nível de refinamento	1	2	3	4	-
Nº de volumes finitos	73513	91525	293169	1070280	1591056
Tempo de simulação (s)	3212,16	5170,65	29902,63	353522,69	77931,00
Erro mínimo	$4,93 \times 10^{-32}$	$4,93 \times 10^{-32}$	$4,93 \times 10^{-32}$	$1,42 \times 10^{-14}$	$4,93 \times 10^{-32}$
Erro máximo	0,5682193	0,6620363	0,8062507	0,6792015	0,6792015

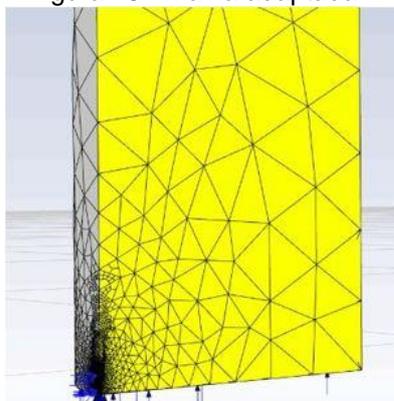
Fonte: A Autora (2022).

A partir do nível de refinamento igual a 3, o método de adaptação não apresentou eficiência. Com a malha adaptada 3, o refinamento excessivo na região de entrada de MEG, que é uma singularidade, elevou o erro da solução, mas obteve um tempo de simulação e número de volumes de controle da malha final inferiores ao da referência considerada, enquanto que no caso da malha adaptada 4, o tempo de simulação aproximadamente 4,54 vezes maior que a referência, mas o erro da solução é igual.

A análise destas observações sobre as malhas adaptadas 3 e 4 corroboram as afirmações de Pons e Ersoy (2021) de que os parâmetros de adaptação mal calibrados podem produzir custos computacionais desnecessários e soluções com oscilações espúrias.

A Figura 9 apresenta um trecho da malha adaptada 1.

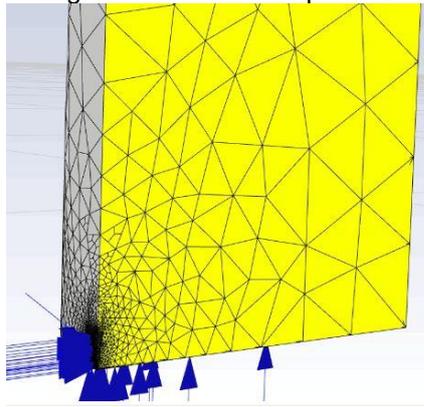
Figura 18 - Malha adaptada 1



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 10 apresenta um trecho da malha adaptada 2.

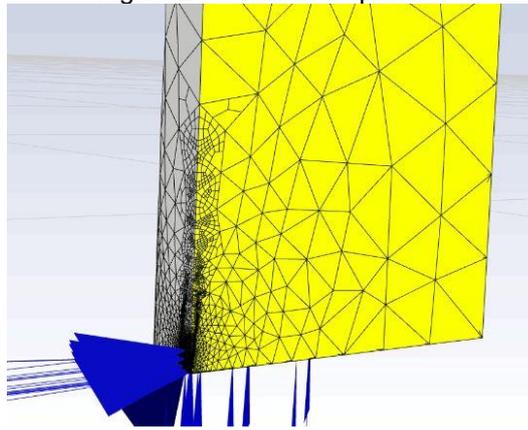
Figura 19 - Malha adaptada 2



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 11 apresenta um trecho da malha adaptada 3.

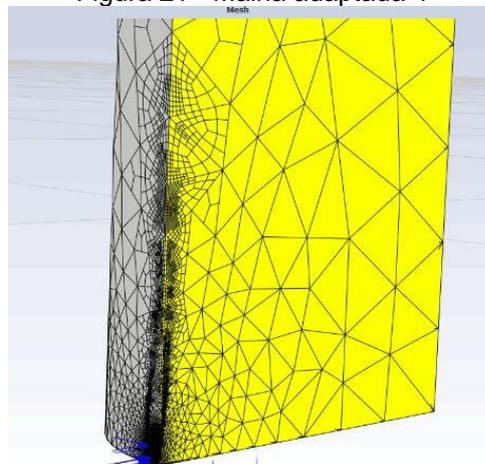
Figura 20 - Malha adaptada 3



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 12 apresenta um trecho da malha adaptada 4.

Figura 21 - Malha adaptada 4

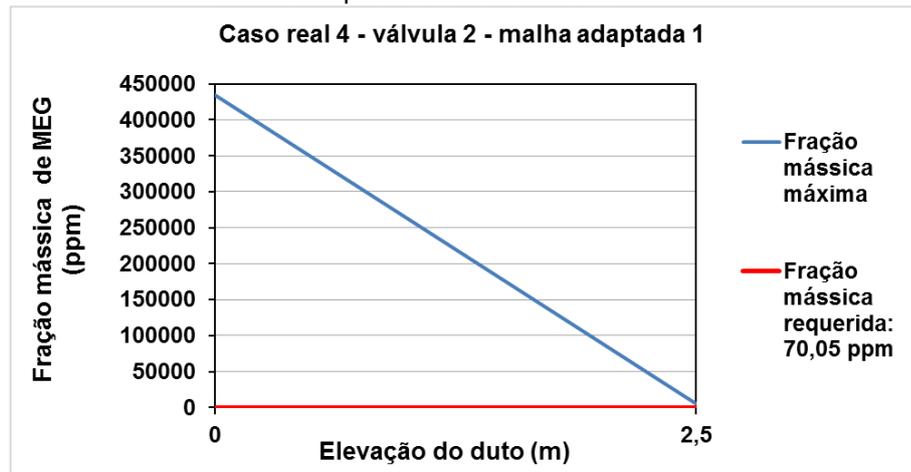


Fonte: A Autora (2022).

Verifica-se que a adaptação foi realizada na entrada do monoetilenoglicol e em uma área próxima desta entrada, que é uma região do duto que possui um elevado gradiente da substância.

O Gráfico 42 apresenta os perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida para a solução com a malha adaptada 1 para o caso real 4 - válvula 2, $t = 600$ s, a partir de $y = 0$ m até $y = 2,5$ m.

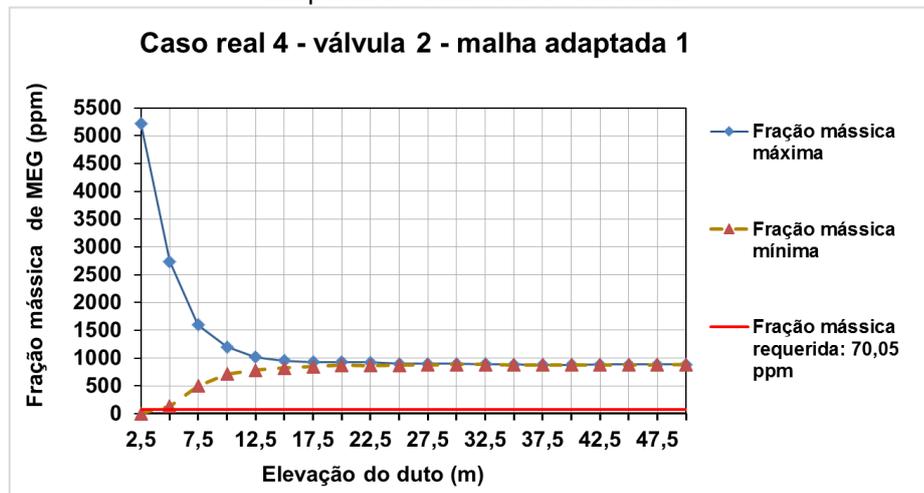
Gráfico 42 - Perfis de fração mássica máxima e mínima, a partir de $y = 0$ m até $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - malha adaptada 1 - caso real 4 - válvula 2



Fonte: A Autora (2022).

O Gráfico 43 apresenta os perfis de fração mássica máxima, mínima e requerida para a solução com a malha adaptada 1 para o caso real 4 - válvula 2, $t = 600$ s, a partir de $y = 2,5$ m.

Gráfico 43 - Perfis de fração mássica máxima e mínima, a partir de $y = 2,5$ m, $t = 600$ s - malha adaptada 1 - caso real 4 - válvula 2

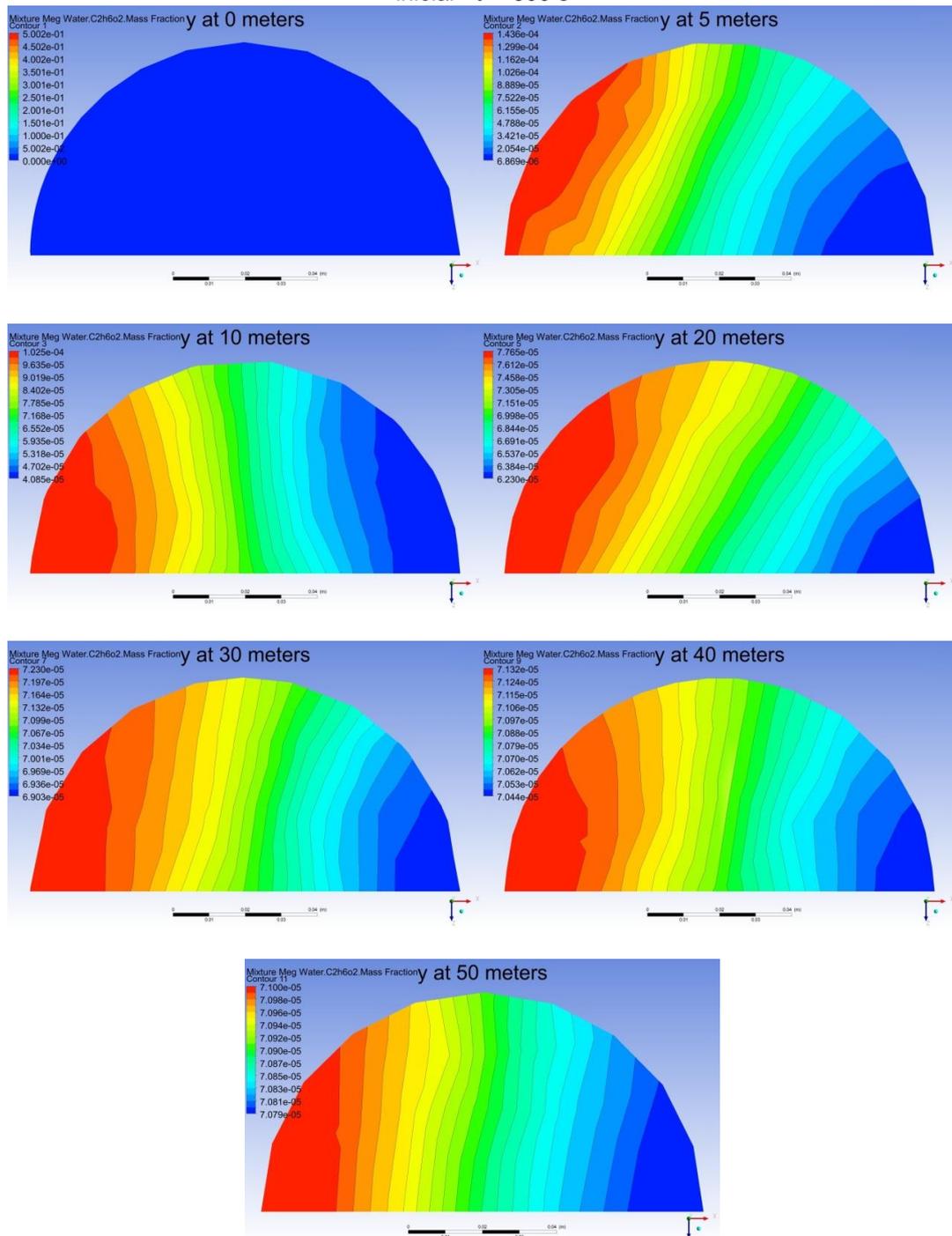


Fonte: A Autora (2022).

Observa-se que a predição das frações mássicas máxima e mínima da solução com a malha adaptada 1, em todo o duto, coincidiu com a previsão da solução de referência considerada.

A Figura 22 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso ideal 1, em $t = 600$ s.

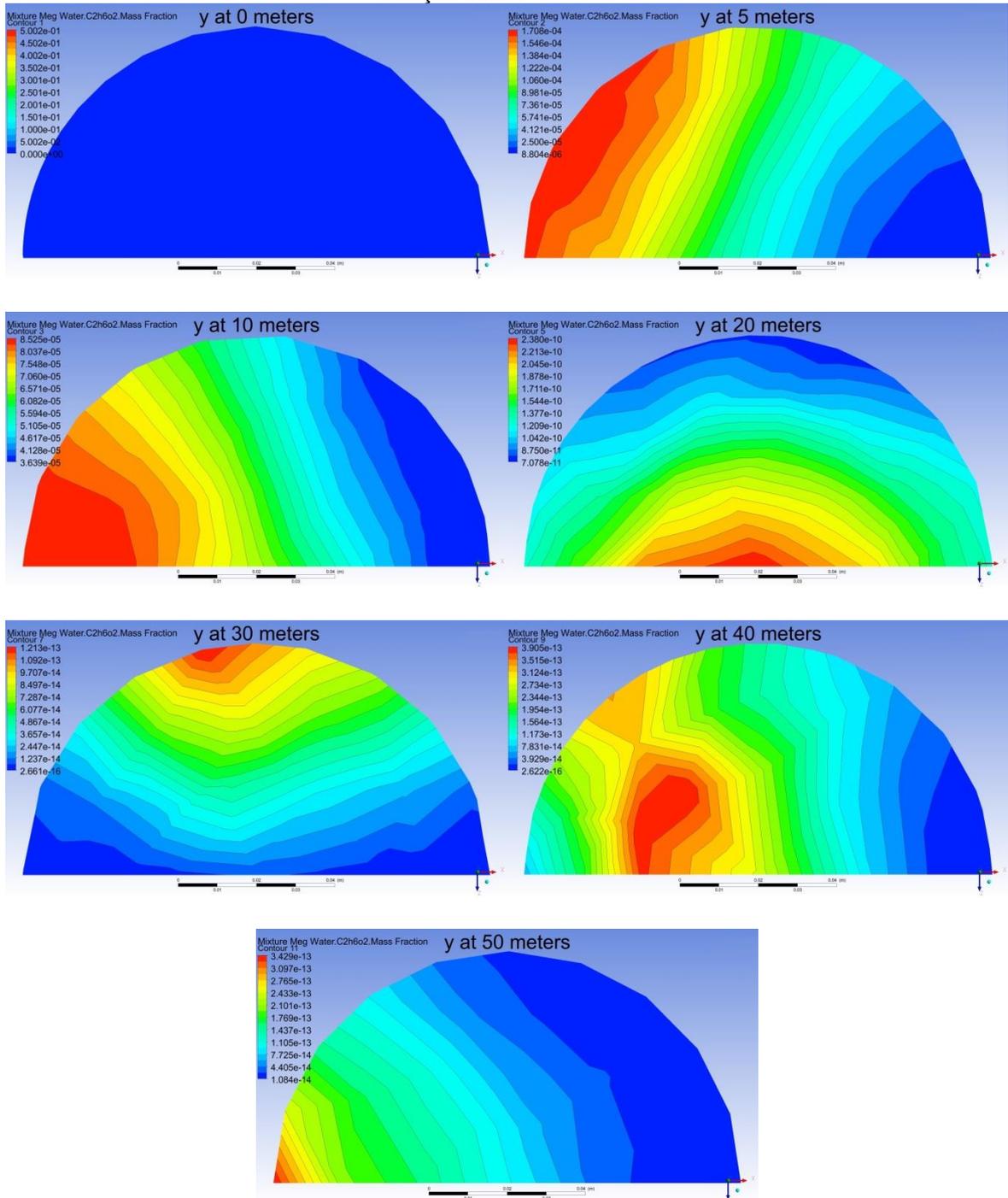
Figura 22 - Caso ideal 1: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 23 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso 2, em $t = 600$ s.

