



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA**  
**UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA QUÍMICA**  
**PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA**



Helton Gomes Alves

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA RECUPERAÇÃO DE  
ÓLEOS UTILIZANDO POÇOS PRODUTORES  
HORIZONTAIS**

**CAMPINA GRANDE**  
**2017**

**HELTON GOMES ALVES**

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA RECUPERAÇÃO DE  
ÓLEOS UTILIZANDO POÇOS PRODUTORES  
HORIZONTAIS**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química da Universidade Federal de Campina Grande, como requisito exigido para obtenção do título de mestre.

Área de Concentração: Desenvolvimento de Processos Químicos.

**Orientador: Professor Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto**

**CAMPINA GRANDE**

**2017**

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

A474s      Alves, Helton Gomes.  
Simulação numérica da recuperação de óleos utilizando poços produtores horizontais / Helton Gomes Alves. – Campina Grande, 2017.  
101 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia, 2017.  
"Orientação: Prof. Dr. Severino Rodrigues de Farias Neto".  
Referências.

1. Petróleo (Engenharia). 2. Petróleo - Reservatório. 3. Óleo - Recuperação. 4. Simulação Numérica. I. Farias Neto, Severino Rodrigues de. II. Título.

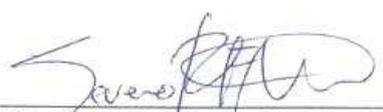
CDU 622.323(043)

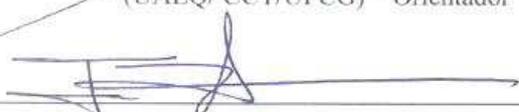
HELTON GOMES ALVES

**SIMULAÇÃO NUMÉRICA DA RECUPERAÇÃO DE  
ÓLEOS UTILIZANDO POÇOS PRODUTORES  
HORIZONTAIS.**

Dissertação apresentada e aprovada em: 01/02/2017

Banca Examinadora:

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Severino Rodrigues de Farias Neto, Dr.**  
(UAEQ/ CCT/UFCG) – Orientador

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. José Jailson Nicácio Alves, Dr.**  
(UAEQ/ CCT/UFCG) – Examinador Interno

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Antônio Gilson Barbosa de Lima, Dr.**  
(UAEM/ CCT/UFCG) – Examinador Externo

  
\_\_\_\_\_  
**Prof. Josedite Saraiva de Souza, Dra.**  
(UAEM/Faculdade Maurício de Nassau) – Examinador Externo

CAMPINA GRANDE  
2017

*Dedico este trabalho a meu grande e eterno Deus por sua grande misericórdia sobre minha vida, à minha família e amigos por toda força, fé e confiança em mim depositados durante essa etapa de suma importância da minha vida.*

## AGRADECIMENTOS

Ao meu maravilhoso e soberano Deus pela sua imensa misericórdia, por ter me levado em seus braços nos momentos de dificuldade dessa caminhada.

À minha família, em especial aos meus pais **Edileusa Gomes Alves e Cícero Ramos Alves**, minha irmã Katiely Gomes Alves e minha tia Verônica Gomes Taveira, pela força, fé, companheirismo e por acreditarem no meu potencial nos momentos que nem eu mesmo acreditei.

À minha Tia e grande amiga Edmilsa Gomes Taveira pelas palavras de conforto e de autoestima em todos os momentos que pensei em desistir desse sonho.

Aos professores do Departamento de Engenharia Química, em especial ao meu amigo e orientador Severino Rodrigues de Farias Neto pela confiança depositada em mim nesse trabalho, pela paciência e pelos ensinamentos enriquecedores que foram de suma importância para minha formação acadêmica, profissional e pessoal.

Aos meus colegas do Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem (LPFI) e do Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos (LCTF), em especial a Wanessa Raphaelly, Morgana de Vasconcellos, Daniela Passos, Danielle de Lima, Carlos Eduardo, Carlos Mota, Hortência Magalhães, Jéssica Barbosa e Gicélia Moreira pela paciência, companheirismo, por toda ajuda e carinho proporcionado.

A todos os meus amigos, em especial a Leonardo Colaço, Paloma Lima, Veruska Simões, Josehyres Kleber, Yule Silva, Anderson Rodrigo, Vitória Freire e Didiane Saraiva que sempre estiveram ao meu lado, nos momentos de alegrias e nos momentos de tristeza, sempre com uma palavra amiga e um abraço carinhoso. A todos que de forma direta ou indireta contribuíram para a realização do presente trabalho.

A CAPES, pelo auxílio financeiro.

*“A felicidade não se resume na ausência de problemas,  
mas sim na sua capacidade de lidar com eles”*

Albert Einstein

ALVES, Helton Gomes. **Simulação numérica da recuperação de óleos utilizando poços produtores horizontais**. 2017. 101p. Dissertação de mestrado, Campina Grande: Pós-graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Campina Grande.

## RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo dar uma contribuição na compreensão dos fenômenos envolvidos na recuperação de óleos com diferentes viscosidades através de poços produtores horizontais na presença e ausência de uma falha geológica via injeção de água. Para resolver as equações de conservação de massa e momento linear generalizadas a Lei de Darcy, foi utilizado o Ansys CFX 15.1 adotando o modelo de mistura de fluidos contínuos (água/óleo) em fluxo transiente e regime laminar. Mediante teste de malha, realizado segundo o princípio da superposição das curvas de perfil de fração volumétrica e velocidade superficial média da água, foi escolhido a malha estruturada com 603588 elementos hexaédricos por apresentar menor esforço computacional. Entretanto, através da comparação da recuperação de óleo com diferentes viscosidades foi possível constatar que a recuperação do óleo menos viscoso se apresentou mais eficiente. Contudo, segundo a análise da influência da altura do poço injetor, a configuração que apresentou uma maior área de varrido foi com a maior área de injeção. E através das distribuições em diferentes posições longitudinais de fração volumétrica de água, gradientes de pressão, velocidade superficial da água e do óleo, foi possível perceber a presença da falha geológica no reservatório, bem como a influência da variação da sua permeabilidade.

**Palavras-Chaves:** Reservatórios de petróleo; Recuperação de óleo; Simulação Numérica; CFX.

ALVES, Helton Gomes. **Numerical simulation of oil recovery using horizontal wells.** 2017. 101p. Master Dissertation, Campina Grande: Postgraduate in Chemical Engineering, Federal University of Campina Grande.

### **ABSTRACT**

The present work aims to contribute to the understanding of the involved phenomena in the recovery of oils with different viscosities through horizontal wells in the presence and absence of a geological fault via water injection. In order to solve the mass conservation and generalized linear momentum equations of Darcy's law, Ansys CFX 15.1 has been used and it was supported by the continuous fluids mixture model (water/oil) in transient flow and laminar regime. Through mesh test, which was performed according to the principle of superposition of the volumetric fraction profile and the average surface velocity of the water, a structured mesh with 603588 hexahedral elements was chosen because of the lower computational effort. However, by comparing the recovery of oil with different viscosities, it was possible to verify that the recovery of less viscous oil was more efficient. In addition, according to the analysis of the influence of the height of the injector well, the configuration that presented a larger swept area was the one with a greater area of injection. Thus, through the distributions in different longitudinal positions of volumetric fraction of the water, pressure gradients, surface velocity of the water and the oil, it was possible to realize the presence of the geological fault in the reservoir, as well as the influence of the variation of its permeability.

**Key-Words:** Oil Reservoirs; Oil Recovery; Numerical Simulation; CFX.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b> – Exemplo típico de uma acumulação petrolífera .....	22
<b>Figura 2.2</b> – Diagrama de fases de uma mistura de hidrocarbonetos .....	23
<b>Figura 2.3</b> – Seção transversal de uma amostra de rocha .....	25
<b>Figura 2.4</b> – Molhabilidade em um sistema rocha-água-óleo .....	29
<b>Figura 2.5</b> – Distribuição dos fluidos em diferentes tipos de molhabilidade: a) Molhável à água; b) Molhabilidade mista e C) Molhável à óleo .....	31
<b>Figura 2.6</b> – Diversos processos utilizados na recuperação de óleo .....	32
<b>Figura 2.7</b> – Esquema de poços: (a) Vertical; (b) Horizontal e Multilateral..	34
<b>Figura 3.1</b> – Representação do sistema de poços injetor-produtor no reservatório .....	41
<b>Figura 3.2</b> – Representação do modelo de injeção em uma malha de cinco pontos .....	42
<b>Figura 3.3</b> – Modelo de reservatório proposto .....	42
<b>Figura 3.4</b> – Representação do domínio de estudo .....	43
<b>Figura 3.5</b> – Representação do reservatório petrolífero .....	44
<b>Figura 3.6</b> – Representação do domínio de estudo e condições de contorno.	44
<b>Figura 3.7</b> – Representação do reservatório .....	45
<b>Figura 3.8</b> – Representação do domínio de estudo .....	46
<b>Figura 3.9</b> – Representação da parcela do reservatório em estudo .....	47
<b>Figura 3.10</b> – Domínio de Estudo em 3D .....	48
<b>Figura 3.11</b> – Malha retangular homogênea e suas respectivas dimensões ..	49
<b>Figura 3.12</b> – Detalhe do refinamento da malha nas proximidades do poço.	50
<b>Figura 3.13</b> – Dados de pressão ao longo do poço .....	50
<b>Figura 4.1</b> – Parcela do reservatório referente ao domínio de estudo utilizado na simulação numérica. Adaptado de Barillas .....	51
<b>Figura 4.2</b> – Representação da geometria e detalhes do poço injetor e poço produtor (Horizontal) .....	52
<b>Figura 4.3</b> – Malha numérica da parcela do reservatório petrolífero, bem como detalhes das malhas com diferentes densidades: a) 329513; b)603588; c)792901 e d) 841924 elementos hexaédricos .....	52
<b>Figura 4.4</b> – Detalhes da divisão da entrada .....	53
<b>Figura 4.5</b> – Representação dos corpos que compõe o domínio com a presença da falha, bem como detalhes da blocagem utilizada para geração da malha .....	53
<b>Figura 4.6</b> – Representação da malha numérica com a falha, com 631793 elementos hexaédricos .....	54
<b>Figura 4.7</b> – Representação das condições de contorno nas fronteiras do reservatório com poço produtor disposto horizontalmente .....	57
<b>Figura 5.1</b> – Perfis de fração volumétrica da água obtidos na curva (em destaque) com malhas com diferentes quantidades de elementos hexaédricos, com óleo de maior viscosidade (Casos 01 a 04) .....	60

<b>Figura 5.2</b> – Perfis de fração volumétrica da água obtidos na curva (em destaque) com malhas com diferentes quantidades de elementos hexaédricos, com óleo de menor viscosidade (Casos 05 a 08) .....	60
<b>Figura 5.3</b> – Perfis de velocidade média superficial da água sobre planos XZ: (a) 2 m; (b) 5 m, com óleo de maior viscosidade (Casos 01 a 04) .....	61
<b>Figura 5.4</b> – Perfis de velocidade média superficial da água sobre planos XZ: (a) 2 m; (b) 5 m, com óleo menor viscosidade (Casos 05 a 08) .....	62
<b>Figura 5.5</b> – Plano diagonal e planos horizontais com diferentes posições ao longo do reservatório .....	63
<b>Figura 5.6</b> – Distribuição da fração volumétrica da água sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 02 (100 dias) .....	64
<b>Figura 5.7</b> – Distribuição da fração volumétrica da água sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 06 (100 dias) .....	65
<b>Figura 5.8</b> – Evolução da fração volumétrica da água sobre plano horizontal XZ (2 m) e plano diagonal XYZ durante a injeção para o caso 02 (100 dias) .....	67
<b>Figura 5.9</b> – Evolução da fração volumétrica da água sobre plano horizontal XZ (2 m) e plano diagonal XYZ durante a injeção para o caso 06 (100 dias) .....	68
<b>Figura 5.10</b> – Distribuição de pressão sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 02: (a) 0.1; (b) 0.2; (c) 0.3; (d) 1; (e) 2 m (100 dias) .....	69
<b>Figura 5.11</b> – Distribuição de pressão sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 06: (a) 0.1; (b) 0.2; (c) 0.3; (d) 1; (e) 2 m (100 dias) .....	70
<b>Figura 5.12</b> – Vetor da velocidade superficial da fase água sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 02: (a) 0.2; (b) 2; (c) 5; (d) 7 m (100 dias) .....	71
<b>Figura 5.13</b> – Vetor da velocidade superficial da fase sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 06: (a) 0.2; (b) 2; (c) 5; (d) 7 m (100 dias) .....	72
<b>Figura 5.14</b> – Distribuição de velocidade sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 02 (100 dias) .....	73
<b>Figura 5.15</b> – Distribuição de velocidade sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 06 (100 dias) .....	74
<b>Figura 5.16</b> – Curva de recuperação de óleo no tempo estudado para os casos 02 e 06: a) Óleo; b) Água .....	75
<b>Figura 5.17</b> – Distribuição de fração volumétrica em superfície (Isosurface) para o caso 09 em diferentes tempos: a) 3; b) 30; c)60 e d) 90 dias .....	77

<b>Figura 5.18</b> – Distribuição de fração volumétrica em superfície (Isosurface) em 60 dias para diferentes vazões de entrada: a) 0,04; b) 0,05; c) 0,06 e d) 0,07 kg/s .....	78
<b>Figura 5.19</b> – Volume acumulado de óleo para diferentes vazões de injeção (Casos 09 a 12) .....	79
<b>Figura 5.20</b> – Distribuição de velocidade superficial da água em 100 dias para diferentes vazões de entrada para os casos 09 a 12: a) 0,04; b) 0,05; c) 0,06 e d) 0,07 kg/s .....	80
<b>Figura 5.21</b> – Campos de fração volumétrica de água sobre plano diagonal XYZ para os casos 13 ao 17 (100 dias) .....	82
<b>Figura 5.22</b> – Campos de fração volumétrica de água sobre plano diagonal XYZ para os casos 13 ao 17 (200 dias) .....	83
<b>Figura 5.23</b> – Campos de velocidade Superficial de água sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em Y= 2m para os casos 13 ao 17 (200 dias).....	84
<b>Figura 5.24</b> – Representação das linhas de fluxo para os casos 13 ao 17 (200 dias) .....	85
<b>Figura 5.25</b> – Curva de Recuperação para entradas de diferentes posições ..	86
<b>Figura 5.26</b> – Posições longitudinais (X;Y;Z) ao longo do plano ZX .....	87
<b>Figura 5.27</b> – Distribuição de fração volumétricas da água nas posições L1, L2 e L3 no plano ZX em diferentes tempos (Caso 18): a) 0; b) 20; c) 40; d) 60; e) 80 e f) 100 dias .....	88
<b>Figura 5.28</b> – Distribuição da velocidade superficial da água nas posições L1, L2 e L3 no plano ZX em diferentes tempos (Caso 18): a) 0; b) 20; c) 40; d) 60; e) 80 e f) 100 dias .....	89
<b>Figura 5.29</b> – Distribuição da velocidade superficial do óleo nas posições L1, L2 e L3 no plano ZX em diferentes tempos (Caso 18): a) 0; b) 20; c) 40; d) 60; e) 80 e f) 100 dias.....	90
<b>Figura 5.30</b> – Distribuição do gradiente de pressão nas posições L1, L2 e L3 no plano ZX em diferentes tempos (Caso 18): a) 1; b) 25; c) 50; d) 75 e e) 100 dias.....	91
<b>Figura 5.31</b> – Distribuição da pressão nas posições L1, L2 e L3 no plano ZX em diferentes tempos (Caso 18): a) 1; b) 25; c) 50; d) 75 e e) 100 dias.....	92
<b>Figura 5.32</b> – Distribuição de fração volumétrica da água na posição L <sub>1</sub> no plano ZX para diferentes tipos de permeabilidade no tempo de 40 Dias. a) Completo; b) Detalhes próximos à falha. (Casos 18 ao 21) .....	93
<b>Figura 5.33</b> – Volume de óleo produzido para os casos 18 ao 21.....	93
<b>Figura 5.34</b> – Distribuição da pressão na posição L <sub>1</sub> no plano ZX para diferentes tipos de permeabilidade no tempo de 40 Dias (casos 18 a 21) .....	94
<b>Figura 5.35</b> – Distribuição do gradiente de pressão na posição L <sub>1</sub> no plano ZX para diferentes tipos de permeabilidade no tempo de 40 Dias. a) Todas as permeabilidades estudadas; b) Com as três maiores (casos 18 a 21) .....	94

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 2.1</b> – Classificação da molhabilidade de acordo com o valor de ( $\theta$ ) .....	30
<b>Tabela 2.2</b> – Numeração dos poços de acordo com Corrêa (2003) .....	33
<b>Tabela 4.1</b> – Propriedades Físico-Químicas do Fluido em estudo .....	57
<b>Tabela 4.2</b> – Propriedades do reservatório petrolífero .....	57
<b>Tabela 4.3</b> – Casos estudados.....	58

## LISTA DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional de Petróleo
API	American Petroleum Institute
CFD	Fluidodinâmica Computacional ( <i>Computational Fluid Dynamics</i> )
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
SCILAB	Simulador numéricos.
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PEV	Curva de ponto de ebulição verdadeiro
SAGD	Injeção de vapor por drenagem gravitacional
SARA	Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfálticos
STARS	Simulador numéricos.
TTHW	Método de Injeção ( <i>Toe-to-Heel Waterflooding</i> )

## NOMENCLATURA

$A$	Área de seção transversal	$[m^2]$
$a$	Constante de correção para a geometria do meio poroso	$[-]$
$b$	Constante de correção para a geometria do meio poroso	$[-]$
$F$	Coefficiente Forchheimer	$[-]$
$H$	Coefficiente adimensional	$[-]$
$c_f$	Compressibilidade efetiva	$[Pa^{-1}]$
$d_p$	Diâmetro de partícula	$[m]$
$\frac{\partial}{\partial t}$	Derivada parcial com relação ao tempo	$[s^{-1}]$
$\frac{\partial p}{\partial x}$	Gradiente de pressão na direção x	$[Pa/m]$
$\frac{\partial p}{\partial y}$	Gradiente de pressão na direção y	$[Pa/m]$
$\frac{\partial p}{\partial z}$	Gradiente de pressão na direção z	$[Pa/m]$
$g$	Aceleração vetorial da gravidade	$[m/s^2]$
$\kappa$	Tensor simétrico de segunda ordem	$[-]$
$k$	Permeabilidade absoluta	$[m^2]$
$k_w$	Permeabilidade efetiva da água	$[m^2]$
$k_o$	Permeabilidade efetiva do óleo	$[m^2]$
$k_g$	Permeabilidade efetiva do gás	$[m^2]$
$k_{rw}$	Permeabilidade relativa da água	$[-]$
$k_{ro}$	Permeabilidade relativa do óleo	$[-]$
$k_{rg}$	Permeabilidade relativa do gás	$[-]$
$q$	Fluxo mássico	$[kg.s^{-1}]$
$\rho$	Massa específica do fluido	$[kg.m^{-3}]$
$\nabla$	Operador nabla	$[-]$
$S_f$	Saturação do fluido	$[-]$
$t$	Tempo	$[s]$
$\mu_{ef}$	Viscosidade efetiva	$[Pa.s]$
$\mu$	Viscosidade dinâmica	$[Pa.s]$
$\vec{U}$	Vetor velocidade	$[m.s^{-1}]$
$U_i$	Velocidade Superficial	$[m.s^{-1}]$
$p$	Pressão	$[Pa]$
$V_p$	Volume de Vazios de uma rocha	$[m^3]$

$V_T$	Volume total de uma rocha	[m <sup>3</sup> ]
$V_S$	Volume de sólido de uma rocha	[m <sup>3</sup> ]
$V_f$	Volume do fluido	[m <sup>3</sup> ]
$\theta$	Ângulo de contato	[°]
$\phi$	Porosidade efetiva	[-]
$\phi_p$	Porosidade de percolação	[-]
$\tau$	Tortuosidade	[-]
$\sigma_{os}$	Tensão interfacial entre o óleo e a sólido	[N.m <sup>-1</sup> ]
$\sigma_{sw}$	Tensão superficial entre o sólido e a água	[N.m <sup>-1</sup> ]
$\sigma_{ow}$	Tensão superficial entre o óleo e a água	[N.m <sup>-1</sup> ]
$\sigma_A$	Diferença de tensão ao longo do sólido	[N.m <sup>-1</sup> ]
$\lambda_1$	Mobilidade relativa do fluido	[-]
$\gamma$	Peso específico do fluido	[kg.kmol <sup>-1</sup> ]
$\Phi$	Potencial de fluxo	[-]
$S_i^M$	Quantidade de movimento linear	[-]
$C^{R_i}$	Coeficiente Linear de resistência	[-]

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	18
1.2 Objetivo Geral.....	19
1.2.1 Objetivos Específicos.....	19
2.1. Origem e Classificações do Petróleo .....	20
2.2. Reservatório Petrolífero .....	23
2.2.1. Propriedades dos Fluidos e das Rochas .....	25
2.3 Métodos de Recuperação de reservatório .....	32
2.4 Perfurações de Poços de Petróleo .....	33
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	41
4. METODOLOGIA.....	52
4.1 Descrição do Problema .....	52
4.2 Modelagem Matemática .....	55
4.3 Condições de Contorno.....	57
3.4 Propriedades Físico-químicas .....	58
3.5 Casos Estudados .....	59
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	60
5.1 Avaliação do Refino da Malha .....	60
5.2 Influência da vazão de injeção de água.....	77
5.3 Influência da altura da injeção de água.....	82
5.4 Influência da Permeabilidade da falha geológica contida no reservatório .....	87
5 CONCLUSÕES .....	96
6 PERSPECTIVAS PARA A PESQUISA.....	97
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	98

## 1. INTRODUÇÃO

Um dos grandes desafios para o desenvolvimento de um país é garantir o abastecimento energético das indústrias, comércio e da população, onde a indústria de petróleo exerce um papel essencial dentro desse processo. As atividades de exploração, perfuração, completação e produção a partir de reservas petrolíferas requerem grandes investimentos. Nesse sentido, os profissionais da área se deparam com situações que exigem difíceis escolhas que envolvem custos elevados (ARAÚJO *et al.*, 2009; CUNHA, 2010).

ROSA *et al.* (2006) destacam as diferentes etapas da cadeia produtiva do petróleo, dentre elas, a detecção da reserva, onde é avaliado a relação custo/benefício em que são levados em consideração o volume de produção, durabilidade, custos de perfuração e extração do petróleo. A perfuração do poço consiste na exploração de óleo e gás contidos em reservatórios conectando o reservatório com a superfície. De acordo com Thomas *et al.* (2001) e Paes (2013) os poços podem ser classificados de acordo com sua finalidade, localização, profundidade e quanto ao seu posicionamento.

Nos últimos anos, poços horizontais e direcionais foram empregados em larga escala nas perfurações *offshore e onshore* brasileiras (MARQUES *et al.*, 2014; SANSONI JÚNIOR, 2015). Os poços horizontais apresentam uma série de vantagens em relação a outros tipos de poços, tais como: equivale a vários poços verticais em termos de volume drenado, maior capacidade de exploração em reservatórios delgados, com fraturas naturais e com formações com baixa permeabilidade, bem como, a redução na formação de cones de água/gás e pode-se alcançar um reservatório alvo em uma lâmina d'água mais profunda com a plataforma de produção situada em terra ou em uma lâmina d'água mais rasa (RIBEIRO, 2010; MARQUES *et al.*, 2014). Todavia, Coffin (1993) analisou 82 poços horizontais perfurados entre 1980 e 1992, em mais de 20 reservatórios de 13 países diferentes, verificou que as reservas exploradas com poços horizontais apresentaram uma produção 2,5 vezes maior em relação às aquelas desenvolvidas com poços verticais.

Considerando os custos de perfuração de um poço, é inviável para a indústria não avaliar a sua viabilidade. Na prática, esta operação requer uma grande demanda de recursos para sua realização, nessa conjuntura, a fluidodinâmica computacional vai

desempenhar um papel muito importante, possibilitando a obtenção de informações sobre o desempenho de reservas petrolíferas sobre diversos esquemas de produção sem elevados custos adicionais, podendo determinar condições ótimas para promover ações a otimizar a produção e aumentar a vida útil do reservatório (ROSA *et al.*, 2006; CUNHA, 2010).

O presente trabalho é motivado pela crescente importância dos processos de recuperação de óleos através de poços horizontais, bem como os trabalhos reportados na literatura empregando a fluidodinâmica computacional nesse tipo de processo são escassos e carecem de uma abordagem mais ampla que permitam uma compreensão dos fenômenos envolvidos.

## **1.2 Objetivo Geral**

Avaliar a recuperação de óleos em reserva petrolífera utilizando poços produtores horizontais na ausência ou presença de uma falha geológica.

### **1.2.1 Objetivos Específicos**

- Empregar uma modelagem matemática baseada nas equações de conservação de massa e momento para prever o escoamento bifásico (óleo/água) isotérmico no interior do reservatório;
- Avaliar a qualidade da malha a qual será utilizada no presente estudo;
- Estudar o efeito da altura do poço injetor na produção de óleos;
- Avaliar a influência da presença de uma falha geológica e seu impacto na recuperação de óleos;
- Analisar o efeito da vazão de injeção de água e a viscosidade do óleo no processo de recuperação de óleos;

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, são apresentados os conceitos gerais que fundamentam o tema de estudo, como a origem e classificação do petróleo, tipos de reservatório, propriedades das rochas e dos fluidos, métodos de recuperação de reservatórios, escoamento em meios porosos e perfuração de poços.

### 2.1. Origem e Classificações do Petróleo

O Petróleo, também chamado de óleo cru, é um tipo de mistura complexa de hidrocarbonetos e quantidade variáveis de não hidrocarbonetos que podem ser encontrados na natureza em apenas em uma fase, como também pode apresentar-se em mais de uma fase em equilíbrio (ROSA *et al.*, 2006). Além disso, existem várias teorias sobre a origem do óleo cru, as mesmas são classificadas como teorias estritamente inorgânicas, defendida por Dimitri I. Medeleiev, Marcellin Berthelot, Henri Moissan dentre outros, como origem orgânica que postula a participação animal e vegetal (THOMAS *et al.*, 2001).

Alguns trabalhos importantes, como por exemplo, os de Kudriavtsev (1955) e Chekalyuk (1967), e a teoria de Porfir'ev, a mais moderna teoria das diversas correntes da teoria inorgânica, sustentam que o petróleo teria sido formado a partir de carburetos (de alumínio, cálcio e outros elementos) que, por hidrólise, deram origem a hidrocarbonetos, como metanos, alcenos, entre outros. E sob uma dada pressão, haviam sofrido polimerização e condensação dando origem ao petróleo (THOMAS *et al.*, 2001).

Entretanto a teoria de origem orgânica, a mais antiga, pressupõe a participação de matérias orgânicos de origem animal e vegetal. Existe um reconhecimento maior por parte dos pesquisadores em validar a teoria orgânica, na qual o petróleo é gerado a partir da transformação da matéria orgânica acumulada nas rochas sedimentares quando submetidas às condições de pressão e temperaturas adequadas.

Para que ocorra a geração e acumulação do petróleo em uma bacia sedimentar, requer a associação de uma série de fatores: (a) a existência de rochas ricas em matéria orgânica, denominadas de rochas geradoras; (b) as rochas geradoras devem ser

submetidas às condições adequada (tempo e temperatura) para a geração do petróleo; (c) a existência de uma rocha com porosidade e permeabilidade necessária à acumulação e produção do petróleo, denominada de rochas reservatório; (d) a presença de condições favoráveis à migração do petróleo da rocha geradora até a rocha reservatório; (e) a existência de uma rocha impermeável que retenha o petróleo, denominada de rocha selante ou capeadora; e (f) um arranjo geométrico das rochas reservatório e selante que favoreça a acumulação de um volume significativo de petróleo (TISSOT e WELTE, 1984; SELLEY, 1998). De acordo com a variação desses fatores, pode-se obter óleos com diferentes composições e propriedades físico-químicas (densidade, viscosidade, etc). Assim, em pesquisas feitas com diferentes amostras de óleo de diferentes reservatórios, já foram identificadas mais de 15 séries de hidrocarbonetos, mas algumas séries são encontradas com maior frequência que outras (ROSA *et al.*, 2006).

Por outro lado, Tissot & Welte (1984) classificam os óleos em seis tipos: parafínicos, parafínico-naftênicos, naftênicos, aromáticos intermediários, aromático-asfálticos e aromático-naftênicos. Assim, os óleos são comumente classificados de acordo com a densidade relativa do óleo, através da escala hidrométrica criada pelo American Petroleum Institute (API), medida pela equação (2.1).

$$\rho = \frac{141,5}{^{\circ}\text{API} + 131,5} \quad (2.1)$$

onde API corresponde à medida em graus e permite definir o petróleo como: Leve, médio, pesado e ultrapesado. Se a densidade API de um óleo é menor 20 ( $\rho < 0,934$ ), este pode ser classificado como pesado e os óleos leves estão usualmente na faixa de 20 a 30 °API ( $\rho$  entre 0,875 e 0,825). No Quadro 2.1 está apresentada a classificação do óleo baseado no °API, de acordo com alguns órgãos.

**Quadro 2.1** – Classificação de óleo segundo seu °API (CUNHA, 2010).

Órgãos	°API (grau API)			
	Óleo Leve	Óleo médio	Óleo pesado	Óleo ultrapesado
OPEP	$\geq 32$	26 -32	10,5-26	$\leq 10,5$
Petrobrás offshore	$\geq 32$	19-32	14-19	$\leq 14$
Petrobrás onshore	$\geq 32$	18-32	13-18	$\leq 13$
ANP/Brasil	$\geq 31,1$	22,3-31,1	12-22,3	$\leq 12$

De toda reserva de petróleo existente no mundo, cerca de 70% é caracterizado óleo pesado e ultraviscoso (QUEIROZ, 2006; ANDRADE, 2013; SILVA, 2016). O óleo pesado apresenta características como alta viscosidade entre 100 cP e 10000 cP, alta razão carbono/hidrogênio e grandes quantidade de resíduos. Além de sua alta densidade e viscosidade, a maior parte do óleo pesado encontra-se sob uma lâmina de água com mais de 1000 m, o que exige tecnologias sofisticadas e caras para sua extração. Este fato pode conduzir a uma menor produtividade do reservatório de óleos pesados (ROCHA *et al.*, 2006; ANDRADE, 2013).

De acordo com Curbelo (2006), a relação entre o volume de gás produzido e o de petróleo produzido (GOR) é, também, um parâmetro útil, podendo ser usado na distinção entre os tipos de óleo. O Quadro 2.2 apresenta alguns tipos de fluidos típicos de reservatórios.

**Quadro 2.2.** Tipos de fluidos típicos de reservatórios.

<b>Tipos</b>	<b>Características</b>
<b><i>Oil sands</i></b> (areia betuminosa)	Areia misturada com piche ( <i>heavy black tar</i> ), que ocorre também na forma de asfalto.
<b><i>Heavy oils</i></b> (óleos pesados)	Óleos com densidade e viscosidade altas.
<b><i>Black oils</i></b> (óleo convencional)	A forma mais comum do líquido de reservatório.
<b><i>Volatile oils</i></b> (óleos voláteis)	Óleos com densidade e viscosidade baixas.
<b><i>Condensates</i></b> (gás condensado)	Líquidos que condensam sob certas condições de temperatura e pressão.

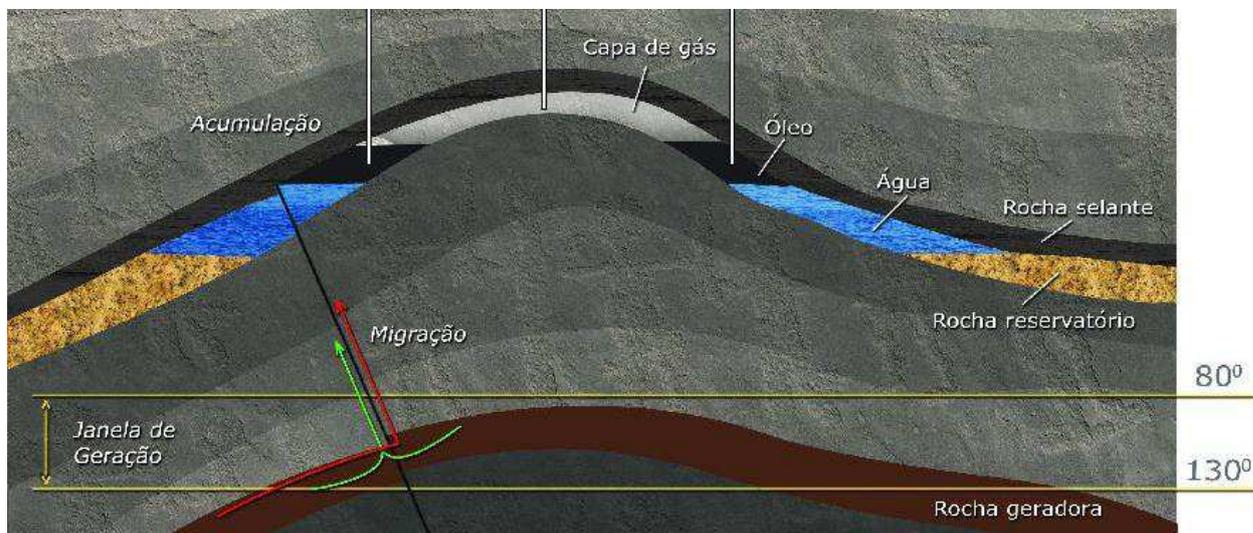
De acordo com Valença (2010), o petróleo pode ser também classificado pelo rendimento em derivados (curva de ponto de ebulição verdadeiro - PEV); Pelo ponto de fluidez (superiores ou inferiores à temperatura ambiente); Pelo valor da acidez naftênica (acima ou abaixo de 0,5 mg KOH/g petróleo necessários para neutralização da acidez); Pelo teor de enxofre total (menores ou maiores que 1% p/p); Pelo fator de caracterização de Watson (diagrama de Watson de densidade de ebulição); Pelo Índice de Huang (baseado no índice de refração) e pela análise de SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas e Asfaltênicos).

## 2.2. Reservatório Petrolífero

De acordo com Thomas *et al.* (2001), Rosa *et al.* (2006), Barbosa (2006) e Cunha (2010), o petróleo depois de gerado e ter migrado é acumulado em uma rocha chamada rocha-reservatório, a qual pode ser definida como uma rocha composta por materiais sólidos (grãos, matriz e cimento) e espaços vazios existentes entre eles, denominados poros, onde os espaços vazios devem estar interconectados, conferindo-lhe a característica de permeabilidade. Assim, a rocha reservatório pode ter qualquer origem ou natureza, porém, as essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis, como os arenitos, calcarenitos e aglomerados.

