



Transferência de Escala aplicada ao Modelo Benchmark UNISIM-II

Ana Lúcia Garcia Pires

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia de Petróleos

Orientadores: Prof. Dr. Amílcar de Oliveira Soares

Dr. Manuel Gomes Correia

Júri

Presidente: Prof.^a Dr.^a Maria João Correia Colunas Pereira

Orientador: Prof. Dr. Amílcar de Oliveira Soares

Vogal: Prof. Dr. José António de Almeida

Outubro de 2016

Agradecimentos

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

Aos meus orientadores Prof. Dr. Amílcar Soares e Dr. Manuel Correia que me ensinaram, motivaram e estiveram sempre disponíveis para me guiar ao longo deste trabalho.

Ao Professor Denis Schiozer, agradeço pela oportunidade de trabalhar com o grupo UNISIM e por me ter recebido como aluna intercambista.

A todos os professores do Instituto Superior Técnico, agradeço pelos conhecimentos transmitidos, auxílio e apoio ao longo destes dois anos.

Aos meus colegas de turma, um obrigado pela amizade, companheirismo e ajuda, fatores importantes ao longo destes dois últimos anos.

Aos amigos, pela convivência, força e motivação que me impulsionaram ao longo deste trabalho.

Aos amigos do Brasil.

À minha família, em especial aos meus avós, pais e irmãs, um enorme obrigado pelo apoio, carinho e dedicação. A eles dedico este trabalho.

Resumo

Os reservatórios carbonatados caracterizam-se por apresentarem heterogeneidades multiescalares, desde a escala de poro à escala de reservatório. A simulação de escoamento de modelos refinados, que capturem tais heterogeneidades, induz num elevado tempo de simulação e limitações computacionais, devido ao grande número de blocos. Nesse sentido, é aplicada a transferência de escala, que permite que propriedades de uma malha fina sejam adaptadas para uma malha mais grosseira. O objetivo deste trabalho é avaliar qual o melhor método de transferência de escala a aplicar ao modelo Benchmark UNISIM-II, associado a um reservatório carbonatado naturalmente fraturado, de forma que o comportamento do modelo de simulação seja similar ao do modelo geológico, num tempo computacional de simulação aceitável. A metodologia divide-se em três etapas: (1) divisão do reservatório em unidades características de fluxo (UCF); (2) transferência de escala, por escala de heterogeneidades, para cada UCF; (3) Extrapolação dos métodos apropriados de transferência de escala, de cada UCF para um modelo único de simulação. A metodologia aplicada permite definir uma solução de referência e obter controlo das propriedades estáticas e pseudo-funções (permeabilidade relativa) ao longo do procedimento de transferência de escala. O procedimento permitiu obter o melhor método de transferência de escala a ser aplicado ao modelo Benchmark UNISIM-II e ilustra como a caracterização prévia com base na transferência de escala por unidades características de fluxo, pode auxiliar na melhor região a aplicar a completação do poço.

Palavras-chave: Transferência de Escala, Reservatórios Carbonatados Naturalmente Fraturados, Dupla Porosidade, Simulação Numérica de Reservatórios.

Abstract

The carbonate reservoirs are characterized by multi-scale heterogeneities, from the pore scale to the reservoir scale. The flow simulation of refined models with such heterogeneities, can lead to simulation larger CPU time consumption and computational limitations, due to the high number of blocks. The upscaling allows the properties of a fine grid to be adapted to a coarser grid. The objective of this study is to evaluate the best upscaling method to be applied to the Benchmark case UNISIM-II, associated with a naturally fractured carbonated reservoir, in a reasonable CPU time consumption. The methodology is divided into three stages: (1) division of reservoir into characteristic flow units (CFU); (2) upscaling by heterogeneities scale for each CFU; (3) extrapolation of appropriate upscaling methods of each CFU for the full simulation model. The methodology allowed the definition of a reference solution and to get control of static properties and pseudo-functions (relative permeability) along the upscaling procedure. The approach allowed to obtain the best upscaling method and illustrates how the prior characterization, based on the upscaling by characteristics flow units, can assist in the best region for well completion.

Keywords: Upscaling, Naturally Fractured Carbonate Reservoirs, Dual Porosity, Reservoir Simulation.

Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo	iii
Abstract.....	v
Índice	vii
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xv
Lista de Abreviaturas e Siglas	xvi
1. Introdução.....	1
1.1. Motivação	2
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Estrutura da Tese	3
2. Estado da Arte	4
2.1. Caracterização de Reservatórios Carbonatados Naturalmente Fraturados	4
2.2. Transferência de Escala.....	8
2.2.1. Métodos de Transferência de Escala - Matriz.....	11
2.2.2. Métodos de Transferência de Escala - Fratura	13
2.3. Simulação Numérica de Reservatórios Carbonatados	15
3. Metodologia	19
3.1. Metodologia Geral	19
3.2. Etapa 1 – Divisão do Reservatório em UCF	21
3.3. Etapa 2 – Transferência de Escala	21
3.3.1. Etapa 2.1 – Transferência de Escala da Matriz	21
3.3.2. Etapa 2.2 – Transferência de Escala da Fratura.....	22
3.4. Etapa 3 – Modelo de Simulação	23
4. Aplicação	24
4.1. Descrição do Caso de Estudo	24
4.2. Processo de Inicialização da Transferência de Escala	26
5. Resultados e Discussão	28
5.1. Etapa 2- Transferência de Escala	28
5.1.1. Etapa 2.1 – Transferência de Escala da Matriz	28

5.1.2.	Etapa 2.2 – Transferência de Escala da Fratura.....	43
5.2.	Etapa 3 – Modelo de Simulação	50
5.2.1.	Validação do Modelo de Simulação	50
6.	Conclusões.....	57
6.1.	Sugestões para Trabalhos Futuros	58
7.	Referências.....	59
Anexo A	: Validação com base no comportamento dinâmico do reservatório para a UCF com Super-k (Matriz).....	62
Anexo B	: Validação do Modelo de Simulação – Análise Quantitativa.....	64

Lista de Figuras

Figura 2.1: Esquema de classificação para rochas carbonatadas detríticas (Folk, 1962).	5
Figura 2.2: Classificação de Dunham para rochas carbonatadas (Dunham, 1962).	5
Figura 2.3: Comparação entre a classificação petrofísica do sistema poroso em carbonatos e a classificação de Archie's, Choquette e Pray e Lucia (Lucia, 2007).	6
Figura 2.4: Comparação entre as três classes da classificação de Lucia (Lucia, 2007).	7
Figura 2.5: Transferência de escala (Adaptado de Hilden, 2016).	9
Figura 2.6: Tempo computacional em função do índice de conectividade (Adaptado de Khvoenkova e Delorme, 2009).	10
Figura 2.7: Permeabilidade efetiva em função do índice de conectividade para o método numérico e analítico (Adaptado de Khvoenkova e Delorme, 2009).	10
Figura 2.8: Médias direcionais. a) Média Aritmética-Harmónica e b) Média Harmónica-Aritmética (Adaptado de Schlumberger, 2015).	12
Figura 2.9: Tipos de condições de contorno (Adaptado de Schlumberger, 2015).	13
Figura 2.10: Tipos de condições de contorno: (a) sem fluxo (b) pressão linear (c) pressão constante e (d) pressão periódica (Elfeel e Geiger, 2012).	15
Figura 2.11: As funções de transferência do tipo Warren e Root (Warren e Root, 1963).	16
Figura 2.12: Metodologia de Bourbiaux (Bourbiaux, 2010).	17
Figura 3.1: Metodologia adotada.	20
Figura 4.1: Modelo Geológico.	24
Figura 4.2: Distribuição das Fácies.	25
Figura 4.3: Porosidade.	25
Figura 4.4: Permeabilidade.	25
Figura 4.5: <i>Net to Gross</i>	25

Figura 4.6: Modelo de Simulação.....	26
Figura 4.7: <i>Rock-type</i>	26
Figura 4.8:Recorte das UCF.....	26
Figura 4.9:Corte das UCF. a) Corte da UCF com Super-k no modelo geológico, b) Corte da UCF com Super-k no modelo de simulação, c)Corte da UCF sem Super-k no modelo geológico e d) Corte da UCF sem Super-k no modelo de simulação.....	27
Figura 5.1: Histograma das porosidades obtidas por média aritmética e malha fina para a UCF com Super-k.	29
Figura 5.2: Histograma das porosidades obtidas por média aritmética e malha fina para a UCF sem Super-k.	29
Figura 5.3: Histograma dos <i>net to gross</i> obtidos por média aritmética e malha fina para a UCF com Super-k.	29
Figura 5.4: Histograma dos <i>net to gross</i> obtidos por média aritmética e malha fina para a UCF sem Super-k.	29
Figura 5.5: Histograma das permeabilidades obtidas por cada método e malha fina para a UCF com Super-k.	30
Figura 5.6: Histograma das permeabilidades obtidas por cada método e malha fina para a UCF sem Super-k.	30
Figura 5.7: Histograma das permeabilidades obtidas por cada método e malha fina para a UCF com Super-k.	31
Figura 5.8: Histograma das permeabilidades obtidas por cada método e malha fina para UCF sem Super-k.	31
Figura 5.9: UCF com Super-k – Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina, média aritmética, harmónica, geométrica, método da potência, média aritmética-harmónica e harmónica-aritmética. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.	33
Figura 5.10: UCF com Super-k - Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e métodos numéricos (diferenças finitas e média harmónica) com diferentes condições de contorno. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.	34