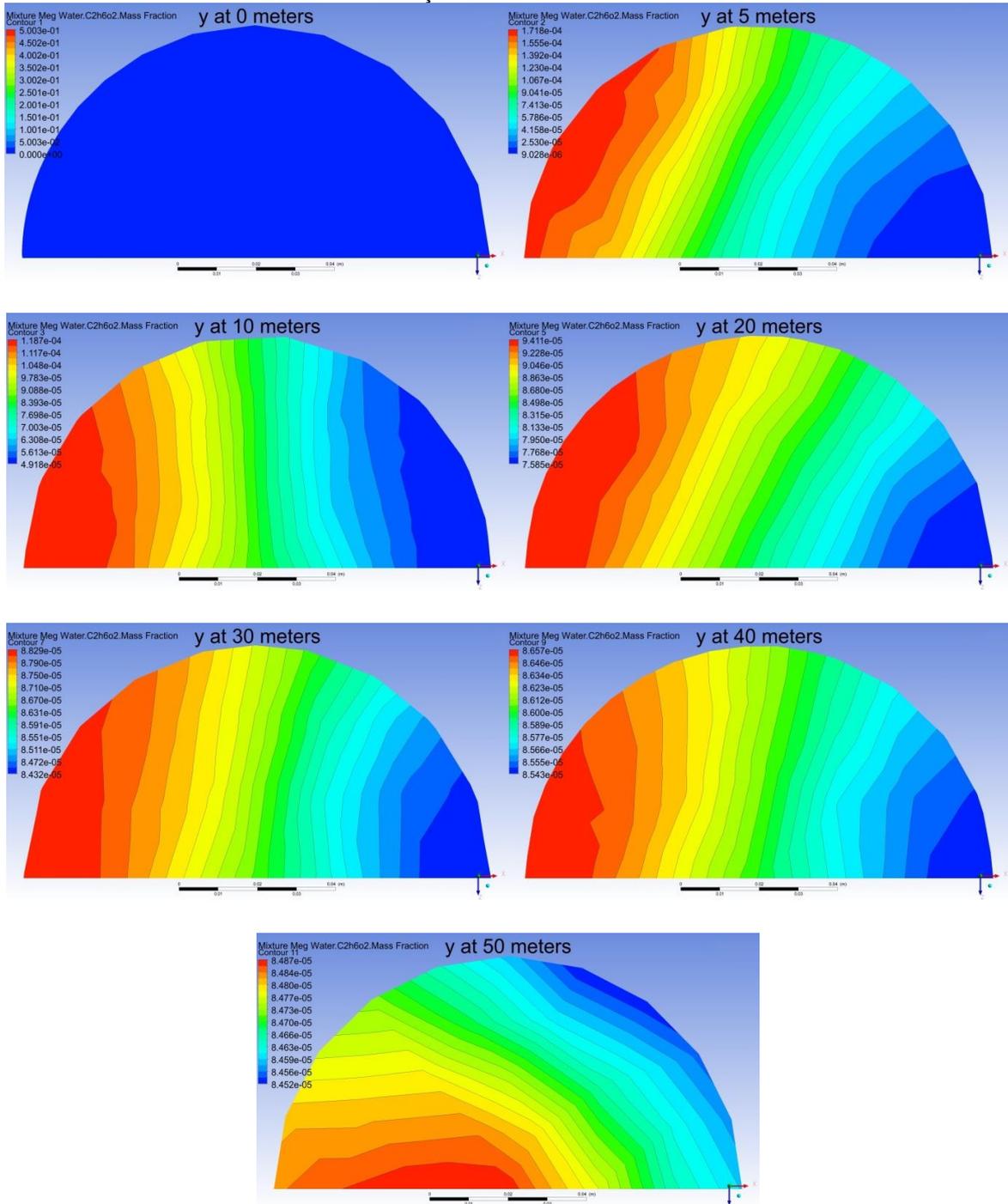
Figura 23 - Caso real 1 - válvula 1: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 24 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso 3, em $t = 600$ s.

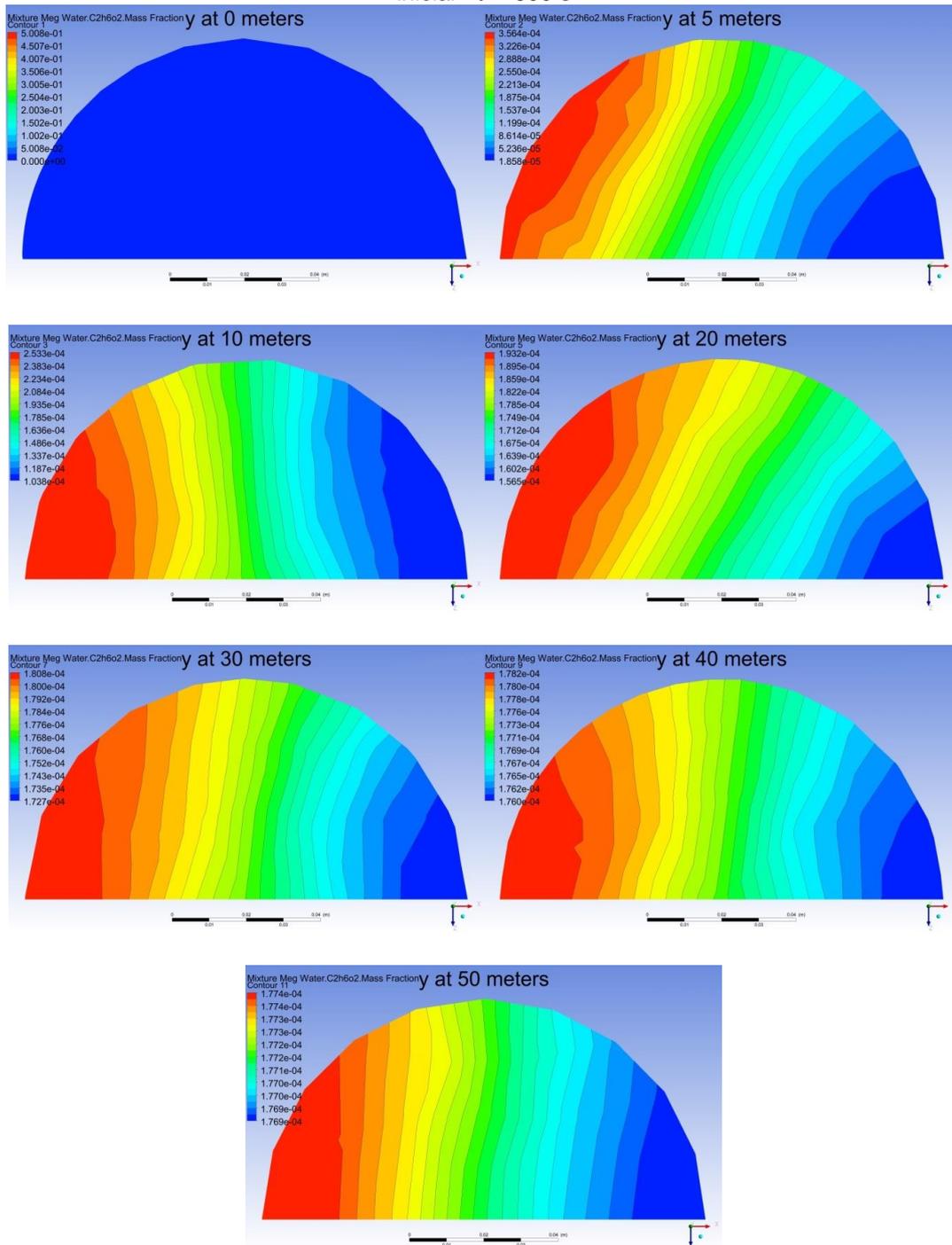
Figura 24 - Caso real 1 - válvula 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 25 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso 4, em $t = 600$ s.

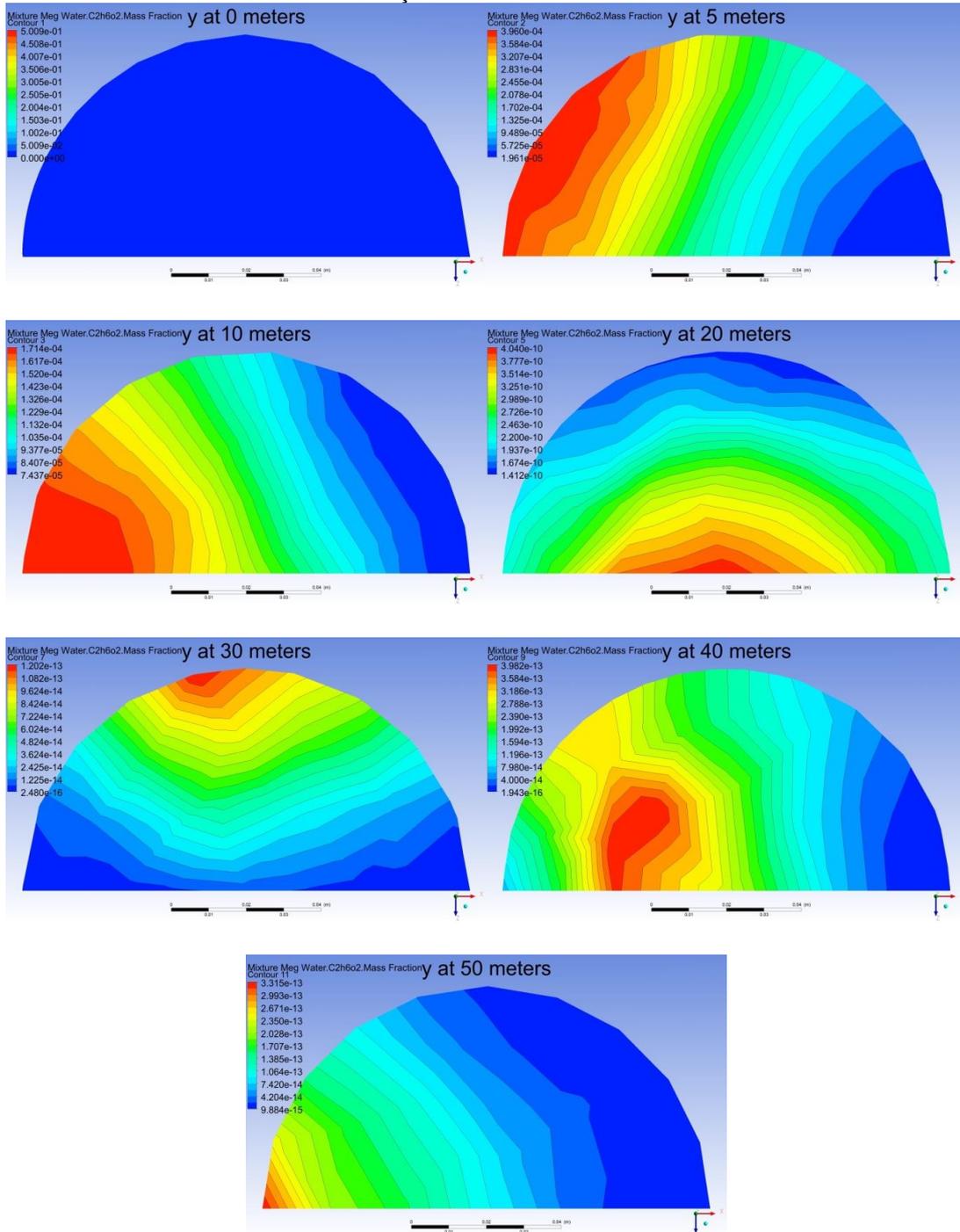
Figura 25 - Caso ideal 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 26 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso real 2 - válvula 1, em $t = 600$ s.