Uma acumulação petrolífera Figura 2.1 pode ser classificada em função da natureza dos fluidos e pelos níveis de pressão e de temperatura reinantes no reservatório, podendo se apresentar totalmente líquida, totalmente gasosa ou ainda as duas fases em equilíbrio. De acordo com Thomas *et al.* (2001), existem três tipos de reservatório: reservatórios de líquidos (também chamados de reservatórios de óleo), reservatórios de gás e reservatório mistos (Gás e óleo).

**Figura 2.1** – Exemplo típico de uma acumulação petrolífera (RIBEIRO, 2009).

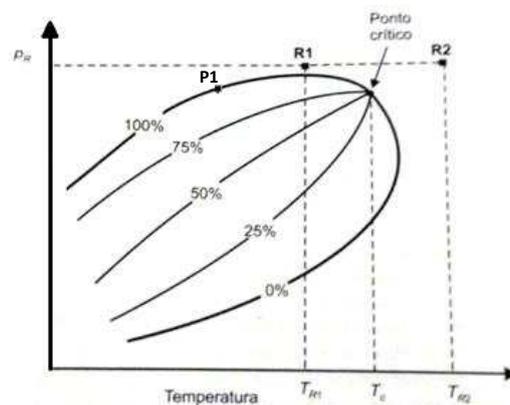


Segundo Rosa *et al.* (2006), um reservatório de petróleo pode ser classificado em reservatórios de óleo ou reservatórios de gás, caso a temperatura seja menor ou maior que a temperatura crítica da mistura. Pode-se observar na Figura 2.2 que, se a mistura está nas condições do ponto R1, tem-se um reservatório de óleo e se as condições são as do ponto R2 tem-se um reservatório de gás. Entretanto, a qualificação

dos reservatórios se baseia principalmente no tipo do fluido que é produzido na superfície, ou seja, nas condições de temperatura e pressão a que a mistura estará sujeita nos equipamentos de separação na superfície.

Quando se trata de reservatórios de óleo, dependendo da posição que o líquido ocupa no diagrama de fases (Figura 2.2), uma mistura pode ser classificada como saturado ou óleo subsaturado (ALLEN e ROBERT, 1997). Se o ponto representativo da mistura se encontra exatamente em cima da curva dos pontos de bolha (P1), diz-se que o óleo é saturado em gás ou simplesmente saturado, se a mistura está sujeita a uma pressão maior que a pressão de bolha, diz-se que o óleo é saturado (R1).

**Figura 2.2** – Diagrama de fases de uma mistura de hidrocarbonetos (ROSA *et. al.*, 2006).



No processo de produção de óleo, o que é produzido e o que permanece na formação sofrem alterações devido à variação das condições a que estão submetidos (condições do reservatório para condições da superfície). Assim, em uma certa quantidade de uma mistura de hidrocarbonetos que se encontra no estado líquido nas condições do reservatório, observa-se que, ao ser levado para as condições da superfície, uma parte dela permanece no estado líquido (óleo) e a outra parte evapora (gás natural). Logo, de acordo com a redução do volume do líquido em decorrência das mudanças de condições, o óleo pode ser classificado em óleo de baixa contração ou óleo de alta contração (THOMAS *et al.*, 2001; BARILLAS, 2005; ARAÚJO, 2009).

Por outro lado, quando se trata de reservatório de gás, estes podem ser classificados como reservatório de gás úmido, reservatório de gás seco e reservatório de gás retrógrado, dependendo do seu comportamento quando sujeito a reduções de pressão dentro do reservatório e do tipo de fluido resultante nos equipamentos de

superfície (QUEIROZ, 2006). Entretanto, dependendo da composição da mistura e dos processos utilizados para a separação do gás, um mesmo gás pode ser classificado como gás seco ou úmido (ALLEN e ROBERT, 1997; ROSA *et al.*, 2006).

Uma das maneiras de se classificar os reservatórios de petróleo é pela razão gás/líquido de produção (RGL), quociente da divisão instantânea de gás pela vazão instantânea de óleo, medidas em condições padrões (ROSA *et al.*, 2006). De acordo com o departamento de Engenharia do Petróleo dos Estados Unidos “Craft e Hawkins (1959)”, os reservatórios de petróleo podem ser classificados como: Reservatório de Óleo ( $RGL \leq 900 \text{ m}^3\text{std}/\text{m}^3\text{std}$ ); Reservatório de Gás Condensado ( $900 \text{ m}^3\text{std}/\text{m}^3\text{std} < RGL < 18\ 000 \text{ m}^3\text{std}/\text{m}^3\text{std}$ ); e Reservatório de Gás Seco ( $RGL \geq 18\ 000 \text{ m}^3\text{std}/\text{m}^3\text{std}$ ).

### 2.2.1. Propriedades dos Fluidos e das Rochas

Para se entender e avaliar os fenômenos que afetam uma acumulação petrolífera é essencial o conhecimento das propriedades básicas do reservatório e dos fluidos nele contido, tais como porosidade, permeabilidade, saturação de fluidos, compressibilidade, molhabilidade, mobilidade, viscosidade, dentre outras. Através dessas propriedades é possível determinar as quantidades dos fluidos existentes no meio poroso, seu comportamento, a capacidade desses fluidos se moverem, o volume de espaços vazios que constitui a rocha e a quantidade de fluidos que pode ser extraída (THOMAS *et al.*, 2001; BARILLAS, 2005; RIBEIRO, 2008). Dentre as propriedades das rochas citadas, destacam-se a porosidade, compressibilidade e permeabilidade (ROSA *et al.*, 2006; BARBOSA, 2006).

#### a. Porosidade

A porosidade é a propriedade que fornece a capacidade da rocha de armazenar, absorver e reter fluidos (ALLEN e ROBERTS, 1997; CUNHA, 2010). É definida como sendo a razão entre o volume de vazios de uma rocha (volume poroso)  $V_p$  e o volume total da mesma  $V_T$ , dado pela Equação (2.2).

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} \quad (2.2)$$

e o volume total da rocha é dado pela soma do volume poroso e o volume de sólido  $V_s$ , ou seja:

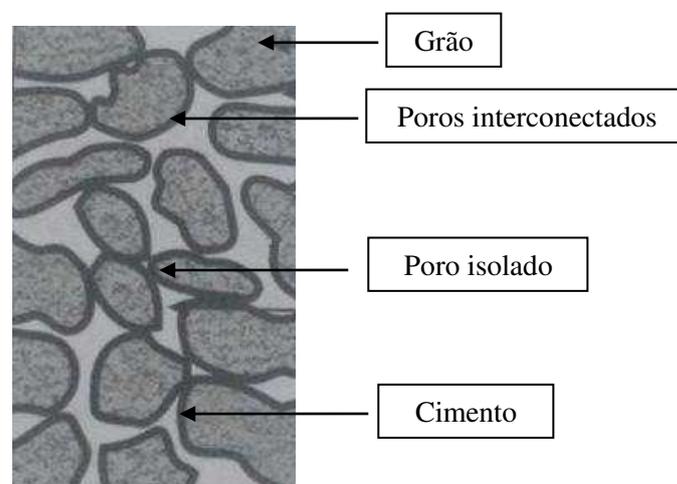
$$V_T = V_p + V_s \quad (2.3)$$

A porosidade é diretamente dependente da organização e da variação dos tamanhos das partículas, além do grau de cimentação da rocha (THOMAS *et al.*, 2001). Os espaços vazios podem ser conectados entre si ou podem se apresentar-se absolutamente isolado Figura 2.3, devido ao efeito da cimentação da rocha. Assim, a porosidade pode ser classificada como porosidade absoluta e efetiva.

A porosidade absoluta é a razão entre o volume de todos os poros, isolados ou não, e o volume total da rocha (THOMAS *et al.*, 2001; CURBELO, 2006). Entretanto, a porosidade efetiva, razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da rocha, pode ser medida a partir de perfis elétricos executados nos poços ou de ensaios de laboratórios, é o parâmetro que se deseja quantificar para o estudo de reservatórios, pois fornece o volume máximo de fluidos que pode ser extraído da rocha, podendo ser expressa em fração ou porcentagem (BARILLAS, 2005; CUNHA, 2010).

De acordo com Thomas *et al.* (2001) e Rosa *et al.* (2006) quando a porosidade é desenvolvida na formação do material sedimentar, denomina-se porosidade primária ou original, são as porosidades intergranular dos arenitos. Quando a porosidade é originada após a formação, fenômeno que ocorre quando a rocha é submetida a processos geológicos, como por exemplo, esforços mecânicos têm-se a porosidade secundária ou induzida, comumente encontradas em calcários.

**Figura 2.3** – Seção transversal de uma amostra de rocha (ROSA *et al.*, 2006).



## b. Compressibilidade

A compressibilidade  $c_f$  é a razão entre a variação fracional de volume e a variação da pressão, onde a variação fracional é o quociente entre a redução do volume e o volume inicial (BARILLAS, 2005; BARBOSA, 2006).

De acordo com Rosa *et al.*, (2006) a compressibilidade pode ser classificada em: a) Compressibilidade da rocha matriz, variação fracional em volume do material sólido da rocha, com a variação unitária da pressão; b) Compressibilidade total da rocha, variação fracional do volume total da rocha, com a variação unitária da pressão; e c) Compressibilidade dos poros, variação fracional do volume poroso da rocha com a variação unitária da pressão.

Na engenharia de reservatório têm-se interesse na compressibilidade efetiva da formação ou dos poros. Os poros de uma determinada rocha reservatório estão cheios de fluidos que exercem pressão sobre as paredes dos mesmos, quando fluidos são produzidos, a pressão no interior da rocha diminui e com isso ela fica sujeita a tensões resultantes diferentes, gerando assim uma variação de pressão e os poros tem o volume reduzido, assim a compressibilidade efetiva da formação é definida pela relação entre esta variação fracional dos volumes dos poros e a variação de pressão (THOMAS *et al.*, 2001; AHMED E MAKINNEY, 2005; ROSA *et al.*, 2006; CUNHA, 2010).

Assim,

$$c_f = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta P} \text{ ou } c_f = \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} \quad (2.4a - 2.4b)$$

onde  $c_f$  é a compressibilidade efetiva da formação,  $\Delta V_p$  é a variação do volume poroso,  $V_p$  é o volume poroso inicial,  $\Delta V_p / V_p$  é a variação fracional do volume e  $\Delta P$  é a variação da pressão.

## c. Permeabilidade

A permeabilidade é a propriedade da rocha que quantifica a capacidade de permitir o fluxo de fluidos. Mesmo que uma rocha contenha uma quantidade apreciável de poros e dentro desses poros existam hidrocarbonetos em uma quantidade razoável,

não há a garantia de que eles possam ser extraídos. Para que isso ocorra, é necessário que a rocha permita o fluxo de fluidos através dela. Por outro lado, poros maiores e mais conectados oferecem menor resistência ao fluxo de fluidos (THOMAS *et al.*, 2001; CURBELO, 2006).

Quando existe apenas um fluido presente na rocha, denomina-se permeabilidade absoluta, dado pela Equação (2.5).

$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A(P_1 - P_2)} \quad (2.5)$$

onde  $q$  representa a vazão ou fluxo de um fluido através de um meio poroso linear,  $\mu$  viscosidade dinâmica do fluido,  $L$  é o comprimento do meio poroso,  $A$  é a área da seção transversal e  $P$  é a pressão.

Entretanto, a maioria das rochas reservatórios contém dois ou mais fluidos, assim a facilidade com que cada uma se move é chamada de permeabilidade efetiva da fase considerada. No caso, de um meio poroso que apresente água, óleo e gás, têm-se permeabilidade efetiva da água  $k_w$ , do óleo  $k_o$  e do gás  $k_g$ . As permeabilidades efetivas aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso. A cada valor de saturação de um fluido corresponde um valor de permeabilidade efetiva àquele fluido (BARILLAS, 2005).

Nos estudos de um reservatório costumam-se considerar os valores de permeabilidade após submetê-los a um processo de normalização. Normalizar os dados de permeabilidade é dividir os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base. Ao resultado da normalização dá-se o nome de permeabilidade relativa da fase (BARBOSA, 2006). Assim, pode-se definir,

$$\text{Permeabilidade relativa da água} \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (2.6)$$

$$\text{Permeabilidade relativa do óleo} \quad k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (2.7)$$

$$\text{Permeabilidade relativa do gás} \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (2.8)$$

De acordo com Rosa *et al.*, (2006), vários fatores afetam a permeabilidade relativa, dentre eles, o processo de Saturação, a molhabilidade e consolidação do meio poroso.

#### d. Saturação dos Fluidos

O volume poroso de uma rocha reservatório pode está parcialmente preenchido por um determinado fluido e os espaços remanescentes preenchidos por outro fluido, ou ainda dois, ou três fluidos imiscíveis, sejam eles líquidos ou gasosos. Além de hidrocarbonetos, determinadas acumulações contém água e/ou gás, assim sendo, o conhecimento do volume poroso não é suficiente para estabelecer a viabilidade de produção de uma determinada reserva petrolífera. Nesses casos, é necessário conhecer o percentual que cada fluido ocupa no meio poroso, esse percentual é denominado Saturação (THOMAS *et al.*, 2001; ROSA *et al.*, 2006).

A saturação do óleo, água e gás é o percentual do volume poroso ( $V_p$ ) preenchido por cada umas das fases, assim em termos de fração temos:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.9)$$

onde  $S_f$  é a saturação do fluido,  $V_f$  o volume do fluido e  $V_p$  o volume poroso.

Devido ao fato de ser considerado que todo o volume poroso é ocupado pelo fluido, tem necessariamente a seguinte restrição nas saturações das fases:

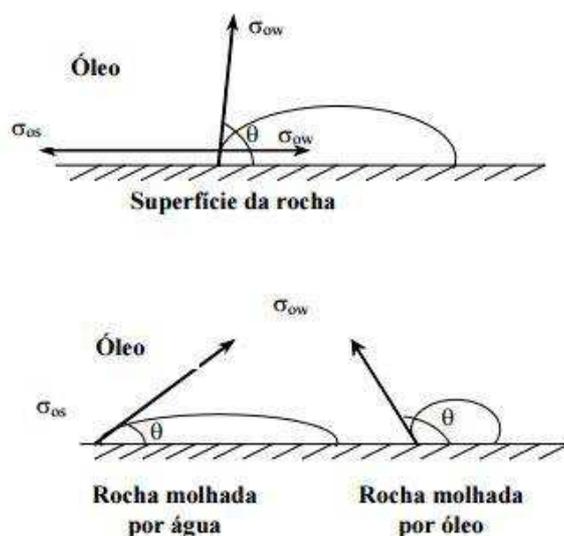
$$\sum S_f = 1 \quad (2.10)$$

A saturação de água existente no reservatório no momento da sua descoberta é chamada de saturação de água inicial, conata ou inata.

### e. Molhabilidade

De acordo com Barillas (2005), Queiroz (2006) e Soares (2012), a molhabilidade é a tendência de um líquido, na presença de um outro fluido, espalhar-se sobre uma superfície de contato plana e horizontal. Esta propriedade é medida quantitativamente pelo ângulo de contato ( $\theta$ ) entre os dois líquidos imiscíveis e a superfície, depende da relação entre as forças adesivas, que faz com que a gota se espalhe sobre a superfície, e as forças coesivas do líquido que querem contrair a gota com uma superfície mínima (VALENÇA, 2010). A Figura 2.4 ilustra um sistema de equilíbrio de forças em uma interface rocha-água-óleo.

**Figura 2.4** – Molhabilidade em um sistema rocha-água-óleo (QUEIROZ, 2006).



onde  $\sigma_{os}$  é a tensão interfacial entre o óleo e o sólido (rocha),  $\sigma_{sw}$  é a tensão interfacial entre a água e o sólido (rocha) e  $\sigma_{ow}$  é a tensão interfacial entre o óleo e a água.

Quando o ângulo de contato entre a rocha e o líquido é menor do que  $90^\circ$ , a superfície é fortemente molhável ao fluido mais denso, se for maior que  $90^\circ$ , a superfície é fortemente molhável ao fluido menos denso, Desta forma, quanto menor o ângulo de contato ( $\theta$ ), maior a facilidade da água, fluido molhante, se espalhar na superfície (QUEIROZ, 2006; SOARES, 2012).

Utilizando a inter-relação para o estado de equilíbrio descrito pela equação de Young, defini-se tensão de adesão ( $\sigma_A$ ) como sendo a diferença de tensões ao longo do sólido. Assim,

$$\sigma_A = \sigma_{os} - \sigma_{sw} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (2.11)$$

Assim, se obtém:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{sw}}{\sigma_{ow}} \quad (2.12)$$

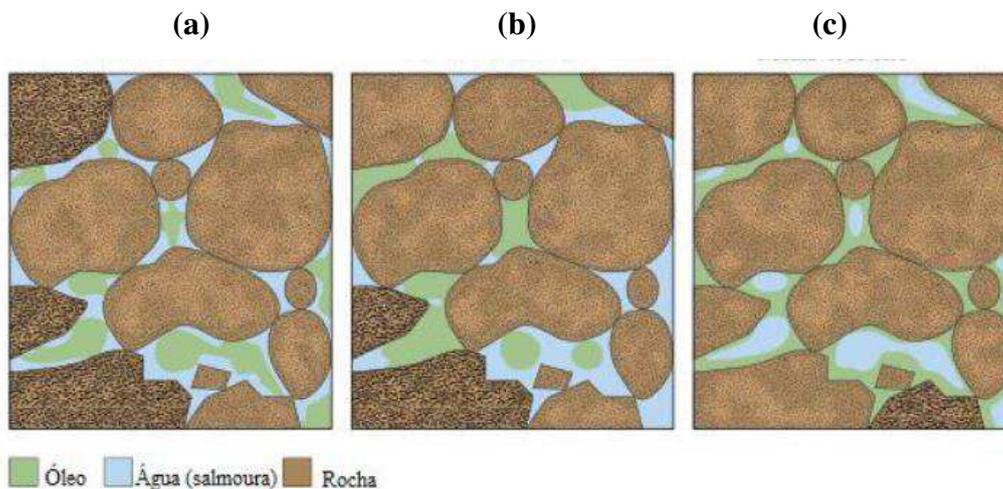
Na Tabela 2.1 são apresentados alguns valores que são comumente utilizados para classificar a molhabilidade de acordo com o ângulo de contato, segundo Anderson (1986).

**Tabela 2.1** – Classificação da molhabilidade de acordo com o ângulo de contato (ANDERSON, 1986)

Molhabilidade	Molhável à água	Molhabilidade Neutra	Molhável à óleo
Ângulo de contato mínimo	0°	60° a 75°	105° a 120°
Ângulo de contato máximo	60° a 75°	105° a 120°	180°

De acordo com Agbalaka *et al.* (2008), no contexto histórico na Engenharia de reservatórios, a molhabilidade é a propriedade que determina a tendência da rocha reservatório estar preferencialmente em contato com um determinado fluido em um sistema bifásico ou multifásico. Segundo Soares (2012), a molhabilidade é uma das principais características da formação, pois é possível determinar a eficiência da produção de hidrocarbonetos. No caso de um sistema trifásico (rocha-óleo-água) de formação, a molhabilidade descreve a preferência da rocha está em contato com a água ou o óleo na presença de outro fluido, como pode ser observada na Figura 2.5. Entretanto, no geral, uma formação molhável a água favorece a produção do óleo, muito acima da formação molhável a óleo (MAITLAND, 2000).

**Figura 2.5** – Distribuição dos fluidos em diferentes tipos de molhabilidade: a) Molhável à água; b) Molhabilidade mista e c) Molhável à óleo. (ABDALLAH, 2007).



### 2.3 Métodos de Recuperação de reservatório

Uma acumulação petrolífera, inicialmente, possui certa quantidade de energia, denominada energia primária, com o decorrer da produção essa energia vai declinando, acarretando a redução da produtividade dos poços, em virtude da descompressão dos fluidos do reservatório e pelas resistências encontradas pelos fluidos em deslocar-se em direção aos poços de produção (ROSA *et al.*, 2006; CUNHA, 2010).

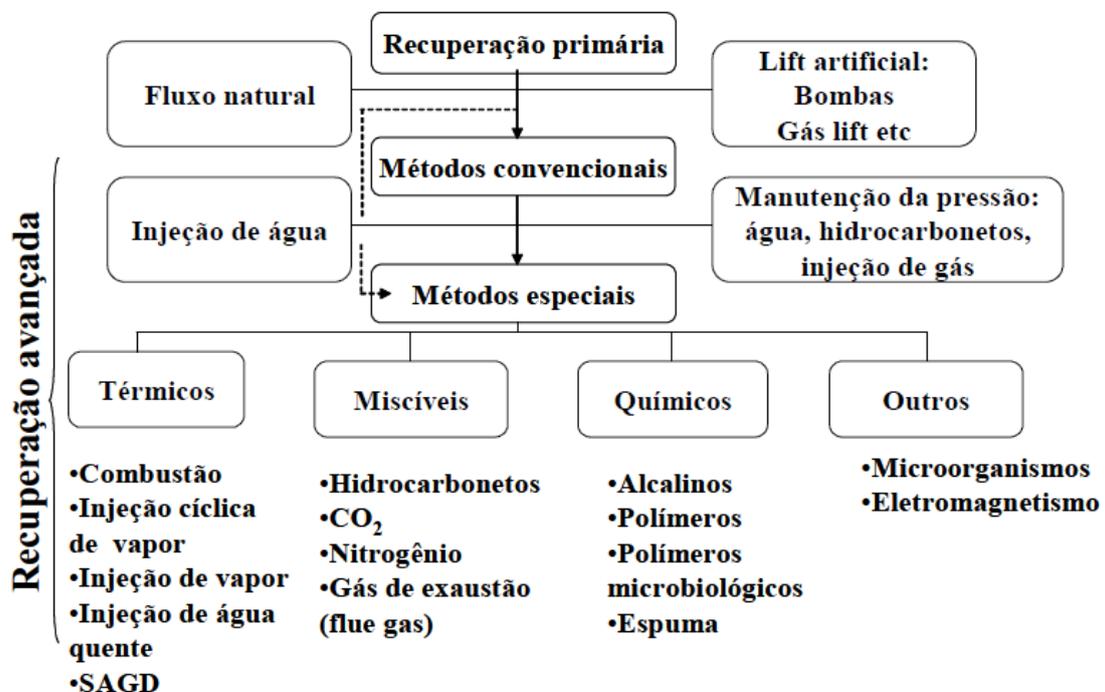
A perda de energia primária pode ser minimizada ao serem reduzidas as resistências viscosas e/ou capilares através da utilização de métodos de recuperação alternativos que visam manter, aumentar e acelerar a produção de óleo, com o objetivo de recuperar a parcela correspondente a 70% do volume de óleo original provado, que é o volume percentual médio restante nos reservatórios após a recuperação convencional, aumentando assim, a rentabilidade dos campos petrolíferos e estendendo sua vida útil (QUEIROZ, 2006; ARAÚJO *et al.*, 2009).

Thomas *et al.* (2001) ressalva que a aplicação de um processo de recuperação vai mais além do que a simples intervenção em alguns poços, ou seja, a are a de atuação é todo o reservatório, independente da simplicidade ou complexidade do método escolhido.

As técnicas de recuperação foram nomeadas como recuperação primária, secundária e terciária, entretanto com o passar do tempo essas expressões perderam a

sua conotação cronologia e passaram a designar a natureza do processo, com o seguinte critério: para processos cujas tecnologias são bem conhecidas e cujo grau de confiança na aplicação é bastante elevado, como é o caso da injeção de água e da injeção de gás, dá-se o nome de Métodos Convencionais de Recuperação. Para os processos mais complexos e cujas tecnologias ainda não estão satisfatoriamente desenvolvidas, Métodos Especiais de Recuperação. (THOMAS *et al.*, 2001; QUEIROZ, 2006; CUNHA, 2010). Na Figura 2.6 são apresentados diferentes processos utilizados na recuperação de óleo.

**Figura 2.6** – Diversos processos utilizados na recuperação de óleo (BARILLAS, 2005).



## 2.4 Perfurações de Poços de Petróleo

Um poço de hidrocarboneto pode ser definido como sendo uma perfuração realizada a partir de um conjunto de operações em plataformas, na terra ou no mar, com o propósito de produzir (ou injetar fluidos) óleo e/ou gás contido em uma formação subterrânea (CORRÊA, 2003). O poço de petróleo seria o elemento de ligação para o fluxo dos fluidos das formações para a superfície, assim, a atividade de perfuração é complexa, como por exemplo, depende da localização dos reservatórios, da

profundidade, do tipo de rocha, do tipo de fluido, e de alto custo (RUIZ, 2012; PAES, 2013).

De acordo com Corrêa (2003), os poços perfurados recebem uma numeração especial indicando finalidade, local e região onde são perfurados e, se são em terra ou no mar, como pode ser observado na Tabela 2.2.

**Tabela 2.2** – Numeração dos poços de acordo com Corrêa (2003).

<b>Nº</b>	<b>Tipo</b>	<b>Definição</b>
1	Poço pioneiro	É o primeiro poço perfurado na área.
2	Poço estratigráfico	É aquele perfurado para melhor reconhecimento da subsuperfície.
3	Poço de extensão	É o poço que irá determinar o tamanho da jazida encontrada.
4	Poço pioneiro adjacente	É aquele perfurado próximo ao primeiro poço da área.
5	-	Poço perfurado para a Jazida mais rasa do reservatório.
6	-	Poço perfurado para a Jazida mais rasa do reservatório.
7	Poço de desenvolvimento	É o poço perfurado para desenvolver um campo petrolífero.
8	Poço de injeção	É aquele destinado a injetar fluidos dentro do reservatório, para estimular a sua produção.
9	Poço d'água	Destina-se a produção de águas subterrâneas.

De acordo com Thomas *et al.* (2001) e Paes (2013), os poços podem ser classificados de acordo com sua finalidade, localização, profundidade e quanto ao seu posicionamento.

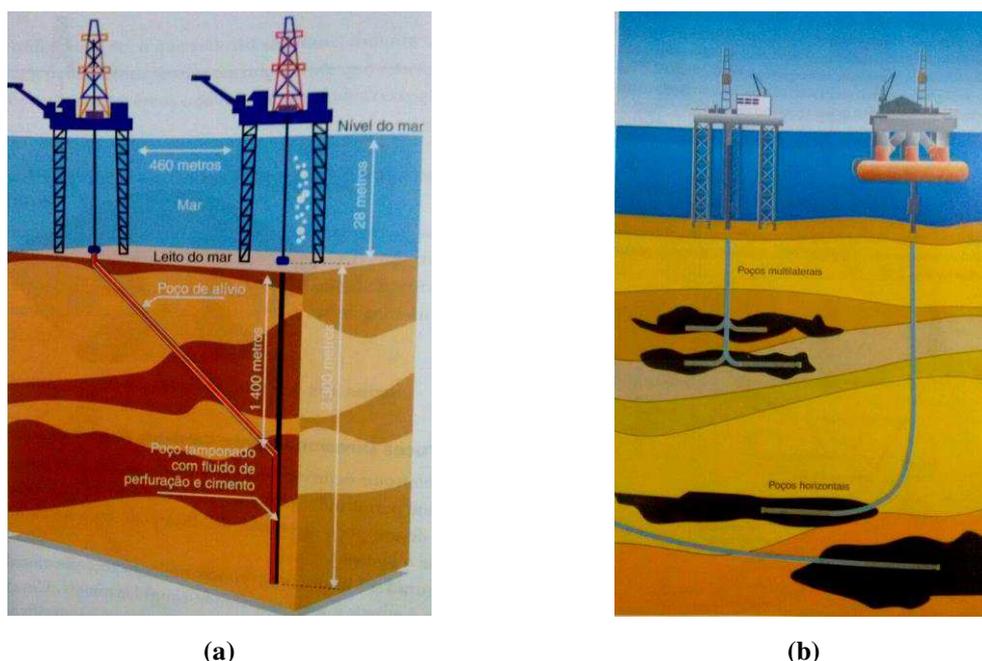
Finalidade: Exploração(1, 2, 3, 4 e 5) , exploração (7 e 8) ou especiais (9).

Localização: Em terra (Onshore) ou no mar (Offshore).

Profundidade: Poços rasos ( $\leq 1500$  m), poços médios ( entre 1500 a 2500 m) e poços profundos ( $\geq 2500$  m).

Posicionamento: verticais, direcionais, horizontal e multilateral (Figura 2.6).

**Figura 2.7** – Esquema de poços: (a) Vertical; (b) Horizontal e Multilateral (ROCHA *et al.*, 2006)



Como pode-se observar na Figura 2.6, poços horizontais são aqueles em que as estruturas e o posicionamento dos equipamentos são próximos de  $90^\circ$  em relação à vertical (PAES, 2013).

Nas décadas de 60 e 70, propor perfuração de um poço com características horizontal, era algo ousado, com as tecnologias existentes, como o whipstock, tornava impossível a perfuração de um poço horizontal de longo alcance (ROCHA *et al.*, 2006). A partir da década de 80, o uso de poços horizontais passou a ser mais frequente na indústria petrolífera, devido ao desenvolvimento de novas técnicas de perfuração e completção (LIMA, 2011). No Brasil, a tecnologia de poço horizontal foi utilizada pela primeira vez em 1990 e vem sendo amplamente utilizada em campos de terra, especialmente na Bahia, onde as áreas com muitas falhas geológicas provocam afastamento consideráveis dos poços com relação à verticalidade que passa pelo objetivo (ROCHA *et al.*, 2006; PAES, 2013).

Arturo *et al.* (2007) relata que as vazões para poços horizontais podem ser de dois a cinco vezes maiores que para poços verticais que passaram por algum processo de estimulação, pois, uma estimulação pode aumentar a produção de um poço vertical, mas após um determinado tempo, a vazão declina rapidamente. Em geral, um poço horizontal é perfurado paralelo ao plano de um reservatório horizontal com o objetivo de interceptar a maior parte da zona produtora, superando as características de

escoamento no reservatório e as possíveis dificuldades em reservatórios heterogêneos (LIMA, 2011).

Para Marques (2014) e Sansoni Júnior (2015) os poços horizontais são vantajosos em relação a outros poços quando se tem reservatórios delgados, com fraturas naturais, de baixas permeabilidades, alta viscosidade, e em alguns casos onde possa ocorrer formação de cone de gás ou água, ou produção de areia, apresentando maior área efetiva de drenagem, maior capacidade de exploração e aumento da recuperação secundária. Esse aumento de produtividade deve-se a uma maior área de reservatório exposta ao poço, gerando um menor diferencial de pressão entre o reservatório e o poço, que é chamado de *drawdown* (SANSONI JÚNIOR, 2015).

Embora uma série de ferramentas numéricas e analíticas tem sido desenvolvida para estudar o comportamento do fluxo e prever o desempenho de poços horizontais, vários problemas que podem afetar significativamente as previsões de desempenho encontram-se em constante desenvolvimento (LIMA, 2011).

## **2.5. Escoamento em Meios Porosos**

Na simulação numérica de reservatório, existe uma preocupação com a modelagem do deslocamento do fluido dentro do meio poroso, seja óleo, gás ou água, miscível ou imiscível (PEACEMAN, 1977). Os modelos de descrevem o comportamento dos reservatórios são descritos por um sistema de equações diferenciais parciais que representam a conservação de massa de cada um dos componentes (Tavares *et. al.*, 2008). A velocidade de cada componente é calculada usando a Lei de Darcy para meios porosos, a qual é dependente das saturações das fases, as pressões de capilaridade, as permeabilidades relativas, a molhabilidade e de condições de contorno que são definidas dependendo de cada problema (PEACEMAN, 1977; BARBOSA, 2006; ARAÚJO, 2009; CUNHA, 2010).

Peaceman (1977) relata que a Lei de Darcy para fluxo de fase única em um sistema de fluxo,  $Q$ , em uma amostra de meio poroso de comprimento  $L$  e uma área de secção transversal,  $A$ , é dado pela Equação (2.13):

$$q = \frac{kA \Delta p}{\mu L} \quad (2.13)$$

onde  $\Delta p$  é a queda de pressão aplicada no meio poroso,  $\mu$  é a viscosidade do fluido, e  $k$  é a permeabilidade absoluta do meio.

Para o fluxo de apenas uma direção, por exemplo, paralelo ao eixo  $x$ , a equação pode ser escrita da seguinte forma:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (2.14)$$

onde  $v$  é a velocidade do fluxo superficial,  $\frac{\partial p}{\partial x}$  é o gradiente de pressão na direção  $x$ .

Têm-se o sinal negativo indica que a pressão decai na direção  $x$ .

Portanto, forma diferencial da lei de Darcy pode ser generalizada para três dimensões do seguinte modo:

$$U_i = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial i}, i = x, y, z \quad (2.15)$$

onde  $U_i$  são componentes de um vetor velocidade, orientados no sentido arbitrário no espaço tridimensional.

Para incluir o termo da gravidade, as equações devem ser modificadas, tomando uma profundidade,  $D$  é uma função arbitrária das coordenadas  $(x, y, z)$ , assim a equação generalizada de Darcy torna-se:

$$U_i = -\frac{k}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial i} - \rho g \frac{\partial D}{\partial i} \right), i = x, y, z \quad (2.16)$$

onde  $\rho$  é a densidade do fluido e  $g$  a aceleração da gravidade.

Entretanto, dentro do reservatório geralmente temos o escoamento de mais de um fluido, de acordo com Tavares *et al.* (2008), a Lei de Darcy pode ser generalizada para escoamentos multifásicos desde que se considere a relação entre as velocidades de fluxo (vazão) e o gradiente de pressão para cada uma das fases, representados pelos índices 1 e 2. Utilizando o conceito de permeabilidade relativa da fase e os efeitos gravitacionais:

$$\vec{U}_i = -\frac{kk_{r_i}}{\mu}(\nabla P_i - \rho_i \vec{g}), i = 1, 2, \dots \quad (2.17)$$

onde  $k$  é a permeabilidade absoluta,  $k_{r_i}$  é a permeabilidade relativa e  $P$  é a pressão.

Da definição de saturação de cada umas das fases tem-se:

$$\sum S_n = 1 \quad (2.18)$$

Levando em consideração o balanço da conservação da massa, pode-se mostrar que:

$$\nabla \cdot (\rho_i U_i) + \phi \frac{\partial (\rho_i S_i)}{\partial t} = 0, i = 1, 2, \dots \quad (2.19)$$

onde  $\phi$  é a porosidade do meio,  $t$  o tempo,  $u_i$  são velocidades superficial de cada fase, de acordo com Barbosa (2006) é descrita pela Equação (2.22).

$$U_i = -k\lambda_i(\nabla P_i - \rho_i g \nabla z), i = 1, 2, 3, \dots \quad (2.20)$$

onde  $\lambda_i$  é  $P_i$  são respectivamente a mobilidade relativa e a pressão da fase  $i$ .