Figura 5.11: UCF com Super-k - Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina, média harmônica-aritmética e método numérico. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.....	35
Figura 5.12: UCF com Super-k – Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina, média harmônica-aritmética e método numérico com <i>rock-type</i> superior a 400 mD. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.	36
Figura 5.13: Frente de água na matriz após seis meses (Malha fina).....	37
Figura 5.14: Frente de água na matriz após seis meses (Média harmônica-aritmética).....	37
Figura 5.15: Frente de água na matriz após dois anos (Malha fina).	37
Figura 5.16: Frente de água na matriz após dois anos (Média harmônica-aritmética).	37
Figura 5.17: Frente de água na matriz após seis anos (Malha fina).....	37
Figura 5.18: Frente de água na matriz após seis anos (Média harmônica-aritmética).....	37
Figura 5.19: Frente de água na matriz após dez anos (Malha fina).	38
Figura 5.20: Frente de água na matriz após dez anos (Média harmônica-aritmética).	38
Figura 5.21: UCF sem Super-k – Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina, média aritmética, geométrica, harmônica, método da potência, média aritmética-harmônica e harmônica-aritmética. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.....	39
Figura 5.22: UCF sem Super-k - Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e métodos numéricos (diferenças finitas e média harmônica) com diferentes condições de contorno. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.....	40
Figura 5.23: UCF sem Super-k - Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina, média harmônica-aritmética e método numérico. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.....	41
Figura 5.24: Frente de água na matriz após seis meses (Malha fina).....	42
Figura 5.25: Frente de água na matriz após seis meses (Média harmônica-aritmética).....	42
Figura 5.26: Frente de água na matriz após dois anos (Malha fina).	42
Figura 5.27: Frente de água na matriz após dois anos (Média harmônica-aritmética).	42

Figura 5.28: Frente de água na matriz após seis anos (Malha fina).....	42
Figura 5.29: Frente de água na matriz após seis anos (Média harmónica-aritmética).....	42
Figura 5.30: Frente de água na matriz após dez anos (Malha fina).	42
Figura 5.31: Frente de água na matriz após dez anos (Média harmónica-aritmética).	42
Figura 5.32: Histograma da distribuição da permeabilidade obtida por cada método de transferência de escala e malha fina para a UCF com Super-k.	43
Figura 5.33: Histograma da distribuição da permeabilidade obtida por cada método de transferência de escala e malha fina para a UCF sem Super-k.	43
Figura 5.34: UCF com Super-k- Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e métodos Oda e Oda Corrected. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.	45
Figura 5.35: Transição da Permeabilidade. a) Permeabilidade Relativa base e b) Pseudo-curva de Permeabilidade relativa.	45
Figura 5.36: UCF com Super-k- Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e método Oda Corrected antes e após ajuste. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.	46
Figura 5.37: Frente de água na fratura após seis meses (Malha fina).	47
Figura 5.38: Frente de água na fratura após seis meses (Método Oda Corrected).	47
Figura 5.39: Frente de água na fratura após dois anos (Malha fina).	47
Figura 5.40: Frente de água na fratura após dois anos (Método Oda Corrected).	47
Figura 5.41: Frente de água na fratura após seis anos (Malha fina).	47
Figura 5.42: Frente de água na fratura após seis anos (Método Oda Corrected).	47
Figura 5.43: Frente de água na fratura após dez anos (Malha fina).	47
Figura 5.44: Frente de água na fratura após dez anos (Método Oda Corrected).	47
Figura 5.45: UCF sem Super-k – Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e métodos Oda e Oda Corrected. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.	48
Figura 5.46: Frente de água na fratura após seis meses (Malha fina).	49

Figura 5.47: Frente de água na fratura após seis meses (Método Oda Corrected).	49
Figura 5.48: Frente de água na fratura após dois anos (Malha fina).	49
Figura 5.49: Frente de água na fratura após dois anos (Método Oda Corrected).	49
Figura 5.50: Frente de água na fratura após seis anos (Malha fina).	50
Figura 5.51: Frente de água na fratura após seis anos (Método Oda Corrected).	50
Figura 5.52: Frente de água na fratura após dez anos (Malha fina).	50
Figura 5.53: Frente de água na fratura após dez anos (Método Oda Corrected).	50
Figura 5.54: Modelo global com quatro conjuntos de <i>five spots</i>	51
Figura 5.55: Vazão de Água para o poço 2.	51
Figura 5.56: Vazão de Óleo para o poço 2.	51
Figura 5.57: Vazão de Água para o poço 4.	52
Figura 5.58: Vazão de Óleo para o poço 4.	52
Figura 5.59: Vazão de Água para o poço 8.	52
Figura 5.60: Vazão de Óleo para o poço 8.	52
Figura 5.61: Vazão de Água para o poço 10.	52
Figura 5.62: Vazão de Óleo pra o poço 10.	52
Figura 5.63: Vazão de Água para o poço 15.	53
Figura 5.64: Vazão de Óleo para o poço 15.	53
Figura 5.65: Vazão de Água para o poço 20.	53
Figura 5.66: Vazão de Óleo para o poço 20.	53
Figura 5.67: Médias de vazão de água correspondentes a cada estratégia.	54
Figura 5.68: Médias de vazão de óleo correspondentes a cada estratégia.	54
Figura 5.69: Corte de Água.	55
Figura 5.70: Fator de Recuperação de Óleo.	55

Figura 5.71: Frente de água no poço 7 e 10 após três anos (Completação sem Super-k).....	55
Figura 5.72: Frente de água no poço 7 e 10 após três anos (Completação em Super-k).....	55
Figura 5.73: Frente de água no poço 7 e 10 após seis anos (Completação sem Super-k).	55
Figura 5.74: Frente de água no poço 7 e 10 após seis anos (Completação em Super-k).	55
Figura 5.75: Frente de água no poço 7 e 10 após dez anos (Completação sem Super-k).....	56
Figura 5.76: Frente de água no poço 7 e 10 após dez anos (Completação em Super-k).....	56
Figura A.1: UCF com Super-K – Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e diferentes <i>rock-types</i> do método média harmónica-aritmética. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.....	62
Figura A.2: UCF com Super-k - Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e diferentes <i>rock-types</i> do método numérico. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.....	63

Lista de Tabelas

Tabela 3.1: Métodos de Transferência de Escala.....	22
Tabela B.1: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia completado para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.....	64
Tabela B.2: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia unidades fraturadas para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.	64
Tabela B.3: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia Super-k para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.....	64
Tabela B.4: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia Super-k (excluindo fratura) para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.	64
Tabela B.5: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia sem Super-k para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.....	65
Tabela B.6: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia sem Super-k (excluindo fratura) para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.	65
Tabela B.7: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia completado para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.....	65
Tabela B.8: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia unidades fraturadas para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.	65
Tabela B.9: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia Super-k para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.....	65
Tabela B.10: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia Super-k (excluindo fratura) para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.	66
Tabela B.11: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia sem Super-k para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.....	66
Tabela B.12: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia sem Super-k (excluindo fratura) para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.	66

Lista de Abreviaturas e Siglas

Símbolos Latinos

K	Permeabilidade	mD
D	Espaçamento de fraturas	m
e	Abertura da fratura	m
V	Volume	m ³

Símbolos Gregos

Φ	Porosidade	
μ	Viscosidade	cp

Siglas

TE	Transferência de Escala	
UCF	Unidade Característica de Fluxo	

1. Introdução

Os reservatórios carbonatados contêm elevadas reservas de óleo e gás a nível mundial, o que lhes confere grande importância económica.

Os reservatórios carbonatados são complexos, pois as rochas carbonatadas apresentam heterogeneidades devido ao ambiente deposicional, génese e fracturação. Um elevado número destes reservatórios são naturalmente fraturados e fenómenos pós-deposicionais podem induzir ao aparecimento de *vugs* e fraturas. Com o objetivo de reproduzir tais características geológicas e a interação entre o meio poroso e os fluidos que este contém, são usados modelos de simulação numéricos cada vez mais complexos, o que implica a escolha adequada de métodos de transferência de escala (Ahr, 2008; Mashio *et al.*, 2002).

A transferência de escala (TE) é uma adaptação das propriedades petrofísicas de uma malha fina para as mesmas propriedades numa malha grosseira. A aplicação deste processo deve-se essencialmente a limitações computacionais. O principal objetivo, quando aplicado um dado método de transferência de escala, foca-se em preservar a informação referente ao comportamento da malha fina de forma a representar as características do reservatório com a maior precisão possível.

Os simuladores de fluxo são muito úteis em diversas aplicações práticas, inclusive na validação de técnicas de transferência de escala (Christie, 2001). Na simulação de reservatórios fraturados os dois modelos de simulação representativos de meios fraturados, mais utilizados, são o modelo de dupla porosidade e o modelo de dupla permeabilidade propostos por Warren and Root (1963).