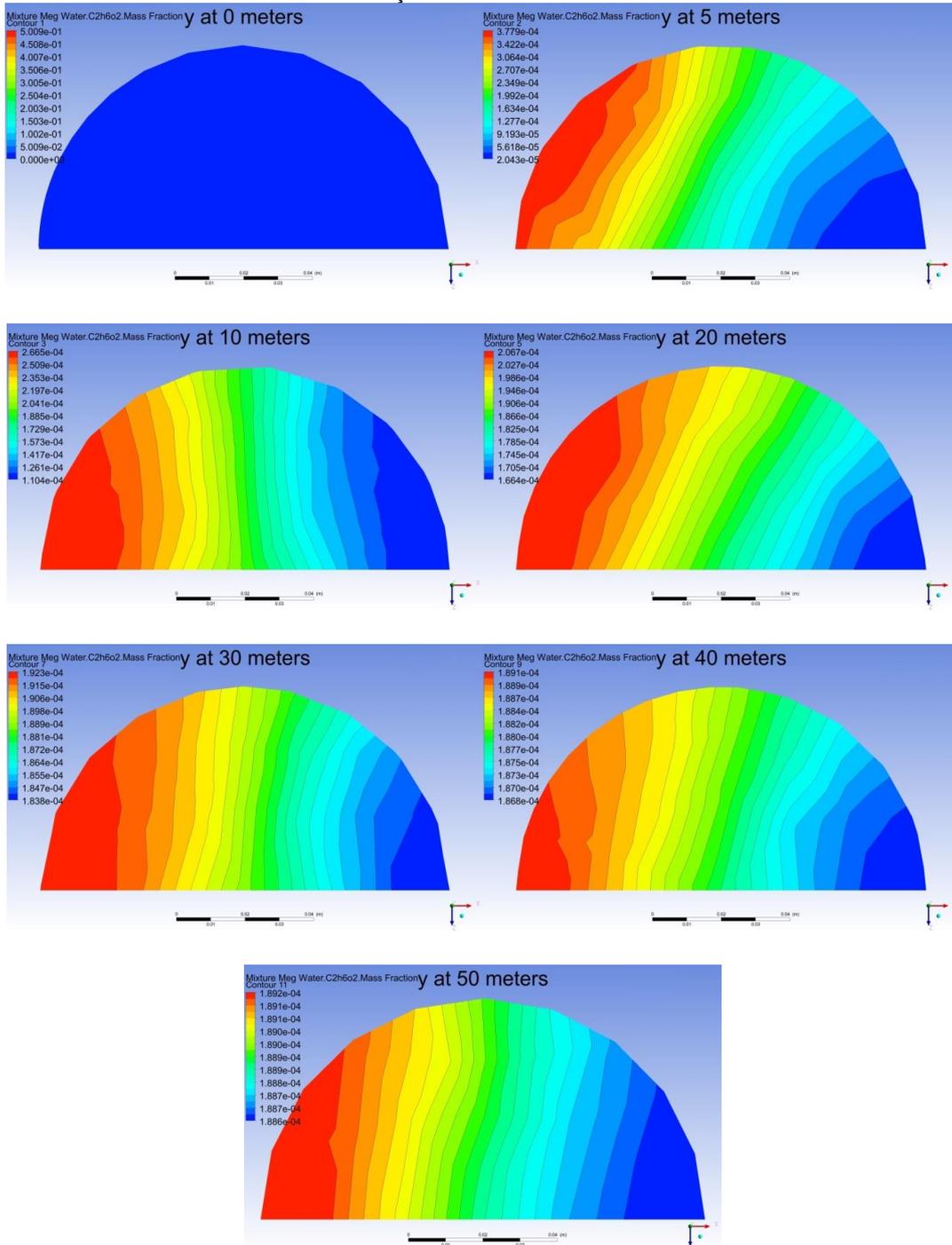
Figura 26 - Caso real 2 - válvula 1: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 27 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso real 2 - válvula 2, em $t = 600$ s.

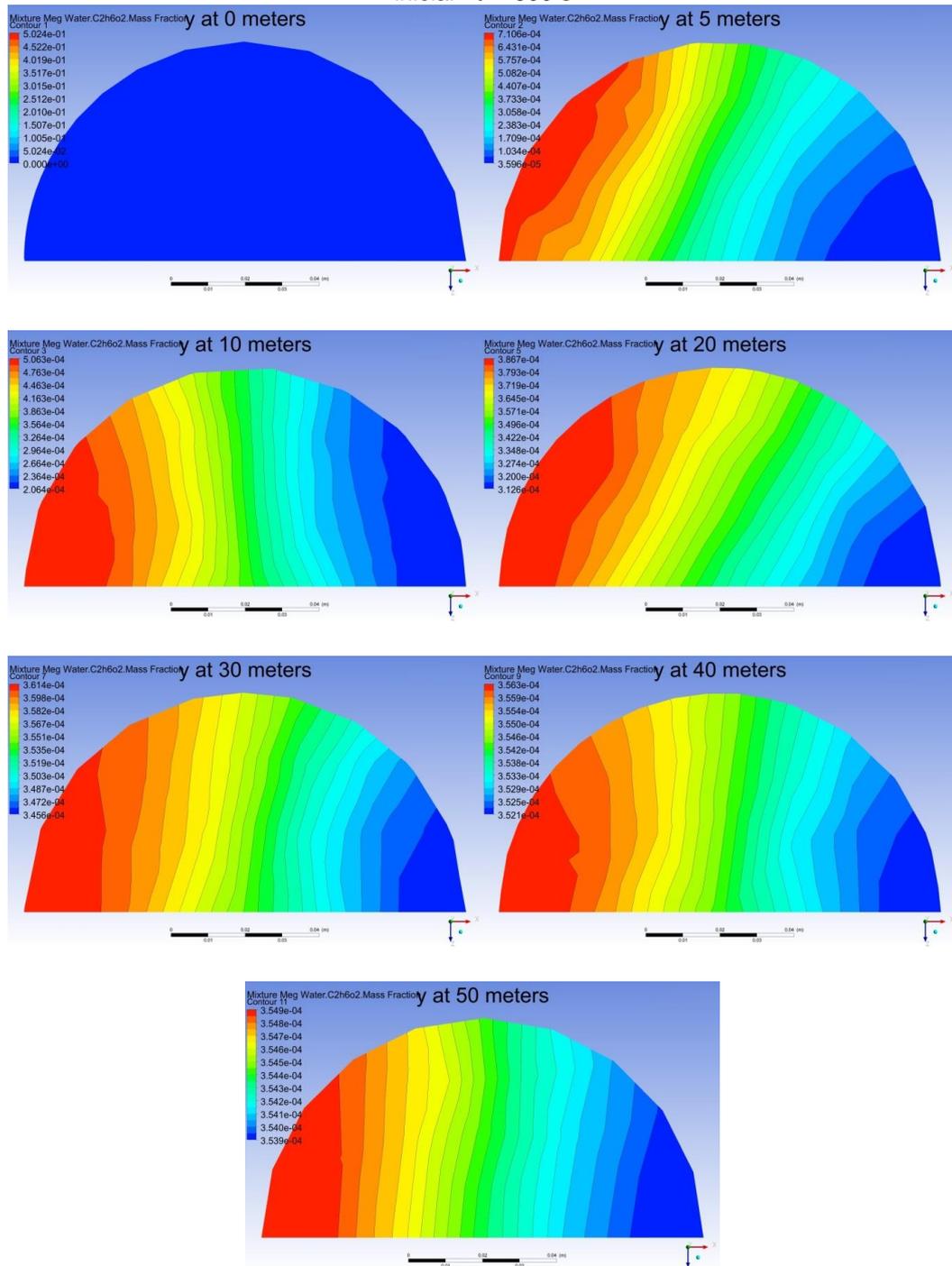
Figura 27 - Caso real 2 - válvula 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 28 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso ideal 3, em $t = 600$ s.

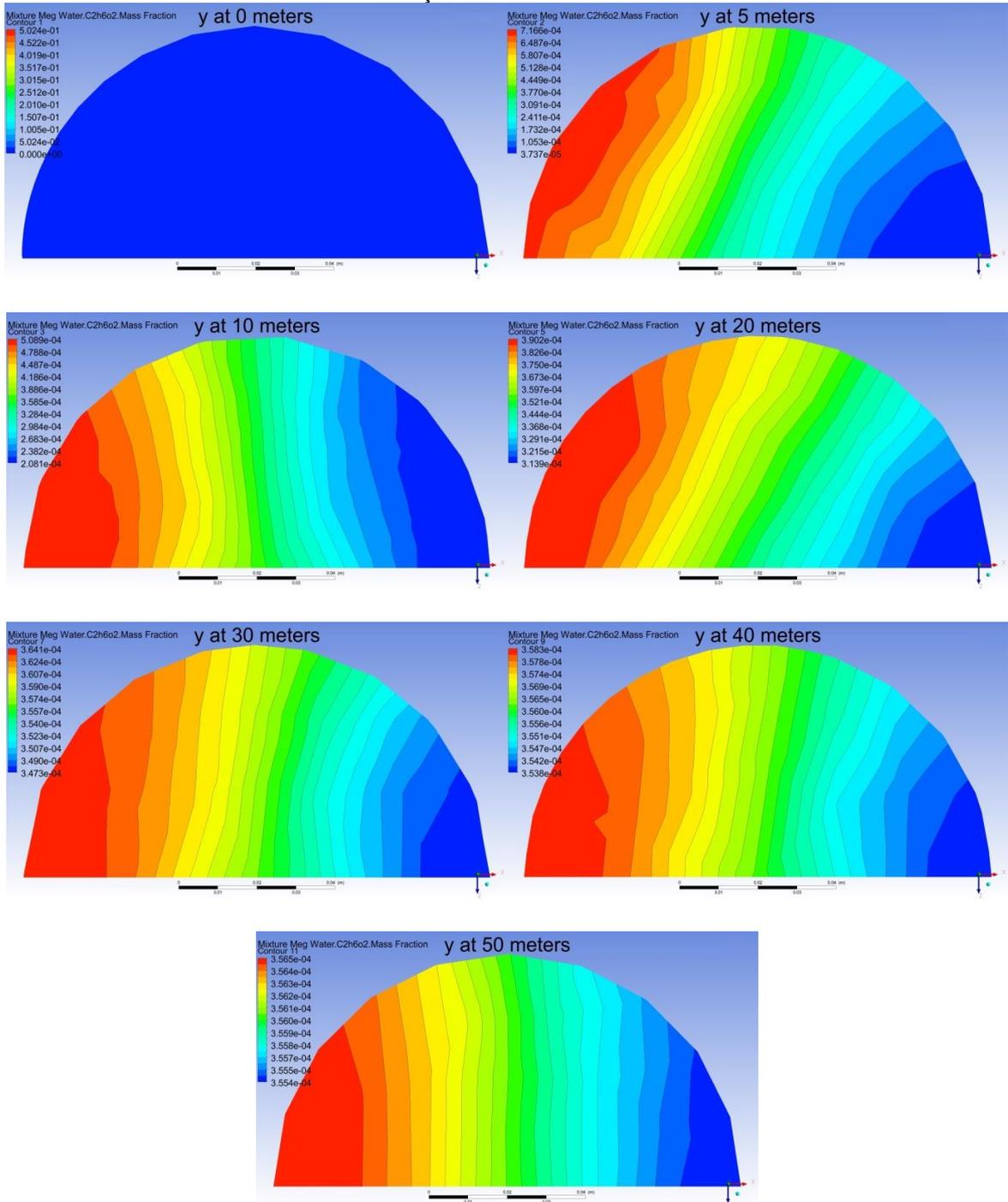
Figura 28 - Caso ideal 3: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 29 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso real 3 - válvula 1, em $t = 600$ s.

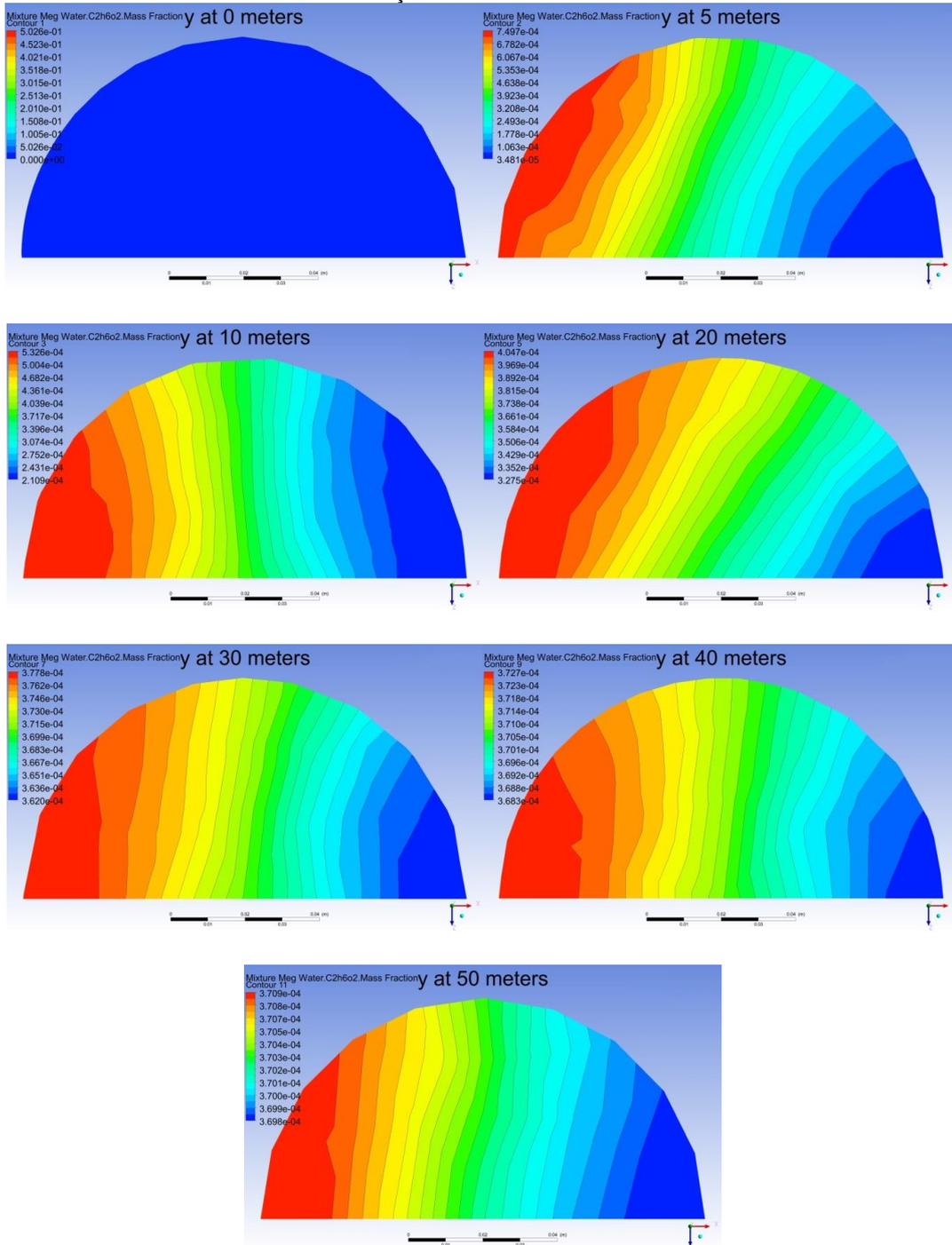
Figura 29 - Caso real 3 - válvula 1: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 30 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso real 3 - válvula 2, em $t = 600$ s.