A mobilidade relativa é descrita em função da saturação, dado por:

$$\lambda_i = \frac{k_{ra}(S_i)}{\mu_i} \quad (2.21)$$

onde  $\mu_i$  e  $k_{ra}$  são respectivamente, a viscosidade e a permeabilidade da fase  $i$ .

A mobilidade total é definida por:

$$\lambda = \sum \lambda_i \quad (2.22)$$

De acordo com ROSA *et al.*, (2006) a lei de Darcy relaciona a velocidade aparente do fluido com os gradientes de pressão (ou mais genericamente com os gradientes de potencial) através da equação:

$$U_s = -\frac{k_s \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial s} \quad (2.23)$$

onde  $s$  é uma trajetória de um fluxo qualquer,  $k_s$  a permeabilidade do meio poroso na direção do fluxo,  $\gamma$  o peso específico do fluido, e  $\Phi$  é o potencial de fluxo. Conforme se observa, a velocidade aparente do fluido numa direção  $s$  qualquer, num determinado ponto do meio poroso, é inversamente proporcional à viscosidade do fluido e diretamente proporcional à permeabilidade e ao gradiente de potencial no ponto considerado, na direção  $s$ . O potencial  $\Phi$  é o agente responsável e propulsor do deslocamento do fluido no meio poroso. Os fluidos se deslocam sempre de pontos de maior potencial para pontos de menor potencial.

Usando a lei de Darcy, as velocidades aparentes nas três direções de fluxo são dadas pela seguinte expressão:

$$U_i = -\frac{k_i \gamma}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial i}, i = x, y, z. \quad (2.24)$$

Cunha (2010) ressalva que a lei de Darcy tem sido aplicada para se estudar o escoamento em meios porosos para números de Reynolds baseado no tamanho do poros (ou tamanho de partícula,  $d_p$ ) é muito pequeno. Assim, a equação de momento para escoamento de fluido passando por um meio isotrópico é dada por:

$$-\nabla P = \frac{\mu \vec{U}}{\kappa} \quad (2.25)$$

Na Equação (2.30),  $k$  pode ser determinada por:

$$k = \frac{\phi^3 d_p^2}{a(1-\phi)^2} \quad (2.26)$$

onde  $a$  é  $a$  constante de correção para geometria microscópica do material poroso.

De acordo com Cunha (2010), a Equação (2.33) só é válida para escoamento laminar porque só prever a queda de pressão causada pelas forças viscosas, porém alguns autores como Vieira (1990) e Woudberg (2006), introduziram um termo adicional que representa um acréscimo na queda de pressão devido às forças inerciais, de forma que, a equação de Darcy é descrita como:

$$-\nabla P = \frac{\mu \vec{U}}{k} + \frac{\rho F |\vec{U}|}{\sqrt{k}} \quad (2.27)$$

onde F é o coeficiente Forchheimer, dado pela Equação de Ergun  $F = \frac{b}{\sqrt{a\phi^3}}$  onde b é uma constante de correção da geometria microscópica do meio.

Entretanto, Hsu *et al.* citados por Cunha (2010), acrescentaram o termo que considera os efeitos do número de Reynolds na camada limite viscosa, assim a Equação (2.35), foi então modificada para:

$$-\nabla P = \frac{\mu \vec{U}}{k} + \frac{\rho F |\vec{U}| \vec{U}}{\sqrt{k}} + \frac{H \vec{U} \sqrt{\mu \rho |\vec{U}|}}{k^{3/4}} \quad (2.28)$$

onde o coeficiente adimensional H, tal como F, é uma função da porosidade e da geometria microscópica sólida.

### 3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

*Neste capítulo são apresentados alguns trabalhos realizados nos últimos anos na área do presente trabalho, com intuito de expor o estado da arte.*

A simulação de reservatório é uma técnica que possibilita a previsão do comportamento de uma acumulação petrolífera sob vários cenários de operações e em diferentes perspectivas (COTIA, 2012). A simulação numérica de escoamento em reservatórios petrolíferos vem se mostrando uma ferramenta bastante eficiente na avaliação, projeto e desenvolvimento de áreas maduras e/ou recém-descoberta. (RIBEIRO, 2008).

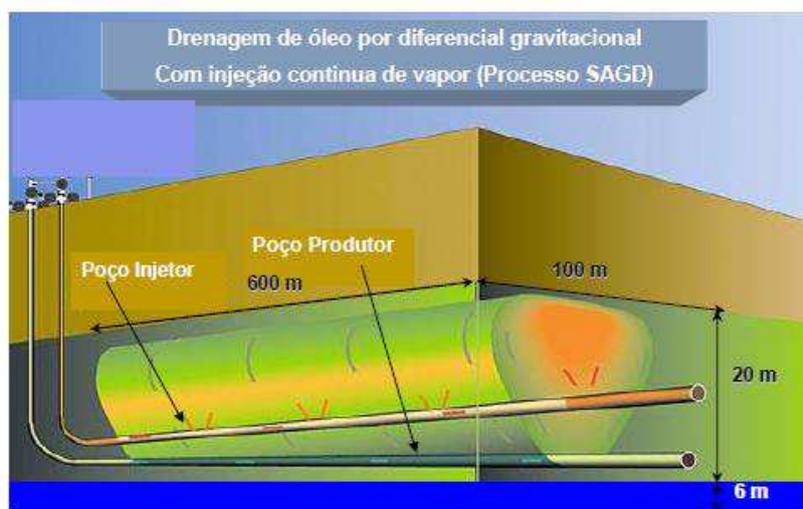
O uso de simuladores aplicados na área de reservatório é possível otimizar o processo de extração do óleo e prever o comportamento do reservatório, bem como, prever a produção de água, óleo e gás da acumulação, determinar o impacto da perfuração de novos poços (vertical, horizontal ou direcional) de produção/injeção no campo, entender os mecanismos de escoamento dentro do meio poroso com diferentes parâmetros adicionais, estimar propriedades da rocha e dos fluidos, sem custos adicionais (PAES, 2013).

Entretanto é um grande desafio simular domínios que descrevem os fenômenos físicos do escoamento em meio poroso (realidade do sistema) devido à complexidade do ambiente em questão e das propriedades do óleo a alta pressão, bem como as dimensões das reservas petrolíferas (TAVARES *et al.*, 2008). Por isso a importância do desenvolvimento constantes de modelos matemáticos, mais sofisticados e detalhados, que auxiliem no desenvolvimento de técnicas que aumentem a precisão e a eficiências na simulação numérica, reduzindo a discrepância do ideal para o real (ARAÚJO, 2009; RIBEIRO, 2008). Assim, a simulação numérica vem sendo utilizada pelos Engenheiros na área da Engenharia de reservatório e vem apresentando um grande desenvolvimento nas últimas décadas.

Barillas (2005) estudou o processo de drenagem gravitacional de óleo com injeção contínua de vapor em poços horizontais. O domínio utilizado continha dois poços horizontais, um injetor localizado na parte superior e outro produtor de óleo, localizado na parte inferior (Figura 3.1), utilizou o programa Stars que emprega o

método de Newton para a linearização das equações. Avaliou a recuperação avançada variando fatores operacionais (a distância vertical entre o poço produtor e injetor e comprimento horizontal dos poços), características do reservatório (viscosidade do óleo, permeabilidade da rocha, barreiras no reservatório, espessura da zona de óleo e a presença de aquíferos) e a geometria do sistema (Injeção de vapor por um e três injetores verticais).

**Figura 3.1** – Representação do sistema de poços injetor-produtor no reservatório (BARILLAS, 2005).

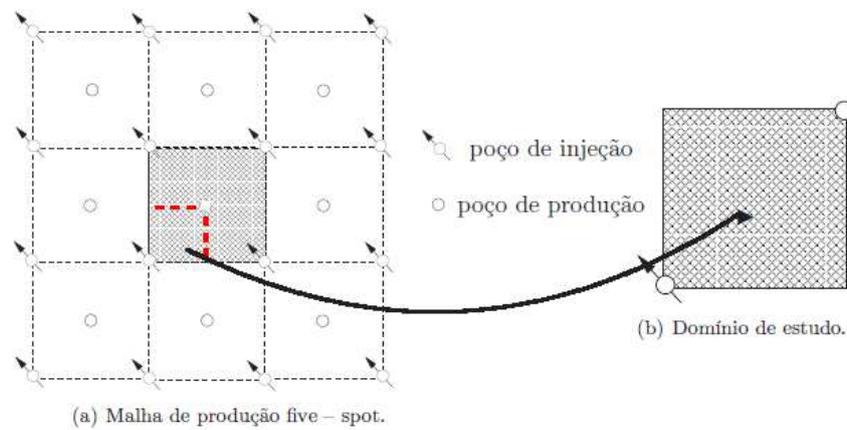


Barillas (2005) concluiu que a permeabilidade horizontal da rocha reservatório e a viscosidade do óleo são propriedades que influenciam diretamente na produção acumulada de óleo e, em consequência, no fator de recuperação de óleo e que o processo de SAGD (injeção de vapor por drenagem gravitacional) se mostra como uma alternativa eficiente entre os métodos térmicos de recuperação do petróleo, mas é preciso fazer um estudo paramétrico do projeto a ser desenvolvida, uma vez que cada reservatório tem suas próprias características.

Barbosa (2006) estudou o escoamento bifásico em reservatório petrolíferos heterogêneos, abordando a modelagem do processo de recuperação de petróleo, no qual foi empregado o modelo de arraste arranjos de poços de injeção de produção de cinco pontos ou "five-spot" (Figura 3.2). O autor utilizou o Matlab 6.0 para a obtenção dos resultados e concluiu que o modelo demonstrou ser capaz de prever o avanço de água no reservatório em diferentes situações e evidenciou que a presença de óleo residual

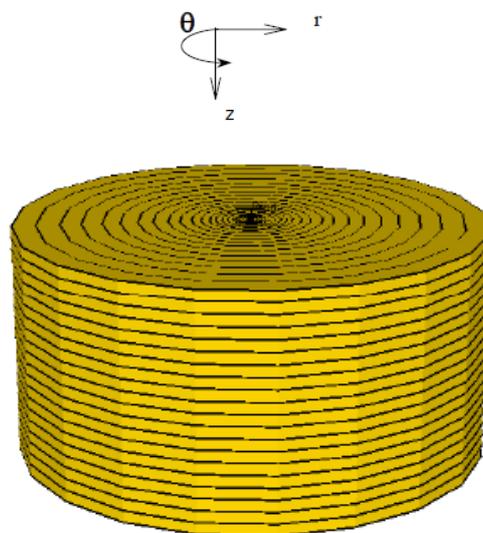
aprisionado nas regiões de baixas permeabilidade afetam nas curvas de produção acumuladas.

**Figura 3.2** – Representação do modelo de injeção em uma malha de cinco pontos (BARBOSA, 2006).



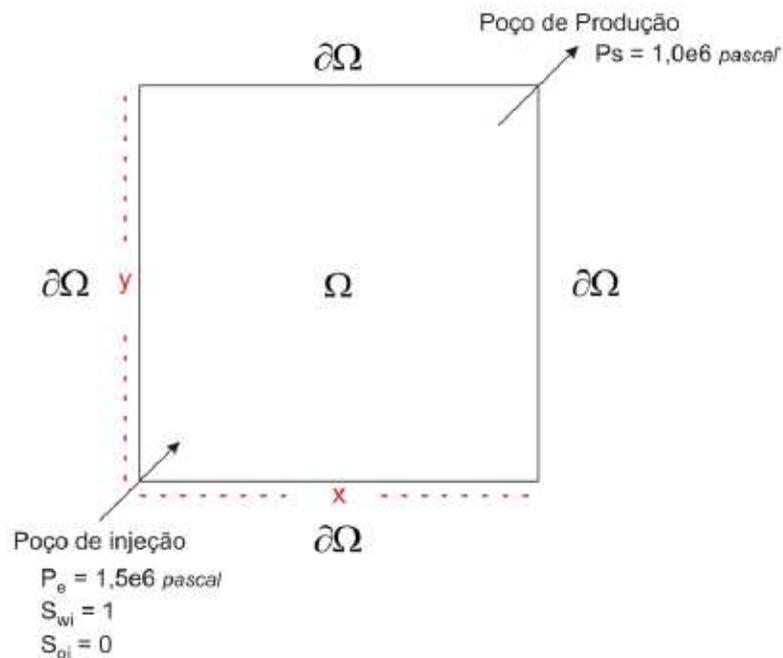
Queiroz (2006) avaliou a influência de algumas propriedades da rocha reservatório na injeção cíclica de vapor com o intuito de determinar o número ideal de ciclos, e, conseqüentemente, otimizar o processo. O domínio de estudo consistiu em um cilindro circular com 80 metros de raio, 20 metros de altura (Figura 3.3), com refinamento na região do poço, as simulações foram feitas no simulador STARS do grupo CMG. O mesmo observou que o efeito da espessura do reservatório, dentre os parâmetros avaliados, foi o que mais influenciou no desempenho do processo, enquanto que para o tempo de *soaking* não teve uma influência significativa.

**Figura 3.3** – Modelo de reservatório proposto (QUEIROZ, 2006).



Tavares *et al.* (2008) estudaram numericamente a recuperação de óleos pesados em um reservatório heterogêneo (permeabilidade aleatória), utilizando o modelo “black oil”. O domínio de estudo foi considerado como um domínio bidimensional quadrado com dimensões 100 x 100 m (Figura 3.4) e as simulações foram realizadas no FlexPDE 5 (versão estudante). Os autores concluíram que a aplicação de um método secundário (injeção de água) no início do tempo da produção de um reservatório pode resultar em melhores resultados na manutenção das pressões e nas vazões e que eficiência de “varrido” ou avanço de água no reservatório com permeabilidade uniforme apresentou um comportamento bem mais definido e “simétrico” do que os casos com permeabilidade distribuída aleatoriamente.

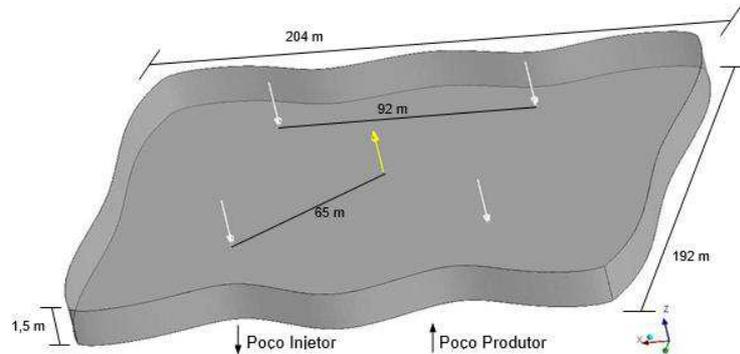
**Figura 3.4** – Representação do domínio de estudo (TAVARES *et al.*, 2008).



Araújo *et al.* (2009) estudaram numericamente via Ansys CFX 11, o processo de recuperação de óleo pesados em um meio poroso empregando um modelo de injeção de cinco pontos. Foi considerado o modelo de partícula para o escoamento bifásico água-óleo pesado no meio poroso e adotou-se distribuição uniforme para porosidade e permeabilidade. O domínio físico de estudo utilizado foi uma parcela de reservatório com 204 m de comprimento, 192 m de largura e 15 m de profundidade (Figura 3.5), com malha com 625065 elementos tetraédricos. Os autores observaram que a distribuição da fração volumétrica nos planos horizontais e verticais sofre grande

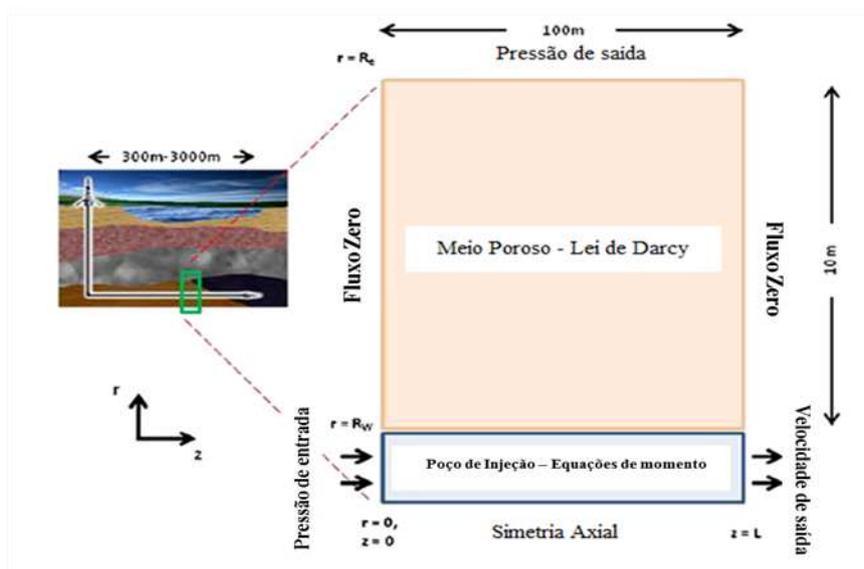
influência da permeabilidade absoluta do reservatório sobre o avanço de água em direção ao poço produtor advindo dos poços de injeção.

**Figura 3.5** – Representação do reservatório petrolífero (ARAÚJO *et al.*, 2009).



Jackson *et al.* (2011) estudaram numericamente a recuperação avançada de reservatório petrolífero através da injeção de polímero não newtoniano em um poço horizontal. Foram testadas 3 espessuras de reservatórios (1, 10, 30m) com diferentes refinamentos. O domínio de estudo e as condições de contorno utilizadas por Jackson *et al.* (2011) pode ser observada na Figura 3.6. Observaram que a velocidade radial e consequentemente a viscosidade, era dependente do refinamento da malha, ao contrário da pressão axial que não apresentava dependência alguma, no entanto um mínimo refinamento foi necessário para a convergência da pressão axial.

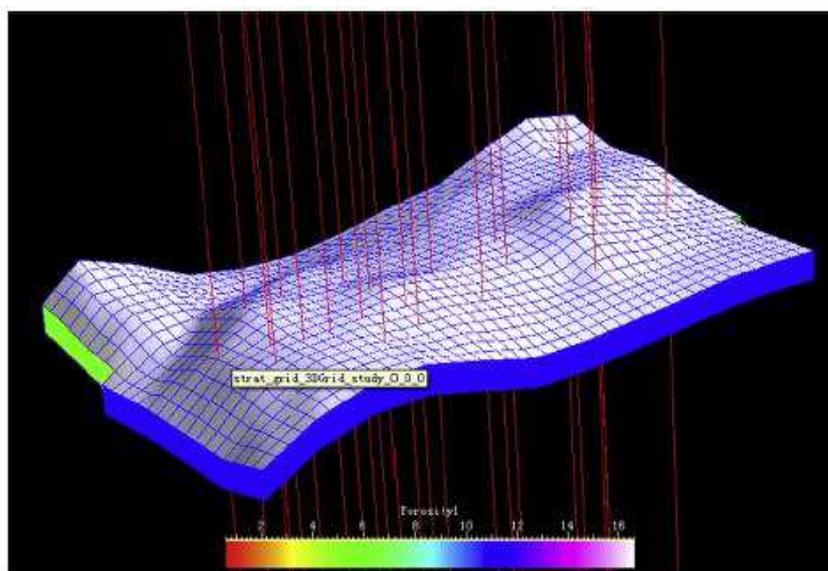
**Figura 3.6** – Representação do domínio de estudo e condições de contorno (JACKSON *et al.*, 2011).



Gidaspow *et al.* (2013) desenvolveram um código computacional (CFD) para analisar os mecanismos de escoamento de petróleo, gás e areia em reservatório e dentro dos poços que são perfurados para produção offshore. O modelo tridimensional avalia os efeitos do número de Reynolds, para escoamento laminar e turbulento, computa os coeficientes de atrito do petróleo, gás e da areia. A partir das velocidades axiais, radiais e da distribuição espectral no centro do reservatório conseguiram observar grandes oscilações de velocidade as quais não são previstas pela lei de Darcy.

Gong *et al.* (2013) realizaram um estudo numérico da influência da variação da taxa de injeção e da temperatura (20, 35 e 50°C) de água (re-injetada). O reservatório utilizado no estudo foi um reservatório de óleo e de gás, do campo de Huabei - China. O reservatório tinha 23 poços, nos quais 6 eram injetores e 16 poços produtores (Figura 3.7), com temperatura de formação de 120°C. Os autores observaram que a temperatura média do reservatório diminui proporcionalmente ao aumento da produção de petróleo, entretanto, a condutividade térmica da rocha não interfere significativamente no declínio da temperatura do reservatório.

**Figura 3.7** – Representação do reservatório (Gong *et al.*, 2013).

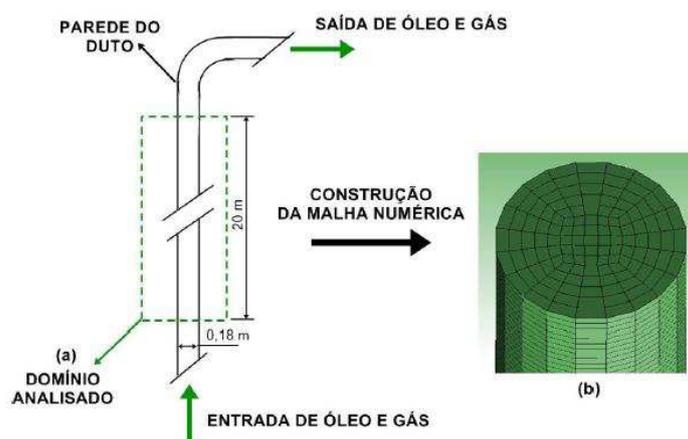


Machado *et al.* (2014) estudaram numericamente a injeção de CO<sub>2</sub> dissolvido em água em amostras de rochas carbonáticas de reservatórios de petróleo, desenvolveu um modelo contínuo em 3D que incluiu os efeitos de heterogeneidade de porosidade e permeabilidade do meio, da taxa de reação química e dos fenômenos de transporte, que

foi implementado no software Ansys Fluent. Através dos resultados obtidos demonstraram que o modelo tridimensional contínuo na escala de Darcy, permite capturar os diferentes caminhos de dissolução formados durante a injeção de CO<sub>2</sub> em rochas carbonáticas.

Silva *et al.* (2014) realizaram um estudo numérico usando Ansys CFX para analisar a influência da viscosidade do fluxo bifásico não isotérmico de óleo pesado e gás natural em um duto vertical. Para isso, utilizaram um trecho de um trecho de 20 m de altura de um duto vertical com 0,18 m de diâmetro (Figura 3.8), com uma malha estruturada com 300 mil elementos hexaédricos. Observaram uma grande influência da viscosidade na queda de pressão e no perfil de temperatura do óleo pesado.

**Figura 3.8** – Representação do domínio de estudo (SILVA *et al.*, 2014).



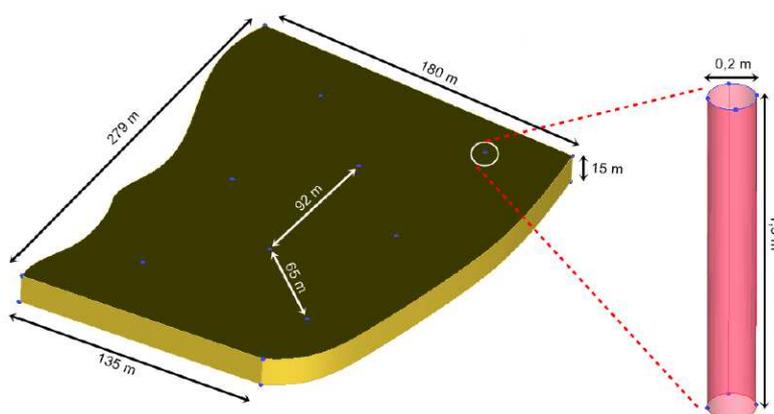
Peçanha (2014) desenvolveu um mecanismo de virtualização de meios porosos em entidades denominadas Redes de Matthews que permite estudar os fenômenos físico-químicos de interesse na escala de poro, o modelo de escoamento foi criado com base nas equações de Navier-Stokes possibilitando o estudo da saturação e da permeabilidade de tais meios porosos quando percolados por fluido. Foi possível a criação de um meio poroso virtual que, por meio de sua estrutura, consegue reproduzir o comportamento da análise de intrusão de mercúrio com baixos erros.

Fortunato *et al.* (2015) desenvolveram uma metodologia numérica para a simulação de escoamento bifásico imiscível em meios porosos no contexto de reservatório de petróleo para óleo e água. O modelo faz uso de um esquema de solução que resolve o campo pressão implicitamente e o campo de saturação explicitamente, sendo que estes campos são acoplados por um termo de velocidade com a

implementação das rotinas computacionais no SCILAB. Conseguiu reproduzir campos de Pressão e perfil de saturação coerentes com a literatura.

Silva (2016) realizou um estudo numérico tridimensional e transiente da recuperação avançada de petróleo em reservatórios onshore de forma complexa, para isto, utilizou um modelo de reservatório isotrópico, com reservatório inicialmente saturado em óleo, com processos isotérmico e não isotérmico. O domínio físico de estudo era constituído por dois poços injetores e seis poços produtores, formando um sistema de injeção *Five Stop* (Figura 3.9). As simulações foram realizadas no software comercial Ansys CFX 12.0 com malha não estruturada com 1.221.614 elementos tetraédricos e 217.291 nós. Obteve um fator de recuperação de 7,8% a 12,15% para os casos Isotérmicos e para os casos Não Isotérmicos de 10,93% a 19,8%.

**Figura 3.9** – Representação da parcela do reservatório em estudo (SILVA, 2016).



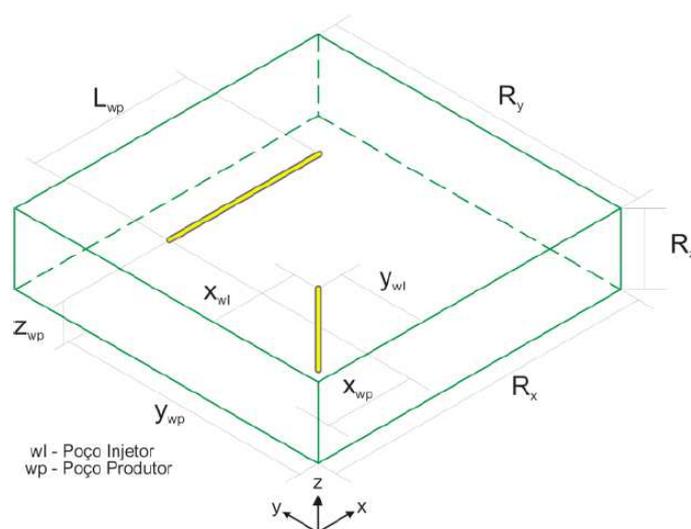
Os poços horizontais possuem uma série de vantagens em relação a outros tipos de poços, tais como: equivale a vários poços verticais em termos de volume drenado, maior capacidade de exploração em reservatórios delgados, fraturas naturais, formações com baixa permeabilidade, redução na formação de cones de água/gás, pode-se alcançar um reservatório alvo em uma lâmina d'água mais profunda com a plataforma de produção situada em terra ou em uma lâmina d'água mais rasa (RIBEIRO, 2010; MARQUES *et al.*, 2014).

Tendo em vista que os custos de perfuração de um poço é demasiadamente grande para se realizar experimentos para avaliar a viabilidade de um reservatório, cresce o interesse na área da Engenharia de Reservatório o desenvolvimento e utilização de ferramentas numéricas para prever a capacidade de produção de um reservatório

(RIBEIRO, 2010; RUIZ, 2012). Logo, os profissionais da área de perfuração vêm utilizando a simulação numérica em larga escala, com intuito de prever o comportamento físico dos processos e dos fenômenos, uma questão crucial em projetos de equipamento e previsão do comportamento dos mesmos, vem apresentando grande desenvolvimento nos últimos anos (ARTURO *et al.*, 2007; MARQUES *et al.*, 2014, SANSONI JÚNIOR, 2015).

Ribeiro (2010) implementou e avaliou modelos de poços verticais e horizontais, em duas e três dimensões para aplicação em simuladores de reservatório de petróleo, com base nos modelos de Peaceman e Ding. Foi realizada uma extrapolação dos modelos de poços tradicionais em duas dimensões para três dimensões, utilizando domínios em formato de cubo, ou paralelepípedo, para aplicação em poços horizontais parcialmente penetrante, isto é, onde os poços não atravessam o domínio por inteiro (Figura 3.10). Para isto, considerou além da solução analítica local para um fluxo radial cilíndrico, uma solução analítica com fluxo radial esférico nas extremidades dos poços horizontais, devido ao comportamento do fluxo nestas extremidades. Conseguiu reproduzir a física nas vizinhanças dos poços, sendo assim, possível a sua aplicação em simuladores de reservatórios de petróleo, respeitando as suas limitações.

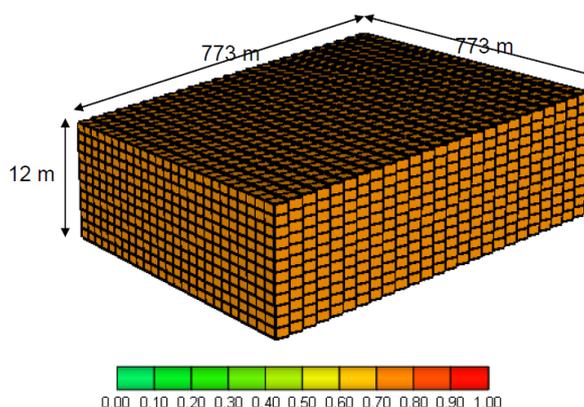
**Figura 3.10** – Domínio de Estudo em 3D (RIBEIRO, 2010).



Ruiz (2012) realizou um estudo numérico comparativo da injeção de água usando poços verticais e horizontais em reservatórios com características do Nordeste, através do método “Toe-to-Heel Waterflooding” TTHW<sup>TM</sup>, no qual utiliza uma configuração de poços injetores verticais completados no fundo do reservatório e poços

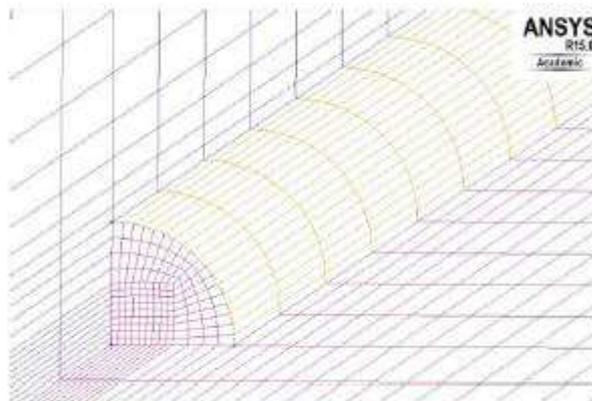
produtores horizontais completados no topo, que possui como mecanismo de produção principal a segregação gravitacional em distâncias curtas. As simulações foram realizadas utilizando o módulo *STARS* da “*Computer Modelling Group*”, utilizou uma malha retangular homogênea (Figura 3.11). Observou que as configurações “TTHW” e “PH Central” apresentaram resultados levemente maiores em termos de Fator de Recuperação comparados aos da configuração convencional de “5 Pontos” durante todo o tempo de simulação, quando comparados com o método do volume poroso injetado, além de detectar que a espessura do reservatório foi o parâmetro que mais influenciou no fator de recuperação, seguido da vazão de injeção, a permeabilidade horizontal, a configuração de poços e a razão de permeabilidade.

**Figura 3.11** – Malha retangular homogênea e suas respectivas dimensões (RUIZ, 2012).



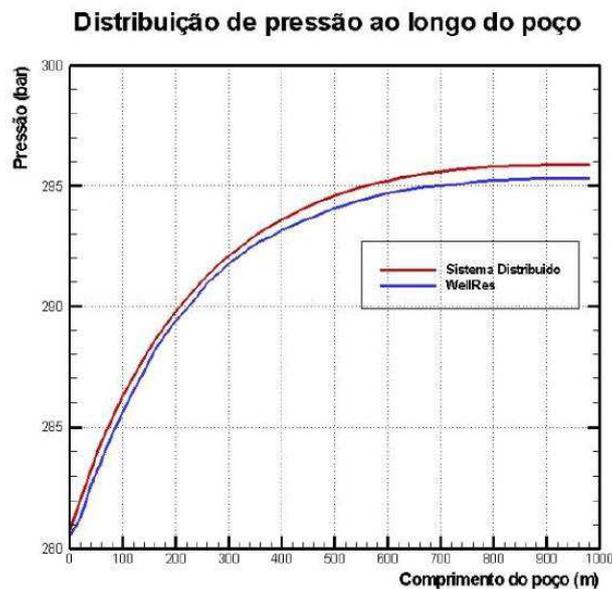
Marques (2014) realizou um estudo numérico com o objetivo de investigar a influência das hipóteses de condutividade finita e infinita, avaliar a como a variação da rugosidade relativa e do comprimento de um poço produtor horizontal. Para a resolução das equações governantes foi utilizado o método de volumes finitos no software ANSYS FLUENT 13.0. Utilizou para o estudo um domínio físico um modelo simples de paralelepípedo (2500 x 850 x 11 metros) representando o reservatório, e um cilindro representando o poço, o qual foi reduzido a um quarto para explorar as condições de simetria. Utilizou-se uma malha estruturada com 3,1 milhões de elementos hexaédricos (Figura 3.12). Implementou um acoplamento poço-reservatório 3D-1D, o qual mostrou-se como uma metodologia adequada, uma vez que é capaz de descrever com boa precisão a drenagem de um reservatório e observou que a hipótese de condutividade infinita não é válida para o caso estudado, e os resultados obtidos considerando-se condutividade finita apresentaram grande similaridade com os dados experimentais da literatura.

**Figura 3.12** – Detalhe do refinamento da malha nas proximidades do poço (Marques, 2014).



Sansoni Júnior (2015) estudou numericamente o escoamento em poços horizontais equipados com completção não convencional, utilizou uma abordagem distribuída para resolver o escoamento no interior do poço, no anular, através da completção e entre o reservatório e o poço. Desenvolveu uma nova metodologia de acoplamento poço-reservatório, com um maior detalhamento no poço e em suas completções. Os dados obtidos pelo sistema distribuído foram comparados com os resultados obtidos no simulador computacional WellRes, desenvolvido por MALISKA *et al.* (2012), utilizando o modelo *black-oil* padrão baseado nas frações mássicas dos componentes. Observou uma grande concordância entre as curvas de queda de pressão ao longo do poço horizontal, obtidas entre os modelos (Figura 3.13).