Os reservatórios carbonatados do Pré-sal Brasileiro da Bacia de Santos apresentam características singulares, tal como a presença de feições geológicas de alta permeabilidade, que induzem em altas vazões de produção. É incerto se estas serão fraturas ou camadas muito finas. Assim apesar da presença ou não de fraturas, estes reservatórios carbonatados estão associados a características de fluxo heterogéneo (Correia *et al.*, 2015).

Este trabalho centra-se no modelo Benchmark UNISIM-II que representa um reservatório carbonatado naturalmente fraturado com características do pré-sal. Deste modo, é aplicada uma metodologia que incorpora os processos da transferência de escala e simulação numérica de reservatórios carbonatados em função das unidades características de fluxo (UCF).

1.1. Motivação

Os reservatórios carbonatados do Pré-sal Brasileiro, na Bacia de Santos, caracterizam-se por ser muito heterogêneos, estes representam numerosos desafios e uma nova fronteira exploratória. O estudo dos reservatórios carbonatados é complexo e desafiante, sendo que estes possuem características geológicas e petrofísicas que os tornam únicos e relevantes na indústria petrolífera.

O caso de estudo deste trabalho está associado a um reservatório carbonatado naturalmente fraturado com algumas feições dinâmicas do pré-sal, nomeadamente, feições geológicas de alta permeabilidade, que induzem em altas vazões de produção. Deste modo, são implicados desafios a vários níveis: (1) divisão do reservatório em unidades características de fluxo, (2) o uso de diferentes técnicas de transferência de escala em função das diferentes UCF, de forma a definir uma solução de referência e obter uma boa relação entre a malha de referência e a malha fina, (3) representação das heterogeneidades (camadas Super-k/ fraturas) no simulador de fluxo, (4) completação do poço em função das diferentes UCF, de forma a evitar regiões desfavoráveis à produção.

1.2. Objetivos

O objetivo deste trabalho é avaliar qual o melhor método de transferência de escala a ser aplicado ao modelo Benchmark UNISIM-II, associado a um reservatório carbonatado naturalmente fraturado, de forma a garantir que o modelo de simulação de reservatório obtenha um comportamento estático e dinâmico, similar ao modelo geológico, num tempo computacional de simulação aceitável.

As principais metas deste trabalho são:

1. Separação do reservatório por unidades características de fluxo (região do reservatório com características petrofísicas e de escoamento similar);
2. Transferência de escala das propriedades estáticas e dinâmicas que caracterizam as unidades características de fluxo;
3. Validação da transferência de escala do modelo estático, com base na análise do parâmetro geoestatístico - histograma;
4. Validação da transferência de escala do modelo dinâmico com base no escoamento;
5. Integração das unidades características de fluxo no modelo de simulação;
6. Validação do modelo de simulação através da avaliação da influência das unidades características de fluxo, em função da completação do poço;

1.3. Estrutura da Tese

Esta tese é constituída por sete capítulos. O Capítulo 1 apresenta a introdução do trabalho, motivação e objetivos. O Capítulo 2 apresenta o estado da arte , no qual são colocados os conceitos básicos e trabalhos relevantes sobre a caracterização de reservatórios carbonatados naturalmente fraturados, transferência de escala e simulação numérica de reservatórios carbonatados.

O Capítulo 3 descreve a metodologia do trabalho. O Capítulo 4 descreve o caso de estudo e o processo inicial para a transferência de escala. O Capítulo 5 apresenta a discussão e comparação dos resultados obtidos e o Capítulo 6, as conclusões finais do trabalho e sugestões de trabalhos futuros. Por fim, o Capítulo 7 apresentada as referências bibliográficas utilizadas durante a elaboração da tese.

2. Estado da Arte

Este capítulo apresenta fundamentos teóricos e trabalhos relevantes para o entendimento dos temas abordados ao longo deste trabalho, nomeadamente, caracterização de reservatórios carbonatados naturalmente fraturados, procedimentos de transferência de escala e simulação numérica de reservatórios carbonatados.

2.1. Caracterização de Reservatórios Carbonatados Naturalmente Fraturados

Os reservatórios carbonatados são corpos rochosos, permeáveis e porosos, que contêm hidrocarbonetos. Estes reservatórios podem apresentar variações nas suas propriedades, o que os torna difíceis de caracterizar. É necessário entender a natureza heterogénea dos carbonatos e isso envolve compreender a porosidade, permeabilidade, textura e sistemas de fraturas (Ahr, 2008).

A porosidade (ϕ), expressa em percentagem, indica a quantidade de espaços vazios existentes numa rocha, podendo os poros estar ou não conectados entre si. A porosidade é definida pela razão entre o volume de poros (V_p) de uma amostra de rocha e o volume total (V_t) dessa mesma amostra (Lucia, 2007; Ahr, 2008).

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad (1)$$

A permeabilidade (K), medida em Darcy (D) ou miliDarcy (mD), é a capacidade que uma rocha tem de se deixar atravessar por um fluido.

$$K = \frac{-Q \times \mu \times l}{A \times (P_1 - P_2)} \quad (2)$$

Onde, Q é o caudal (volume de fluido), μ é a viscosidade do fluido, $(P_1 - P_2)$ é a perda de carga, l é a largura da secção da amostra e A é a área da secção transversal (Ahr, 2008).

Existem vários esquemas de classificação de rochas carbonatadas que facilitam o estudo dos reservatórios carbonatados. Classificações populares e modernas para carbonatos detríticos foram desenvolvidas por Folk (1959 e 1962) (Figura 2.1) e Dunham (1962) (Figura 2.2).

O desenvolvimento de sistemas de classificação tem como objetivo realizar descrições das propriedades fundamentais da rocha de forma sistemática e facilitar a transferência de informação. Nem sempre é possível usar o mesmo esquema classificativo para todos os reservatórios em estudo (Ahr, 2008).

Percent allochems	Over 2/3 lime mud matrix				Subequal spar and lime mud	Over 2/3 spar cement		
	0 - 1%	1 - 10%	10 - 50%	Over 50%		Sorting poor	Sorting good	Rounded and abraded
Representative rock terms	Micrite and dismicrite	Fossiliferous micrite	Sparse biomicrite	Packed biomicrite	Poorly washed biosparite	Unsorted biosparite	Sorted biosparite	Rounded biosparite

Figura 2.1: Esquema de classificação para rochas carbonatadas detríticas (Folk, 1962).

Vários tipos de classificação de porosidade em carbonatos não incluem o modo de origem das rochas e, conseqüentemente, é difícil usar essas classificações para distinguir tipos de poros que se formaram como resultado de processos de deposição daqueles que foram modificados ou criados por diagênese pós-deposicional ou fratura (Ahr, 2008).

Depositional Texture Recognizable					Depositional Texture Not Recognizable
Original Components Not Bound Together During Deposition				Original components were bound together during deposition, as shown by intergrown skeletal matter, lamination contrary to gravity, or sediment-floored cavities that are roofed over by organic or questionably organic matter and are too large to be interslices.	
Contains mud (particles of clay and fine silt size, less than 20 microns)		Grain-supported			Less than * 10 percent mud
Mud-supported		Grain-supported			
Less than 10 percent grains	More than 10 percent grains	More than * 10 percent mud	Less than * 10 percent mud		
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline Carbonate

Figura 2.2: Classificação de Dunham para rochas carbonatadas (Dunham, 1962).

As classificações tradicionais apresentam a limitação de considerar rochas e reservatórios como duas entidades diferentes. Archie (1952), Choquette e Pray (1970) e Lucia (1983) desenvolveram sistemas de classificação para o espaço poroso de rochas carbonatadas, que aproximam a classificação de rochas carbonatadas às propriedades do reservatório, com base na geometria do poro. Este tipo de classificação tem grande utilidade para identificar o tipo de rocha se for usado em conjunto com os esquemas de classificação baseados nas texturas deposicionais.

Archie (1952) desenvolveu um sistema de classificação de porosidade, com o objetivo de relacionar a textura da rocha com as suas propriedades petrofísicas (Figura 2.3). Archie classifica a porosidade visível em quatro classes, classe A, B, C e D, de acordo com a dimensão do poro. Na classe A, a porosidade não é visível e nas classes B, C e D, a porosidade é visível. Considera ainda três categorias texturais (Tipo, I, II e III). A categoria do tipo I corresponde a carbonatos cristalinos, a do tipo II a rochas carbonatadas descritas como “giz” e a categoria do tipo III, corresponde a carbonatos granulares ou sacaroides.

Archie foi o primeiro a integrar informações geológicas de reservatórios na classificação da porosidade, mas tendo em conta que muita da porosidade pode ser alterada ou criada depois da formação da rocha. No entanto, a sua classificação contém uma lacuna por não considerar as relações, classe de porosidade visível/tipo de poro e origem dos poros/origem da rocha (Ahr, 2008).

Choquette e Pray (1970) desenvolveram uma classificação onde integram a formação da porosidade. A porosidade pode ser organizada em duas classes, textura seletiva e não seletiva (Figura 2.3). A classe de textura seletiva incorpora porosidades do tipo intra e interpartícula, intracristalina e móldica. A classe de textura não seletiva inclui fraturas, canais e *vugs*. A classificação de Choquette e Pray permitiu vantagens na descrição da porosidade nos carbonatos, mas não possui uma relação entre rocha e propriedades petrofísicas.