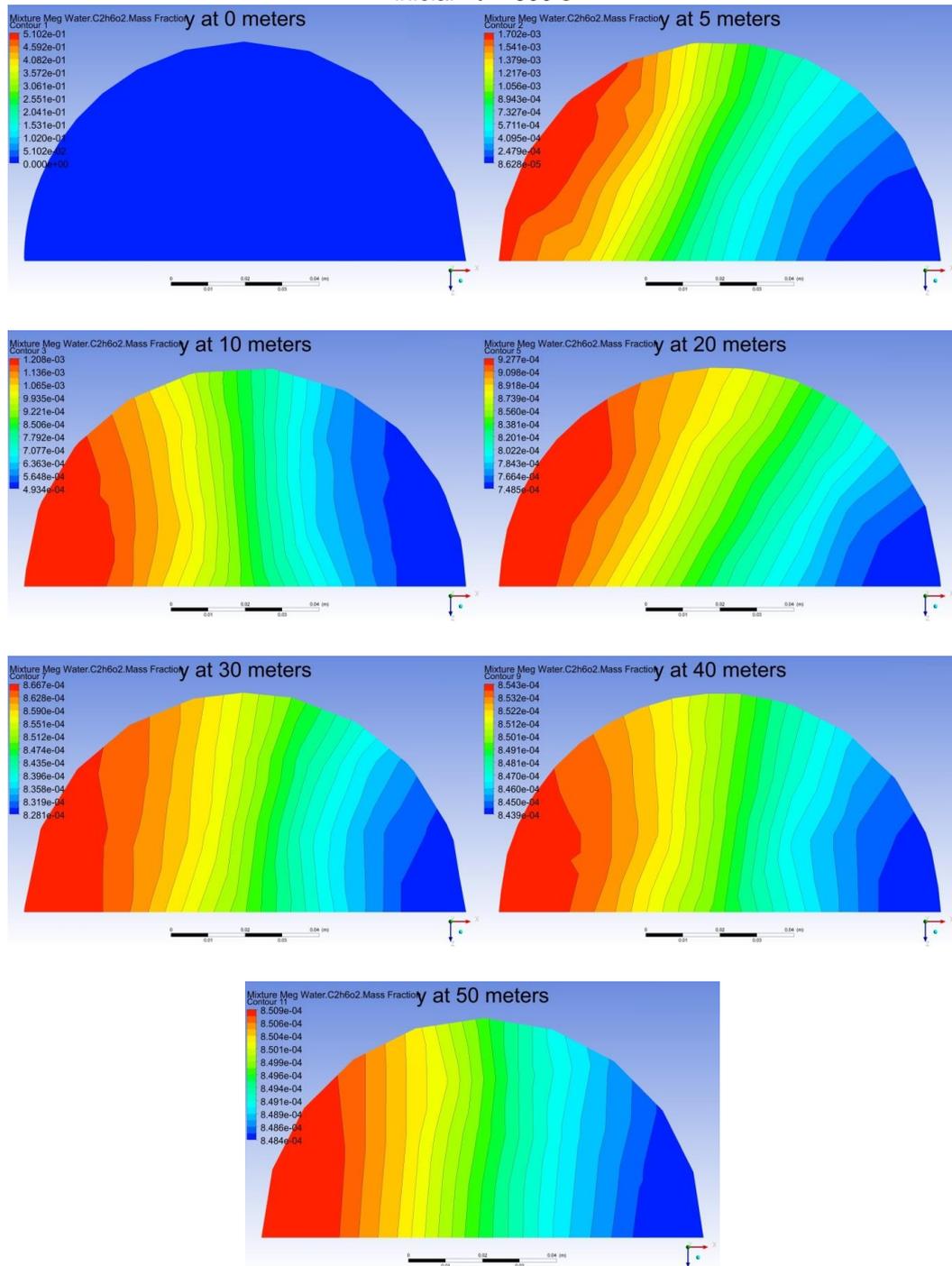
Figura 30 - Caso real 3 - válvula 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 31 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso ideal 4, em $t = 600$ s.

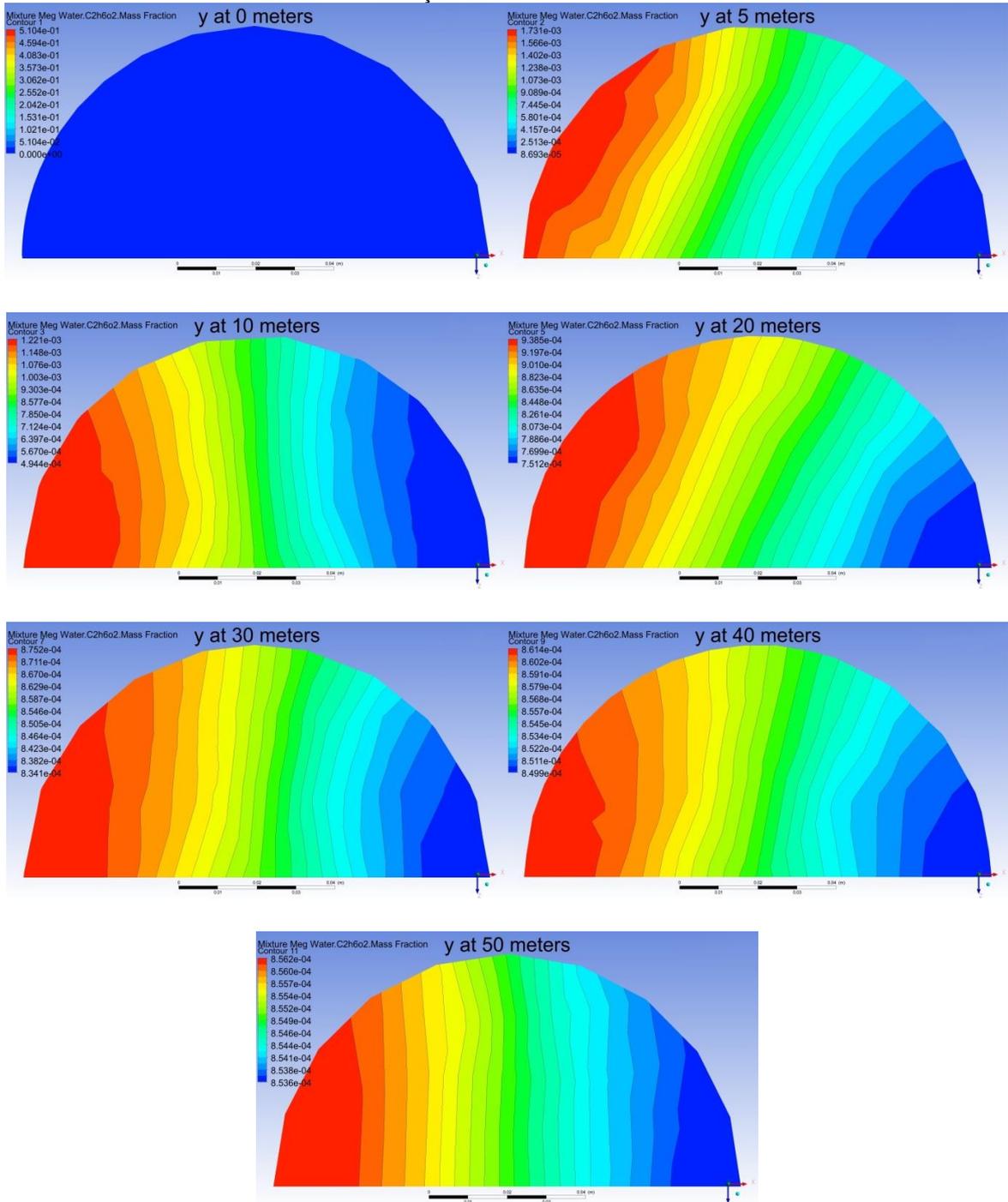
Figura 31 - Caso ideal 4: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 31 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução inicial do caso real 4 - válvula 1, em $t = 600$ s.

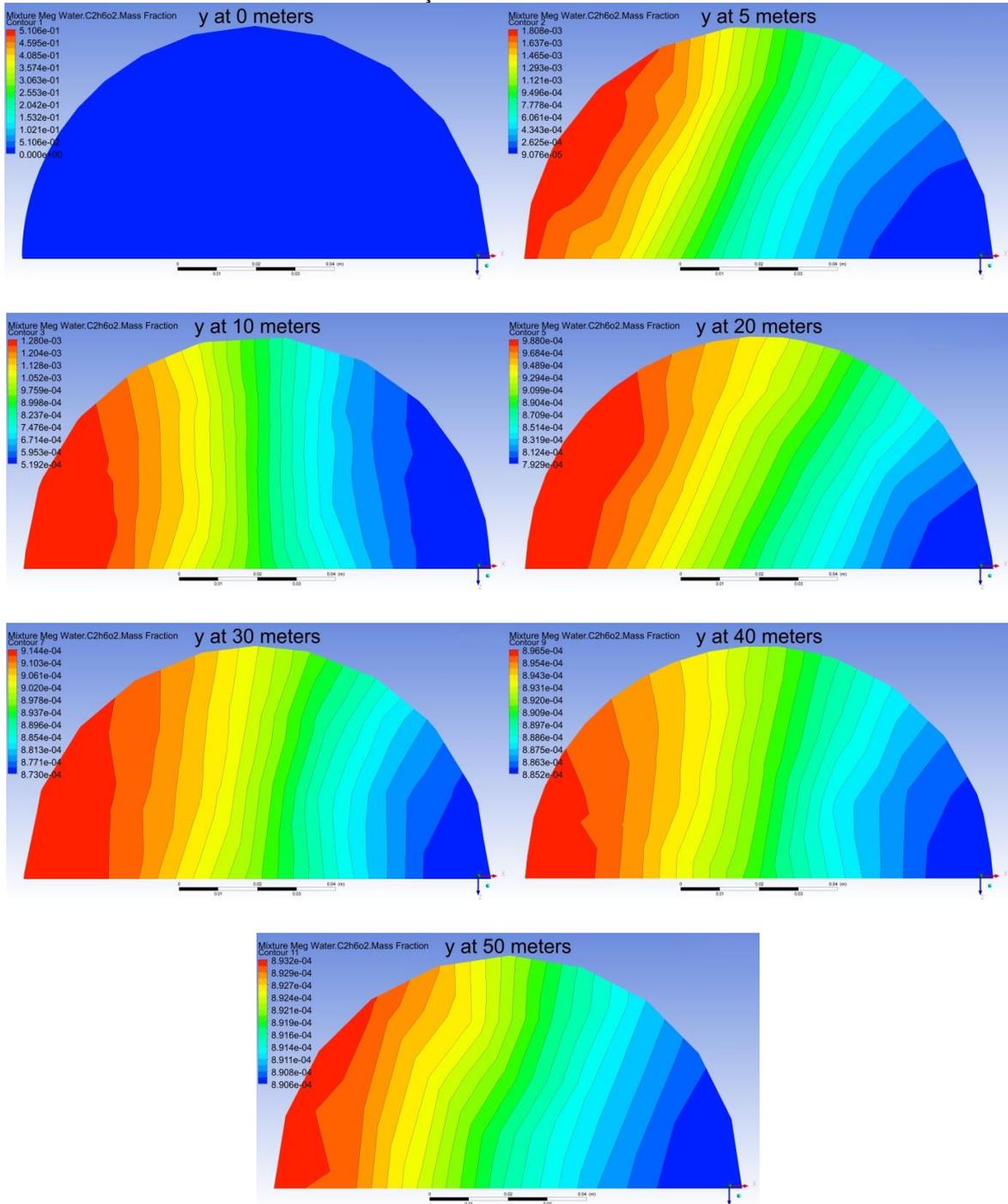
Figura 32 - Caso real 4 - válvula 1: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

A Figura 33 apresenta a distribuição da fração mássica de MEG da solução inicial do caso real 4 - válvula 2, em $t = 600$ s.

Figura 33 - Caso real 4 - válvula 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - solução inicial - $t = 600$ s



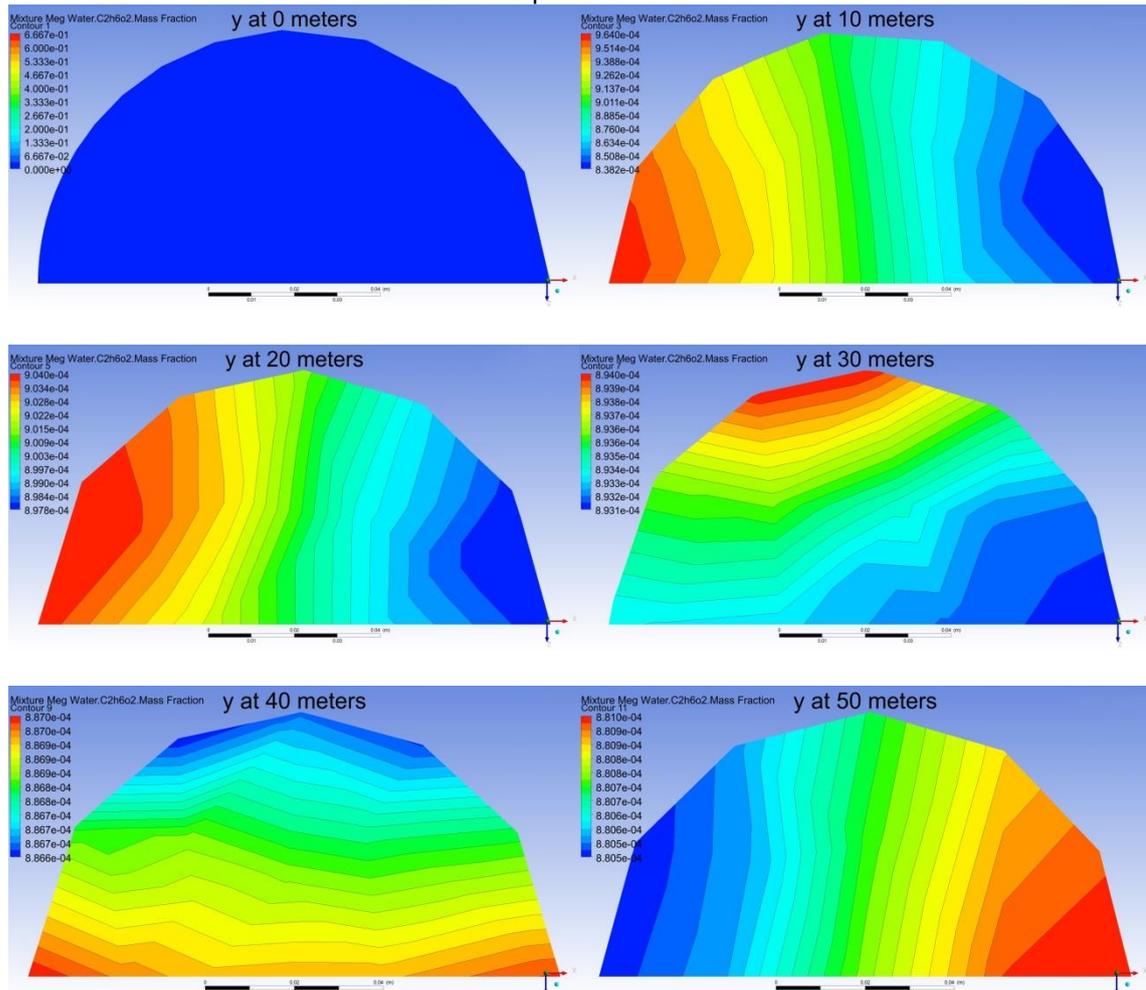
Fonte: A Autora (2022).