**Figura 3.13** – Dados de pressão ao longo do poço (Sansoni júnior, 2015).



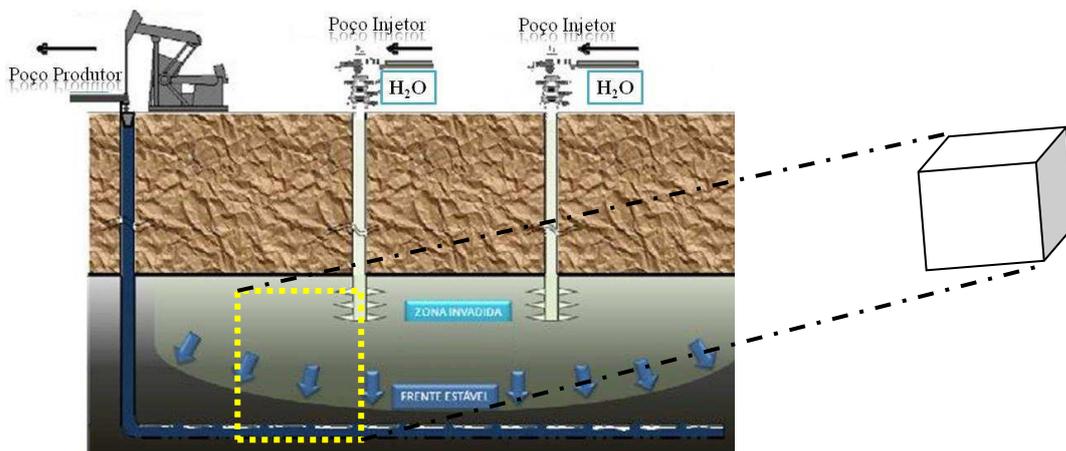
## 4. METODOLOGIA

*O presente trabalho foi desenvolvido no Laboratório de Pesquisa em Fluidodinâmica e Imagem (LPFI) da Unidade acadêmica de Engenharia Química (UAEQ) e no Laboratório Computacional em Térmica e Fluido (LCTF) da Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica (UAEM), ambos, do Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Federal de Campina Grande.*

### 4.1 Descrição do Problema

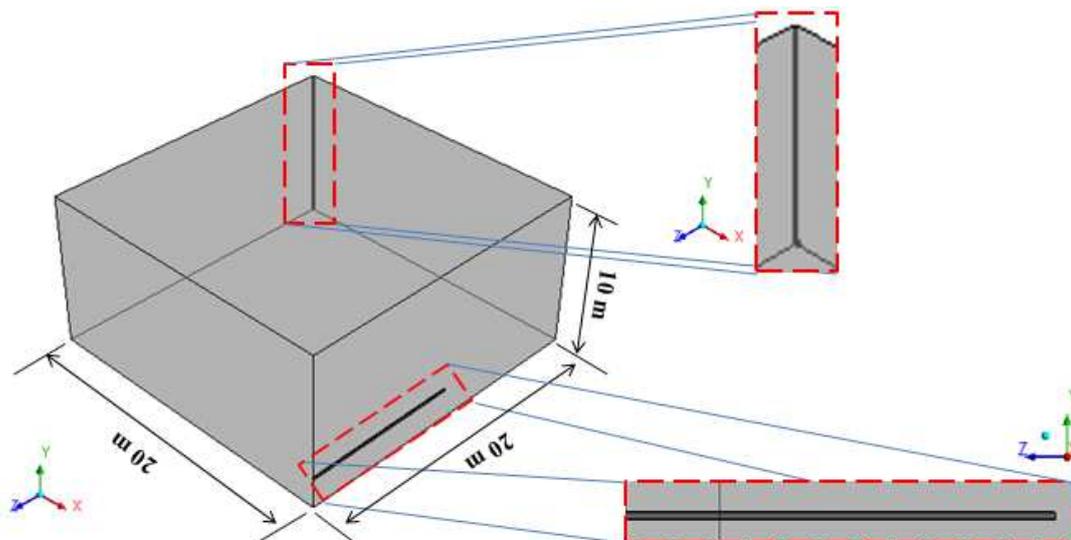
O domínio de estudo corresponde a uma parcela de um reservatório petrolífero (Figura 4.1). Apesar de toda a evolução da tecnologia e todos os recursos computacionais, em termos de capacidade de velocidade de processamento, transferência e armazenamento de dados, o estudo numérico de um reservatório de petróleo com dimensões quilométricas exigiria um enorme esforço computacional, em virtude da relação entre a quantidade de equações a serem resolvidas e o número de elementos ou volumes de controle que compõem a malha representativa do domínio de estudo, limitando assim o refinamento em regiões de interesse.

**Figura 4.1** – Parcela do reservatório referente ao domínio de estudo utilizado na simulação numérica. Adaptado de Barillas (2005).



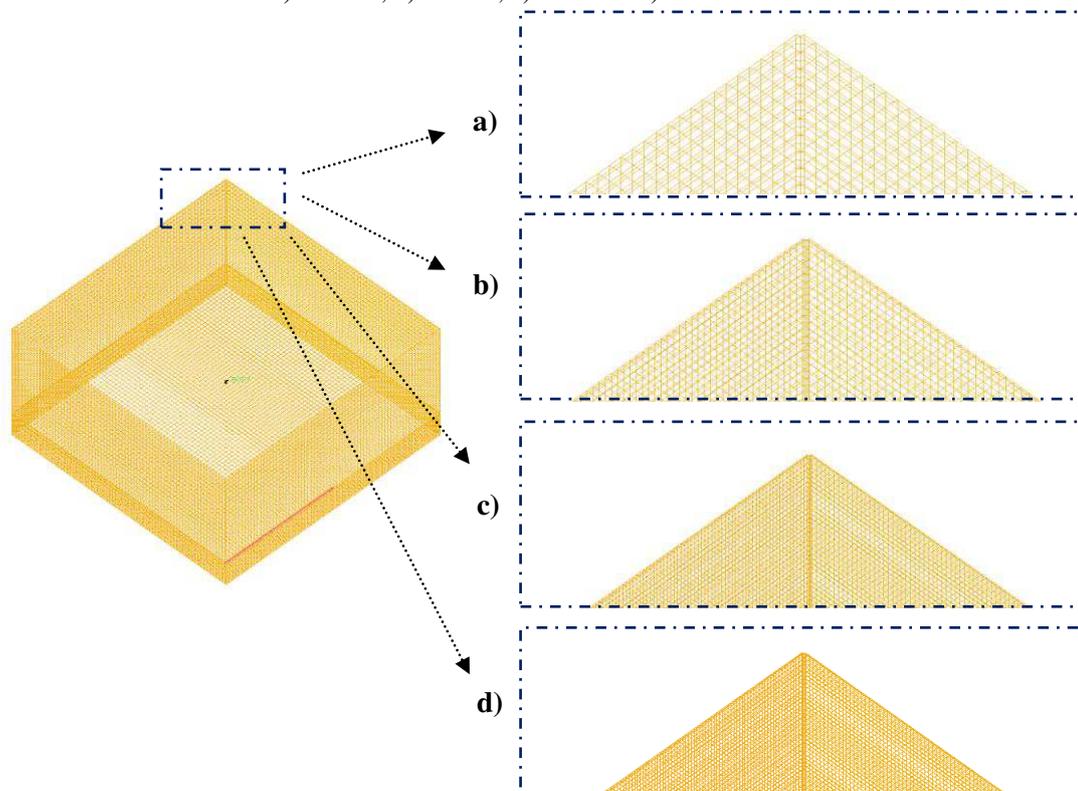
O trecho correspondente na forma de um cubo com dimensão  $20 \times 10 \times 20$  m é composto por uma parcela de um quarto ( $1/4$ ) de um poço injetor com 10 m de comprimento e uma parcela de um meio ( $1/2$ ) poço produtor com 10 m de comprimento, ambos de raio de 0,01m (Figura 4.2).

**Figura 4.2** – Representação da geometria e detalhes do poço injetor e poço produtor (Horizontal).



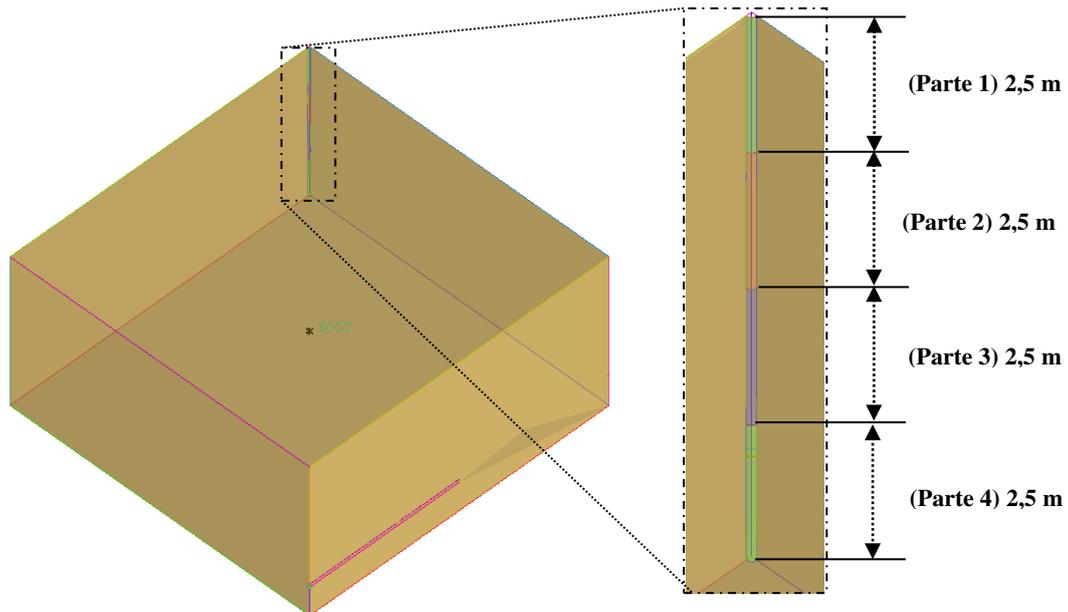
Em seguida, foi utilizado ICEM CFD, foram confeccionadas malhas estruturadas com diferentes densidades empregando estratégias de blocagens foram obtidas quatro malhas com 329513; 603588; 792901 e 841924 elementos hexaédricos (Figura 4.3).

**Figura 4.3** – Malha numérica da parcela do reservatório petrolífero, bem como detalhes das malhas com diferentes densidades: a) 329513; b)603588; c)792901 e d) 841924 elementos hexaédricos.

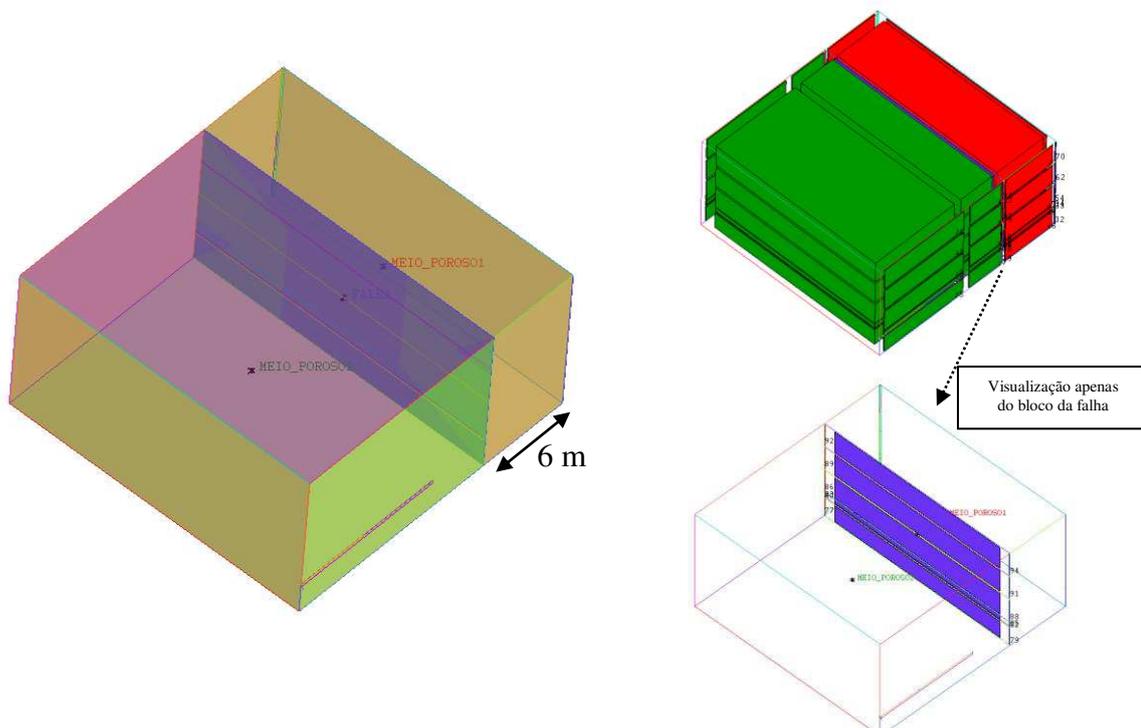


Com o intuito de avaliar a altura de injeção de água no reservatório a entrada foi dividida em quatro partes iguais de 2,5m de altura (Figura 4.4). E com a finalidade de analisar a influência da presença de uma falha no domínio, o reservatório foi dividido em três corpos (Meio poroso 1; Falha; Meio poroso 2), como pode ser observado na Figura 4.5. Em seguida foi gerado uma malha com 631793 elementos hexaédricos (Figura 4.6).

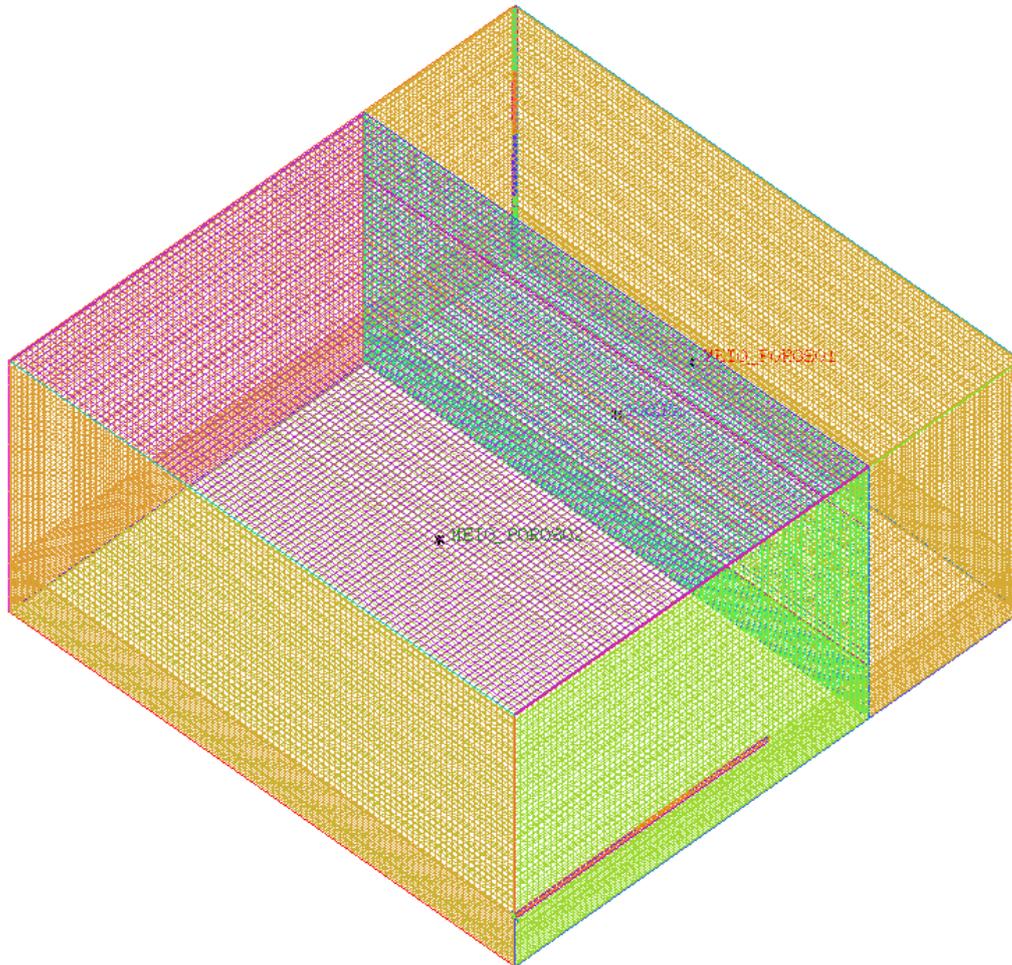
**Figura 4.4** – Detalhes da divisão da entrada.



**Figura 4.5** – Representação dos corpos que compõe o domínio com a presença da falha, bem como detalhes da blocagem utilizada para geração da malha.



**Figura 4.6** – Representação da malha numérica com a falha, com 631793 elementos hexaédricos.



## 4.2 Modelagem Matemática

A definição do modelo matemático para descrever o escoamento no meio poroso é baseada na generalização das equações de conservação de massa e quantidade de movimento linear (Navier-Stokes). O escoamento multifásico no meio poroso foi analisado empregando a aproximação Euleriana-Euleriana considerando que:

- a) Fluido newtoniano, incompressível e com propriedades físico-químicas constantes;
- b) Fluxo transiente e isotérmico;
- c) Transferência massa e momentum interfacial, bem como a fonte de massa foram desconsiderados;

- d) As forças interfaciais de não arraste (forças de sustentação, lubrificação de parede, massa virtual, dispersão turbulenta e pressão de sólido) foram desprezadas;
- e) O óleo e a água são definidos como fase contínua;
- f) Pressão de referência igual à zero atm;
- g) Foi desprezado o coeficiente empírico de perda do termo fonte.

Com estas considerações as equações podem ser escritas como sendo:

✓ **Equações da Conservação de massa**

$$\frac{\partial}{\partial t} \phi \rho + \nabla \cdot (\rho \mathbf{K} \cdot \vec{U}) = 0 \quad (4.1)$$

onde,  $t$  é o tempo,  $\phi$  é a porosidade volumétrica,  $\rho$  é densidade volumétrica,  $(\mathbf{K}^{ij})$  é um tensor simétrico de segunda ordem, chamado de tensor porosidade de área e  $\vec{U}$  é o vetor velocidade real.

✓ **Equações de transferência de momento linear**

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho \vec{U}) = -\nabla \cdot (\mu_e \mathbf{K} \cdot (\nabla \vec{U} + (\nabla \vec{U})^T)) + S_i^M + \vec{M}_\alpha \quad (4.2)$$

onde,  $\mu_e$  é a viscosidade efetiva,  $S_i^M$  o termo fonte por unidade de volume,  $\vec{M}_\alpha$  descreve a força total por unidade de volume sobre a fase  $\alpha$  devido à interação com a fase  $\beta$  definido por:

$$M_\alpha = C_D \rho_{\alpha\beta} \frac{f_\beta f_\alpha}{d_{\alpha\beta}} |\vec{U}_\alpha - \vec{U}_\beta| \cdot (\vec{U}_\alpha - \vec{U}_\beta) \quad (4.3)$$

onde  $C_D$  é o coeficiente de arraste, o qual foi assumido valor padrão de 0,44, este valor não tem muita influência devido a baixa velocidade dos fluidos no reservatório,  $\rho_{\alpha\beta}$  é a densidade da fase de interação entre os fluidos e  $d_{\alpha\beta}$  é o comprimento de escala de mistura, assumido o valor de 1mm.

No ANSYS CFX 15.1 o termo fonte é representado por:

$$S_i^M = -C^{R_i} U_i \quad (4.4)$$

onde  $C^{R_i}$  é o coeficiente linear de resistência,  $U_i$  velocidade superficiais.

Sendo assim, a lei de Darcy passa a ser generalizada por:

$$-\frac{\partial P}{\partial x_i} = \frac{\mu}{k} U_i \quad (2.15)$$

onde  $\mu$  é a viscosidade dinâmica e  $\frac{\mu}{k}$  não pode ser zero.

Com a utilização das velocidades superficiais o coeficiente  $C^{R_i}$  passa a ser definidos por:

$$C^{R_i} = \frac{\mu}{k} \quad (4.5)$$

### 4.3 Condições de Contorno

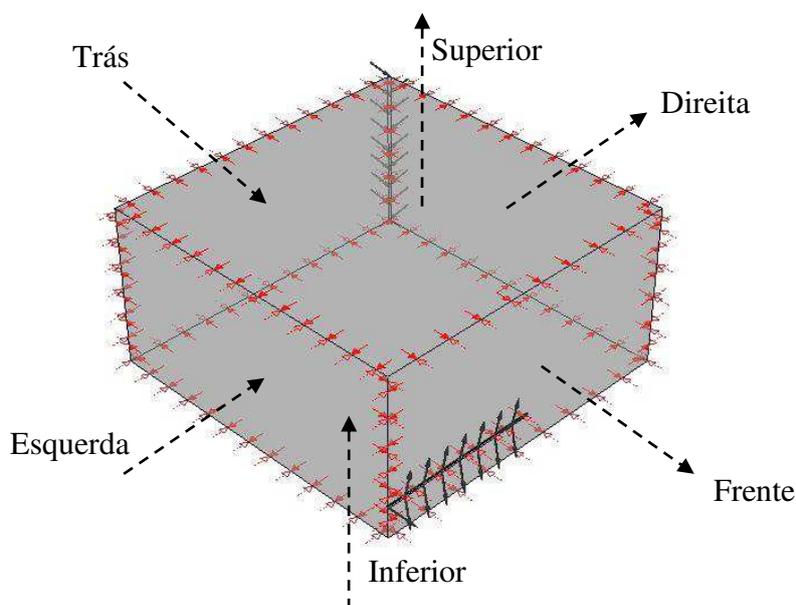
Para complementar a modelagem matemática foram adotadas algumas condições de contorno sobre as fronteiras do domínio de estudo (Figuras 4.7), foram as seguintes:

- a) Na face superior e na face inferior do reservatório foi adotado condição de não deslizamento, ou seja:

$$U_x = U_y = U_z = 0 \quad (4.6)$$

- b) Nas faces do lado direito, esquerdo, frontal e de trás foi adotado uma condição de simetria, ou seja, derivadas da velocidade e fração volumétrica são nulas.
- c) No poço injetor foi admitido vazão mássica de água de 0,04; 0,05; 0,06 ou 0,07 kg/s, fração volumétrica igual a 1,0 para água e 0,0 para óleo.
- d) No poço produtor foi considerada uma pressão estática de 100 atm.
- e) Inicialmente foi admitido que o reservatório estivesse saturado de óleo a uma pressão de 120 atm, baseado em Cunha (2010).
- f) Rocha incompressível.

**Figura 4.7** – Representação das condições de contorno nas fronteiras do reservatório com poço produtor disposto horizontalmente.



#### 4.4 Propriedades Físico-químicas

As propriedades físico-químicas dos fluidos utilizadas nas simulações numéricas estão apresentadas na Tabela 4.1 e as propriedades do meio poroso estão apresentadas na Tabela 4.2.

**Tabela 4.1** – Propriedades Físico-Químicas do Fluido em estudo

	Propriedade	Valores
Água	Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	997*
	Massa molar (kg/kmol)	18,02*
Óleo	Densidade (kg/m <sup>3</sup> )	868,7**
	Viscosidade (Pa.s)	0.2** ou 0,006***

Fonte: \*Manual do CFX 15.1; \*\*Araújo *et al.* (2009).

**Tabela 4.2** – Propriedades do reservatório petrolífero

Propriedade	Valores
Permeabilidade (m <sup>2</sup> )	$k = \frac{d^2}{72\tau^2} \frac{(\phi - \phi_p)}{(1 - \phi + \phi_p)^2} = 7 \times 10^{-9} \# \quad (4.7)$
Porosidade (Meio Poroso 1 e 2)	0,25##
Porosidade (Falha)	0,1015###

Fonte: #Devorkin *et al.* (2011); ##Costa *et al.* (2003); ### Roque *et al.* (2016)

onde  $d$  é o diâmetro do grão igual a 0,20 mm,  $\phi$  é a porosidade efetiva igual a 0,25,  $\phi_p$  é a porosidade de percolação igual a 0,020 e  $\tau$  a tortuosidade igual a 2.5.

## 4.5 Casos Estudados

Para a obtenção da solução numérica, foi utilizado o *software* ANSYS CFX *Release* 15.1 adotando o modelo de mistura de fluidos contínuos (água/óleo) em fluxo transiente e um passo de tempo de 24horas.

Foram estudados processos de recuperação de óleo com diferentes viscosidades empregando injeção contínua de água. Inicialmente foram avaliadas malhas com diferentes densidades de elementos, em seguida foi realizado um estudo variando a vazão mássica de água no poço injetor, como também, variou-se a altura do poço injetor, com o intuito de verificar a condição ótima dentre os casos estudados. Por fim foi analisado o impacto da presença de uma falha na recuperação de óleo. Os casos em questão encontram-se apresentados na Tabela 4.3.

**Tabela 4.3** – Casos estudados

Casos	Elementos hexaédricos	$\mu$ (Pa.s)	Vazão mássica (kg/s)	Parte de Injeção de água	Permeabilidade da falha geológica ( $m^{-2}$ )
01	329513	0,2	0,05	1,2,3,4	-
02	603588	0,2	0,05	1,2,3,4	-
03	792901	0,2	0,05	1,2,3,4	-
04	841924	0,2	0,05	1,2,3,4	-
05	329513	0,006	0,05	1,2,3,4	-
06	603588	0,006	0,05	1,2,3,4	-
07	792901	0,006	0,05	1,2,3,4	-
08	841924	0,006	0,05	1,2,3,4	-
09	603588	0,006	0,04	1,2,3,4	-
10	603588	0,006	0,05	1,2,3,4	-
11	603588	0,006	0,06	1,2,3,4	-
12	603588	0,006	0,07	1,2,3,4	-
13	603588	0,006	0,05	1	-
14	603588	0,006	0,05	1,2	-
15	603588	0,006	0,05	1,3	-
16	603588	0,006	0,05	1,2,3	-
17	603588	0,006	0,05	2,3	-
18	631793	0,006	0,05	1	$7 \times 10^{-15}$
19	631793	0,006	0,05	1	$7 \times 10^{-16}$
20	631793	0,006	0,05	1	$7 \times 10^{-17}$
21	631793	0,006	0,05	1	$7 \times 10^{-18}$

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

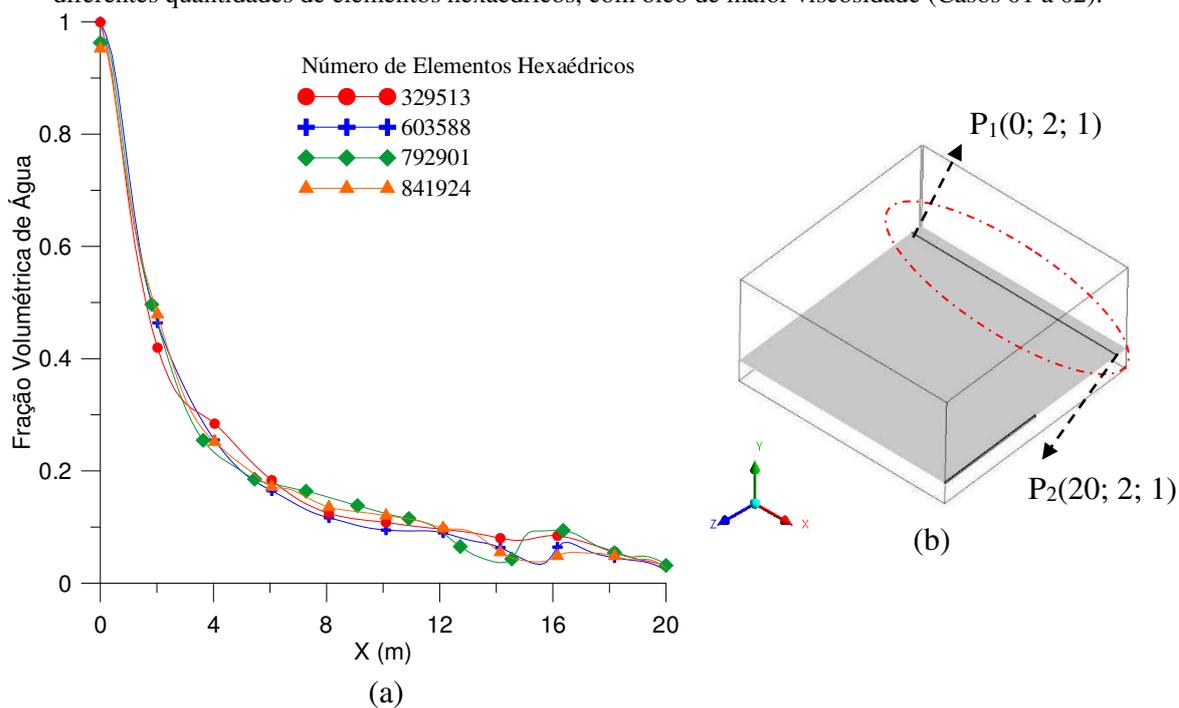
### 5.1 Avaliação do Refino da Malha

Inicialmente foi realizada uma análise com relação à influência da malha sobre os resultados. Para isto, foram utilizadas quatro malhas com diferentes densidades de elementos hexaédricos. O teste descrito foi realizado seguindo o princípio da superposição das curvas do perfil de fração volumétrica de água sobre a linhas posicionada em (X,Y,Z), conforme ilustrado nas Figuras 5.1b e 5.2b, considerando 100 dias de injeção de água no reservatório com óleos de diferentes viscosidades (Casos 01 à 08). Nas Figuras 5.1a (casos 01 a 04) e 5.2a (Casos 05 a 08) estão representados estes valores e é possível observar que, na posição avaliada, a malha praticamente não influencia nos resultados.

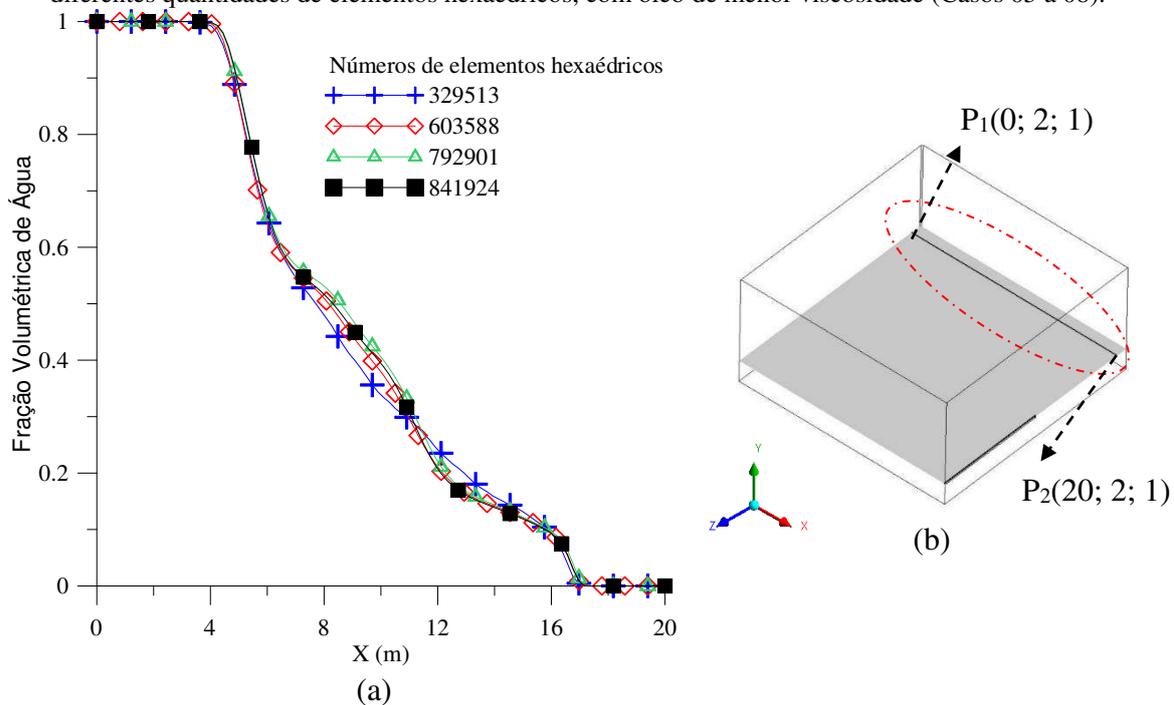
Na Figura 5.1, observa-se que os perfis de fração volumétrica de água obtidos na linha em destaque na Figura 5.1(a) utilizando as malhas com 329513 e 792901 elementos hexaédricos apresentaram pequenas variações quando comparados aos perfis obtidos utilizando as malhas com 603588 e 841924, os quais apresentaram comportamento semelhante. Portanto, a malha que apresentou uma melhor representatividade foi a com 603588 elementos hexaédricos (Casos 01 à 04). Na Figura 5.2, observa-se que os perfis de fração volumétrica de água obtidos na linha em destaque na Figura 5.2(a) utilizando as malhas com 329513, 603588, 792901 e 841924 elementos hexaédricos (Casos 05 a 08) não apresentaram variações significativas, entretanto a malha escolhida foi a com 603588 elementos hexaédricos para nível de comparação com os resultados obtidos na Figura 5.1. Resultados semelhante podem ser observados nas Figuras 5.3 e 5.4, onde estão representados os valores da velocidade média superficial da água sobre os planos XZ a 2m e a 5m, respectivamente.

Este teste configura-se uma análise simples, entretanto, mostra-se eficiente na forma de evitar grande esforço computacional na resolução das equações envolvidas, possibilitando a obtenção resultados independentes da malha numérica.