Lucia (1983) propôs uma classificação para a porosidade nos carbonatos que realça a relação entre porosidade, permeabilidade, dimensão das partículas e pressão capilar. A classificação divide o espaço poroso em interpartícula e vugular, sendo que o espaço vugular pode ser conectado ou separado (Figura 2.3).

Segundo Ahr (2008), “*vugs* são poros com dimensão superior aos grãos que preenchem a área circundante”. A sua formação deve-se a uma dissolução diagenética, onde fluidos subsaturados removem a matriz da rocha ou o cimento que liga a matriz.

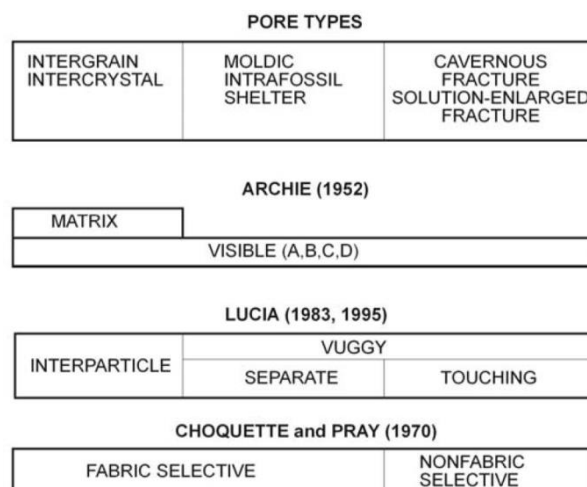


Figura 2.3: Comparação entre a classificação petrofísica do sistema poroso em carbonatos e a classificação de Archie's, Choquette e Pray e Lucia (Lucia, 2007).

Lucia (2007) divide a componente textural em domínio granular e argiloso. A textura granular caracteriza-se por ser suportada por grãos e conter porosidade inter e intraparticula. A textura argilosa apresenta argila no preenchimento das áreas entre os grãos mesmo quando os grãos parecem formar o suporte.

A classificação de Lucia (2007) é subdividida em três classes com base nas relações porosidade/permeabilidade e tamanho do grão (Figura 2.4). A classe 1 é composta por *grainstones*. A classe 2 é composta por *packstones* e a classe 3 é composta por *packstones wackstones* e *mudstones*.

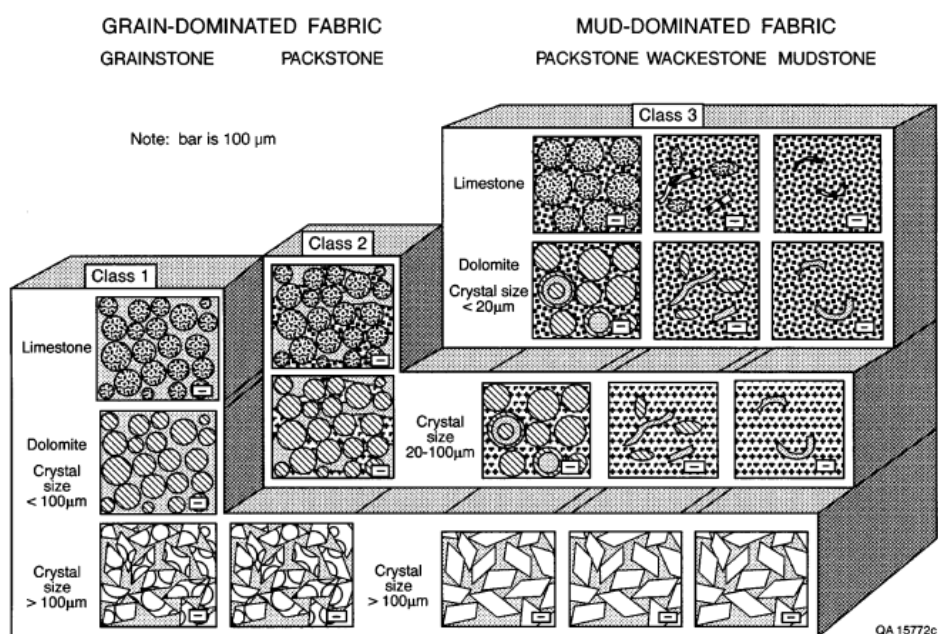


Figura 2.4: Comparação entre as três classes da classificação de Lucia (Lucia, 2007).

Segundo Nelson (2001), reservatórios fraturados são “os reservatórios onde as fraturas naturais têm ou tendem a ter, um significante efeito no fluxo de fluido tanto na forma de aumentar a permeabilidade do reservatório e/ou reservas como no aumento da anisotropia da permeabilidade”.

Nelson (2001) classifica a fratura de reservatório como uma descontinuidade planar macroscópica que ocorre naturalmente na rocha devido à deformação ou processos de diagênese. O autor identifica quatro categorias de morfologia de fraturas: (1) fraturas abertas, (2) fraturas deformadas, (3) fraturas preenchidas por minerais e (4) fraturas do tipo *vug*.

Nos reservatórios fraturados a morfologia da fratura influencia a porosidade e permeabilidade da fratura. A porosidade na fratura é a percentagem do volume total de rocha composta por poros da fratura e é representada por:

$$\phi_f = [e/(D + e)] \times 100 \quad (3)$$

onde, ϕ_f é porosidade na fratura, (e) é a largura média da fratura eficaz e (D) é o espaçamento médio entre fraturas (Ahr, 2008).

A permeabilidade na fratura distingue-se da permeabilidade na matriz com base em dois parâmetros, a largura da fratura (e) e o espaço entre fraturas (D) (Ahr, 2008).

Segundo Nelson (2001), os reservatórios fraturados podem ser divididos em:

- Tipo I: As fraturas providenciam porosidade e permeabilidade ao reservatório.
- Tipo II: As fraturas fornecem permeabilidade ao reservatório.
- Tipo III: As fraturas assistem a permeabilidade num reservatório com capacidade de escoamento na matriz.
- Tipo IV: As fraturas não adicionam porosidade ou permeabilidade, mas impõem anisotropias.

Os reservatórios do Tipo I caracterizam-se por conter pequenas reservas, devido à porosidade da matriz, a principal fonte de armazenamento ser insignificante. Um exemplo deste tipo de reservatório é o campo Amal, na Líbia. O campo de Agha Jari, no Irão, é um exemplo de um reservatório do tipo II. Estes reservatórios apresentam uma capacidade elevada de armazenamento comparando com os reservatórios do tipo I. Os reservatórios do tipo III constituem alguns dos maiores campos petrolíferos existentes. Nestes reservatórios, tanto a matriz como a fratura, têm uma capacidade significativa de escoamento. O campo Kirkuk localizado no Irão e o campo Hassid Messaoud na Argélia são exemplos deste tipo de reservatórios.

2.2. Transferência de Escala

As técnicas de transferência de escala surgiram associadas à simulação numérica de reservatórios quando esta passou a ser empregada na indústria de petróleo. Inicialmente, a transferência de escala das propriedades petrofísicas estava unicamente associada a limitações computacionais. Atualmente, o seu estudo foca-se no desenvolvimento de novas técnicas que permitam melhorar a caracterização de reservatórios (Ligero *et al.*, 2001; Sanjombi, 2004).

A transferência de escala, segundo Ligero *et al.* (2001), “é a adaptação da distribuição espacial das propriedades petrofísicas de malhas finas para malhas de discretização numérica mais grosseiras”. Assim, cada valor das propriedades dos blocos da malha grosseira é determinado a partir dos valores das propriedades dos blocos da malha fina (Figura 2.5).

Um dos principais objetivos da transferência de escala foca-se em preservar a informação referente ao comportamento da malha fina. Na aplicação de um dado método deve-se ter em conta dois aspetos: (1) a conformidade entre os resultados obtidos para a malha grosseira relativamente aos resultados obtidos para a malha fina e (2) tempo de transferência de escala. Caso a simulação numérica da malha fina fosse possível, os resultados obtidos na simulação numérica na malha grosseira deviam ser análogos aos obtidos para a malha fina de forma a não ocorrer perda de informação (Ligero *et al.*, 2001; Maschio e Schiozer, 2003).

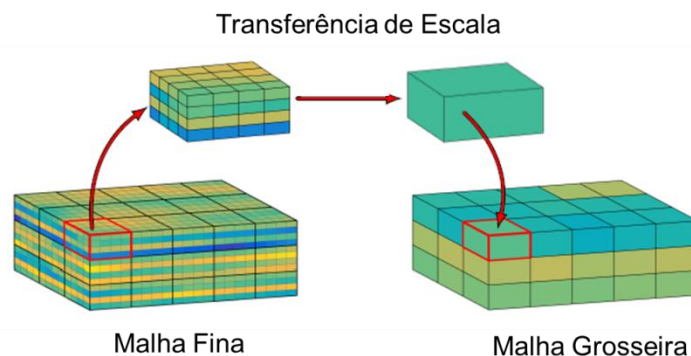


Figura 2.5: Transferência de escala (Adaptado de Hilden, 2016).