Através dos mapas de cores das seções transversais, observa-se as regiões em que existem concentrações mais altas e mais baixas da fração mássica analisada. Verifica-se que os mapas de cores do caso real 1 e caso real 2, da válvula 1 apresentam um comportamento semelhante da distribuição da fração mássica na seção transversal, que são consequências da forma como a válvula realiza a injeção,

embora a quantidade de MEG na seção transversal no caso real 2 - válvula 1 seja superior ao caso real 1 desta mesma válvula.

A Figura 34 apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG da solução do caso real 4 - válvula 2 com a malha adaptada 1 em $t = 600$ s.

Figura 34 - Caso real 4 - válvula 2: mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal - malha adaptada 1 - $t = 600$ s



Fonte: A Autora (2022).

Comparando-se os mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal do duto no caso real 4 - válvula 2, obtidos para a malha adaptada 1, com os mapas de cores de fração mássica de MEG na seção transversal do duto no caso real 4 - válvula 2, obtidos na solução inicial, verifica-se que há diferenças na distribuição predita da substância na seção transversal, permitindo-se analisar que as malhas, nos dois casos, estão capturando fenômenos diferentes.

O Apêndice A apresenta os mapas de cores de fração mássica de MEG na seção longitudinal do duto das soluções iniciais dos casos ideais e reais para as

válvulas 1 e 2, da solução de referência e da solução obtida através da simulação com a malha adaptada 1 para o caso real 4 - válvula 2.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com o objetivo de estabelecer uma metodologia para prever o deslocamento de monoetilenoglicol (MEG) no interior de dutos do sistema de produção de petróleo, foi desenvolvida uma estratégia que permite, aos profissionais dedicados a atividades de garantia de escoamento, a possibilidade de verificar se a quantidade de produtos químicos injetados no sistema submarino é suficiente para promover a inibição da formação de incrustações, por meio a utilização do *software* comercial Ansys Fluent, consistindo em uma abordagem de volumes finitos centrados na célula.

Para validar a utilização da ferramenta computacional, foi simulado o problema proposto por Solano (2010) de deslocamento miscível de monoetilenoglicol como inibidor termodinâmico de hidratos (THI), em um *jumper* submarino, com carga total de água doce, originando um escoamento bicomponente.

Através das simulações numéricas deste caso do MEG como THI, verificou-se que na velocidade de injeção de 0,2 ft/s, até os 66 ft de comprimento do *jumper* , os resultados obtidos na presente pesquisa estão mais próximos aos experimentais do que os obtidos por Solano (2010), enquanto que na velocidade de 0,45 ft/s, ambos os resultados numéricos (esta pesquisa e Solano (2010)), apresentam erros máximos de aproximadamente 14% entre os dados experimentais e os numéricos. Na velocidade de injeção de 0,91 ft/s, Solano (2010) obteve um erro máximo de 13% e nesta pesquisa, o erro máximo obtido foi igual a 15%. Assim como Solano (2010), verificou-se também que os passos de tempo de menor magnitude promoveram a aceleração da convergência das variáveis analisadas, mas elevaram o custo computacional e a frequência e magnitude de oscilações dos erros residuais, enquanto que os passos de tempo maiores reduziram o custo computacional e as oscilações destes erros, mas prejudicam a convergência. Percebeu-se também que as soluções ainda estão dependentes da magnitude do passo de tempo e da malha utilizada, havendo a necessidade de realização de estudo de convergência de malha.

Através das simulações numéricas da injeção de MEG como solvente de inibidores de incrustações, notou-se que o aumento da velocidade de injeção promoveu a elevação da fração mássica desta substância a partir de 2,5 m de elevação nas soluções iniciais. Em todos os casos e instantes de tempo de escoamento analisados, nos 2,5 m iniciais de elevação, as curvas de fração mássica média da variável são coincidentes ou muito próximas. Exceto no caso ideal 1, a partir

de 30 s de escoamento, a fração mássica média é sempre maior ou igual a requerida para fins de inibição da formação de incrustações. Observou-se também que a partir de 15 s de escoamento, o valor dessa variável é sempre diferente de zero em $y = 50$ m.

Comparando-se os perfis da variável para as velocidades ideais com os perfis das velocidades reais, observa-se que, a partir de $y = 2,5$ m existem diferenças nas predições realizadas. Nos casos ideais 1, 2 e 4 verifica-se que é predita uma quantidade inferior desta fração quando comparados aos casos reais 1, 2 e 4, das válvulas 1 e 2. Na maioria dos casos é possível observar também que os valores preditos para a válvula 2, a partir desta mesma elevação, são maiores que os preditos para a válvula 1. A partir de 60 s de escoamento não há diferenças significativas para a fração mássica média em cada caso, verificando-se, por isso, que a partir deste tempo, o escoamento passa a ocorrer em regime estacionário.

Todos os casos iniciais apresentaram frações mássicas máximas e mínimas semelhantes entre $y = 0$ m e $y = 2,5$ m. A fração máxima é superior a requerida, e a fração mínima é igual a 0 e, por isso, é predito que o duto está sempre parcialmente inibido até $y = 2,5$ m.

No caso ideal 1 e caso real - válvula 1, foi predito que o duto está parcialmente inibido até 10 m de elevação, porque a fração mássica máxima é superior a requerida e a mínima é inferior a requerida, e que não está inibido após 10 m de elevação porque ambas as frações são inferiores ao necessário, enquanto que no caso real 1 - válvula 2 foi previsto estar parcialmente inibido até aproximadamente 16 m de elevação e totalmente inibido a partir desta cota. Essa diferença de comportamento pode ser explicada pelo comportamento dos perfis de velocidade do caso real 1 - válvula 1 e caso real 1 - válvula 2. A velocidade média de injeção da válvula 2, neste caso é maior que a velocidade média de injeção da válvula 1 e que a velocidade ideal 1. O desvio padrão da velocidade de injeção da válvula 2, neste caso, também é maior que no perfil de velocidade da válvula 1.

Nas soluções iniciais dos casos ideal 2, real 2 - válvula 1 e real 2 - válvula 2 foi possível verificar que, até 7,5 m, o duto está parcialmente inibido e a partir desta cota, está totalmente inibido. Nos casos ideal 3, real 3 - válvula 1 e real 3 - válvula 2 foi predito que até aproximadamente 5,5 m, o duto está parcialmente inibido, e depois desta cota, está totalmente inibido. Nos casos ideal 4, real 4 - válvula 1 e real 4 -

válvula 2 foi predito que há inibição parcial até aproximadamente 4,2 m e inibição total contra a formação de incrustações a partir desta cota.

A solução de referência do caso real 4 - válvula 2 obteve uma predição de aproximadamente 50000 ppm a menos de fração mássica de MEG do que a solução inicial em $y = 0$ m e aproximadamente de 2000 ppm menos desta fração em $y = 2,5$ m, em $t = 600$ s. Nesta solução de referência verificou-se que, até aproximadamente $y = 3,75$ m, o duto está parcialmente inibido e, a partir desta cota, está totalmente inibido.

Por meio do o h-AMR analisou-se que as simulações realizadas nos níveis refinamento iguais a 1 e 2, forneceram soluções mais precisas do que o caso de referência considerado, destacando-se o nível de refinamento igual a 1, que possibilitou a redução do tempo de simulação em 96% e da quantidade de volumes finitos na malha final adaptada em 95,38%.

A partir do nível de refinamento 3, o método de adaptação não apresentou eficiência. Com a malha adaptada 3, o refinamento excessivo na região de entrada de MEG, elevou o erro da solução, enquanto que no caso da malha adaptada 4, o tempo de simulação aproximadamente foi 4,54 vezes maior que a referência. Estes resultados corroboram as afirmações de Pons e Ersoy (2021) de que os parâmetros de adaptação mal calibrados podem produzir custos computacionais desnecessários e soluções com oscilações espúrias.

Nos estudos subsequentes, será realizado o estudo de convergência de malha nas simulações numéricas da injeção de monoetilenoglicol com solvente de inibidores de incrustação, para verificar se as soluções obtidas são dependentes ou independentes das malhas utilizadas, como também, será introduzida a modelagem de turbulência e serão realizadas simulações unidimensionais (1D) em outros *softwares* comerciais, para realizar a predição do comportamento de deslocamento da substância em maiores trechos do duto do sistema de produção de petróleo.

REFERÊNCIAS

- ADEBIYI, F. M. Paraffin wax precipitation/deposition and mitigating measures in oil and gas industry: a review. **Petroleum Science and Technology**, [S. l.], v. 38, ed. 21, p. 962-971, ago. 2020. DOI 10.1080/10916466.2020.1804400. Disponível em: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/10916466.2020.1804400>. Acesso em: 1 jan. 2021.
- AL-MUALLA, M. E.; CANAGARAJAH, C. N.; BULL, D. R. Warpin-Based Motion Estimation Techniques. *In*: AL-MUALLA, M. E.; CANAGARAJAH, C. N.; BULL, D. R. **Video Coding for Mobile Communications Efficiency, Complexity, and Resilience**. Estados Unidos da América: Elsevier Science (USA), 2002. p. 125-140.
- AMINNAJI, Morteza *et al.* Gas hydrate blockage removal using chemical injection in vertical pipes. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S. l.], v. 40, p. 17-23, 2017. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.02.003>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1875510017300483>. Acesso em: 28 out. 2020.
- ANSYS, Inc. **Theory guide**: Ansys® Fluent, Release 2021 R1. U.S.A: Ansys, 2021.
- ANTUNES, Carollina de M. Molinari O. *et al.* An Examination of the Prediction of Hydrate Formation Conditions in the Presence of Thermodynamic Inhibitors. **Brazilian Journal of Chemical Engineering**, São Paulo, v. 35, n. 1, p. 265-274, 2018. DOI <http://dx.doi.org/10.1590/0104-6632.20180351s20160489>. Disponível em: https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0104-66322018000100265. Acesso em: 28 out. 2020.
- AZARI, Vahid; VAZQUEZ, Oscar; MACKAY, Eric; SORBIE, Ken; JORDAN, M.; SUTHERLAND, Louise. Squeeze Design Optimization by Considering Operational Constraints, Numerical Simulation and Mathematical Modelling. **SPE Virtual International Oilfield Scale Conference and Exhibition**, [S. l.], 2020. DOI 10.2118/200687-MS. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/342204933_Squeeze_Design_Optimization_by_Considering_Operational_Constraints_Numerical_Simulation_and_Mathematical_Modelling. Acesso em: 28 out. 2021.
- BERGER, Marsha J., OLIGER, Joseph. Adaptive mesh refinement for hyperbolic partial differential equations. **Journal of Computational Physics**, [S. l.], v. 53, ed. 3, p. 484-512, 1984. DOI [https://doi.org/10.1016/0021-9991\(84\)90073-1](https://doi.org/10.1016/0021-9991(84)90073-1). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0021999184900731>. Acesso em: 1 jan. 2021.
- COOKE, J.J.; ARMSTRONG, L.M.; LUO, K.H.; GU, S. Adaptive mesh refinement of gas-liquid flow on an inclined plane. **Computers & Chemical Engineering**, [S. l.], v. 60, p. 297-306, 2014. DOI <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2013.09.007>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0098135413002767>. Acesso em: 15 jan. 2021.

CORTI, Mayara Modenesi. **Estudo de ácidos naftênicos por ressonância magnética nuclear**. 2016. Dissertação (Mestrado em Química) - Centro de Ciências Exatas, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2016. Disponível em: http://dspace3.ufes.br/bitstream/10/4756/1/tese_9895_Mayara%20Modenesi%20Corti.pdf. Acesso em: 30 dez. 2020.

CRUZ, Constanza; KRASLAWSKI, Andrzej; CISTERNAS, Luis A. Scaling problems and control technologies in industrial operations: Technology assessment. **Separation and Purification Technology**, [S. l.], v. 207, 2018. DOI 10.1016/j.seppur.2018.06.023. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/325647442_Scaling_problems_and_control_technologies_in_industrial_operations_Technology_Assessment. Acesso em: 14 jan. 2021.

DABIR, Sasan; DABIR, Bahram; MOGHANLOO, Rouzbeh Ghanbarnezhad. A new approach to study deposition of heavy organic compounds in porous media. **Fuel**, [S. l.], v. 185, p. 273-280, 2016. DOI <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.106>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016236116307098>. Acesso em: 8 dez. 2020.

DAVUDOVIĆ, Davud; MOGHANLOO, Rouzbeh Ghanbarnezhad; FLOM, Jonathan. Scaling Analysis and Its Implication for Asphaltene Deposition in a Wellbore. **SPE Journal**, [S. l.], v. 23, 2017. DOI 10.2118/187950-PA. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/319296657_Scaling_Analysis_and_Its_Implication_for_Asphaltene_Deposition_in_a_Wellbore. Acesso em: 12 dez. 2020.

FAKHER, Sherif *et al.* Critical review of asphaltene properties and factors impacting its stability in crude oil. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, [S. l.], v. 10, 2019. DOI 10.1007/s13202-019-00811-5. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/337778545_Critical_review_of_asphaltene_properties_and_factors_impacting_its_stability_in_crude_oil. Acesso em: 11 dez. 2020.

GOODWIN, Neil *et al.* Qualification Procedure For Continuous Injection Of Chemicals In The Well - Method Development. **SPE International Conference on Oilfield Scale**, [S. l.], 2013. DOI 10.2118/154934-MS. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/269194705_Qualification_Procedure_For_Continuous_Injection_Of_Chemicals_In_The_Well_-_Method_Development. Acesso em: 11 fev. 2022.

GOUAL, Lamia. Petroleum Asphaltenes. *In*: ABDEL-RAOUF, Manar El-Sayed. **Crude Oil Emulsions: Composition Stability and Characterization**. Rijeka, Croatia: InTech, 2012. ISBN 978-953-51-0220-5. Disponível em: http://www.issp.ac.ru/ebooks/books/open/Crude_Oil_Emulsions_-_Composition_Stability_and_Characterization.pdf. Acesso em: 12 dez. 2020.

GRAHAM, Gordon M. *et al.* Simulating Calcium Naphthenate Formation and Mitigation Under Laboratory Conditions. **SPE International Oilfield Scale**

Conference and Exhibition, [S. l.], 2006. DOI 10.2118/100632-MS. Disponível em: <https://onepetro.org/SPEOSS/proceedings-pdf/06OSS/All-06OSS/SPE-100632-MS/1820203/spe-100632-ms.pdf>. Acesso em: 11 fev. 2022.