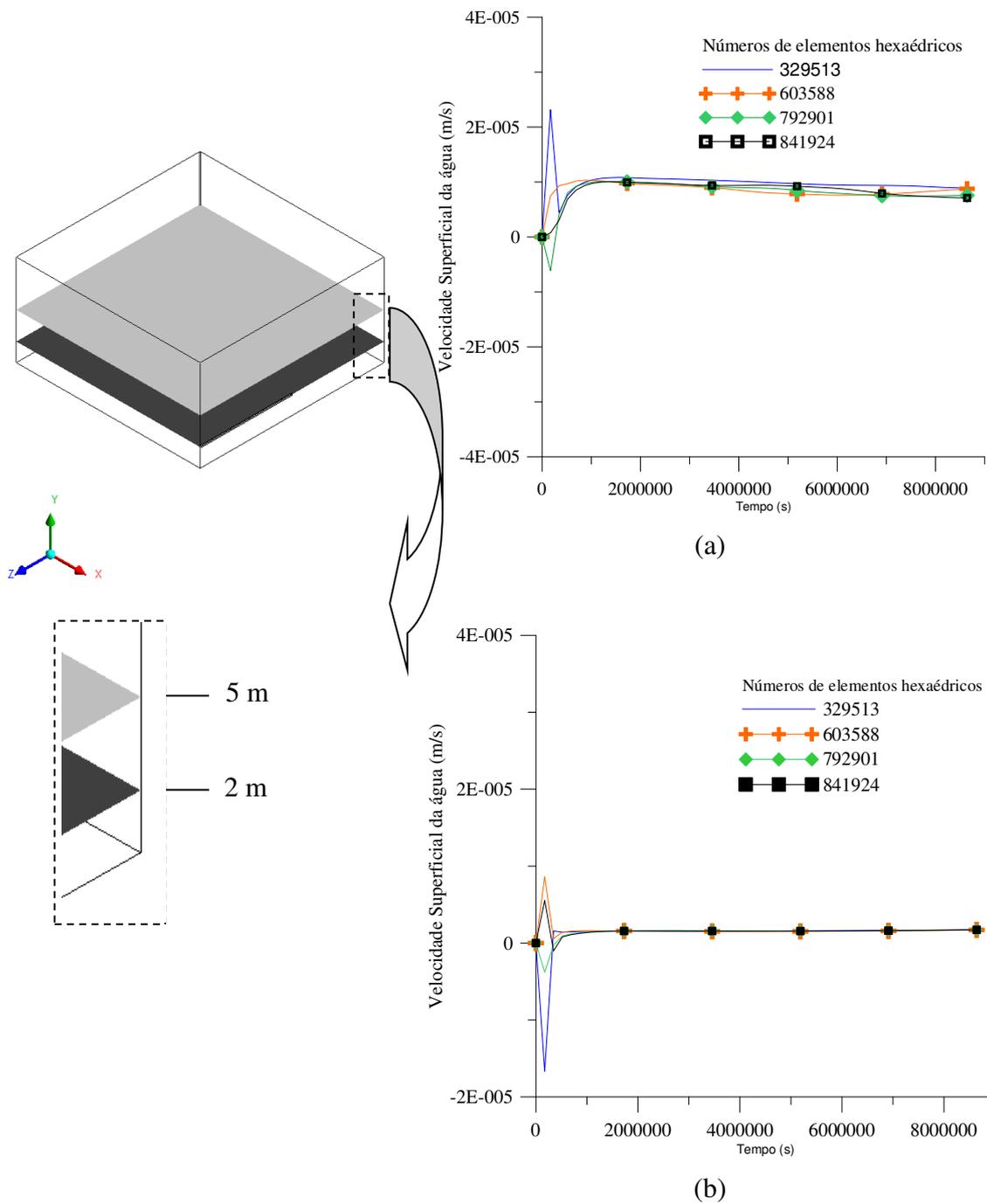
**Figura 5.1** - Perfis de fração volumétrica da água obtidos na curva (em destaque) com malhas com diferentes quantidades de elementos hexaédricos, com óleo de maior viscosidade (Casos 01 a 02).



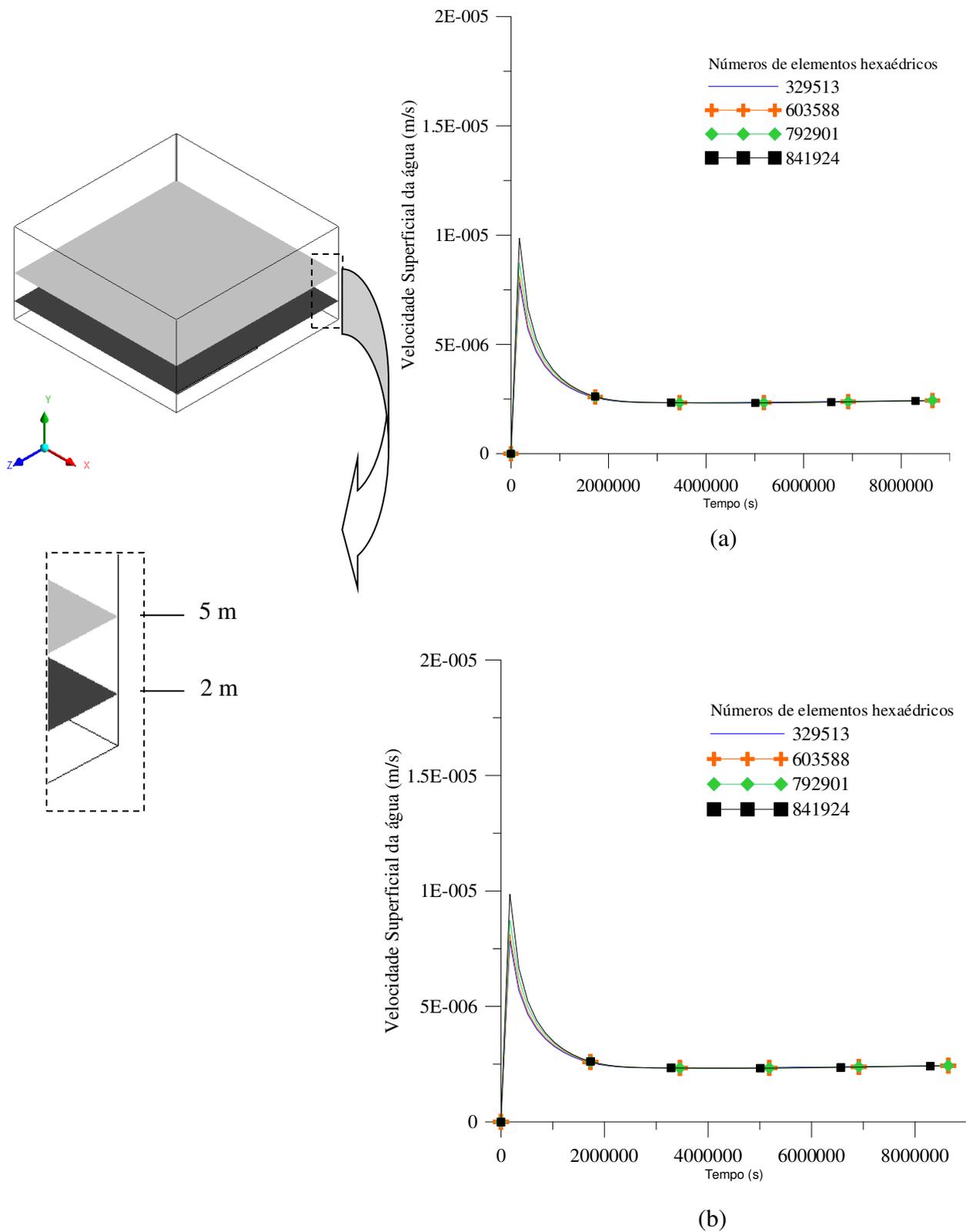
**Figura 5.2** - Perfis de fração volumétrica da água obtidos na curva (em destaque) com malhas com diferentes quantidades de elementos hexaédricos, com óleo de menor viscosidade (Casos 05 a 08).



**Figura 5.3** – Perfis de velocidade média superficial da água sobre planos XZ: (a) 2 m; (b) 5 m, com óleo de maior viscosidade (Casos 01 a 04).

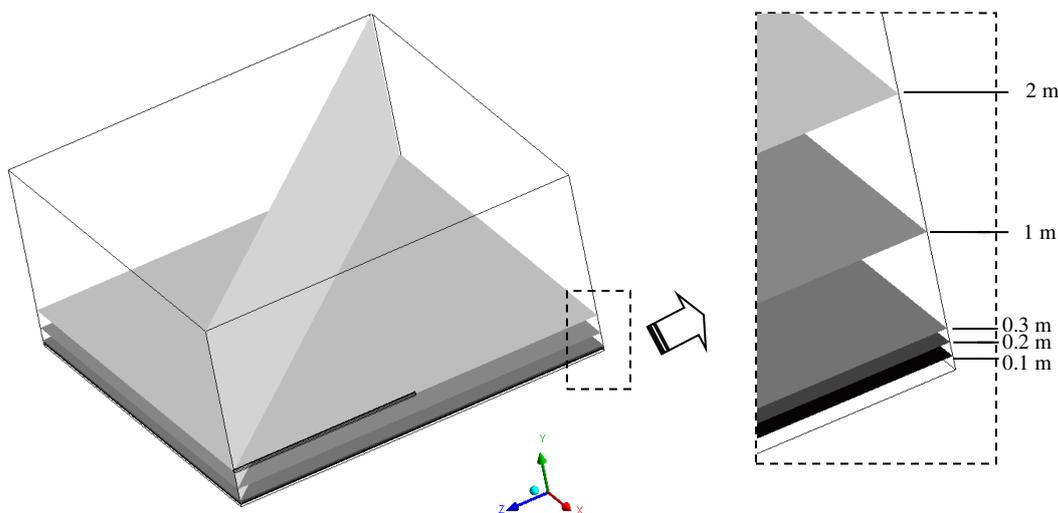


**Figura 5.4** – Perfis de velocidade média superficial da água sobre planos XZ: (a) 2 m; (b) 5 m, com óleo de menor viscosidade (Casos 05 a 08).



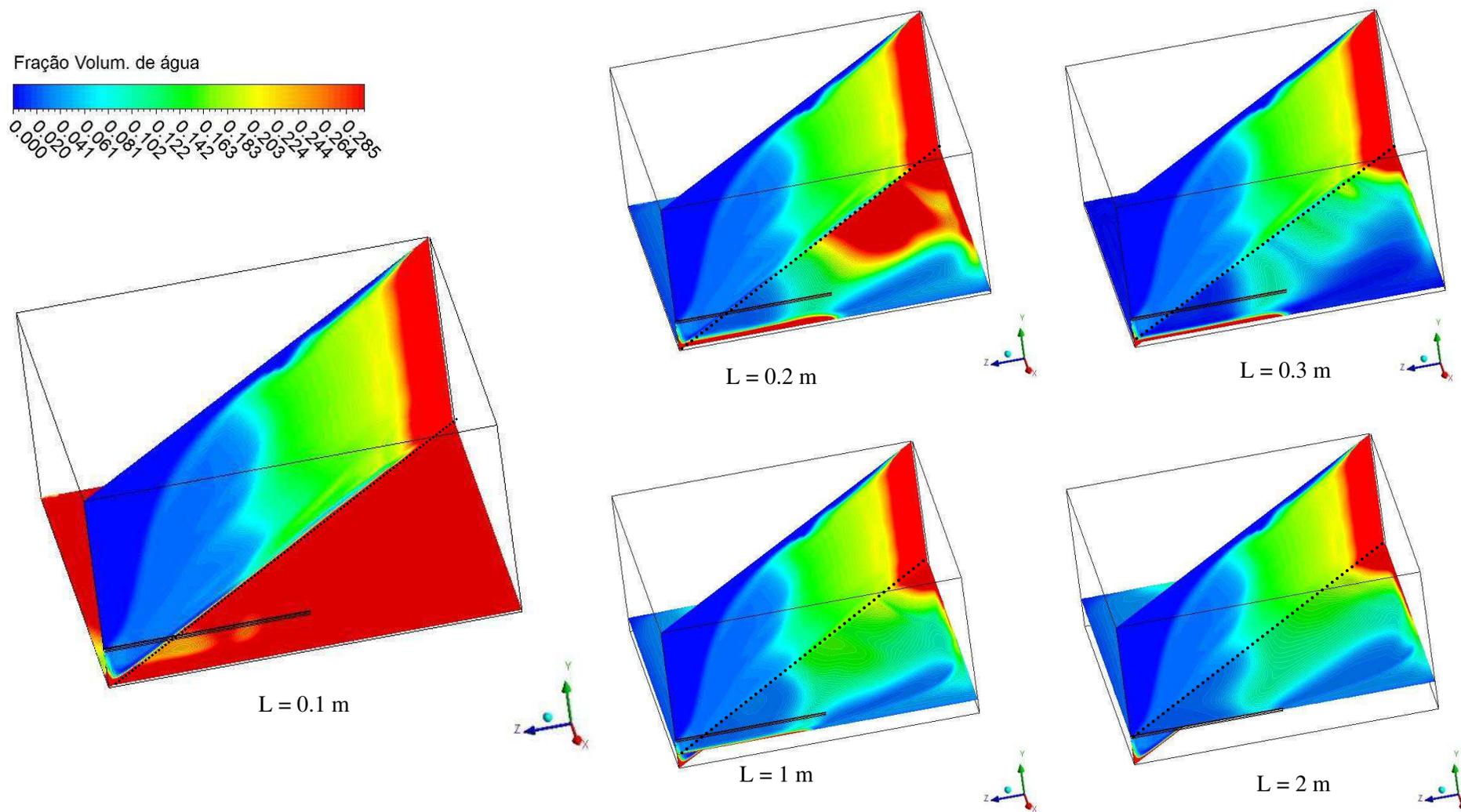
Com o intuito de avaliar o comportamento fluidodinâmico do reservatório com auxílio da distribuição de fração volumétrica de água, campos de pressão e campos de velocidade utilizando a malha com 603588 elementos hexaédricos, estão apresentados na Figura 5.5 cinco planos horizontais XZ em diferentes posições (0.1; 0.2; 0.3; 1 e 2 m) e um plano na diagonal.

**Figura 5.5** – Plano diagonal e planos horizontais com diferentes posições ao longo do reservatório.

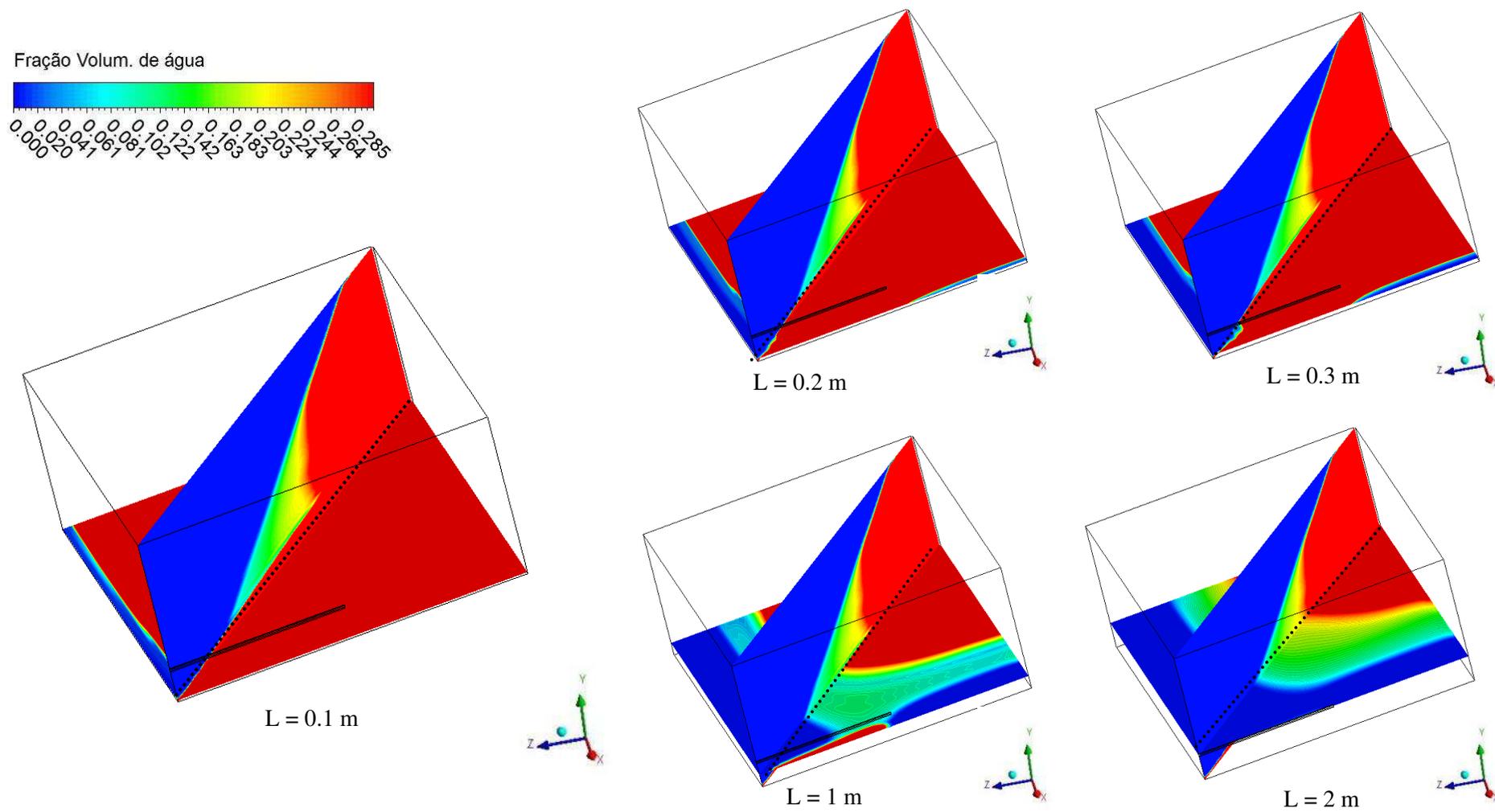


Na Figura 5.6 estão apresentados os campos de fração volumétrica de água sobre os planos em diferentes posições ilustrados na Figura 5.5, para o caso 02. Estes resultados representam o comportamento da injeção contínua de água em condições isotérmicas no final de 100 dias de produção. Observa-se a tendência da água injetada em avançar para a parte inferior do reservatório, comportamento semelhante obtido por Cunha (2010) e por Silva (2016), fenômenos que podem estar associados à ação da gravidade e diferença de densidades dos fluidos envolvidos. Também é possível observar os caminhos preferenciais percorridos pela água, denominado na literatura por fingers (dedos ou canais), deixando regiões do reservatório não varrida pela água, conhecido como áreas de óleo residual. Rosa *et al.* (2006), Barbosa (2006) e Ribeiro (2008) reportam que este fenômeno ocorre principalmente devido a diferença entre as viscosidades dos fluidos deslocado e injetado. Na Figura 5.7 para o caso 06, semelhante ao resultado obtido no caso 02, observa-se que a frente de avanço possui uma facilidade maior em saturar a parte inferior do reservatório, entretanto, há uma diminuição da percepção dos caminhos preferenciais percorridos pela água, corroborando para uma maior área de óleo recuperado, ocasionado pela menor viscosidade do óleo utilizado.

Figura 5.6 – Distribuição da fração volumétrica da água sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 02 (100 dias)



**Figura 5.7** – Distribuição da fração volumétrica da água sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 06 (100 dias).



As Figuras 5.8 e 5.9 apresentam a evolução da fração volumétrica da água no reservatório para diferentes tempos de injeção 0, 20, 40, 60, 80 e 100 dias, sobre o plano horizontal a 2 m da superfície inferior do reservatório e sobre o plano diagonal, para os casos 02 e 06, em que avalia o efeito da viscosidade do óleo. Observa-se que para ambos os casos nas proximidades do poço injetor a água avança radialmente deslocando o óleo em direção ao poço produtor horizontal, comportamento semelhante ao encontrado na literatura (AHMED, 2005; ARAÚJO *et al.*, 2009; TAVARES *et al.*, 2008; CUNHA, 2010; SILVA, 2016). Entretanto, à medida que a frente de avanço da água se propaga dentro do reservatório há mudança na forma da região invadida, este comportamento fica mais evidente para o caso 06, com o óleo de menor viscosidade. Devido à diminuição na resistência do escoamento do fluido deslocado e uma maior proximidade de viscosidade entre os fluidos.

Nas Figuras 5.10 e 5.11 observa-se o comportamento da pressão sobre o plano XZ para os casos 02 e 06. Para ambos os casos, nota-se um comportamento semelhante nas diferentes posições do plano o que proporciona um deslocamento dos fluidos a partir do poço injetor em direção ao poço produtor como pode ser observado a partir da Figura 5.12 e 5.13, onde estão representados os campos vetoriais sobre diferentes planos nas posições Y igual a 0,1; 0,2; 0,3; 1 e 2 m. Entretanto, é perceptível uma pequena variação de pressão ao comparar os resultados obtidos com o caso 02 (fluido deslocado mais viscoso) e com o caso 06 (fluido deslocado com menor viscosidade), fenômeno que ocorre devido a diminuição das forças viscosas existentes entre os fluidos injetado e deslocado, quanto maior a viscosidade do fluido deslocado, maior será a pressão necessária para deslocá-lo.

Nas Figuras 5.14 e 5.15 estão representados os campos de velocidades sobre diferentes planos horizontais e um plano diagonal para os casos 02 e 06. Comportamento semelhante obtido para ambos os casos, observa-se um maior gradiente de velocidade nas proximidades dos poços (injetor e produtor) e nos planos com maior proximidade a parte inferior do reservatório de petróleo, devido a uma maior presença de fração de água na região, ratificando os resultados apresentados nas Figuras 5.6 e 5.7. Entretanto, os valores de velocidades estão na casa de  $10^{-5}$ , como esperado, tendo em vista a alta resistência do meio poroso.

**Figura 5.8** – Evolução da fração volumétrica da água sobre plano horizontal XZ (2 m) e plano diagonal XYZ durante a injeção para o caso 02 (100 dias).

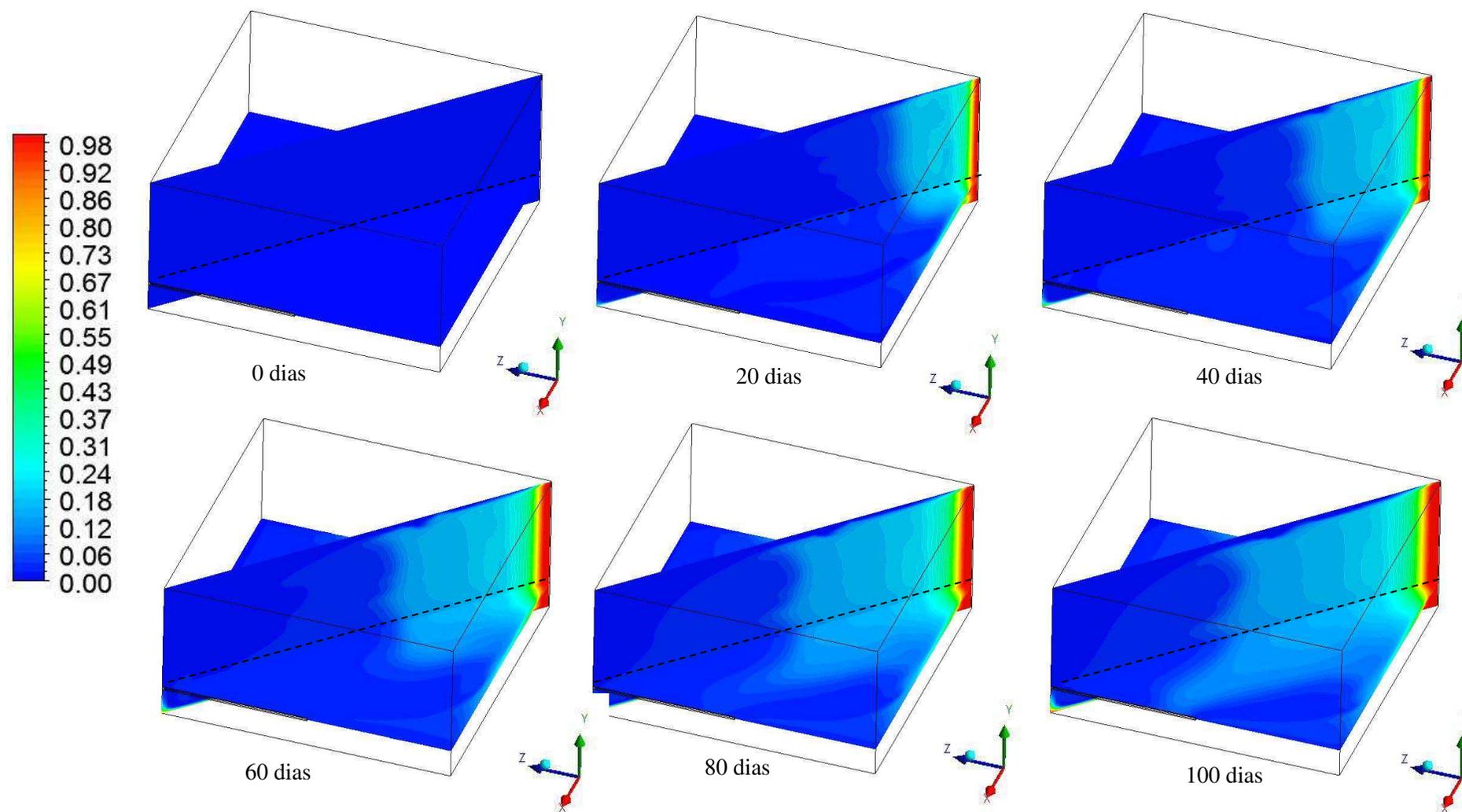
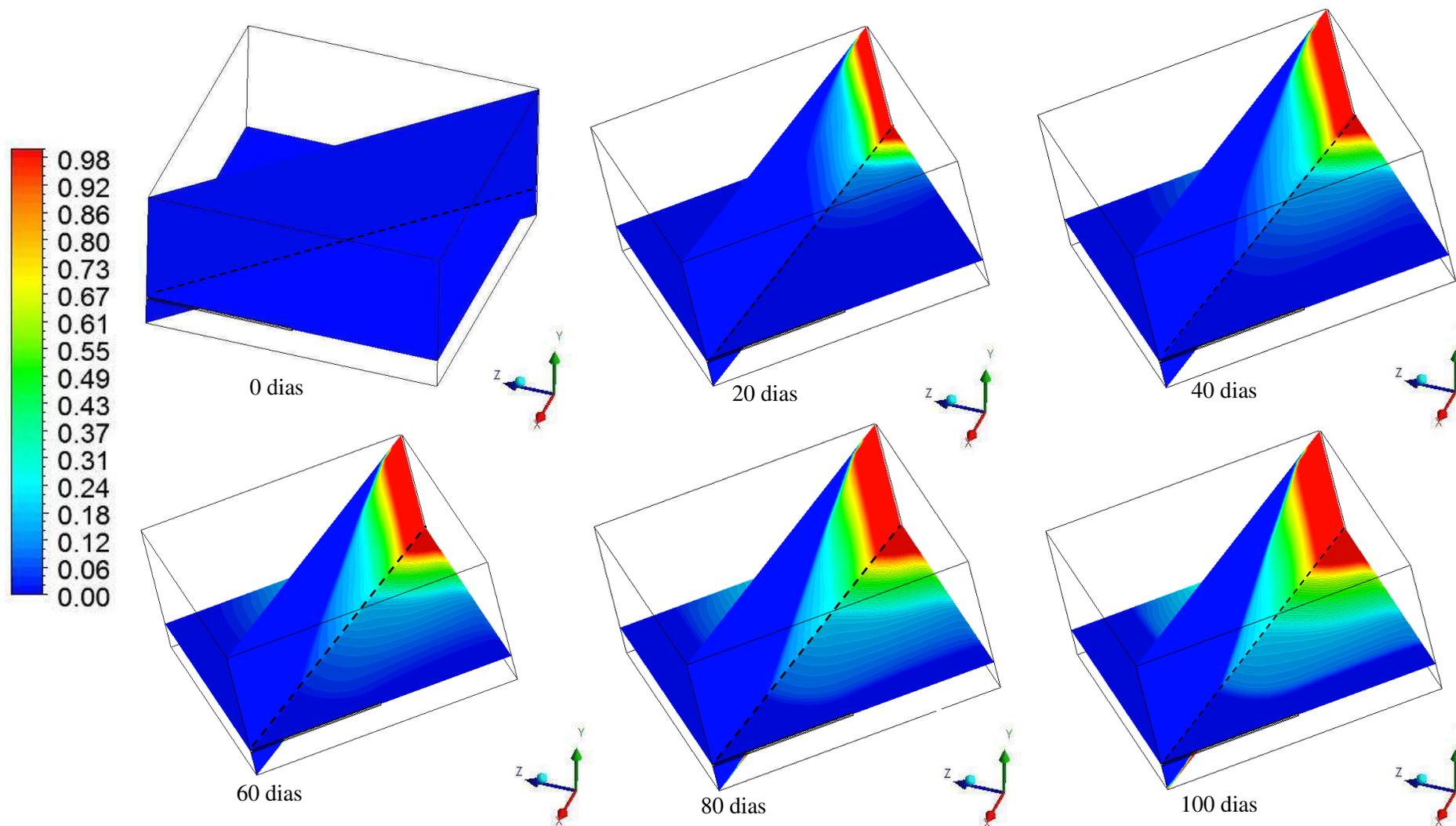
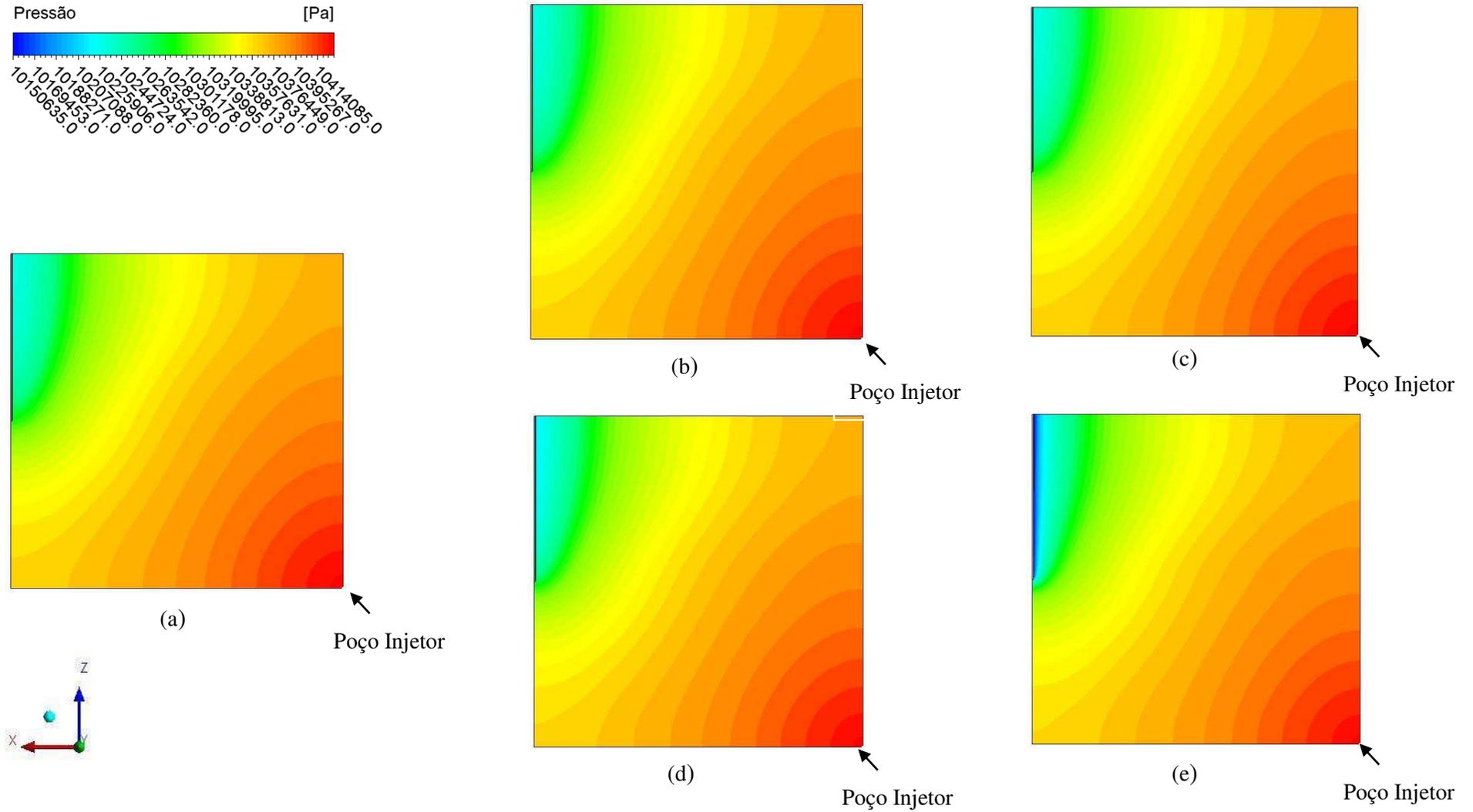


Figura 5.9 – Evolução da fração volumétrica da água sobre plano horizontal XZ (2 m) e plano diagonal XYZ durante a injeção para o caso 06 (100 dias).



**Figura 5.10** – Distribuição de pressão sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 02: (a) 0.1; (b) 0.2; (c) 0.3; (d) 1; (e) 2 m (100 dias).



**Figura 5.11** – Distribuição de pressão sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 06: (a) 0.1; (b) 0.2; (c) 0.3; (d) 1; (e) 2 m (100 dias).

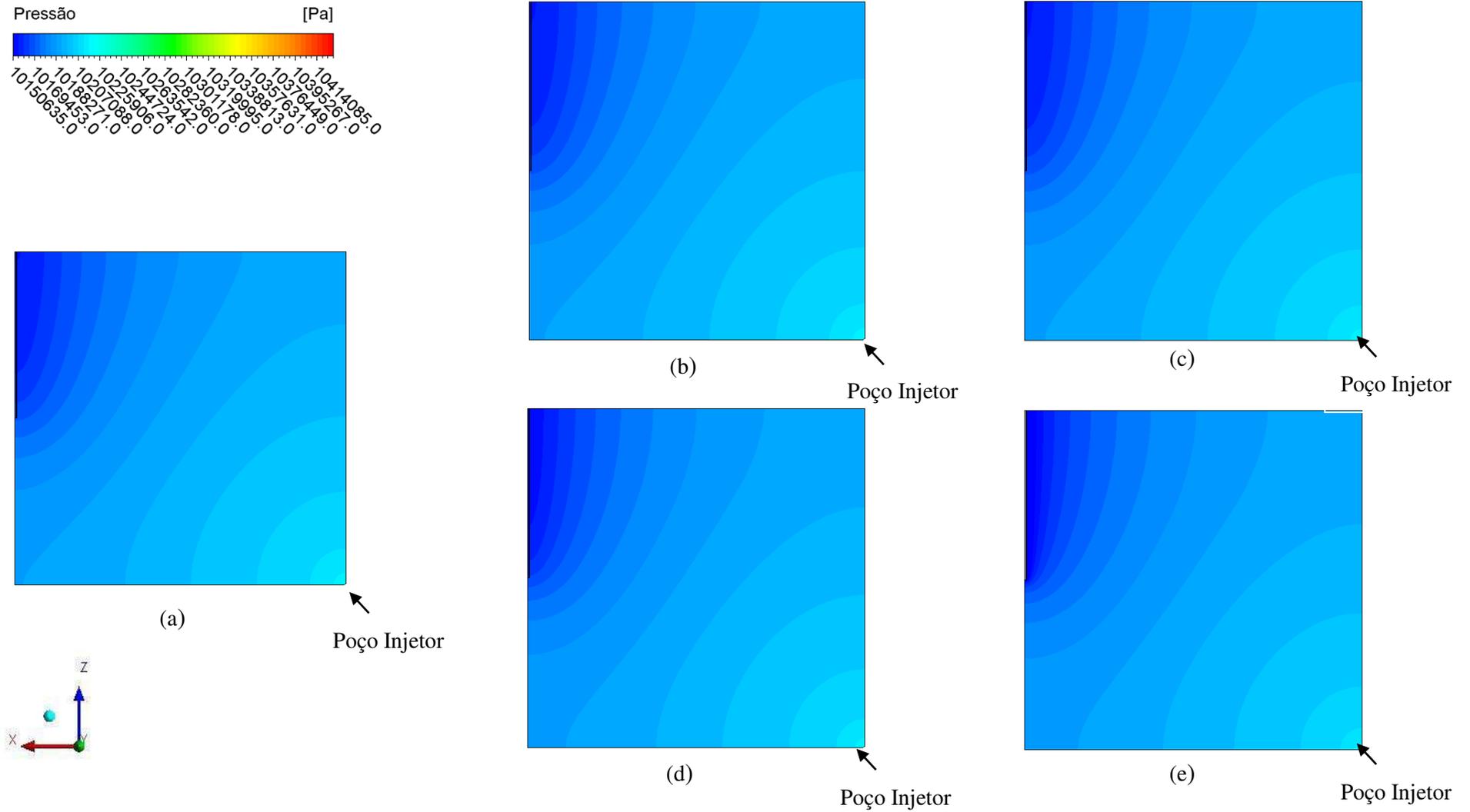


Figura 5.12 – Vetor da velocidade superficial da fase água sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 02: (a) 0.2; (b) 2; (c) 5; (d) 7 m (100 dias).