Os simuladores de reservatórios comuns têm uma limitação de número de blocos na ordem de 10^5 - 10^6 blocos. O número concreto de blocos varia de acordo com o tipo de simulador (*Black-oil*, composicional etc.) e *hardware*. Os modelos geológicos, onde são representadas as características geológicas, contêm blocos na ordem de 10^7 - 10^8 . Sendo assim, a simulação numérica de um modelo com mais de 10^6 blocos não é computacionalmente viável e, por isso, a transferência de escala é um procedimento fundamental (Durlfolsky, 2005).

A questão fundamental da TE é a conversão de modelos geológicos altamente detalhados na escala de simulação numérica, num tempo computacional aceitável. Os métodos tradicionais de transferência de escala incluem as médias estatísticas (aritmética, harmônica e geométrica). Estas técnicas são geralmente rápidas, mas apresentam algumas limitações quando aplicadas. As técnicas modernas envolvem o uso do coeficiente de Dykstra-Parsons, pseudo-funções, simulação de fluxo, diferenças finitas, meios efetivos ou fluxo eficiente (Mikes et al., 2006) (Christie, 1996).

Christie e Blunt (2001) realizaram um estudo onde comparam métodos de transferência de escala com base nos resultados obtidos através de simulação numérica de fluxo de malhas grosseiras, realizados por nove empresas distintas. Para o estudo foram utilizados dois modelos de reservatórios, um simples, bidimensional com 2000 blocos e outro tridimensional mais complexo com 1.1 milhões de blocos. Segundo os autores, relativamente ao modelo mais simples, todos os participantes obtiveram bons resultados para a malha grosseira comparativamente com a malha fina. No entanto, no modelo mais complexo, os mesmos concluíram que os métodos de transferência de escala baseada no fluxo com condições de contorno de fluxo fechado são os que melhor representam a permeabilidade absoluta equivalente. A comparação dos resultados obtidos demonstra que quando as curvas de pseudo-permeabilidade relativa são incluídas nos modelos de simulação das malhas grosseiras ocorre uma maior concordância entre os resultados obtidos para a malha fina e grosseira.

Ligero *et al.* (2001) realizaram um estudo onde comparam diferentes técnicas de transferência de escala com diferentes malhas finas (referência) que representam quatro tipos de reservatórios, com o intuito de determinar quais as técnicas mais adequadas para cada caso. Os métodos de transferência de escala foram aplicados exclusivamente na permeabilidade absoluta e consistem em métodos simples: média aritmética, harmônica, geométrica, método da potência e método numérico (com base

em diferenças finitas). A comparação entre os métodos de transferência de escala foi efetuada através da simulação de escoamento no reservatório e tem por base a proximidade de resultados entre a malha fina e malha grosseira.

Maschio e Schiozer (2003) propuseram uma nova técnica de transferência de escala da permeabilidade absoluta baseada no coeficiente Dykstra-Parsons. O método caracteriza-se pela aplicação dos limites superior e inferior dos valores de permeabilidade, para determinar efeitos direcionais das heterogeneidades. A diferença fundamental é o emprego do coeficiente Dykstra-Parsons para medir o nível de heterogeneidade do meio em estudo.

Khvoenkova e Delorme (2009) propuseram uma metodologia que combina a precisão do método numérico para redes de fraturas com baixa conectividade e a eficiência computacional do método analítico, tendo como critério, o índice de conectividade das fraturas. A Figura 2.6 demonstra um aumento do tempo computacional do método numérico em função do índice de conectividade.

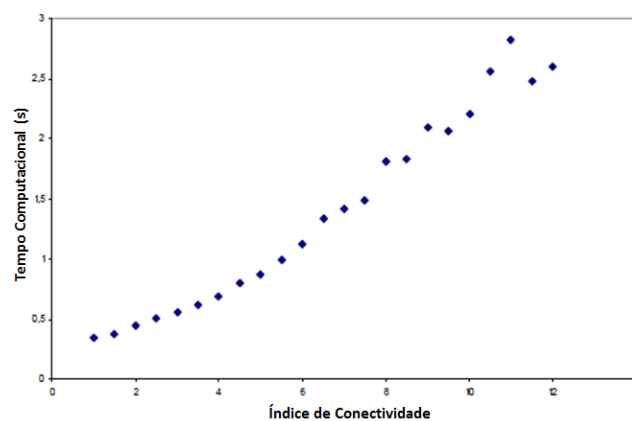


Figura 2.6: Tempo computacional em função do índice de conectividade (Adaptado de Khvoenkova e Delorme, 2009).

Segundo Khvoenkova e Delorme (2009) “o índice de conectividade representa a média estatística do número de interseções por fratura”.

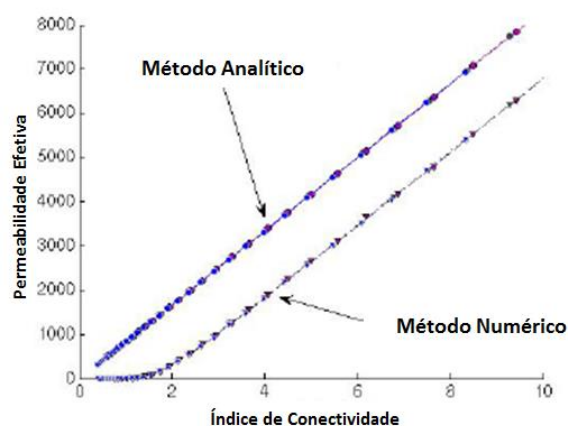


Figura 2.7: Permeabilidade efetiva em função do índice de conectividade para o método numérico e analítico (Adaptado de Khvoenkova e Delorme, 2009).

A Figura 2.7 avalia a permeabilidade efetiva em relação ao índice de conectividade para o método numérico e analítico. Ao contrário do método numérico, o método analítico é linearmente dependente da densidade de fraturas e assim, os resultados dos métodos vão depender da conectividade da rede de fraturas. Esta metodologia permite alternar entre o método numérico e o método analítico no mesmo reservatório, o que diminui o tempo computacional e permite obter resultados consistentes.

Cottureau *et al.* (2010) compararam o método analítico de Oda (1985) com o método numérico de transferência de escala. Foi observado, que os métodos numéricos disponíveis nos *softwares* comerciais geralmente apresentam limitações, quando os modelos apresentam um elevado número de blocos e o método analítico deve ser usado com precaução devido às premissas.

2.2.1. Métodos de Transferência de Escala - Matriz

2.2.1.1. Médias Estatísticas

A média aritmética, geométrica e harmônica, ou médias estatísticas, consistem na aplicação de médias volumétricas da propriedade em estudo, num conjunto de blocos da malha fina, de modo a se obter a representação da respectiva propriedade na malha mais grosseira. Estas médias são simples e computacionalmente rápidas, mas não consideram os aspetos direcionais das heterogeneidades (Cruz, 1991).

A média aritmética tem como resultado um valor, que representa uma amostragem de valores. É normalmente usada para propriedades aditivas, como a porosidade, a saturação e *net to gross* (Schlumberger, 2015). É expressa por:

$$P = \frac{\sum_i w_i p_i}{\sum_i w_i} \quad (4)$$

A média harmônica é comumente aplicada para a permeabilidade, pois é sensível a valores baixos (Schlumberger, 2015). É expressa por:

$$P = \frac{\sum_i w_i}{\sum_i \frac{w_i}{p_i}} \quad (5)$$

A média geométrica pode ser um bom estimador da permeabilidade se esta não possuir correlação espacial. A média geométrica é sensível a valores baixos o que vai implicar influência nos resultados (Schlumberger, 2015). É representada por:

$$P = \exp\left(\frac{\sum_i w_i \log(p_i)}{\sum_i w_i}\right) \quad (6)$$

2.2.1.2. Método da Potência

O método da potência é um método de transferência de escala aplicado à permeabilidade. Baseia-se no facto de que a permeabilidade do bloco se deve situar entre a média aritmética e harmónica das células que constituem o bloco. O método da potência é descrito através da seguinte equação:

$$K_{eq} = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N K_i^p \right)^{\frac{1}{p}} \quad (7)$$

onde, K_i é a permeabilidade do elemento numerado i no subdomínio, N é o número de elementos no subdomínio e K_{eq} é a média (equivalente) da permeabilidade do subdomínio. Na equação, quando $p = -1$ é assumida a média harmónica para a permeabilidade efetiva (K_{eq}), para $p = 1$ é assumida a média aritmética. A média geométrica obtém-se quando o expoente tende para zero ($p \rightarrow 0$).

O expoente pode ser negativo ou uma fração mas não pode adotar o valor zero. De uma forma convencional este método é usado selecionando um expoente da gama de $-1 \leq p \leq 1$ (Mashio e Schiozer, 2003).

2.2.1.3. Médias Direcionais

As médias direcionais são um conjunto de combinações entre as médias simples (aritmética e harmónica), propostas por Cardwell and Parsons e Le Loc'h, que têm em conta alguns aspetos direcionais das heterogeneidades (Figura 2.8). Isto torna-as similares aos métodos numéricos, mas com um tempo computacional menor (Maschio e Schiozer, 2003).