GUDMUNDSSON, Jon Steinar. **Flow Assurance Solids in Oil and Gas Production**. London, UK: CRC Press/Balkema, 2018. ISBN 9780367781927. DOI 10.1201/9781315185118. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/327250468_Flow_Assurance_Solids_in_Oil_and_Gas_Production/citation/download. Acesso em: 2 mar. 2021.

GUERREIRO, L. *et al.* The Challenge of Developing Complex Marginal Fields, Example of Ne Brazil. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference held**, Abu Dhabi, 2012. DOI 10.2118/162323-MS. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/266663049_The_Challenge_of_Developing_Complex_Marginal_Fields_Example_of_Ne_Brazil. Acesso em: 11 fev. 2022.

HAO, Jian; PAN, Tsorng-Whay. Simulation for high Weissenberg number. **Applied Mathematics Letters**, [S. l.], p. 988-993, 2007. DOI 10.1016/j.aml.2006.12.003. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0893965907000183>. Acesso em: 11 dez. 2020.

HENNIG, Paul; KÄSTNER, Markus; MORGENSTERN, Philipp; PETERSEIM, Daniel. Adaptive mesh refinement strategies in isogeometric analysis — A computational comparison. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, [S. l.], v. 316, p. 424-448, 2017. DOI <https://doi.org/10.1016/j.cma.2016.07.029>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045782516308027>. Acesso em: 12 jun. 2021.

HIRSCH, C. **Numerical Computation of Internal and External Flows: Fundamentals of Computational Fluid Dynamics**. Grã-Bretanha: Butterworth-Heinemann, 2007. v. 1, 675 p.

JORDAN, M.; FEASEY, Neil; JOHNSTON, Clare. Inorganic Scale Control Within MEG/Methanol Treated Produced Fluids. **SPE International Symposium on Oilfield Scale**, Aberdeen, 2005. DOI <https://doi.org/10.2118/95034-MS>. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/266669086_Inorganic_Scale_Control_Within_MEGMethanol_Treated_Produced_Fluids. Acesso em: 20 out. 2021.

KAMAL, Muhammad Shahzad *et al.* Oilfield scale formation and chemical removal: A review. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [S. l.], v. 171, p. 127-139, 2018. DOI <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.07.037>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0920410518306120>. Acesso em: 8 dez. 2020.

KAMARI, Arash; BAHADORI, Alireza; MOHAMMADI, Amir; ZENDEHBOUDI, Sohrab. New Tools Predict Monoethylene Glycol Injection Rate for Natural Gas Hydrate Inhibition. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, [S. l.], v. 33,

2014. DOI 10.1016/j.jlp.2014.12.013. Disponível em:
https://www.researchgate.net/publication/269634099_New_Tools_Predict_Monoethylene_Glycol_Injection_Rate_for_Natural_Gas_Hydrate_Inhibition. Acesso em: 15 ago. 2021.

KUMAR, Asheesh *et al.* Hydrate Management in Restart Operations of a Subsea jumper. **Offshore Technology Conference Asia**, Kuala Lumpur, Malaysia, 2020. DOI 10.4043/30186-MS. Disponível em:
https://www.researchgate.net/publication/345319445_Hydrate_Management_in_Restart_Operations_of_a_Subsea_jumper. Acesso em: 13 jan. 2021.

LEONARD, B. P. A stable and accurate convective modelling procedure based on quadratic upstream interpolation. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, [S. l.], v. 19, p. 59-98, 2018. DOI [https://doi.org/10.1016/0045-7825\(79\)90034-3](https://doi.org/10.1016/0045-7825(79)90034-3). Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0045782579900343>. Acesso em: 8 dez. 2021.

LÓPEZ-HERRERA, J.M.; POPINET, S.; CASTREJÓN-PITA, A.A. An adaptive solver for viscoelastic incompressible two-phase problems applied to the study of the splashing of weakly viscoelastic droplets. **Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics**, [S. l.], v. 264, p. 144-158, 2018. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jnnfm.2018.10.012>. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377025718300752>. Acesso em: 8 dez. 2021.

MACKAY, Eric J. Oilfield Scale: A New Integrated Approach to Tackle an Old Foe. **SPE Distinguished Lecturer Series**, [S. l.]. Disponível em:
<https://www.spe.org/dl/docs/2008/Mackay.pdf>. Acesso em: 11 fev. 2022.

MATSUSHITA, Shintaro; TAKAYUKI, Aoki. Gas-liquid two-phase flows simulation based on weakly compressible scheme with interface-adapted AMR method. **Journal of Computational Physics**, [S. l.], v. 445, 2021. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2021.110605>. Disponível em:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0021999121005003>. Acesso em: 15 dez. 2021.

MAZUMDER, Mohammad A. Jafar. A Review of Green Scale Inhibitors: Process, Types, Mechanism and Properties. **Coatings**, [S. l.], v. 10, n. 10, set. 2020. DOI <https://doi.org/10.3390/coatings10100928>. Disponível em:
<https://www.mdpi.com/2079-6412/10/10/928>. Acesso em: 14 jan. 2021.

MIKKO, Manninen; TAIVASSALO, Veikko; KALLIO, Sirpa. **On the Mixture Model for Multiphase Flow**, [S. l.], 1996.

MPELWA, Musa; TANG, Shan-Fa. State of the art of synthetic threshold scale inhibitors for mineral scaling in the petroleum industry: a review. **Petroleum Science**, [S. l.], 18 mar. 2019. DOI doi.org/10.1007/s12182-019-0299-5. Disponível em:
<https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs12182-019-0299-5>. Acesso em: 10 nov. 2019.

OLAJIRE, Abass A. A review of oilfield scale management technology for oil and gas production. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, Nigéria, v. 135, p. 723-737, 2015. DOI <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.09.011>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0920410515301066>. Acesso em: 27 nov. 2020.

PONS, Kevin; ERSOY, Mehmet. **Adaptive mesh refinement method**. Part 1: Automatic thresholding based on a distribution function. [S. l.], 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0735193321005959>. Acesso em: 10 dez. 2021.

POTGIETER, J.; LOMBAARD, L.; HANNAY, J.; MOGHIMI, M.A.; VALLURI, P.; MEYER, J.P. Adaptive mesh refinement method for the reduction of computational costs while simulating slug flow. **International Communications in Heat and Mass Transfer**, [S. l.], v. 129, 2021. DOI <https://doi.org/10.1016/j.icheatmasstransfer.2021.105702>. Disponível em: <https://www.semanticscholar.org/paper/Adaptive-mesh-refinement-method.-Part-1%3A-Automatic-Pons-Ersoy/40bf8442122fc25bc3925063fed65268aae0e7d1>. Acesso em: 10 dez. 2021.

RAGUNATHAN, Thevaruban; HUSIN, Hazlina; WOOD, Colin D. Wax Formation Mechanisms, Wax Chemical Inhibitors and Factors Affecting Chemical Inhibition. **Applied Sciences**, [S. l.], v. 10, set. 2020. DOI 10.3390/app10020479. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/338508001_Wax_Formation_Mechanisms_Wax_Chemical_Inhibitors_and_Factors_Affecting_Chemical_Inhibition. Acesso em: 1 jan. 2021.

ROJAS-FIGUEROA, A., FAIRUZOV, Y., 2002. Numerical simulation of corrosion inhibitor transport in pipelines carrying oil-water mixtures. **Journal of Energy Resources Technology**, [S. l.], v. 124, 2002. DOI 10.1115/1.1491980. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/275105297_Numerical_Simulation_of_Corrosion_Inhibitor_Transport_in_Pipelines_Carrying_Oil-Water_Mixtures. Acesso em: 9 dez. 2021.

SLOAN, Dendy; CREEK, Jefferson; SUM, Amadeu K. Where and How Are Hydrate Plugs Formed? *In*: SLOAN, Dendy *et al.* **Natural Gas Hydrates in Flow Assurance**. [S. l.]: Gulf Professional Publishing, 2011. cap. 2, p. 13-36. ISBN 9781856179454. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781856179454000029>. Acesso em: 6 nov. 2020.

SOLANO, Susana Delba Mele. **Experimental and computational investigation on the displacement and mixing mechanisms in well-head jumpers during restart with monoethylene glycol**. 2010. 188 p. Tese (Master of Science in Petroleum Engineering) - The Graduate School, The University of Tulsa, Tulsa, OK, 2010.

SOUSA, A. M.; MATOS, H. A.; GUERREIRO, L. Wax deposition mechanisms and the effect of emulsions and carbon dioxide injection on wax deposition: Critical

review. **Petroleum**, [S. l.], v. 6, ed. 3, p. 215-225, 2020. DOI <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.004>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405656118302013>. Acesso em: 1 jan. 2021.

STEWART, Maurice I. Hydrate Prediction and Prevention. *In*: STEWART, Maurice I. (ed.). **Surface Production Operations**. 3. ed. [S. l.]: Gulf Professional Publishing, 2014. v. 2, cap. Five, p. 215-258. ISBN 9780123822079. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780123822079000056>. Acesso em: 8 jan. 2021.

STEWART-LIDDON, Christine *et al.* Qualification of Chemicals / Chemical Injection Systems for Downhole Continuous Chemical Injection. **SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition**, Scotland. DOI 10.2118/169782-MS. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/267458199_Qualification_of_Chemicals_Chemical_Injection_Systems_for_Downhole_Continuous_Chemical_Injection. Acesso em: 11 fev. 2022.

SUBRAMANIE, Priyatchni A.P; PADHI, Abhilash; RIDZUAN, Norida, ADAM, Fatmawati. Experimental study on the effect of wax inhibitor and nanoparticles on rheology of Malaysian crude oil. **Journal of King Saud University - Engineering Sciences**, [S. l.], v. 32, 1 jun. 2019. DOI 10.1016/j.jksues.2019.05.003. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/333108686_Experimental_study_on_the_effect_of_wax_inhibitor_and_nanoparticles_on_rheology_of_Malaysian_crude_oil. Acesso em: 1 jan. 2021.

VAZIRIAN, Mohammad Mohsen *et al.* Surface inorganic scale formation in oil and gas industry: As adhesion and deposition processes. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [S. l.], v. 137, p. 22-32, 2016. DOI <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.005>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S092041051530173X>. Acesso em: 11 ago. 2020.

VOLK, Michael. **Displacement & Mixing in Subsea jumpers - Experimental Data & CFD Simulations**. Tulsa, OK: Research Partnership to Secure Energy for America, RPSEA, 2013. 151 p. Disponível em: <https://edx.netl.doe.gov/dataset/displacement-mixing-in-subsea-jumpers-experimental-data-and-cfd-simulations-fact-sheet>. Acesso em: 16 out. 2020.

WANG, Yanhong; FAN, Shuanshi; LANG, Xuemei. Reviews of gas hydrate inhibitors in gas-dominant pipelines and application of kinetic hydrate inhibitors in China. **Chinese Journal of Chemical Engineering**, [S. l.], v. 27, ed. 9, p. 2118-2132, 2019. DOI <https://doi.org/10.1016/j.cjche.2019.02.023>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1004954118317014>. Acesso em: 28 out. 2020.

XIA, Yu; VERMA, Ishan; STOPFORD, Phil; SHARKEY, Patrick. GT2021-59100 Dynamic Mesh Adaption For Scale-resolving Reacting Flow Simulations. **Turbo**

Expo 2021 Turbomachinery Technical Conference & Exposition, [S. l.], 2021. DOI 10.1115/GT2021-59100. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/346966261_GT2021-59100_Dynamic_Mesh_Adaption_For_Scale-resolving_Reacting_Flow_Simulations. Acesso em: 14 dez. 2021.

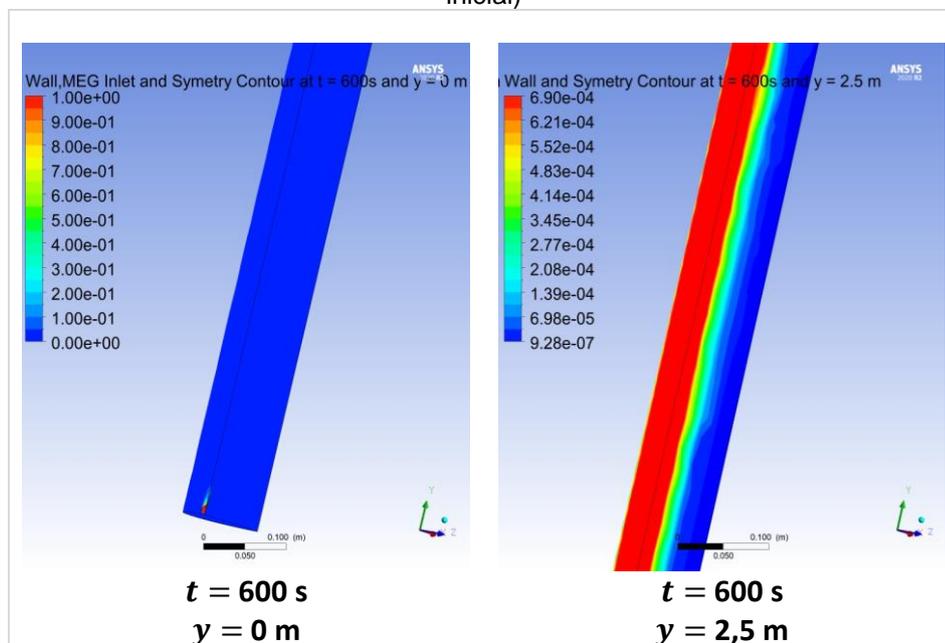
XU, Bin. Influencing factors governing paraffin wax deposition of heavy oil and research on wellbore paraffin remover. **Petroleum Science and Technology**, [S. l.], v. 36, n. 20, p. 1635-1641, 2018. DOI 10.1080/10916466.2018.1496113. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/327086770_Influencing_factors_governing_paraffin_wax_deposition_of_heavy_oil_and_research_on_wellbore_paraffin_remover. Acesso em: 2 jan. 2021.

YUE, Hairong; ZHAO, Yujun, MA, Xinbin, GONG, Jinlong. Ethylene glycol: properties, synthesis, and applications. **Chemical Society Reviews**, [S. l.], v. 41, n. 11, p. 4089-4380, 7 jun. 2012. DOI 10.1039/c2cs15359a. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/223969862_ChemInform_Abstract_Ethylene_Glycol_Properties_Synthesis_and_Applications. Acesso em: 7 jan. 2021.
ZARINABADI, Soroush; SAMIMI, Amir. Problems of Hydrate Formation in Oil and Gas Pipes Deals. **Australian Journal of Basic and Applied Sciences**, [S. l.], v. 5, p. 741-745, 2011. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/295980202_Problems_of_hydrate_formation_in_oil_and_gas_pipes_deals. Acesso em: 11 fev. 2022.