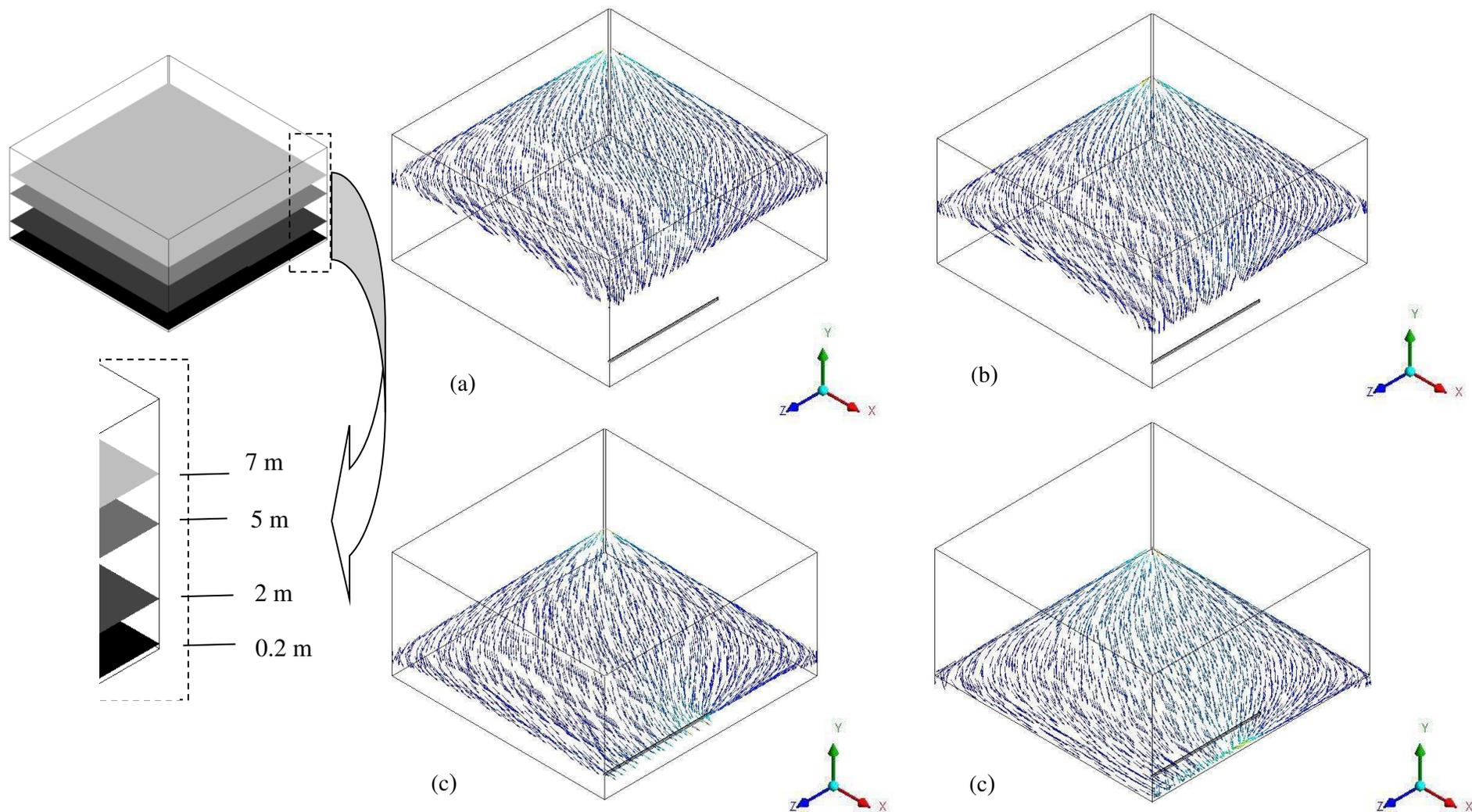


Figura 5.13 – Vetor da velocidade superficial da fase sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 06: (a) 0.2; (b) 2; (c) 5; (d) 7 m (100 dias).

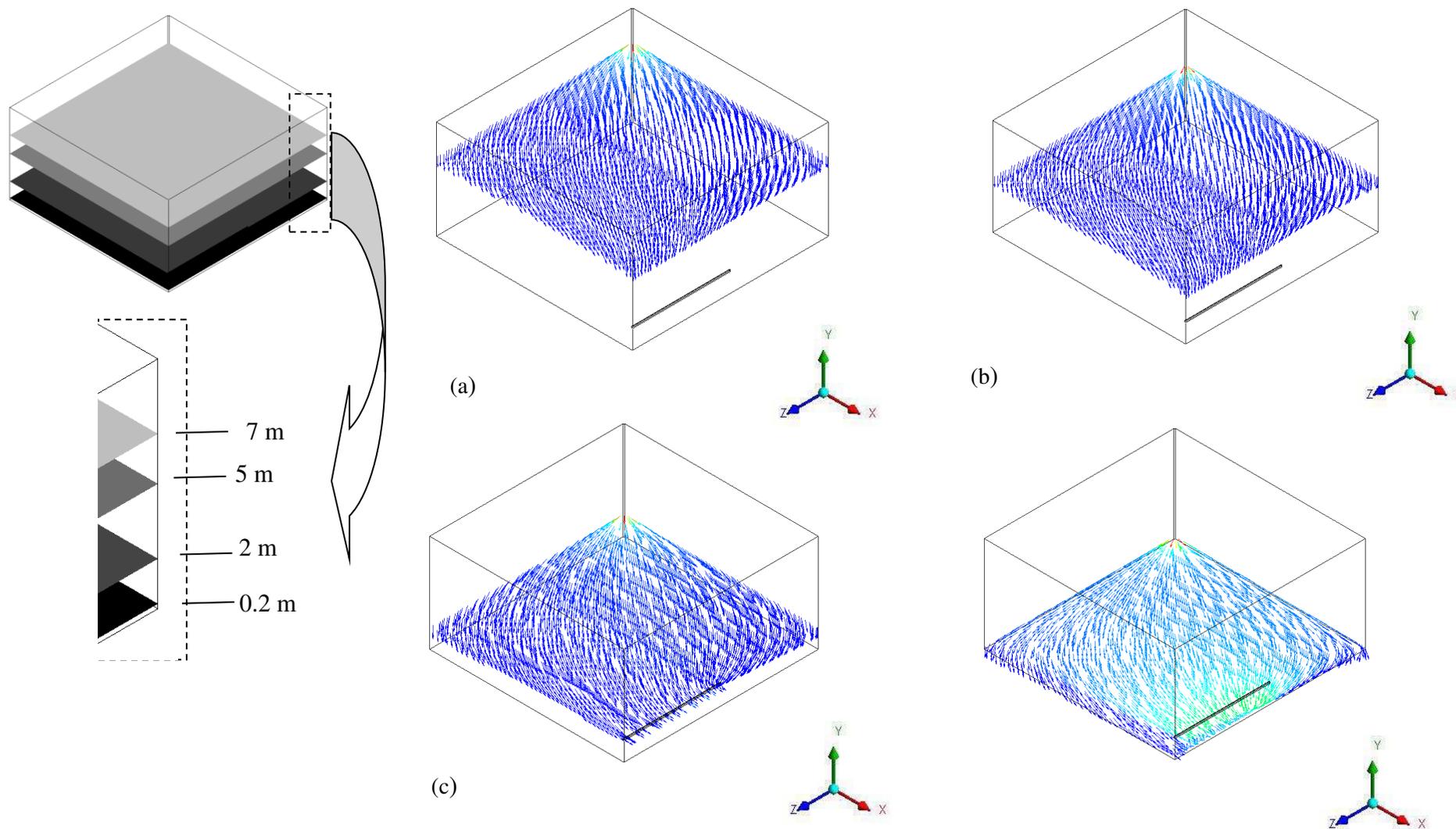
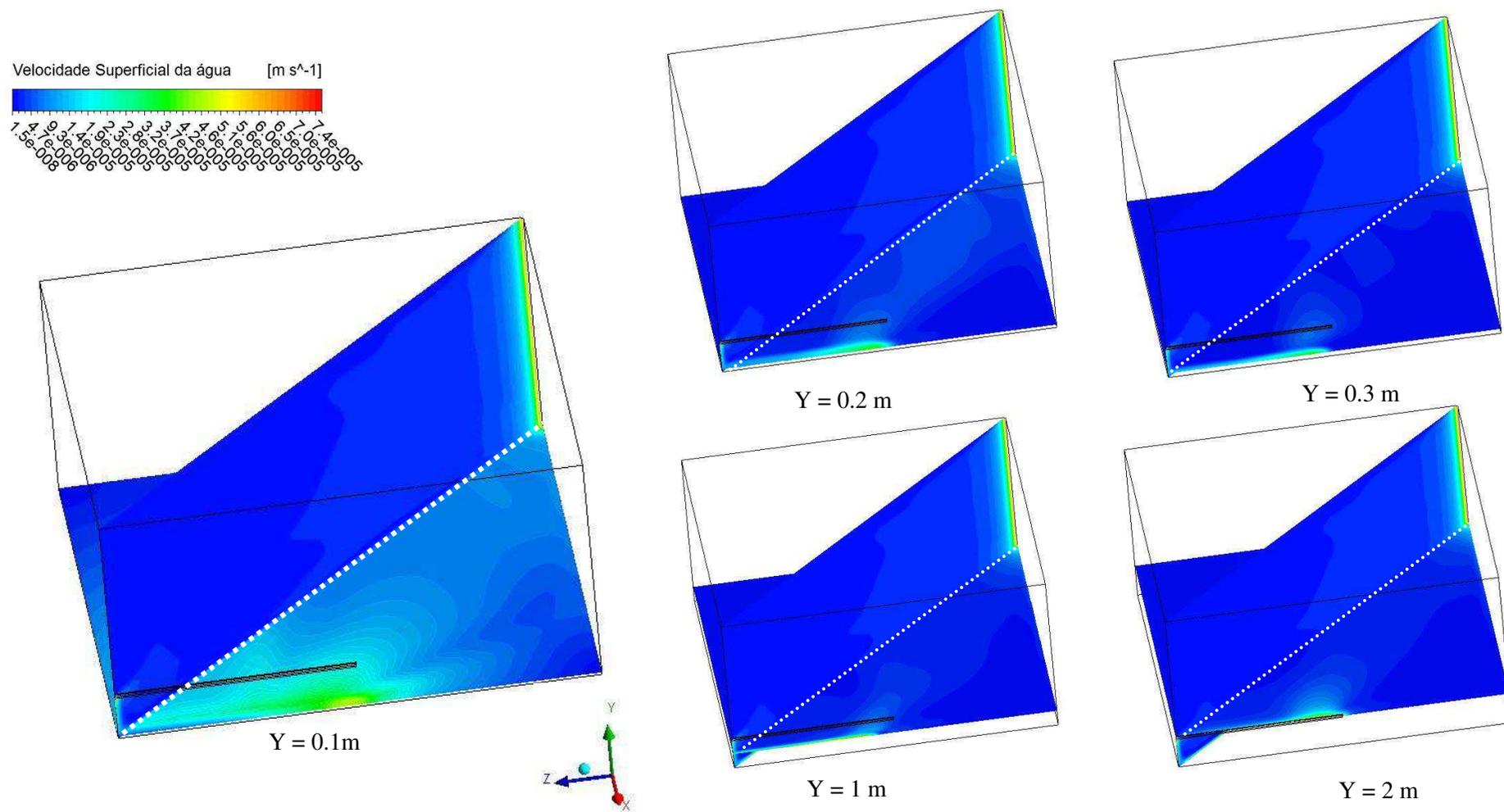
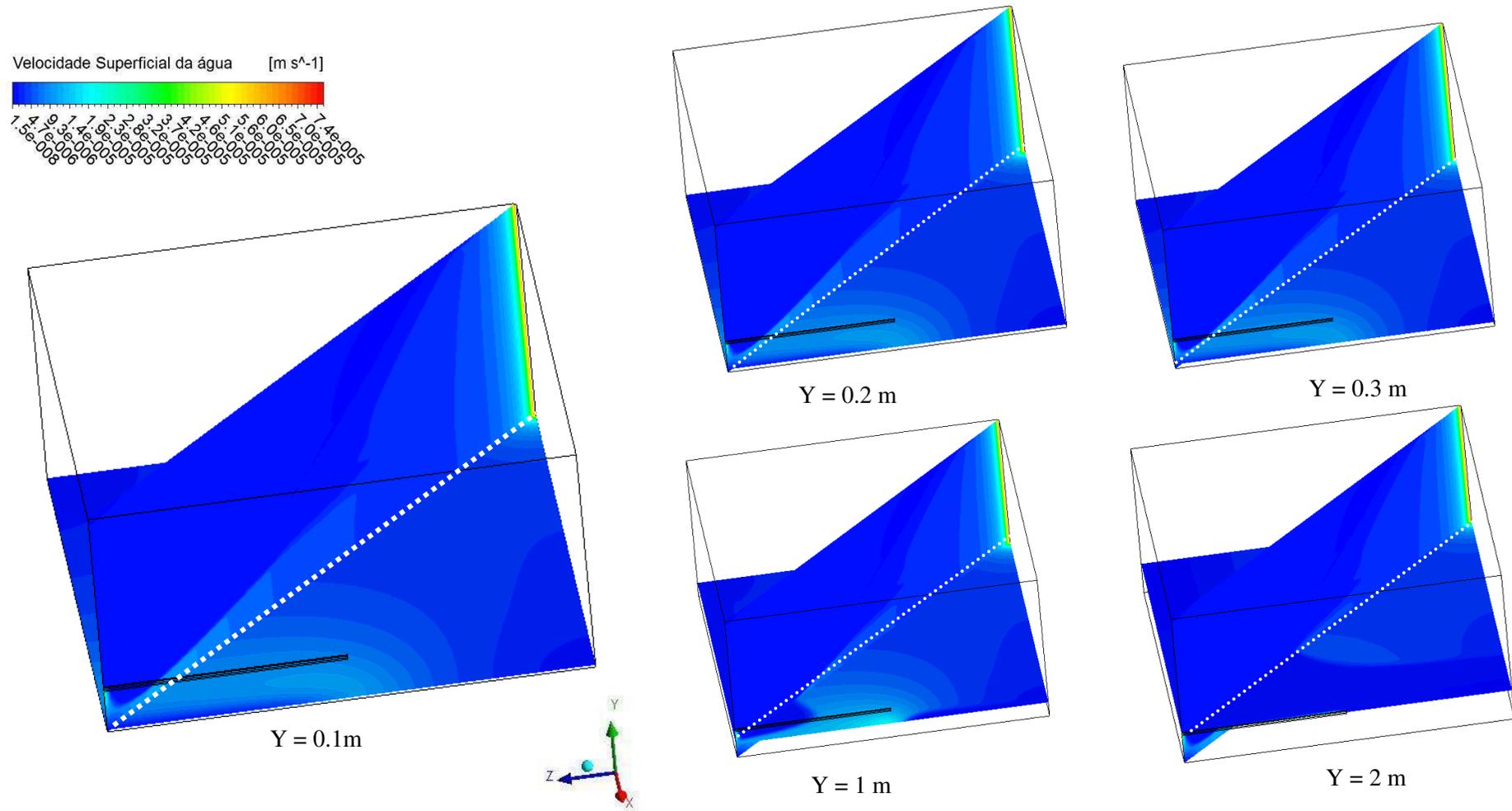


Figura 5.14 – Distribuição de velocidade superficial da água sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 02 (100 dias)

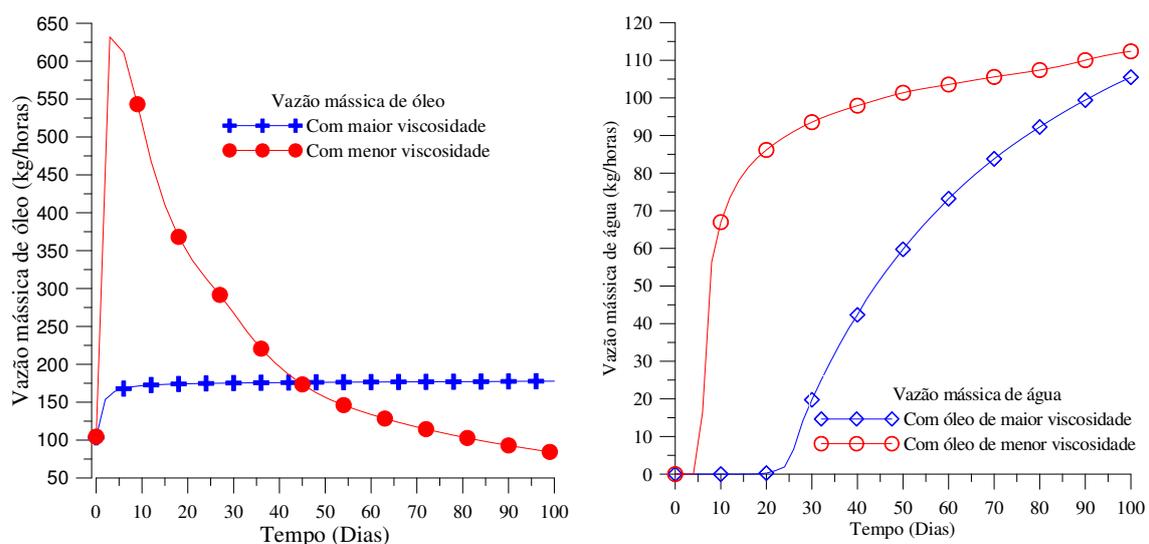


**Figura 5.15** – Distribuição de velocidade superficial da água sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em diferentes posições para o caso 06 (100 dias)



Na Figura 5.16a e 5.16b estão representadas as curvas de vazão mássica de óleo e de água, respectivamente, no poço produtor em função do tempo de injeção para os casos 02 e 06. É possível verificar o aumento progressivo da quantidade de óleo recuperado para o caso 02, este fato é decorrente a quantidade baixa de água que atingiu o poço produtor. No entanto, para o caso 06, a vazão mássica de óleo com menor viscosidade apresenta uma recuperação de 630 kg/horas nos primeiros 10 dias, recuperação que permanece superior comparado a obtida com óleo de maior viscosidade até cerca de 45 dias, fenômeno que é resultante da diferença das forças envolvidas devido a diferença de viscosidade dos fluidos deslocados, resultado semelhante ao obtido por Ribeiro (2009). Embora se tenha uma redução brusca na recuperação de óleos para o caso 06, fenômeno que ocorre devido a uma maior facilidade da água em chegar no poço produtor, a área de varrido para Caso 06 é bem superior comparada a obtida com o Caso 02. Na Figura 5.16b observa-se que a água em cerca de 20 dias atingi o poço produtor para o fluido deslocado com maior viscosidade e em cerca de 10 dias atingi o poço produtor para o fluido deslocado com menor viscosidade, entretanto, ao comparar as vazões mássicas de óleo e água, a recuperação de óleo com baixa viscosidade se torna mais atraente por apresentar uma melhor relação custo/benefício em termos energéticos. Assim, para a recuperação do óleo mais viscoso deve ser empregado métodos térmicos, como por exemplo, injeção cíclica de vapor (RIBEIRO, 2009; CUNHA, 2010).

**Figura 5.16** – Curva de recuperação no tempo estudado para os casos 02 e 06: a) óleo; b) água.



## 5.2 Influência da vazão de injeção de água.

Foram realizadas simulações (casos 09 a 12) com diferentes vazões mássicas do fluido injetado no poço vertical. Na Figura 5.17 está apresentada a distribuição de fração volumétrica de água sobre uma isosurface para o caso 09 em diferentes tempos de injeção de água. No tempo de 3 dias é possível observar o comportamento radial da água e sua tendência em se deslocar pela região inferior do reservatório, fenômeno denominado segregação gravitacional, que pode ser observado nitidamente nos tempos 60 e 90 dias, o qual toda a região da face inferior ao reservatório se encontra saturada pela água. É possível observar que no tempo de 60 dias já existe uma parcela considerável de água chegando ao poço produtor. Situação que pode ser observada na Figura 5.17 a qual ilustra a distribuição de fração volumétrica na isosurface para diferentes vazões de injeção de água no tempo de 100 dias. Também se pode observar a área varrida pela água ao se deslocar em direção ao poço produtor, quanto maior a vazão de injeção maior a área de varrido, acarretando uma maior recuperação de óleo, comportamento semelhante obtido por Silva (2016) e Cunha (2010). Resultado que também influenciou no volume acumulado de óleo que pode ser observado na Figura 5.19, que apresenta o volume acumulado de óleo para diferentes vazões de injeção contínua de água, entretanto, pode-se observar que as curvas para as vazões de 0,06 e 0,07 Kg/s praticamente se sobrepõe, resultado que evidencia que o aumento da vazão de injeção não aumentará a eficiência de recuperação, fenômeno que pode ser associado aos caminhos preferências do fluido injetado.

Na Figura 5.20 está apresentada a distribuição de velocidade no plano diagonal (X,Y,Z) para os casos 09 a 12. Quanto maior a vazão de injeção da água maior a velocidade na região próxima ao poço injetor e na região nas camadas inferiores do reservatório, devido à quantidade de água presente a qual aumenta a mobilidade do fluido injetado. Mediante a diferença de pressão também se pode observar que ao chegar à parede impermeável contida na face inferior da parcela do reservatório, próximo ao poço produtor o fluido tende a escoar no sentido contrário a gravidade, ocasionando um *breackthrough*.

Figura 5.17 – Distribuição de fração volumétrica em superfície (Isosurface) para o caso 09 em diferentes tempos: a) 3; b) 30; c) 60 e d) 90 dias.

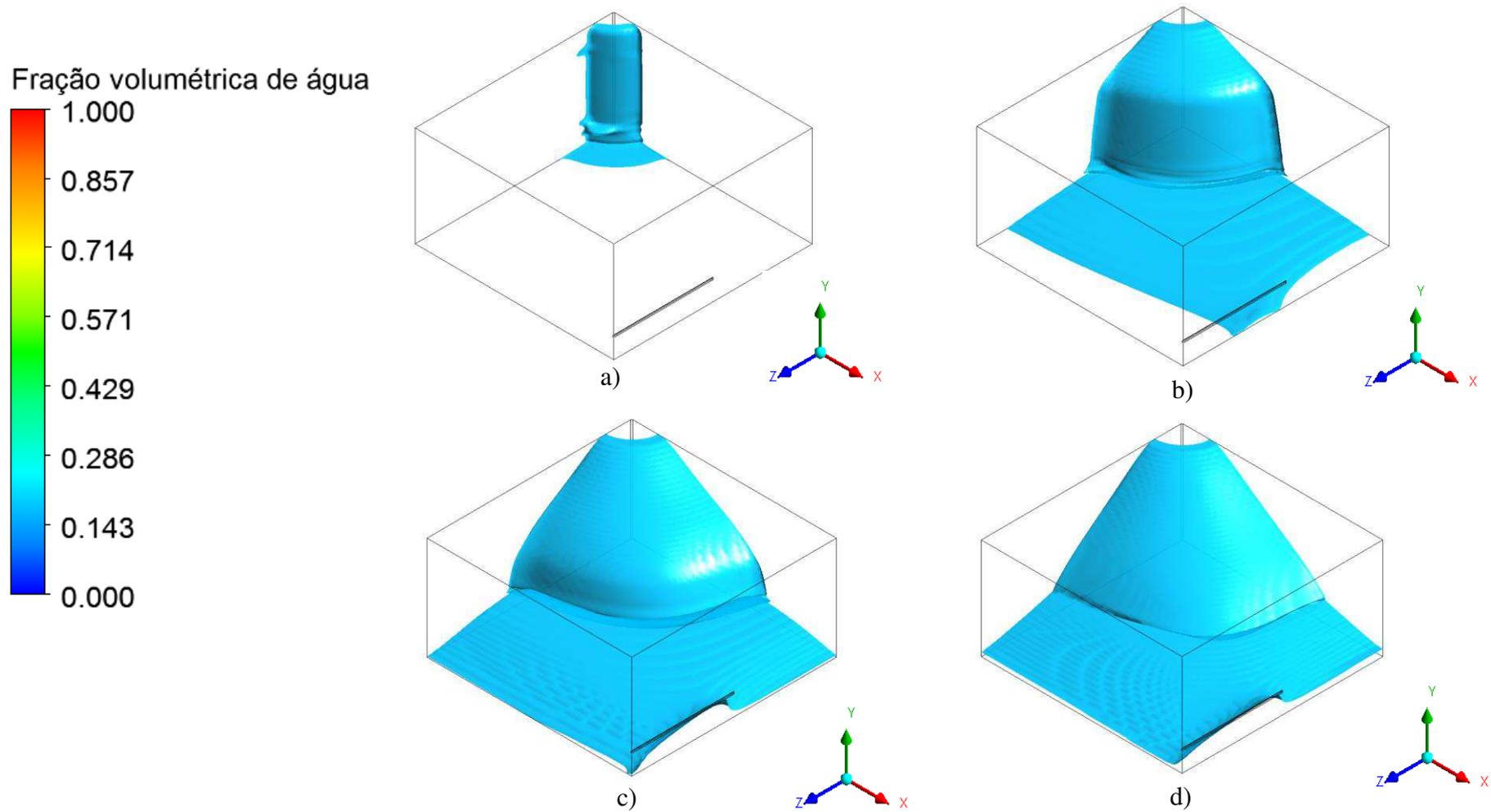


Figura 5.18 – Distribuição de fração volumétrica em superfície (Isosurface) em 60 dias para diferentes vazões de entrada: a) 0,04; b) 0,05; c) 0,06 e d) 0,07 kg/s.

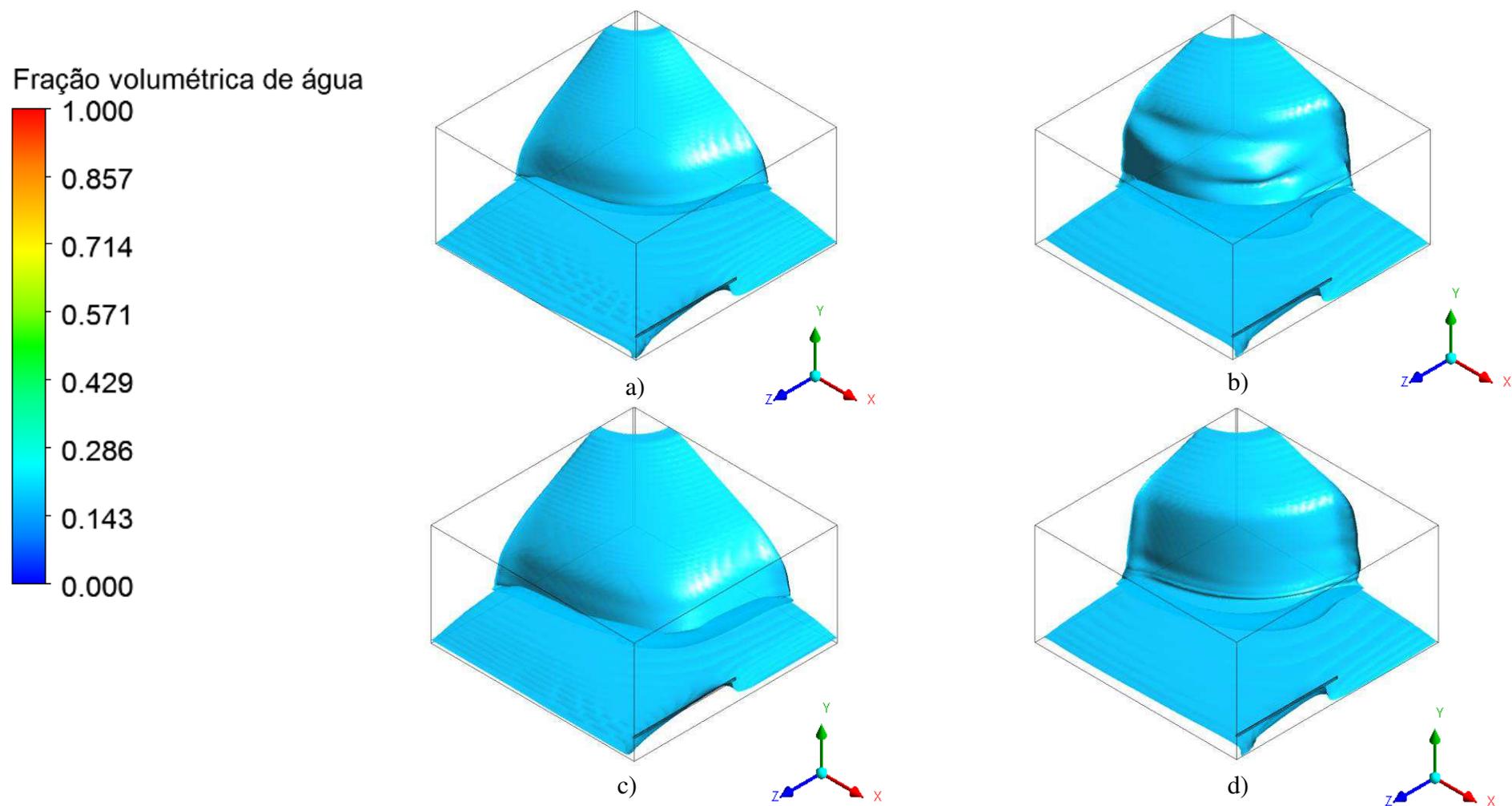


Figura 5.19 – Volume acumulado de óleo para diferentes vazões de injeção (Casos 09 a 12).

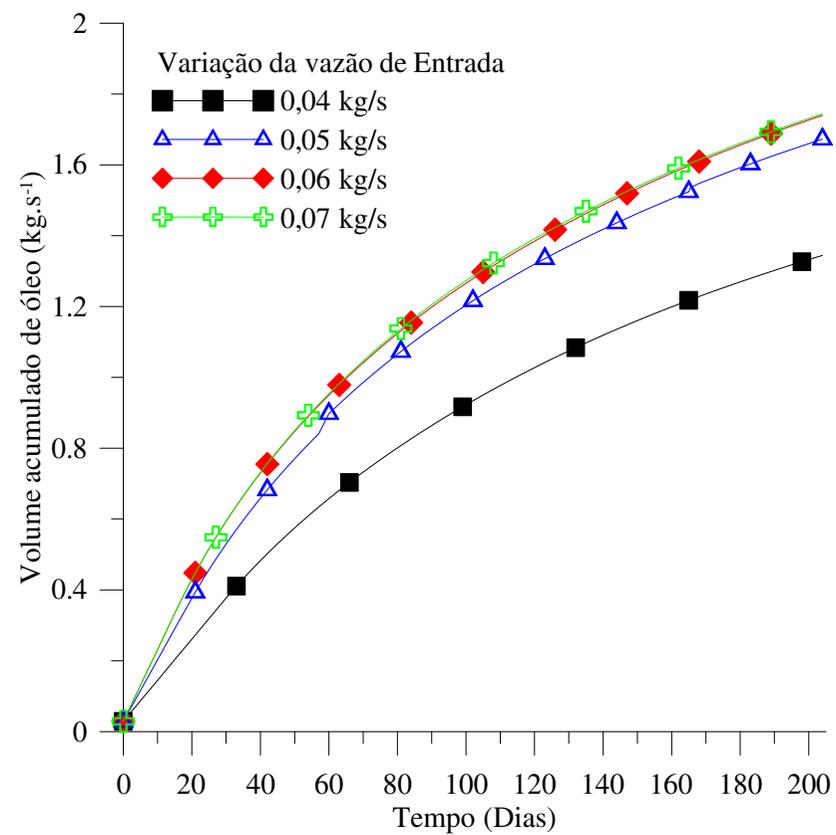
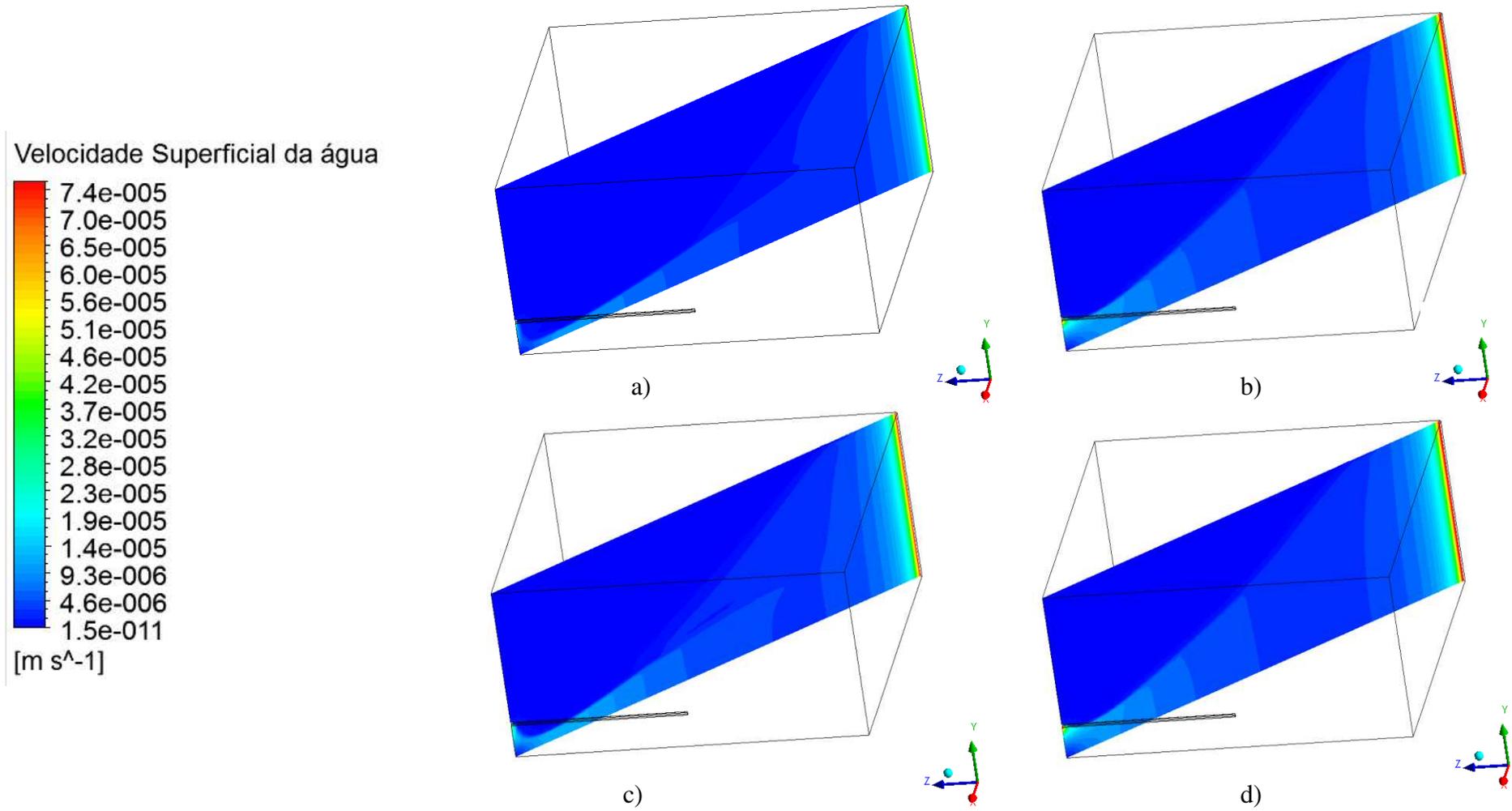


Figura 5.20 – Distribuição de velocidade superficial da água em 100 dias para diferentes vazões de entrada para os casos 09 a 12: a) 0,04; b) 0,05; c) 0,06 e d) 0,07 kg/s.