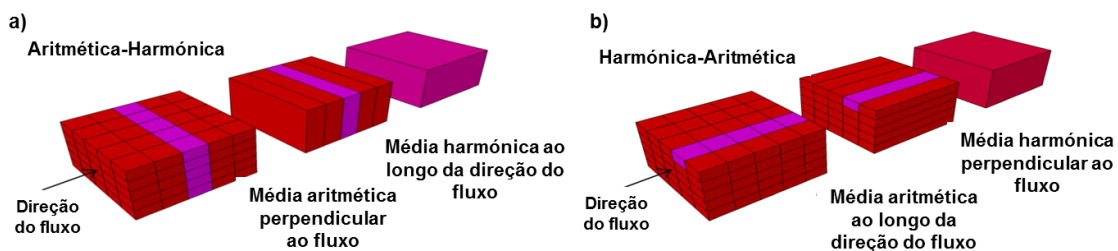


Figura 2.8: Médias direcionais. a) Média Aritmética-Harmónica e b) Média Harmónica-Aritmética (Adaptado de Schlumberger, 2015).

2.2.1.4. Método Numérico – *Flow-based*

O método *flow-based* é um método disponibilizado pelo software Petrel (2015). Envolve a execução de uma simulação de pressão numérica sobre um conjunto de blocos finos, de forma a determinar a permeabilidade representante nos blocos da malha grosseira.

O campo de pressão é estimado através de um método numérico (média harmónica ou diferenças finitas). Para tal, é introduzida uma pressão variável desconhecida no centro do bloco e no centro de cada lado do bloco. As condições de contorno (Figura 2.9) fluxo aberto, fluxo fechado e fluxo fechado entre camadas impõem o gradiente de pressão (Schlumberger, 2015).

Na condição de contorno fluxo aberto, ao fluxo é permitido atravessar todos os lados dos blocos. Nos restantes limites é aplicado um campo de pressão que varia de forma linear. Na condição fluxo fechado, o fluxo atravessa o bloco mas apenas na direção de fluxo, não atravessando para fora dos lados do bloco. Os restantes limites estão fechados, ou seja, o gradiente de pressão através do limite é mantido em zero. A condição de contorno fluxo fechado entre camadas é similar à condição fluxo aberto, com a exceção do topo e da base do bloco estarem fechados, quando se aplica uma queda de pressão numa direção horizontal (Schlumberger, 2015).

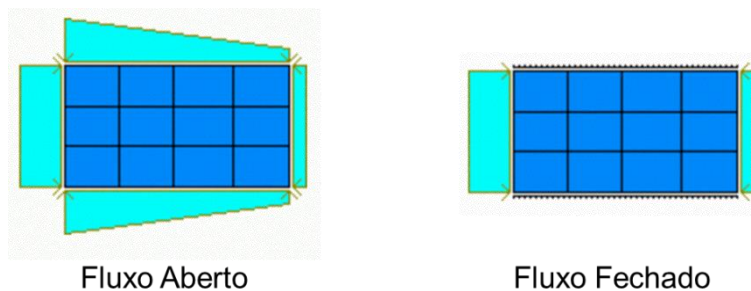


Figura 2.9: Tipos de condições de contorno (Adaptado de Schlumberger, 2015).

2.2.2. Métodos de Transferência de Escala - Fratura

2.2.2.1. Método de ODA

Oda (1985) propôs um método analítico onde a permeabilidade efetiva é obtida através da soma dos tensores da permeabilidade efetiva das fraturas, relativamente a uma função de distribuição de probabilidades. Para o cálculo do tensor de cada fratura assume-se que o fluxo ocorre unicamente na direção da mesma. Independentemente da posição da fratura é suposto que o gradiente de pressão local, que atua na mesma, seja igual ao gradiente de pressão global do reservatório. Em

consequência, os efeitos de percolação são negligenciados e é esperado que as permeabilidades equivalentes sejam linearmente proporcionais às variações das densidades.

Este método é um dos mais utilizados no cálculo da permeabilidade equivalente de blocos fraturados pois apresenta eficiência a nível computacional. No entanto, apresenta algumas limitações: (1) apenas é válido para uma rede de fraturas discretas de alta densidade e bem conectada e (2) assume que cada fratura percorre o bloco de face a face.

O cálculo do tensor da permeabilidade efetiva através do método de Oda é descrito pela seguinte fórmula:

$$K_f = \frac{1}{V_{cell}} \sum_{s=1}^{NBsets} \sum_{f=1}^{NBFracs} V_{f,s} \frac{C_{f,s}}{12e_{f,s}} \overline{N_{f,s}} \quad (8)$$

onde V_{cell} é o volume do bloco, NB_{sets} é o número de conjunto de fraturas, NB_{Fracs} é o número de fraturas por conjunto, $V_{f,s}$ é o volume de fraturas, $C_{f,s}$ e $e_{f,s}$ correspondem à condutividade da fratura e abertura de fratura, respetivamente e $\overline{N_{f,s}}$ é respetivo à projeção da matriz relativamente ao gradiente de pressão do bloco no plano de fratura.

2.2.2.2. ODA Corrected

O método Oda (1985) Corrected é uma versão mais atual disponibilizada pelo *software* Petrel (2015), que apresenta melhorias no método de Oda (1985). O método tem em conta a conectividade da rede de fratura. O objetivo deste método é ser o mais similar possível ao método numérico (*flow-based*), mas com um menor tempo computacional.

2.2.2.3. Método Numérico

O método numérico tem em conta a conectividade entre fraturas sendo, por isso, o mais adequado ao cálculo de permeabilidades efetivas para redes de fratura de baixa conectividade. Este método apresenta duas limitações: elevado tempo computacional e resultados dependentes do tipo de condição de contorno.

Segundo Elfeel e Geiger (2002), dependendo das heterogeneidades do modelo geológico as condições de contorno podem ter um forte impacto no resultado da permeabilidade equivalente. Comumente são usados quatro tipos de condições de contorno: (a) sem fluxo, (b) pressão linear, (c) pressão constante e (d) pressão periódica (Figura 2.10).

As condições de contorno são fixadas dependendo da direção para a qual se quer determinar a permeabilidade equivalente. É imposta uma diferença de potencial constante entre a face de entrada e a face de saída do fluxo, na direção de interesse e condições de ausência de fluxo nas restantes direções (Elfeel e Geiger, 2012) (Cruz, 1991).

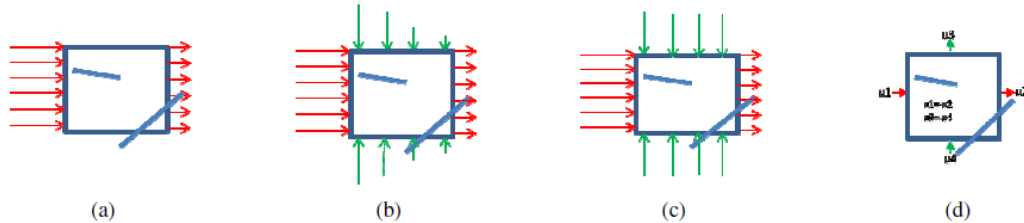


Figura 2.10: Tipos de condições de contorno: (a) sem fluxo (b) pressão linear (c) pressão constante e (d) pressão periódica (Elfeel e Geiger, 2012).

2.3. Simulação Numérica de Reservatórios Carbonatados

A presença de fraturas em reservatórios pode gerar impacto em relação ao comportamento do fluxo no meio poroso. Os dois modelos de simulação numérica representativos de meios fraturados mais utilizados são o modelo de dupla porosidade e o de dupla permeabilidade.

A diferença fundamental entre o modelo de dupla porosidade e o de dupla permeabilidade centra-se na comunicação entre a matriz. O modelo de dupla porosidade considera apenas o fluxo na rede de fraturas e a matriz exerce a capacidade de armazenamento de fluidos. O modelo de dupla permeabilidade permite a comunicação entre blocos da matriz, representando assim, de forma mais coerente, as regiões do meio fraturado onde a densidade de fraturas é menor (Barenblatt *et al.*, 1960) (Gilman e Kazemi, 1983).

O conceito de dupla porosidade, onde o reservatório fraturado é assumido como sendo composto por um meio de fratura e um meio de matriz, que trocam fluidos entre si, foi introduzido por Barenblatt *et al.* (1960).

No modelo de dupla porosidade, o meio poroso e fraturado estão sobrepostos fisicamente no espaço e são representados por duas malhas iguais onde, cada uma, representa a componente de fratura e a componente de matriz (Correia, 2014).

Warren e Root (1963) propuseram os primeiros modelos de dupla porosidade e dupla permeabilidade. Reescreveram o fator geométrico proposto por Barenblatt *et al.* (1960) e propuseram o fator de forma como a representação geométrica simplificada do reservatório, para facilitar a formulação da transferência matriz-fratura. Fisicamente, o modelo é composto por um conjunto de blocos em forma de paralelepípedos, uniformes, homogêneos e isotrópicos que representam a matriz e são limitados por planos, que representam os planos de fratura (Figura 2.11).