ZENDEHBOUDI, Sohrab *et al.* Asphaltene precipitation and deposition in oil reservoirs: Technical aspects, experimental and hybrid neural network predictive tools. **Chemical Engineering Research and Design**, [S. l.], v. 92, p. 857-875, 2014. DOI <http://dx.doi.org/10.1016/j.cherd.2013.08.001>. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/264971787_Asphaltene_precipitation_and_deposition_in_oil_reservoirs-Technical_aspects_experimental_and_hybrid_neural_network_predictive_tools. Acesso em: 13 dez. 2020.

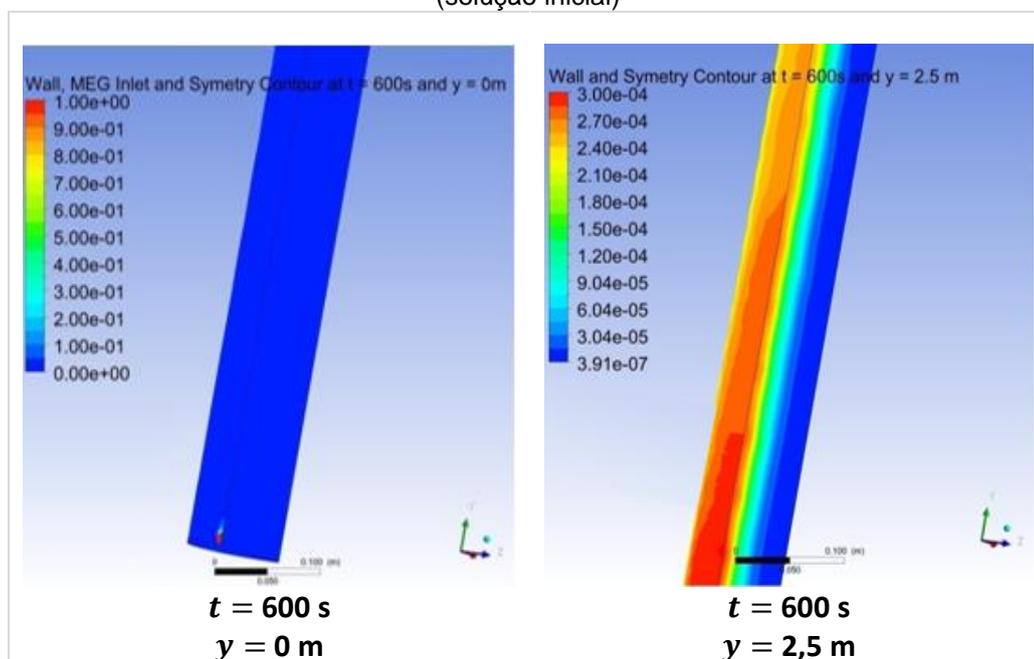
APÊNDICE A - MAPAS DE CORES: FRAÇÃO MÁSSICA DE MEG - SEÇÃO LONGITUDINAL DO DUTO DE PETRÓLEO

Figura 35 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso ideal 1 - seção longitudinal (solução inicial)



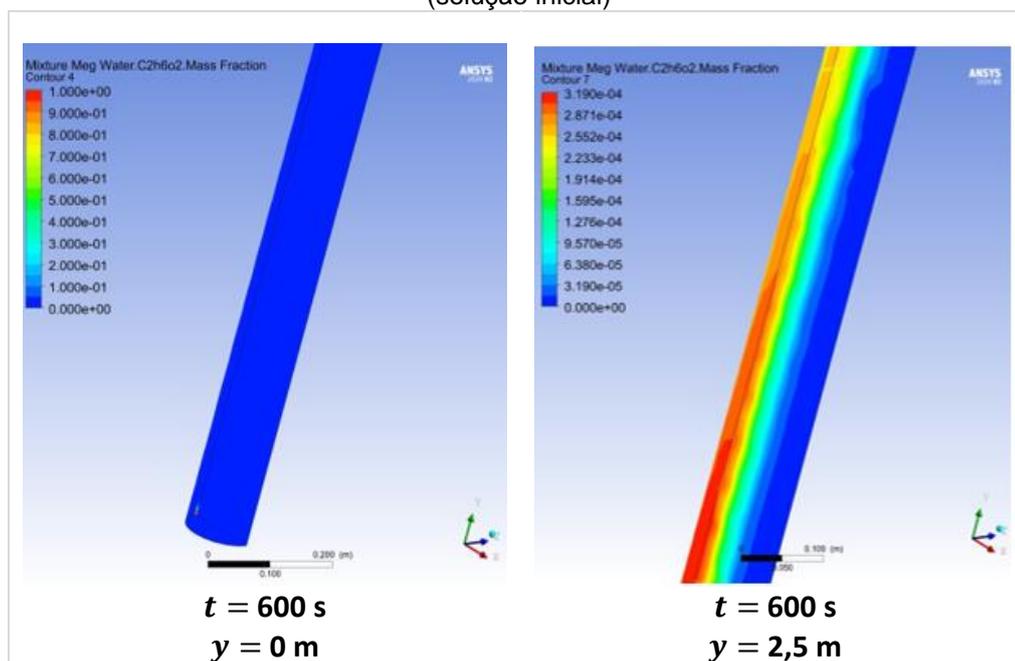
Fonte: A Autora (2022).

Figura 36 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 1 - válvula 1 - seção longitudinal (solução inicial)



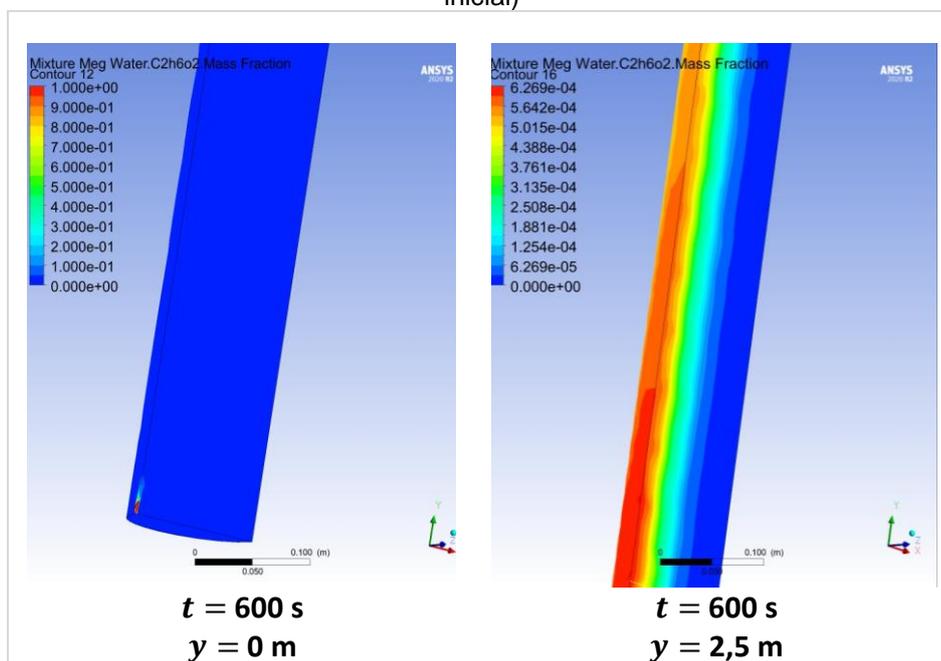
Fonte: A Autora (2022).

Figura 37 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 1 - válvula 2 - seção longitudinal (solução inicial)



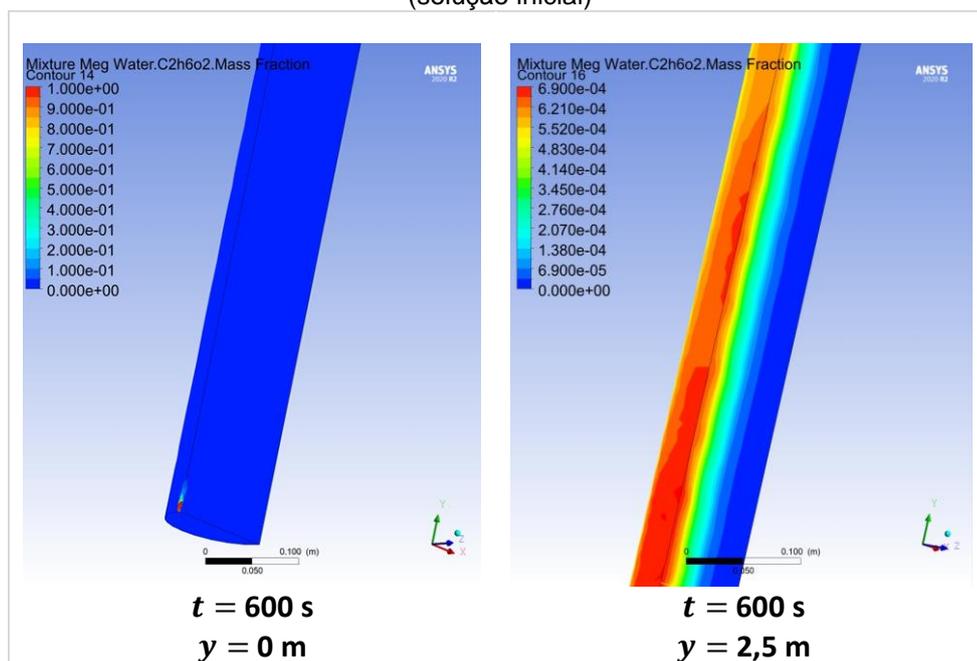
Fonte: A Autora (2022).

Figura 38 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso ideal 2 - seção longitudinal (solução inicial)



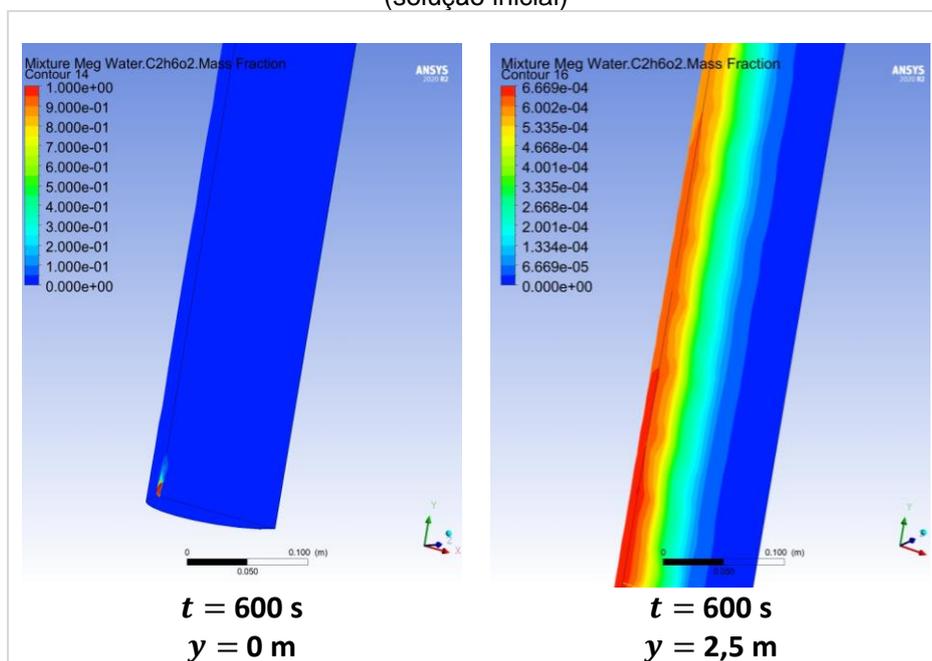
Fonte: A Autora (2022).

Figura 39 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 2 - válvula 1 - seção longitudinal (solução inicial)



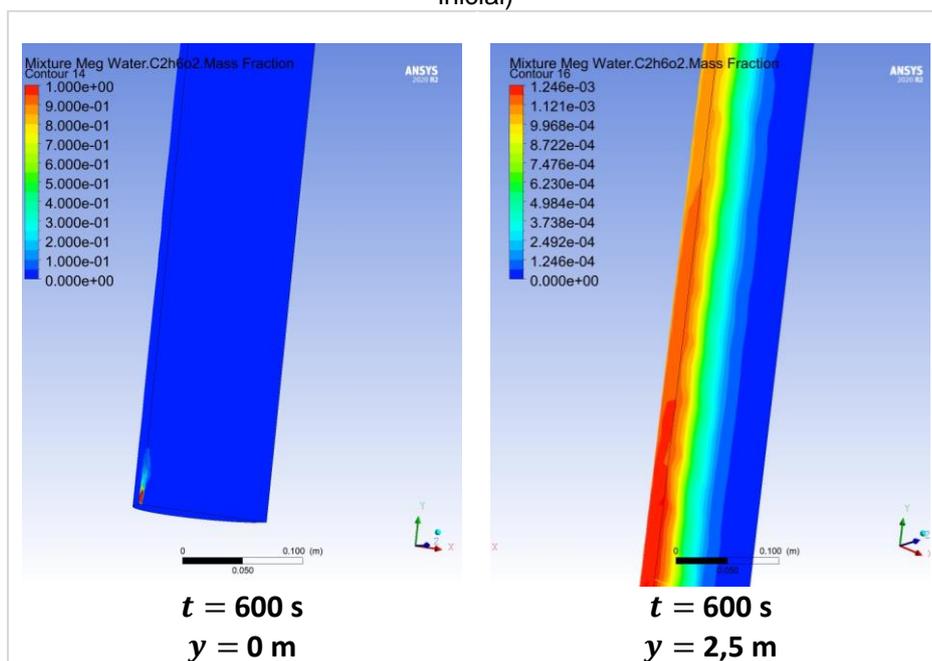
Fonte: A Autora (2022).