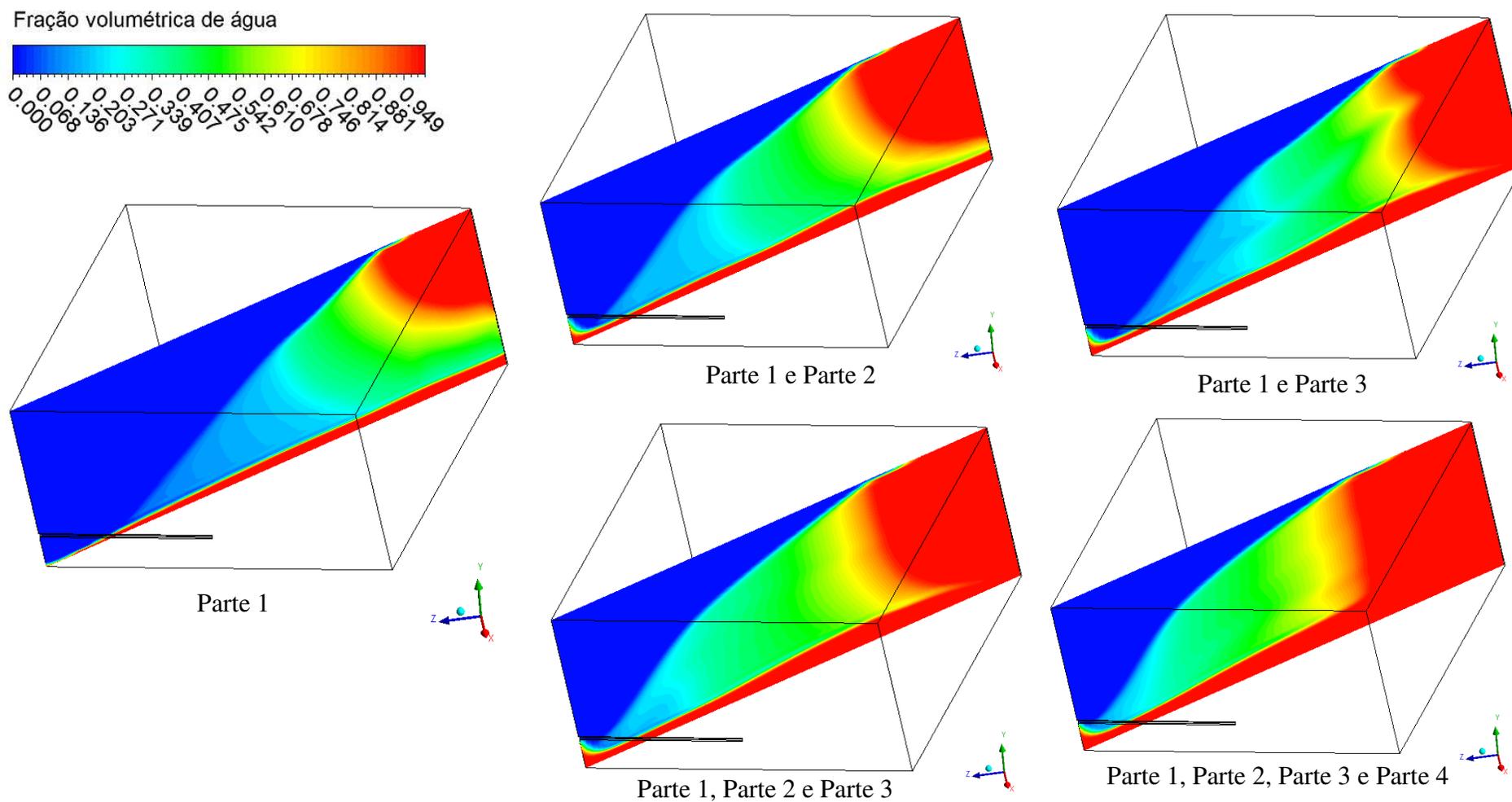
### 5.3 Influência da altura da injeção de água

A fim de analisar a influência da altura de injeção de água no reservatório, foram realizadas simulações (Casos 13 a 17), nas quais a seção de entrada encontra-se dividida em quatro partes (Figura 4.4). Na Figura 5.21 está apresentada a distribuição de fração volumétrica de água no plano diagonal XYZ no tempo de 100 dias de injeção com as diferentes configurações de seções de entrada, observa-se que quanto maior a área de seção de entrada maior a área de varrido obtida na recuperação, conseqüentemente maior vazão de óleo recuperado. Entretanto, quanto maior a seção de injeção mais rápida a água invade a região das camadas inferiores do reservatório, atingindo mais rapidamente o poço produtor. Na Figura 5.22 estão ilustrados os campos de distribuição de fração volumétrica de água no plano XYZ no tempo de 200 dias de injeção, para todas as configurações de injeção no tempo de 200 dias à área abaixo do poço encontra-se quase completamente saturada pela água, deixando grandes volumes de óleos residuais, requerendo o emprego de um novo método para a recuperação do óleo.

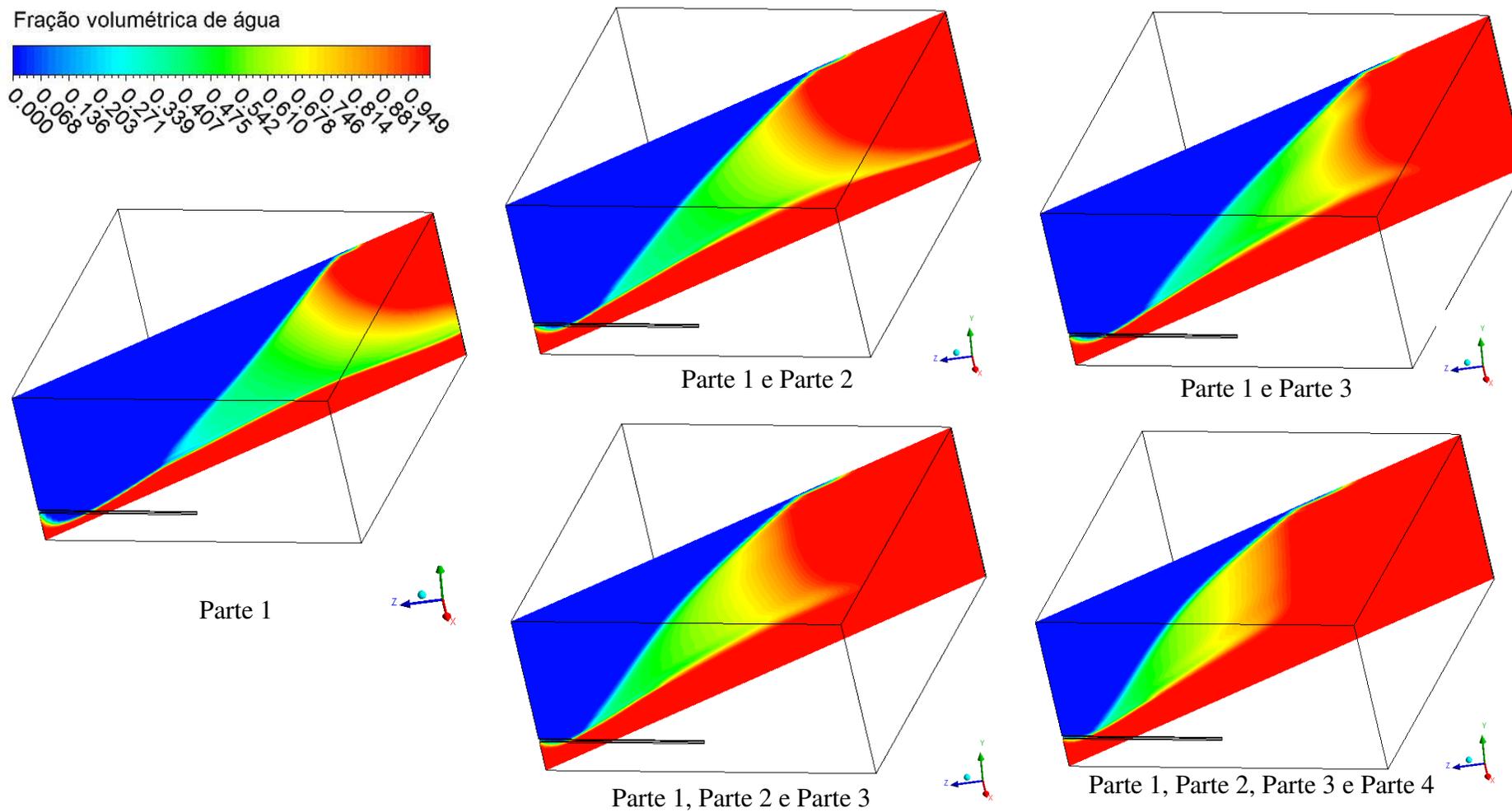
Na Figura 5.23 está representada a distribuição de velocidade superficial da água sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em  $Y = 2\text{m}$  no tempo de 200 dias. A partir dos resultados é possível observar um maior gradiente de velocidade nas proximidades dos poços (injetor e produtor). Quanto maior a área de seção de injeção de água maior o gradiente de velocidade no plano horizontal em  $Y = 2\text{m}$ , estes resultados indicam que injetando água em um número de partes do poço aumenta a quantidade de água injetada, proporcionando assim, que a água atinja o poço produtor mais rapidamente, ratificando os resultados obtidos na Figura 5.21 e 5.22. O comportamento do fluido de injeção para as diferentes configurações de injeção pode ser observado através das linhas de fluxos que são ilustradas na figura 5.24, pode-se observar o caminho percorrido pela água desde sua injeção até o poço produtor.

Na Figura 5.25 estão representadas as curvas de vazão mássica de óleo recuperado em função do tempo de injeção de água para os casos 13 a 17. Como pode ser observada, a mudança da seção de entrada influencia diretamente na vazão de óleo recuperado, isto se deve pelo fato de quanto maior a área de injeção, maior a área varrida pelo fluido injetor. Como pode ser observada no gráfico, a configuração que apresentou uma melhor recuperação foi a situações que apresenta a maior seção de injeção de água.

Figura 5.21 – Campos de fração volumétrica de água sobre plano diagonal XYZ para os casos 13 ao 17 (100 dias)



**Figura 5.22** – Campos de fração volumétrica de água sobre plano diagonal XYZ para os casos 13 ao 17 (200 dias).



**Figura 5.23** – Campos de velocidade superficial da água sobre plano diagonal XYZ e sobre planos horizontais XZ em  $Y = 2\text{m}$  para os casos 13 ao 17(200 dias).

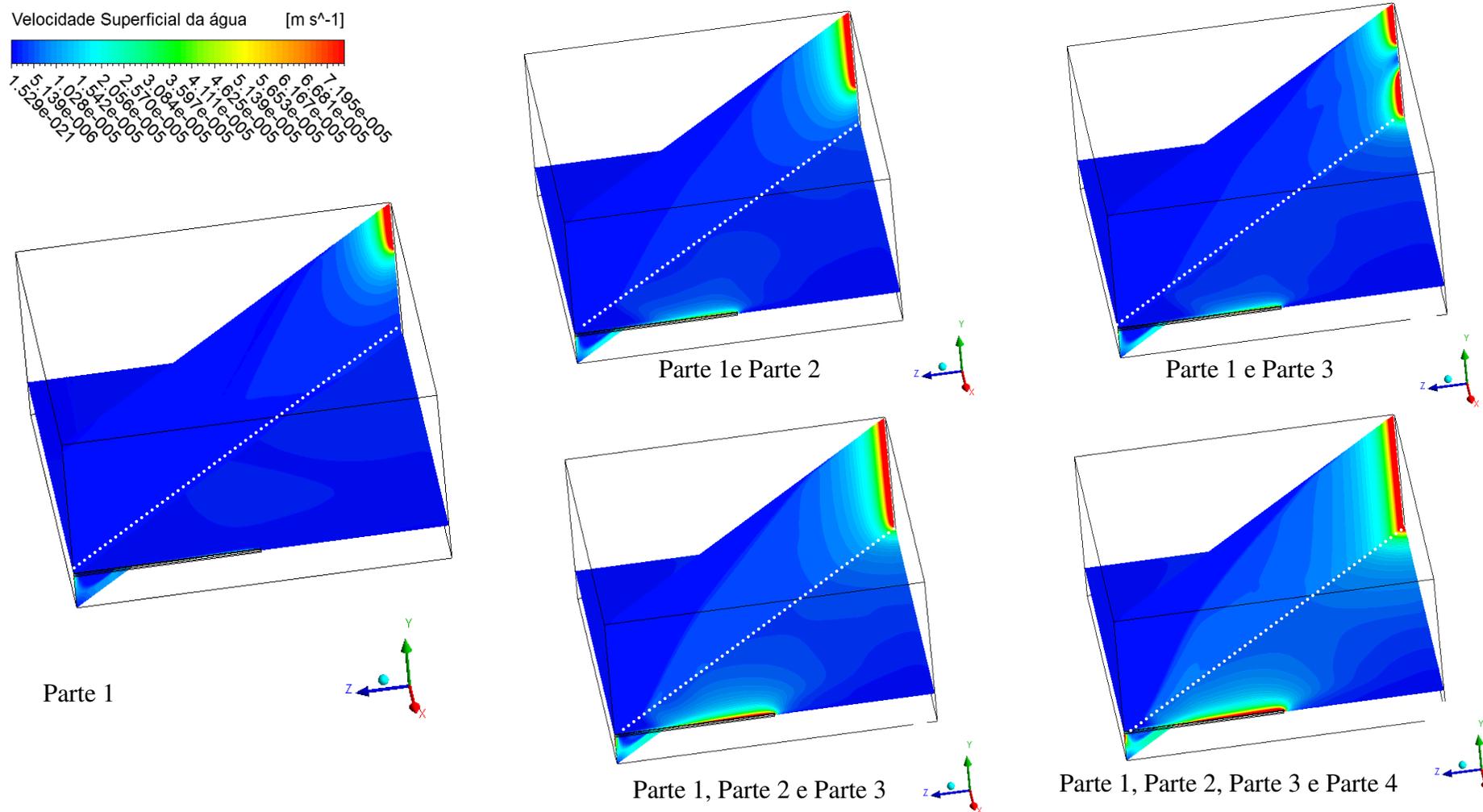
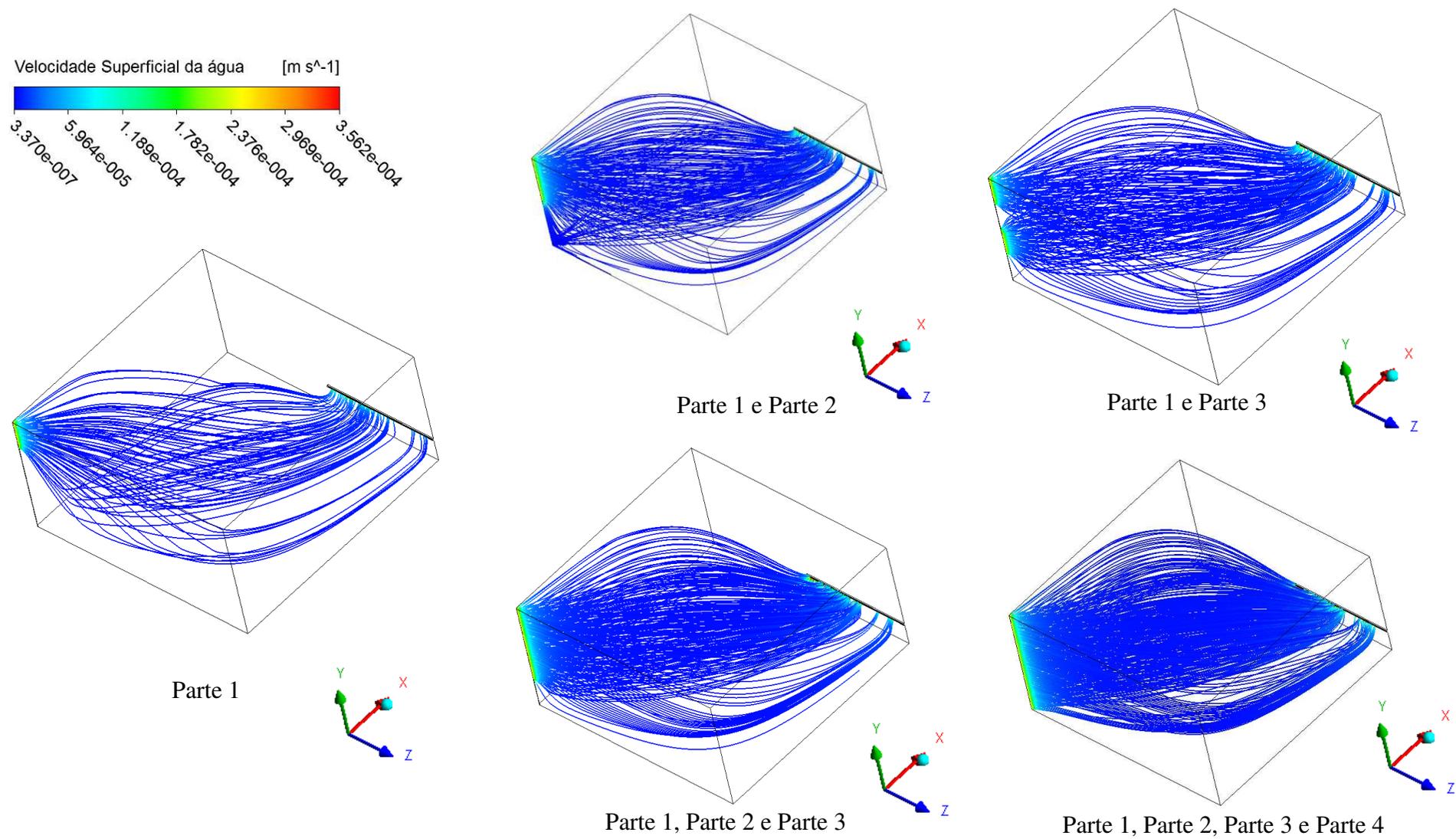
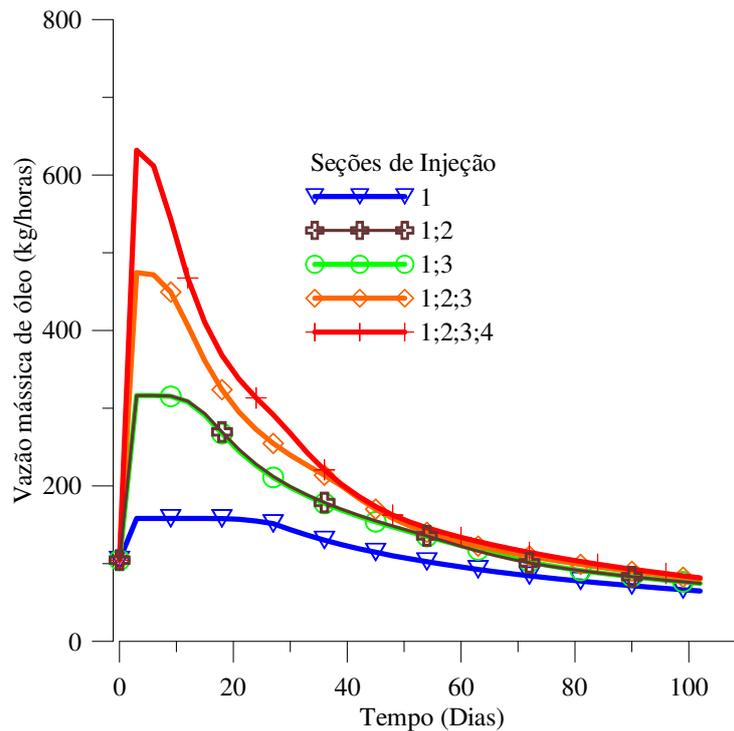


Figura 5.24 – Representação das linhas de fluxo para os casos 13 ao 17 (200 dias).



**Figura 5.25** – Curva de Recuperação para entradas de diferentes posições



#### 5.4 Influência da Permeabilidade da falha geológica contida no reservatório

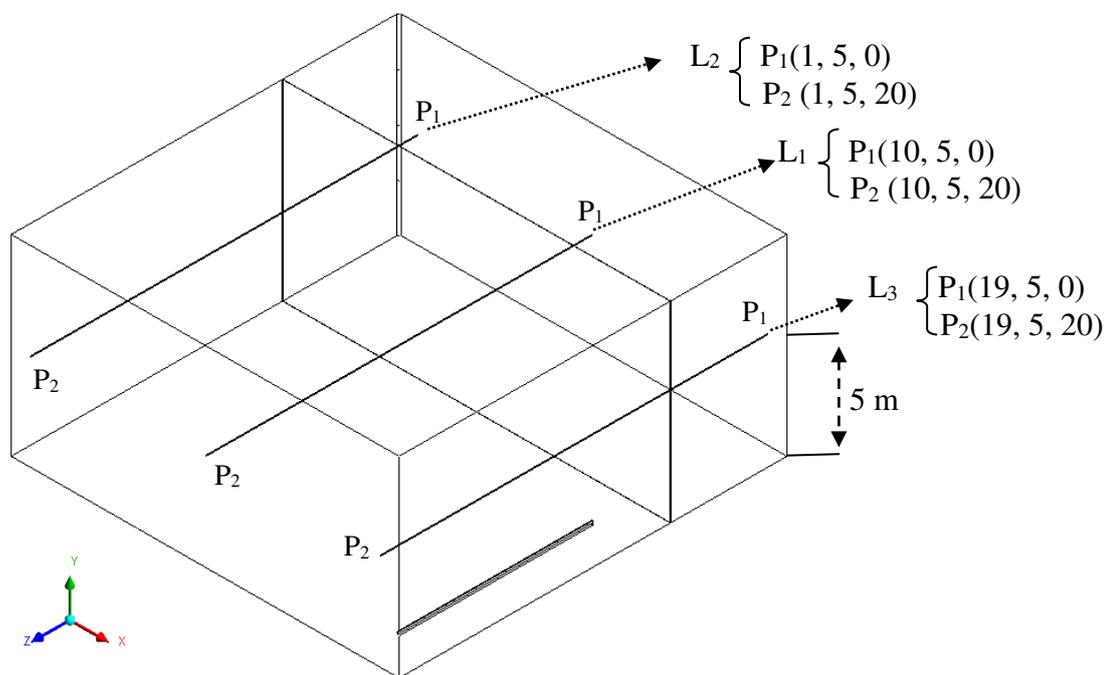
Com o intuito de avaliar o efeito de uma falha geológica sobre o comportamento fluidodinâmico do reservatório foram avaliados os perfis de fração volumétrica de água, da velocidade superficial da água e do óleo, da pressão e do gradiente de pressão, representadas sobre as diferentes posições longitudinais ilustradas na Figura 5.26.

Na Figura 5.27 estão apresentadas as curvas de distribuição de fração volumétrica em diferentes tempos para o caso 18, nas diferentes posições longitudinais representadas na Figura 5.26. Na Figura 5.27a pode-se observar a condição inicial adotada para o reservatório, a ausência de fração volumétrica de água. Com o passar dos dias pode-se observar o avanço progressivo da fração de água, na posição L1 em 100 dias cerca de 8 m do reservatório nesta posição apresenta apenas fração de água, comportamento com uma maior velocidade é apresentado na posição L2, que em cerca de 20 dias já apresenta 6 m do reservatório nesta posição saturado com água, isto ocorre devido à proximidade da posição ao poço injetor. Na posição L3 é observado uma pequena variação da fração volumétrica da água, devido a distância a qual a posição se

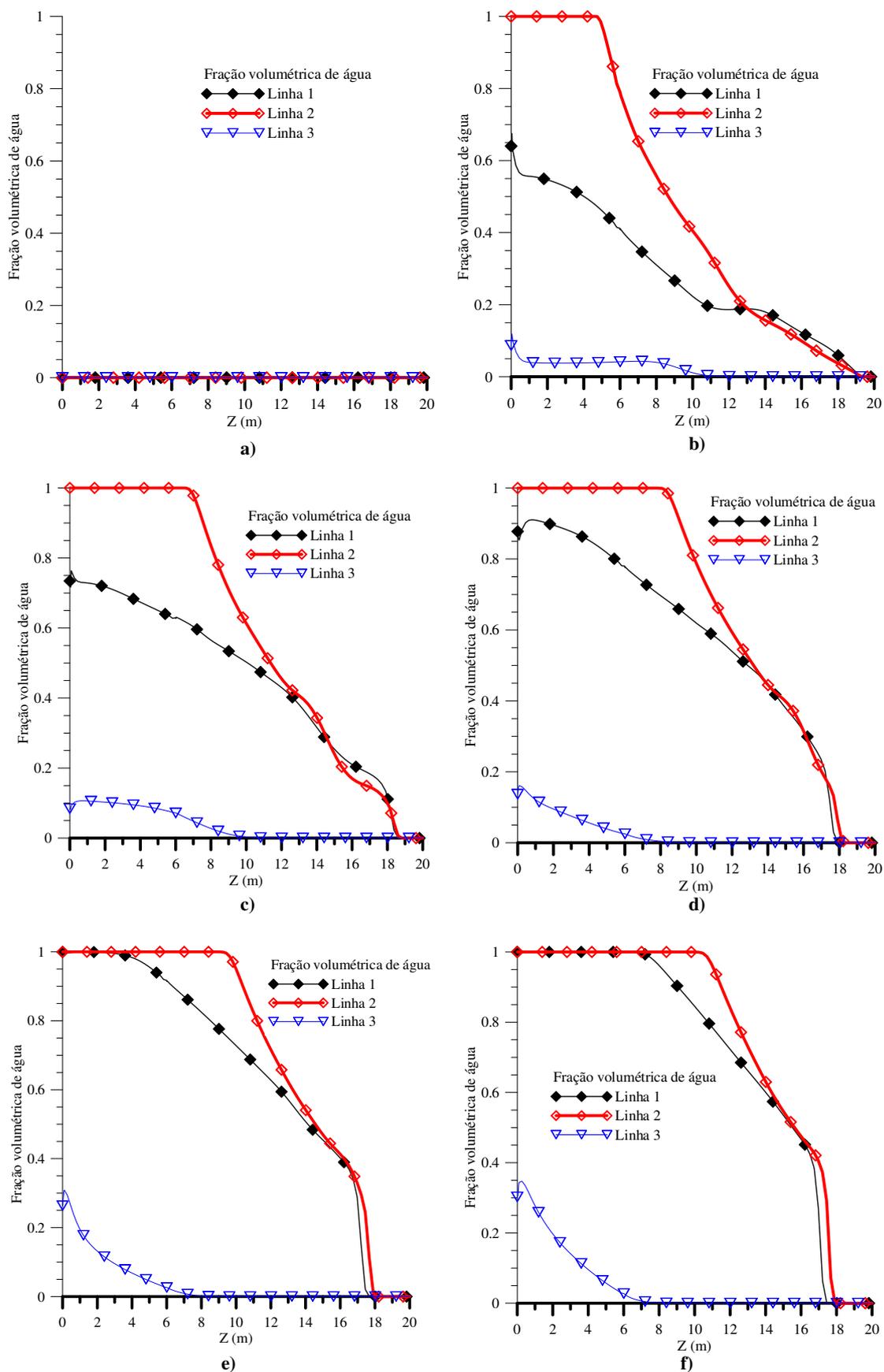
encontra do poço injetor, bem como ao sentido contrário do caminho preferencial da água.

Na Figura 5.28 estão apresentados os perfis de distribuição da velocidade superficial da água em diferentes tempos para o caso 18 nas diferentes posições longitudinais no plano ZX. É possível observar um perfil decrescente em todas as posições a medida que a água avança ao longo do reservatório, bem como uma variação na falha geológica, devido a diferença de permeabilidade e resistência apresentado pelo meio. Comportamento inverso é observado na Figura 5.28, a qual apresenta as curvas de distribuição da velocidade superficial do óleo, pode-se observar que a medida que a água é injetada no reservatório o óleo é deslocado em direção ao poço produtor, quanto mais próximo ao poço produtor maior a velocidade superficial do óleo, devido a força exercida pelo fluido injetado e pela diferença de pressão do reservatório e do poço produtor.

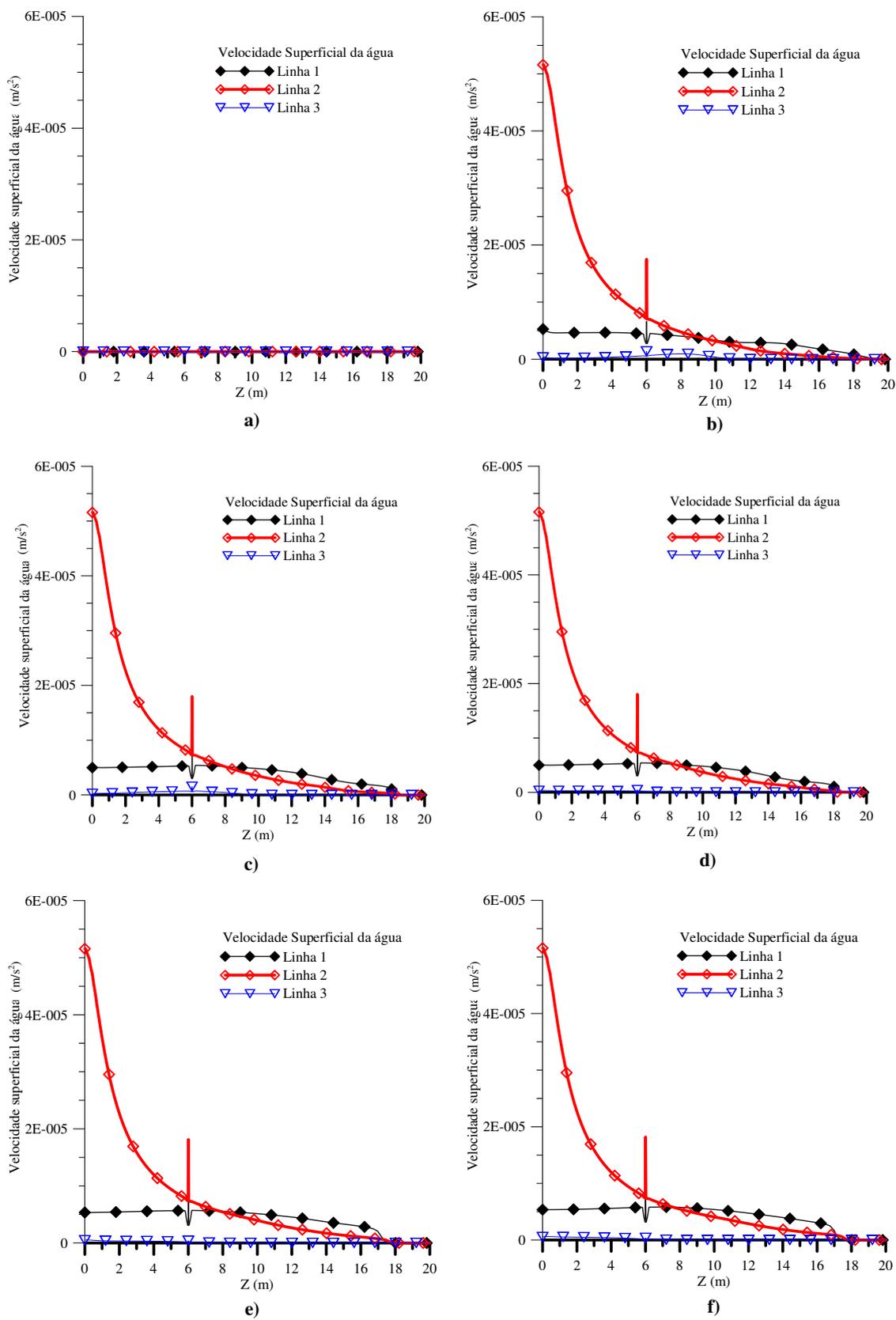
**Figura 5. 26** – Posições longitudinais em metros (X, Y, Z) ao longo da parcela do reservatório



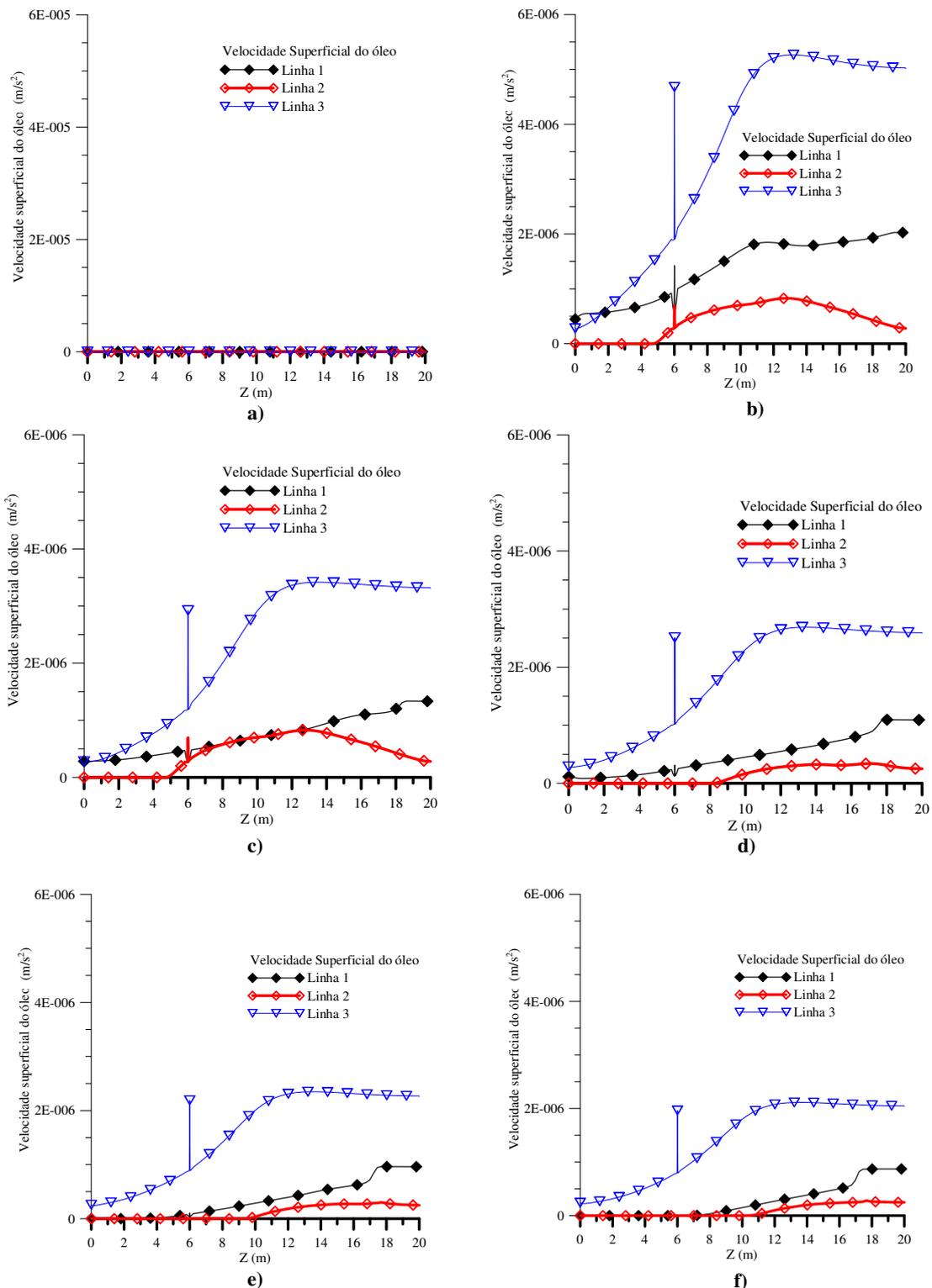
**Figura 5.27** – Distribuição de fração volumétrica da água nas posições L1, L2 e L3 no plano ZX em diferentes tempos para o caso 18: a) 0; b) 20; c) 40; d) 60; e) 80 e f) 100 dias.