O modelo considera várias premissas:

- a) O material referente à porosidade primária é homogêneo e isotrópico;
- b) A porosidade secundária é contida dentro de fraturas ortogonais e contínuas, sendo que cada fratura é paralela a um dos principais eixos de permeabilidades;
- c) As fraturas paralelas a cada um dos eixos são uniformemente espaçadas e de abertura constante;
- d) Um espaçamento de fratura diferente pode existir ao longo de cada eixo para simular um grau de anisotropia apropriado;
- e) O complexo de porosidade primária e secundária é homogêneo, embora anisotrópico; o fluxo pode ocorrer entre porosidade primária e secundária, mas o fluxo entre elementos de porosidade primária não pode ocorrer.

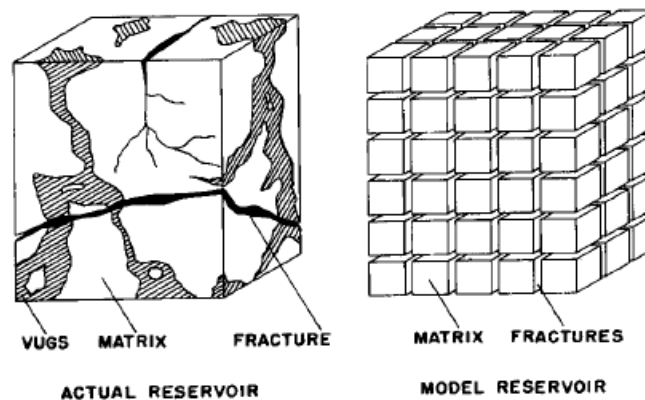


Figura 2.11: As funções de transferência do tipo Warren e Root (Warren e Root,1963).

Bourbiaux (2010) desenvolveu uma metodologia, onde relaciona os meios matriz e fratura, com o objetivo de classificar os modelos de fluxo mais indicados. Para tal, recorre a vários critérios:

- a) Determinação de uma escala equivalente para os meios fratura e matriz, com base na comparação entre a escala de fraturas e a dimensão dos blocos da malha representante da matriz;
- b) Conectividade da rede de fratura;
- c) Fluxo na matriz;
- d) Escala de tempo da deslocação de fluxo entre os meios de fratura e matriz (t_e) em comparação com a escala de tempo de transporte de um fluido nas fraturas (Δt_f);

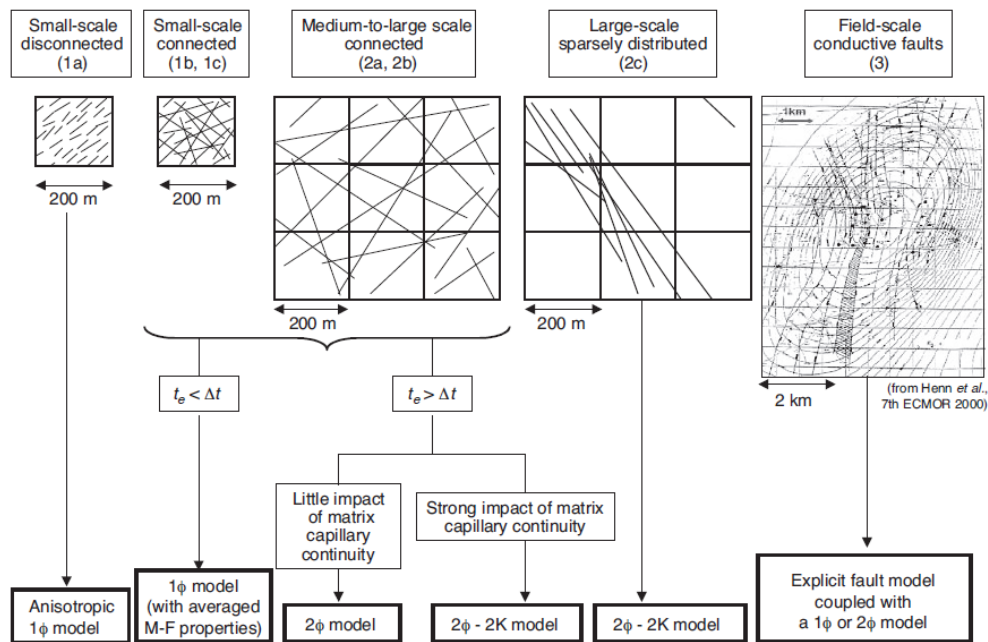


Figura 2.12: Metodologia de Bourbiaux (Bourbiaux, 2010).

A Figura 2.12 representa a metodologia de Bourbiaux (2010) para selecionar o modelo de fluxo adequado de acordo com os critérios mencionados. No caso 1a, as fraturas estão desconectadas, pelo que, um modelo de fluxo de porosidade simples é o mais apropriado, uma vez que a matriz é o único meio que garante a continuidade do fluxo, de bloco a bloco.

No caso 1b, as fraturas constituem uma rede conectada. O valor de t_e é menor que o valor de Δ_t , o que indica que a deslocação do fluxo entre fratura e matriz é mais rápido comparativamente ao fluxo no sistema de fraturas. Um modelo de fluxo de porosidade simples com permeabilidades equivalentes é o recomendado, pois considera ambos os meios.

No caso 1c, as fraturas estão bem conectadas e t_e é maior que Δ_t . Ou seja, um modelo de fluxo de dupla porosidade é o mais adequado, pois a transferência matriz-fratura é mais lenta em relação à transferência de fluidos na fratura.

Nos casos 2a e 2b, as fraturas formam uma rede bem conectada. O caso 2a é equivalente ao caso 1b, $t_e < \Delta_t$, sendo o modelo de fluxo apropriado o de porosidade simples. No caso 2b, semelhante ao caso 1c, $t_e > \Delta_t$, requer um modelo de fluxo de porosidade dupla. Neste caso, quando as fraturas excedem a dimensão do bloco é necessário um modelo de fluxo de permeabilidade dupla, que permite considerar o fluxo entre os blocos da matriz.

No caso 2c, as fraturas constituem uma rede conectada apenas em algumas regiões do reservatório. Nas regiões fraturadas, este caso é análogo ao caso 2a, sendo o modelo de porosidade dupla a melhor solução. Nas regiões não fraturadas deve ser aplicado um modelo de permeabilidade dupla, que tem em consideração o fluxo entre os blocos da matriz.

No caso 3, as fraturas têm uma dimensão superior à dimensão do bloco e ocorre a presença de falhas no reservatório. Neste caso, deve ser aplicado um modelo de falha acoplado a um modelo de porosidade simples ou dupla porosidade, consoante as características do reservatório. Assim, se o reservatório for fraturado não poroso a solução indicada é o modelo de porosidade simples. Contudo, se as fraturas de larga escala controlarem o fluxo de fluidos produzidos por microfraturas e/ou *vugs* o modelo mais adequado é o de dupla porosidade. Caso o reservatório seja não fraturado e heterogéneo com camadas muito finas a controlar o fluxo, é necessário um modelo de porosidade dupla.

3. Metodologia

3.1. Metodologia Geral

Este capítulo apresenta uma descrição detalhada da metodologia aplicada ao longo deste trabalho. A metodologia é adaptada de Correia *et al.* (2016).

Etapa 1

- Divisão do reservatório em unidades características de fluxo (UCF);

Etapa 2

- Transferência de escala, por escala de heterogeneidades (matriz e fratura), para cada UCF, numa região entre poços;
- Comparação dos diferentes métodos da transferência de escala, por escala de heterogeneidades;
- Validação da transferência de escala com base no comportamento estático e dinâmico do reservatório;
- Ajuste dinâmico através da calibração dos expoentes de corey da permeabilidade relativa.

Etapa 3

- Extrapolação dos métodos apropriados de transferência de escala, de cada UCF, para um modelo único de simulação;
- Validação do modelo de simulação através de avaliação da influência das unidades características de fluxo, em função da completação do poço;

O principal objetivo da aplicação desta metodologia (Figura 3.1) é a calibração da transferência de escala com base no ajuste dos resultados das simulações das malhas grosseiras, obtidos através das simulações das malhas finas correspondentes, de forma a concluir qual o melhor método a aplicar ao modelo de simulação.