Figura 40 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 2 - válvula 2 - seção longitudinal (solução inicial)



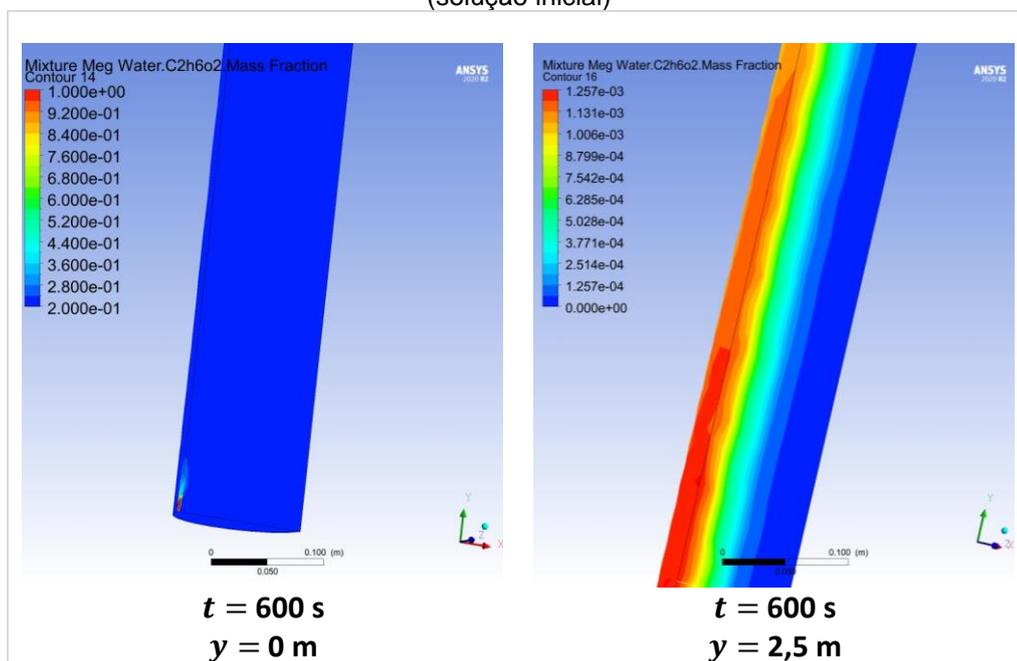
Fonte: A Autora (2022).

Figura 41 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso ideal 3 - seção longitudinal (solução inicial)



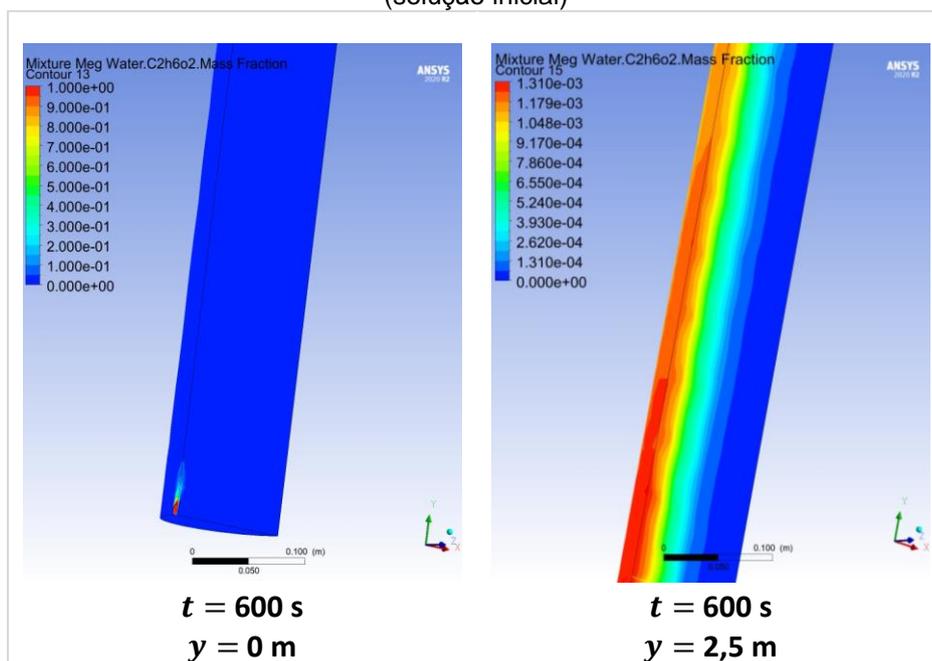
Fonte: A Autora (2022).

Figura 42 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 3 - válvula 1 - seção longitudinal (solução inicial)



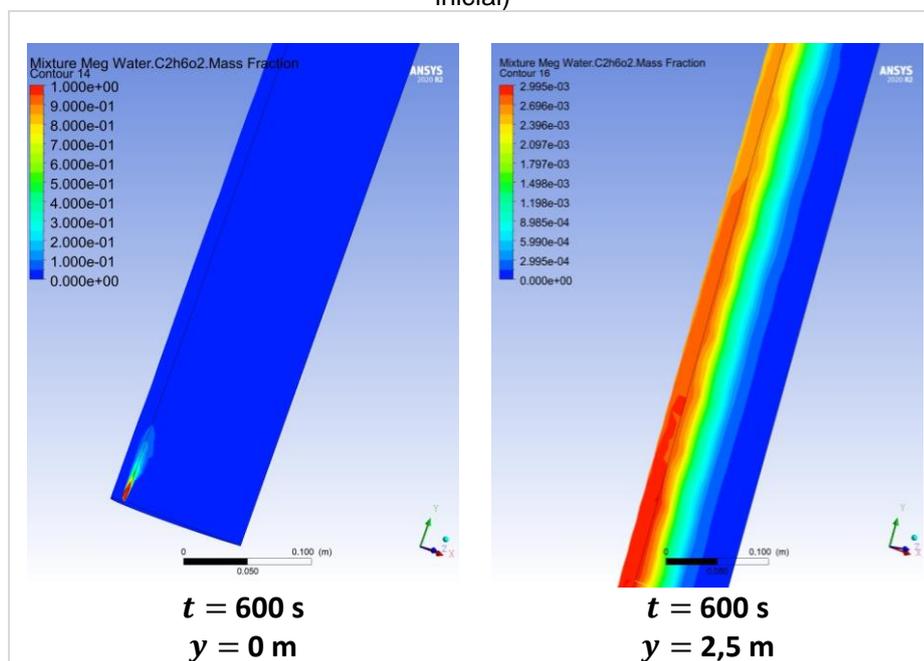
Fonte: A Autora (2022).

Figura 43 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 3 - válvula 2 - seção longitudinal (solução inicial)



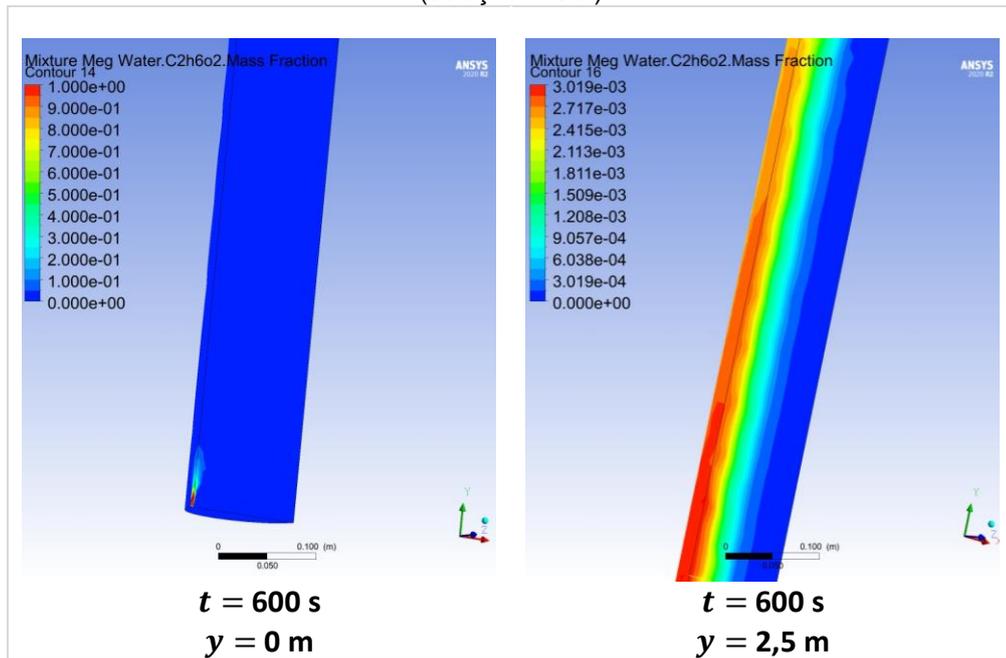
Fonte: A Autora (2022).

Figura 44 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso ideal 4 - seção longitudinal (solução inicial)



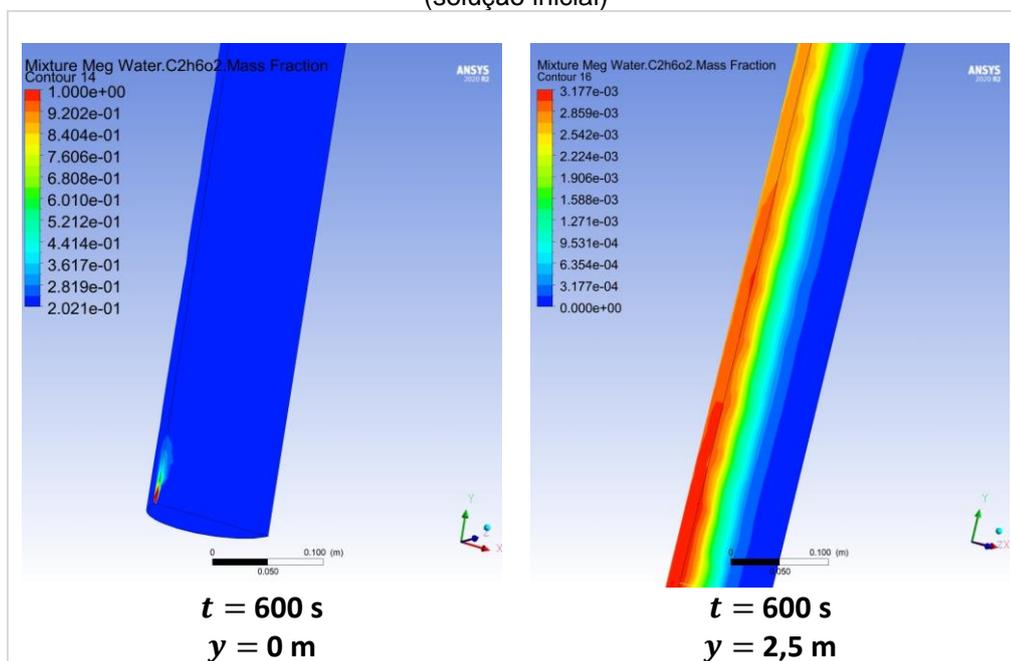
Fonte: A Autora (2022).

Figura 45 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 4 - válvula 1 - seção longitudinal (solução inicial)



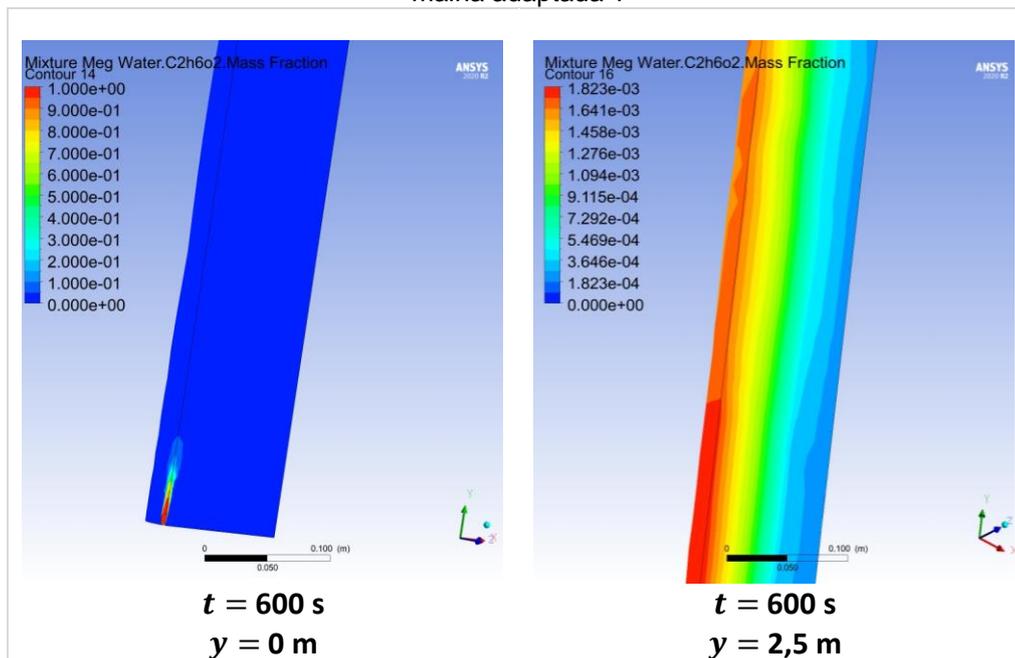
Fonte: A Autora (2022).

Figura 46 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 4 - válvula 2 - seção longitudinal (solução inicial)



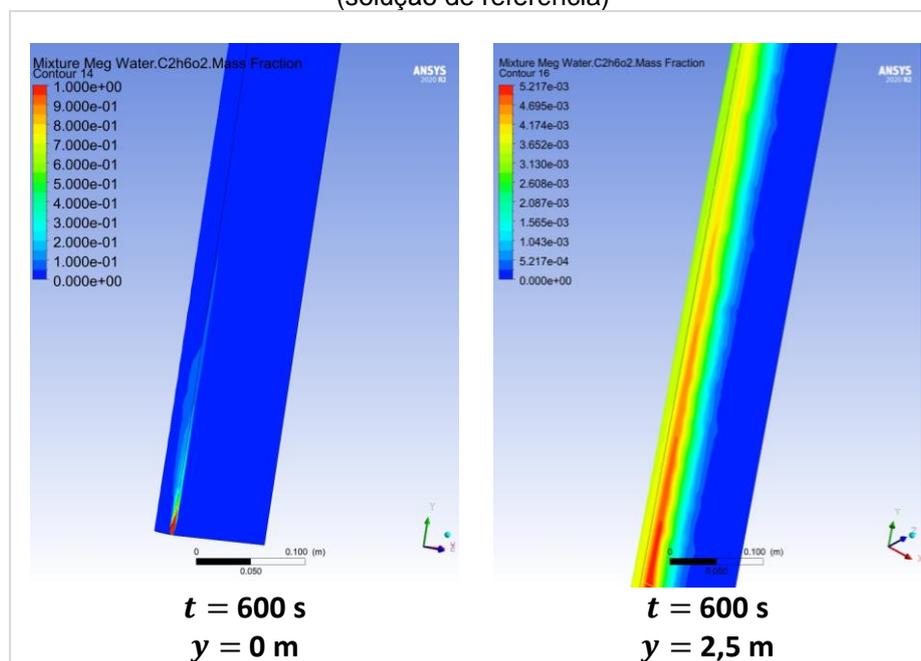
Fonte: A Autora (2022).

Figura 47 - Mapa de cores de fração mássica de MEG - seção longitudinal, caso real 4 - válvula 2 - malha adaptada 1



Fonte: A Autora (2022).

Figura 48 - Mapa de cores de fração mássica de MEG do caso real 4 - válvula 2 - seção longitudinal (solução de referência)



Fonte: A Autora (2022).