**Figura 5.28** – Distribuição da velocidade superficial da água nas posições L1, L2 e L3 no plano ZX em diferentes tempos para o caso 18: a) 0; b) 20; c) 40; d) 60; e) 80 e f) 100 dias.



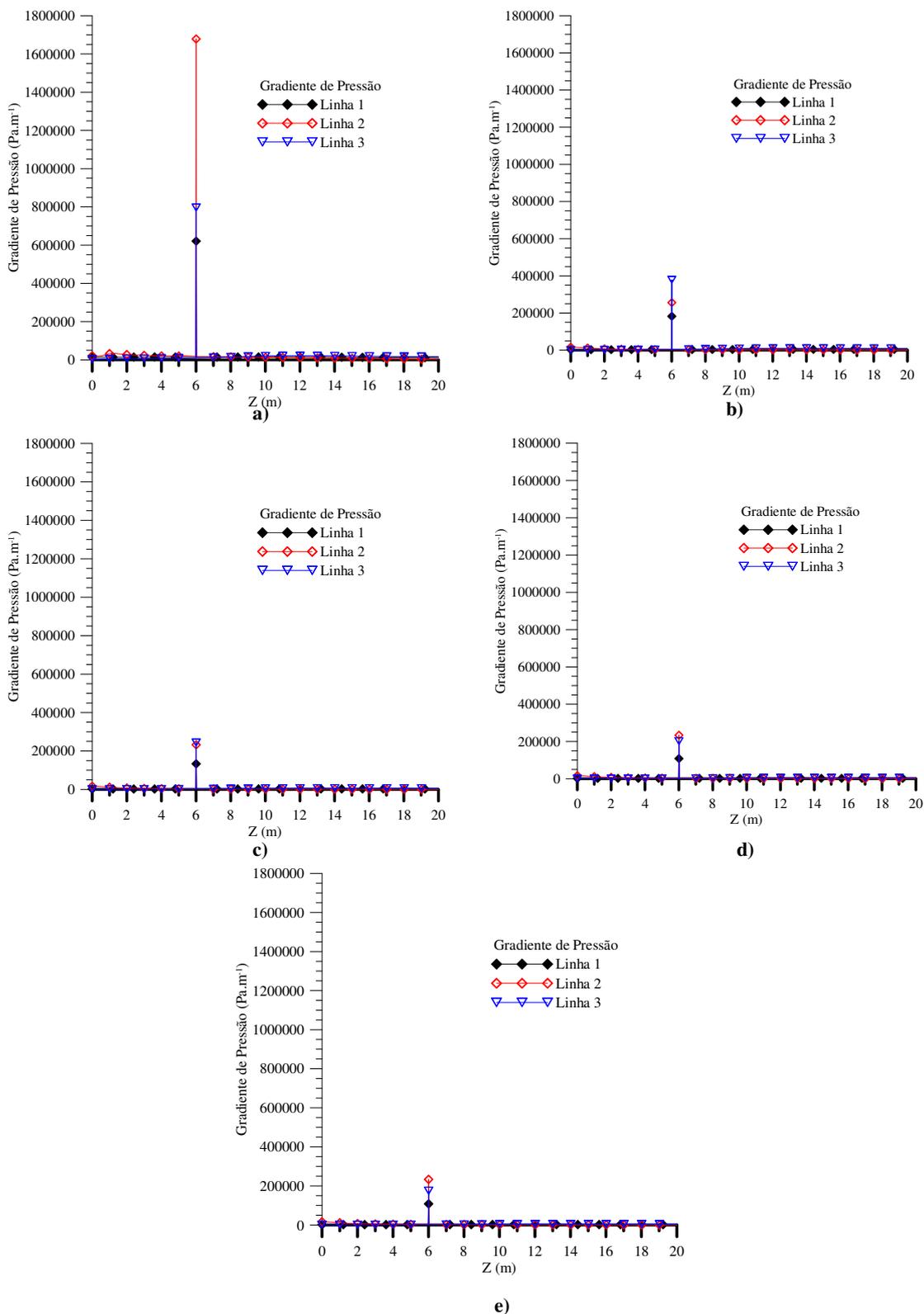
**Figura 5.29** – Distribuição da velocidade superficial do óleo nas posições L1, L2 e L3 no plano ZX em diferentes tempos para o caso 18: a) 0; b) 20; c) 40; d) 60; e) 80 e f) 100 dias.



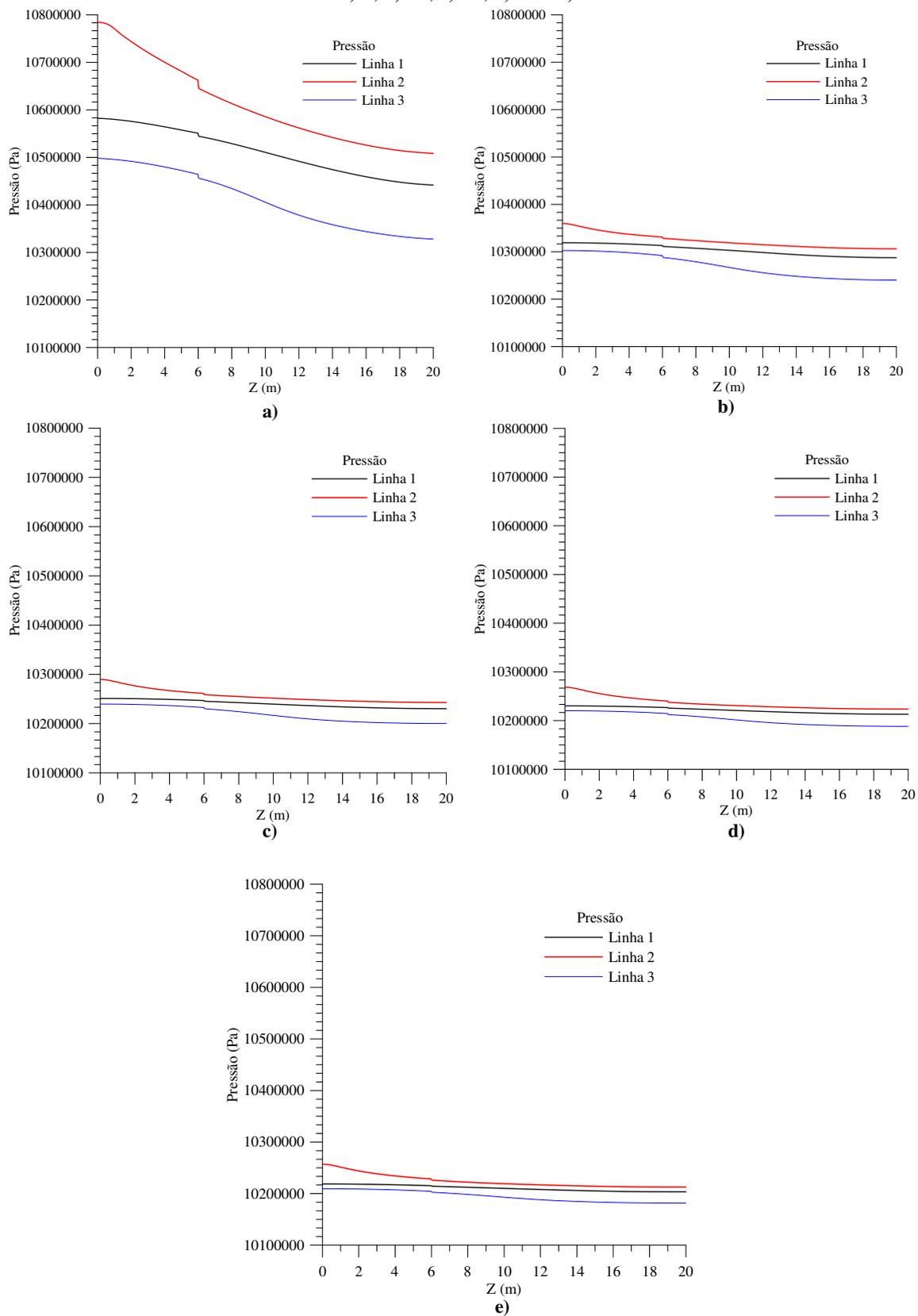
Na Figura 5.30 estão representados as curvas de distribuição do gradiente de pressão em diferentes tempos para o caso 18 nas diferentes posições longitudinais ao longo do plano ZX, é possível observar pequenas variações ao longo do reservatório, entretanto, uma oscilação discrepante ao passar pela posição  $Z=6$  m, posição da falha

geológica, devido ao aumento da resistência ocasionado pela variação da permeabilidade, oscilação que diminui a medida que o meio fica saturado com água, resultado que pode ser ratificado nas curvas de pressão apresentadas na Figura 5.31.

**Figura 5.30** – Distribuição do gradiente de pressão nas posições L1, L2 e L3 no plano ZX em diferentes tempos para o caso 18: a) 1; b) 25; c) 50; d) 75 e e) 100 dias.



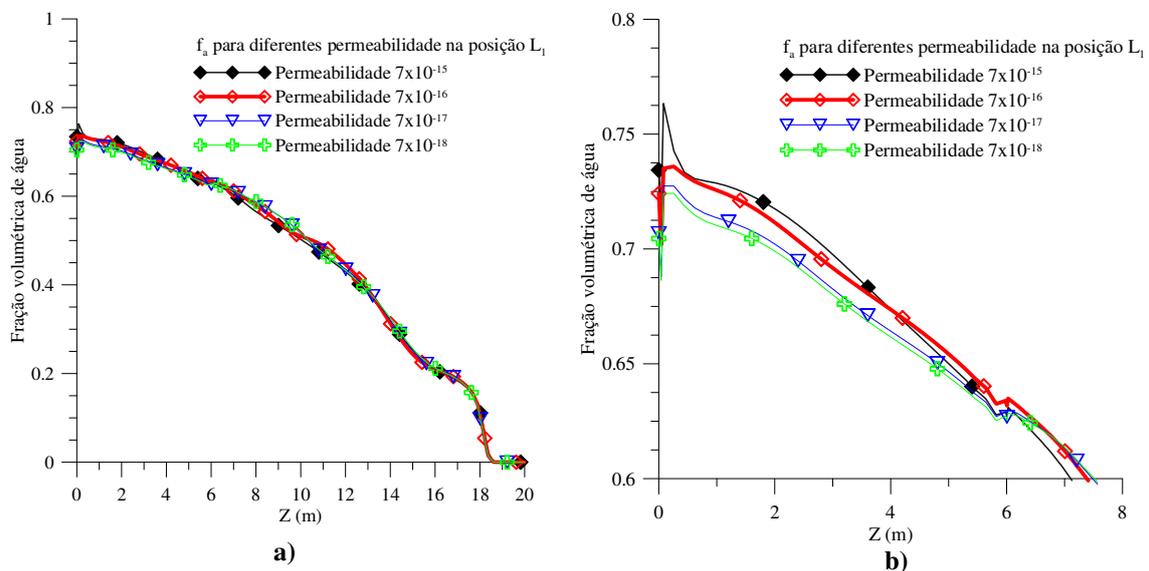
**Figura 5.31** – Distribuição da pressão nas posições L1, L2 e L3 no plano ZX em diferentes tempos para Caso 18: a) 1; b) 25; c) 50; d) 75 e e) 100 dias.



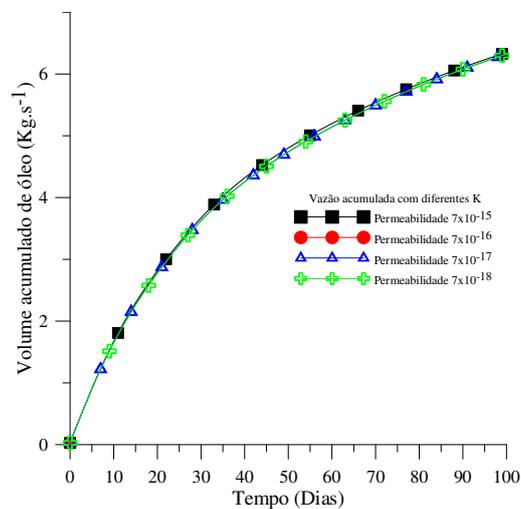
Na Figura 5.32 estão ilustrados os perfis de distribuição de fração volumétrica ao longo da  $L_1$  no plano ZX para diferentes tipos de permeabilidade no domínio da falha

geológica no tempo de 40 dias. Na Figura 5.32b é possível observar o retardo da frente de avanço na medida em que a permeabilidade do meio é reduzida, comportamento semelhante obtido por Barbosa (2006) e Ribeiro (2008) ao avaliar escoamentos bifásicos na presença de variação de permeabilidade em meio poroso. Característica que ocasionou variação na produção acumulada de óleo, à medida que a permeabilidade da falha é reduzida uma parcela maior da fração de óleo fica retido no reservatório, comportamento que pode ser observado na Figura 5.33 que apresenta as curvas de produção acumulada de óleo para os casos 18 ao 21.

**Figura 5.32** – Distribuição de fração volumétrica da água na posição  $L_1$  no plano ZX para diferentes valores de permeabilidade da falha geológica no tempo de 40 Dias. a) Completo; b) Detalhes próximos à falha. (Casos 18 ao 21).

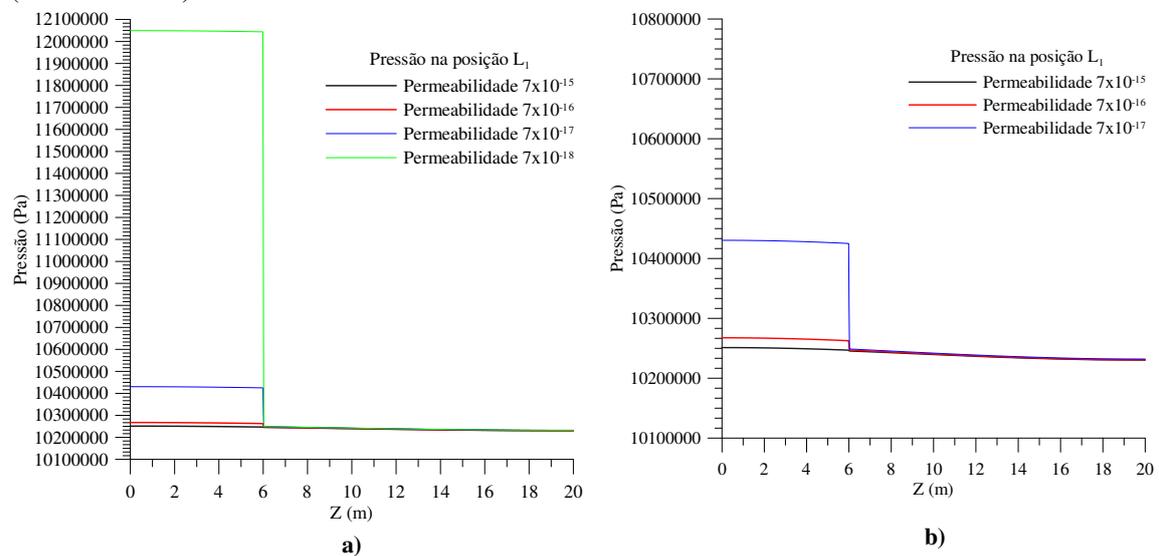


**Figura 5.33** – Volume de óleo produzido para os casos 18 ao 21.

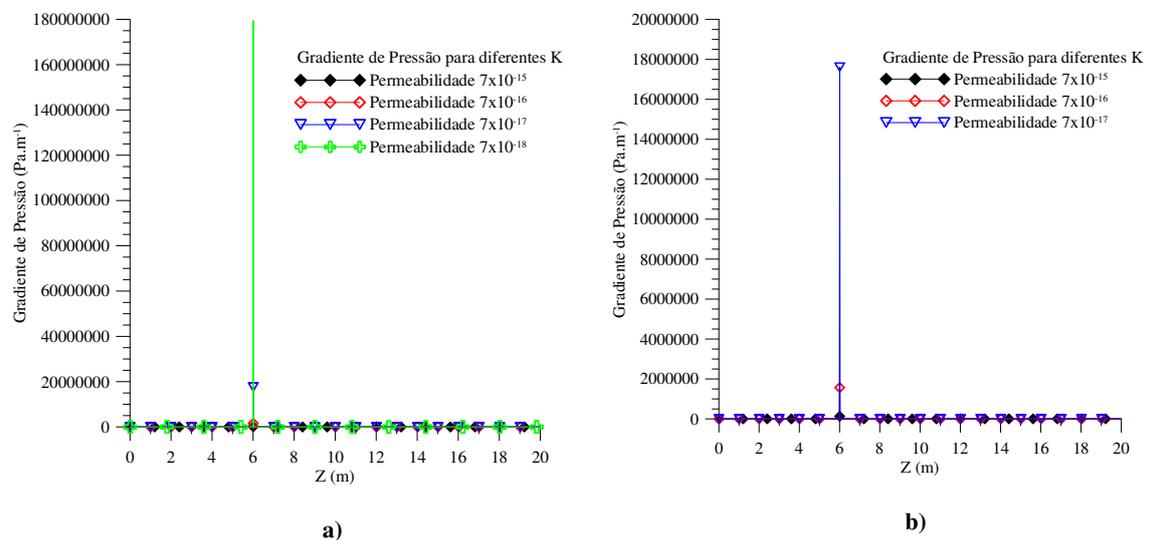


Na Figura 5.34 está apresentada a distribuição de pressão ao longo da  $L_1$  no plano ZX para os casos 18 ao 21, em 40 dias. Observa-se uma redução da pressão na posição da falha geológica e essa redução se apresenta com maior intensidade a medida que a permeabilidade da falha decresce, devido ao aumento da resistência encontrada pelo fluido injetado e deslocado em percorrer em direção ao poço produtor. Comportamento que pode ser ratificado através das curvas de gradiente de pressão ilustradas na Figura 5.35, que apresenta os perfis de gradiente de pressão ao longo do reservatório na direção da coordenada X na posição  $L_1$ .

**Figura 5.34** – Distribuição da pressão na posição  $L_1$  no plano ZX para diferentes valores de permeabilidade no tempo de 40 Dias. a) Todas as permeabilidades estudadas; b) Com as três maiores (Casos 18 ao 21).



**Figura 5.35** – Distribuição do gradiente de pressão na posição  $L_1$  no plano ZX para diferentes tipos de permeabilidade no tempo de 40 Dias: a) Todas as permeabilidades estudadas; b) Com as três maiores (Casos 18 ao 21).



## 5 CONCLUSÕES

Os resultados das simulações numéricas no presente estudo proporcionaram as seguintes conclusões:

- ✓ A modelagem matemática proposta foi capaz de representar os fenômenos físicos envolvidos no processo de recuperação de óleos com diferentes viscosidades na presença e na ausência de uma falha geológica;
- ✓ As malhas estruturadas com 329513, 603588, 792901, 841924 elementos hexaédricos apresentaram resultados independentes da malha para e a malha utilizada no estudo foi a de 603588 por apresentar menor esforço computacional (Diferença média de 10 horas);
- ✓ Os campos de fração volumétrica de água, pressão, velocidade superficial do óleo e da água, bem como os vetores de velocidade proporcionaram uma visão dos fenômenos fluidodinâmicos que ocorrem dentro do reservatório;
- ✓ As curvas distribuição de fração volumétrica da água, velocidade superficial da água e do óleo, gradientes de pressão e pressão, foi possível observar a influência da presença de uma falha geológica na rocha reservatório;
- ✓ O aumento da variação da permeabilidade da falha geológica praticamente não influenciou no volume acumulado da produção de óleo.
- ✓ Ao injetar água no reservatório, parcialmente ou integralmente através do poço, verificou-se que após 100 dias de produção avaliados não houve praticamente nenhuma influência. Por outro lado, nos 50 primeiros dias ao injetar água por uma maior área do poço injetor conduz a uma maior produção.

## **6 PERSPECTIVAS PARA A PESQUISA**

Como continuidade da pesquisa sugere-se:

- Estudar o efeito da altura do poço produtor na produção de óleos;
- Avaliar a influência da variação da dimensão da falha geológica e seu impacto na recuperação de óleos;
- Avaliar a influência da variação dos parâmetros da equação de permeabilidade na produção de óleo;
- Estudar o fenômeno de recuperação de óleos via injeção de água com um reservatório com diferentes dimensões e em regime não isotérmico.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDALLAH, W.; BUKLEU, J. S.; CARNEGIE, A., EDWARDS, J., HEROLD, B., FORDHAM, E.; GRAUE, A., HABASHY, T.; SELESNEV, N.; SIGNER, C.; HUSSEIN, H., MONTARON, B.; ZIAUDDIN, M. Fundamentals of wettability. *Oilfield Review, Summer* 2007:44-61.

AGBALAKA, C. C.; DANDEKAR, A. Y.; PATIL, S. L.; KHATANIAR, S.; HEMSATH J. **The Effect Of Wettability On Oil Recovery: A Review**. Society of petroleum Engineers, **2008**.

ANDERSON, W. G., 1986, Wettability literature survey – part 5: the effects of wettability on relative permeability. **Journal of Petroleum Technology**. Vol. 38, pp. 1246.

ANDRADE, T. H. F. **Transporte de Óleos Pesados e Ultraviscosos Via Core-flow: Aspectos Geométricos e Termofluidodinâmicos**, Tese de Doutorado em Engenharia de Processos, Departamento de Engenharia de Processos, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 130 p (2013).

AHMED, T. H.; MEKINNEY, P.D. **Advanced Reservoir Engineering**, Gulf Professional Publishing, 2005.

ALLEN T. O.; ROBERTS, A. P. Production operations Well Completions Workover and Stimulation. Fourth Edition. **Oil and Gas consultant International**. Tulsa. Oklahoma. Vol. 1, 1- 45., 4 ed, 1997.

ARAÚJO, M. V.; FARIAS NETO, S, R. **Estudo numérico da produção de óleo em reservatórios petrolíferos via injeção de água**. 2009. In: VIII Congresso de iniciação científica da Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, 2009.

ARTURO, N. V. C.; SANTOS, D. V.; MENDES, J. R. P.; MIURA, K; MOROOLA, C. K. **Estudo do acoplamento poço-reservatório para poços horizontais**. In: 4º PDPETRO. Campinas, SP 2007.

BARBOSA, E. S. **Escoamento bifásico em reservatórios petrolíferos heterogêneos**. 2006. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2006.

BARILLAS, J. L. M. **Estudo do Processo de Drenagem Gravitacional de Óleo com Injeção Contínua de Vapor em Poços Horizontais**, Programa de Pós Graduação em Engenharia Química, Dissertação de Mestrado, UFRN, Natal, 2005.

CHEKALYUK, E. **Oil of Upper Mantle of the Earth: Naukova Dumka**, Kiev, 1967.

COFFIN, P. Horizontal Well Evaluation After 12 Years. Artigo apresentado na Technical Conference and Exhibition. Houston, TX, 1993.

CORRÊA, M.; LOULA, A.; GARCIA, E. **Métodos de diferenças finitas de direções alternadas implícitos para modelagem de Águas subterrâneas.** In: Tema 95 Tendências Em Matemática Aplicada e Computacional. Uberlândia-MG: Sociedade Brasileira de Matemática Aplicada e Computacional, Vol.5, n.1, p. 65 – 76, 2004.

COSTA, O. **Estudo Sobre Injeção de Água Acima em Análogos de Reservatórios em Condições não isotérmicas.** In: 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Recife, 2003.

COSTA, A. P. **Simulação Numérica da Penetração de Fluido de Perfuração em Reservatórios de Petróleo.** 2009. Monografia (Especialização em Tecnologia de Petróleo e Gás PRH-13/ANP) – Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Rio de Janeiro, RJ, 2009.

COTIA, D. M. R. **Análise da recuperação avançada de óleo através da injeção de CO<sub>2</sub> alternado com água sob incerteza geológica.** 2012. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia do Petróleo) – Departamento de Engenharia de Petróleo – Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2012.

CUNHA, A.L.; FARIAS NETO, S, R, **Aplicação da Fluidodinâmica Computacional na separação Água/óleo através de membranas Cerâmicas.** In: 5º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Fortaleza, 2009.

CUNHA, A. L. **Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica.** 2014. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2010.

CURBELO, F. D. S. **Recuperação avançada de petróleo utilizando tensoativos,** Tese de Doutorado em Engenharia Química, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 190 p (2006).

DVORKIN, J.; DERZHI, N.; DIAZ, E.; FANG, Q. Relevance os Computational rock pysics. **Geophysics.** Vol. 76, n.5, p. 141-153, 2011.

FORTUNATO, T. B.; DUTRA, J. C. S.; SILVA, W. B. **Simulação de um escoamento bifásico óleo-água em reservatório de petróleo.** In: Congresso Brasileiro de Engenharia Química em Iniciação Científica. Campinas, 2015.

GIDASPOW, D.; LI, F.; HUANG, J. A CFD simulator for multiphase flow in reservoirs and pipes. **Powder Technology,** Vol. 242, p. 2-12, 2013.

GONG, B.; LIANG, H.; XIN, S; LI, K. Numerical studies on power generation from co-produced geothermal resources in oil fields and change in reservoir temperature. **Renewable Energy,** 2013.

GUIMARÃES, L. N.; COSTA, L. M.; SANTOS, E. A.; COSTA, A. P.; PONTES FILHO, I. D. S. **Multiphase Flow of Water and oil in Heterogeneous Reservoir,** Mecânica Computacional Vol. XXI, pp. 670-682, Santa Fé, October 2002.

HSU, C. T.; **Dynamic Modeling of Convective Heat Transfer in Porous Media**. In: Handbook of Porous Media, p. 38-80, Cap.2, 2005.

JACKSON, G. T.; BALHOFF, M. T.; HUN, C; DELSHAD, M. CFD-based representation of non-Newtonian polymer injectivity for a horizontal well with coupled formation-wellbore hydraulics. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 2011.

KUDRIAVTSEV, A.; KUDRIAVTSEV, M. Changes in the physicochemical characteristics of sheep in relation to age. **Exp. Vet. Science**, p. 55-59, 1955.

LIMA, S. R. **Escoamento Monofásico em Poços Horizontais**. Society of petroleum Engineers, Campinas, SP, 2011.

MAITLAND, G. C.; Oil and gas production. **Colloid & Interface Science**, Vol. 5, n.1 p. 301-311, 2000.

MACHADO, A. V. L.; YAMAMOTO, C. I.; TAKESHITA, E. V.; LUZ JR, L. F. L. **Simulação numérica da injeção de CO<sub>2</sub> dissolvido em água em amostras de rochas carbonáticas de reservatório de petróleo**. In: Congresso Brasileiro de Engenharia Química. Florianópolis, 2014.

MALISKA, C. R., SANSONI JÚNIOR, U., SILVA, A.F.C., TADA, M.P., KARPINSKI, L., SOPRANO, A. B., PESCADOR, A. A. V. B., RIBEIRO, G. G., MAGRI, V. A. P. **Desenvolvimento de um Aplicativo para a Simulação do Escoamento Acoplado Poço-Reservatório (WellRes)**. *Relatório Final do Projeto UFSC-0050, Termo de Cooperação N° 0050.0044338.08.4*, Florianópolis, S.C., Brasil, 2012.

MARQUES, R. T.; MELO, A. R.; KLEIN, T. S.; MEDRONHO, R. A. **Estudo do acoplamento Poço-Reservatório com Fluidodinâmica Computacional**. In: Congresso Brasileiro de Engenharia Química. Florianópolis, 2014.

PAES, M. R. **Aplicação do sistema LWD em poços horizontais**. 2013. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia do Petróleo) – Departamento de Engenharia Química e de Petróleo – Universidade Fluminense, Niterói, RJ, 2013.

PEACEMAN, D. W. **Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation**. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1977.

PEÇANHA, A. S. R. **Simulação de escoamento multifásicos em meios porosos**. 2006. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – COPPE – Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2014.

QUEIROZ, G. O. **Otimização da injeção cíclica de vapor em reservatórios de óleo pesado**. 2006. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal do Rio Grande Do Norte, Natal, PB, 2006.

RIBEIRO, G. G. **Implementação e avaliação de modelos de poços em duas e três dimensões para aplicação em simuladores de reservatórios de petróleo.** 2010. Dissertação de Mestrado (Engenharia Mecânica) – PPGEM – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2010.

RIBEIRO, S. M. S. **Estudo Numérico do Escoamento Bifásico em Reservatórios de Petróleo de Alta Viscosidade.** 2008. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2008.

RIBEIRO, E. C. **Direito do petróleo, Gás e Energia.** Editora Elsevier, Rio de Janeiro, 316p. 2008.

ROCHA, L. A. S.; AZUAGA, D.; ANDRADE, R.; VIEIRA, J. L. B.; SANTOS, O. L. A. **Perfuração Direcional**, 2ed. Editora Interciência: Petrobras:IBP, Rio de Janeiro, 2006.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo.** Editora Interciência, Rio de Janeiro, 808p. 2006.

RUIZ, C. P. A. **Estudo comparativo da injeção de água usando poços verticais e horizontais.** 2012. Dissertação de Mestrado (Ciências e Engenharia de Petróleo) – PPGCEP – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2012.

SANSONI JÚNIOR, U. **Simulação do escoamento em poços horizontais com completção não convencional.** 2015. Tese de Doutorado (Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2015.

SELLEY, R. C. **Elements of petroleum geology.** Second Edition. Academic Press. San Diego, California, 1998.

SOARES, A. P. J. **Aplicação de microemulsão na recuperação de petróleo de reservatórios carbonáticos.** 2012. Dissertação de Mestrado (Engenharia Química) – PPGEQ – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2012.

SILVA, G. M. **Recuperação avançada de petróleo em reservatórios de forma complexa: Avaliação de parâmetros geométricos e hidrodinâmicos.** 2016. Monografia (Especialização em Tecnologia de Petróleo e Gás PRH-25/ANP) – Curso de Graduação em Engenharia Mecânica - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, 2016.

SILVA, L. S.; MARINHO, J. L. G.; SOLETT, J. I.; MEILI, L.; CARVALHO, S. H. V. **Estudo numérico da influência da viscosidade do fluxo bifásico não-isotérmico de óleo pesado e gás natural em um duto vertical.** In: Congresso Brasileiro de Engenharia Química. Santa Catarina, 2014.

TAVARES, D. P.S.A; FARIAS NETO, S, R.; LIMA, A. G. B. **Escoamento multifásico em reservatórios de óleo pesado.** 2008. In: V Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande. Campina Grande, 2008.

THOMAS, J.E.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C.A.; VEROTTO FILHO, C.; XAVIER, J. D.; MACHADO, J. C. V., **Fundamentos de Engenharia do Petróleo**, ed. Interciência: Petrobrás, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.

**TISSOT, B. P.; WELTE, D. H.** Petroleum Formation and Occurrence. **A New Approach to Oil and Gas Exploration,** Berlin: Springer-Ver-lag, 1984.

VALENÇA, S. L. **Avaliação da tensão onterfacial entre petróleo parafínico e superfícies com resinas epóxi.** 2010. Dissertação de Mestrado (Ciências e Engenharia de Materiais) – PPGCEM – Universidade Federal de Sergipe, São Cristovão, SE, 2010.

VIEIRA, S.L. **Determinação do Coeficiente de Inércia no Escoamento Não-Darciano através de Meios Porosos com Saturação Residual,** Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 1990.

WOUDBERG, S. **Laminar Flow Through Isotropic Granular Porous Media,** Dissertação de Mestrado (Ciências da Engenharia), Universidade de Stellenbosch, Stellenbosch, 2006.