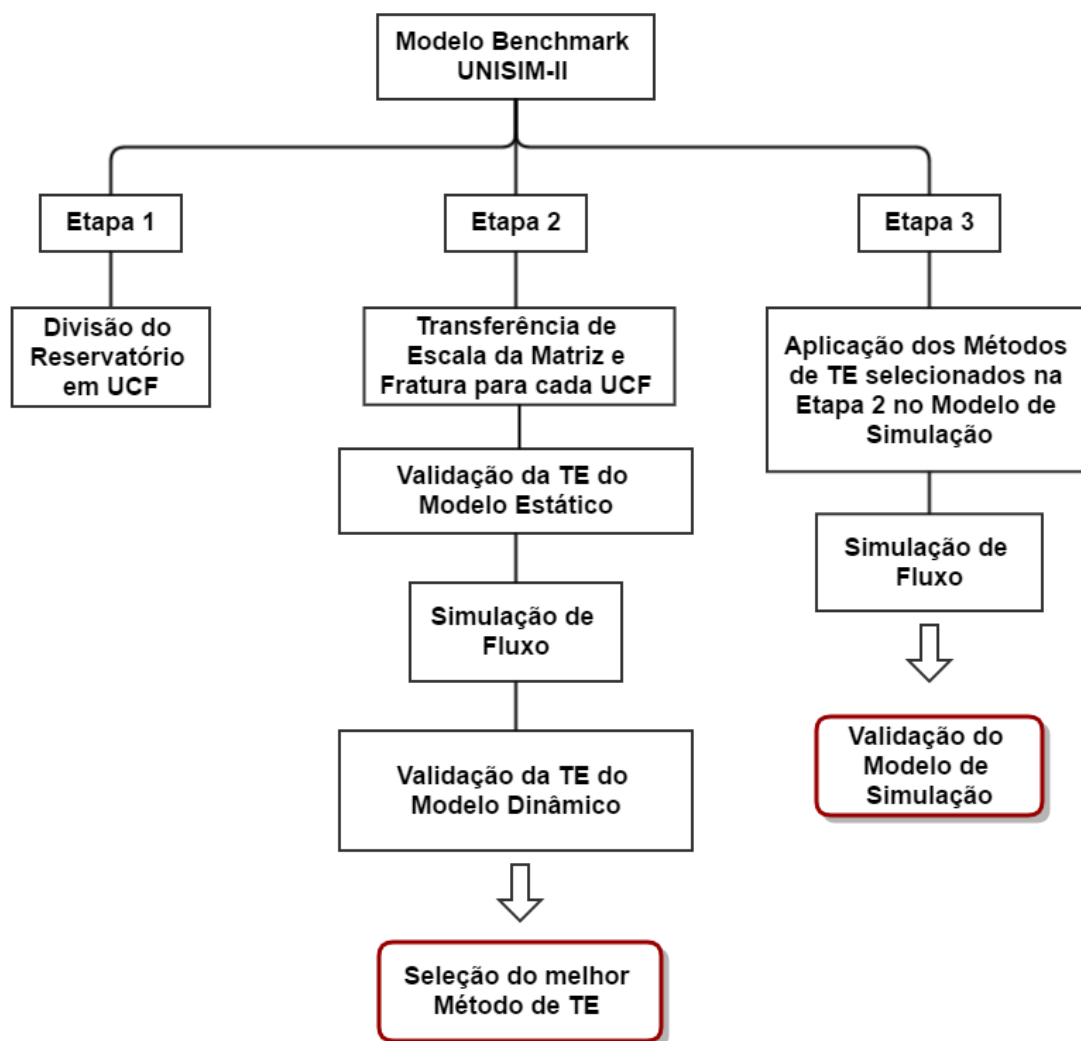


Figura 3.1: Metodologia adotada.

3.2. Etapa 1 – Divisão do Reservatório em UCF

De forma avaliar o procedimento de TE mais adequado, de forma rápida e eficiente, o reservatório é separado segundo a escala de heterogeneidades e comportamento dinâmico, em regiões com características petrofísicas e de escoamento próximas, denominadas de unidades características de fluxo (UCF). Não é viável o uso de uma malha de referência para todo o reservatório, devido ao tempo de simulação computacional elevado e nem sempre o mesmo método de transferência de escala é o mais indicado para as diferentes unidades características de fluxo.

Sendo assim, através da divisão do reservatório, segundo as diferentes unidades características de fluxo, é possível definir uma solução de referência (malha fina) e obter controle das propriedades estáticas e pseudo-funções (permeabilidade relativa) de forma a se obter uma relação numérica entre a malha fina e a malha grosseira ao longo do procedimento da transferência de escala.

3.3. Etapa 2 – Transferência de Escala

Para cada UCF é definida uma região entre poços, de forma a possibilitar o uso de uma solução de referência (malha fina). Seguindo o conceito de UCF, previamente apresentado, é previsto que a região caracterizada entre poços reproduza o comportamento dinâmico e estático da UCF, para todo o reservatório. Portanto, a TE é efetuada para uma região entre poços, para cada UCF, de forma a possibilitar o uso de uma solução de referência.

A descrição desta etapa é dividida em duas seções consoante a transferência de escala das respectivas heterogeneidades - matriz e fratura. Para a transferência de escala é utilizado o *software* Petrel da Schlumberger.

3.3.1. Etapa 2.1 – Transferência de Escala da Matriz

Nesta seção é realizada a transferência de escala das propriedades estáticas (porosidade, net-gross e permeabilidade) da matriz. Os métodos comparados neste trabalho estão especificados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Métodos de Transferência de Escala.

Médias Estatísticas	Método da Potência	Médias Direcionais	Método Numérico (<i>Flow-based</i>)
Média Aritmética	Expoente 0.5	Aritmética-Harmónica	Média Harmónica
Média Harmónica			
Média Geométrica	Expoente -0.5	Harmónica-Aritmética	Diferenças Finitas

Para a simulação de fluxo é utilizado o simulador comercial *black-oil* IMEX, da CMG. Os parâmetros resultantes da simulação e utilizados para efeito de comparação são: corte de água, pressão média no reservatório, fator de recuperação de óleo e vazão de óleo. A validação é realizada através da comparação dos resultados da simulação obtidos para a malha grosseira e a malha fina, usada como referência.

3.3.2. Etapa 2.2 – Transferência de Escala da Fratura

Nesta secção, que consiste na realização da transferência de escala da fratura, são aplicados e comparados o método de Oda e Oda Corrected.

A validação e comparação entre os métodos de transferência de escala, tal como na etapa anterior, são realizadas por meio de histogramas e simulação numérica. Os parâmetros resultantes da simulação e conseqüentemente utilizados para efeito de comparação mantêm-se os mesmos: corte de água, pressão média no reservatório, fator de recuperação e vazão de óleo.

Mesmo após a seleção do método de transferência de escala mais adequado deve-se ajustar o modelo. A combinação das propriedades estáticas é ajustada ao modelo. Assim, o uso de pseudo-funções (pseudo-curva de pressão capilar ou permeabilidade relativa) deve ser aplicado de forma a obter um bom ajuste numérico com a malha fina. O ajuste através de pseudo-curvas de permeabilidade relativa é realizado variando os expoentes de Corey.

O acréscimo do expoente de Corey relativamente à fase de água ou óleo delimita a mobilidade das fases. Em relação à pressão capilar, a restrição dos efeitos capilares limita a embebição de água na matriz provocando um avanço rápido da água na fratura. (Correia, 2014)

3.4. Etapa 3 – Modelo de Simulação

Esta etapa consiste na realização da transferência de escala para todo o reservatório, mas aplicando as técnicas de transferência de escala e pseudo-funções apropriadas para cada UCF, definidas anteriormente.

A validação de todo o processo de transferência de escala consiste na avaliação da consistência numérica do modelo de simulação com base na presença de erros ou inconsistências na simulação numérica. Para isso é aplicada uma estratégia de produção inicial, com base em quatro conjuntos de *five spots*, perfazendo no total, 4 poços injetores e 16 poços produtores, de forma a ilustrar a influência das diferentes UCF no escoamento e produção, ao longo de dez anos.

Para efeitos de validação do processo de transferência de escala é verificada a influência das diferentes UCF no escoamento e produção. Tem-se por base um estudo de sensibilidade na completção dos poços em função da unidade de fluxo presente. São adotadas seis estratégias diferentes de completção: (1) completção completa, para toda a espessura do reservatório, (2) completção apenas nos blocos com intersecção de Super-k, (3) completção nos blocos sem Super-k, (4) completção nos blocos com Super-k excluindo a fratura, (5) completção nos blocos sem Super-k e sem fratura e (6) completção apenas nos blocos com intersecção de fraturas.

4. Aplicação

Este capítulo apresenta o caso de estudo deste trabalho e processo inicial para a realização da transferência de escala.

4.1. Descrição do Caso de Estudo

O caso de estudo usado neste trabalho trata-se do modelo Benchmark UNISIM-II baseado numa combinação entre características dos campos do Pré-Sal Brasileiro e do campo de Ghawar desenvolvido por Correia *et al.* (2015).

O modelo geológico (malha fina) tem uma dimensão de bloco de 50x50 metros na horizontal e aproximadamente 1 metro na vertical (Figura 4.1).

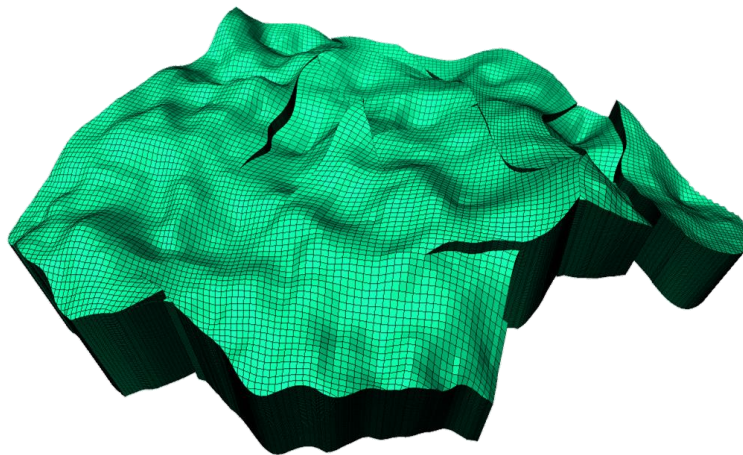


Figura 4.1: Modelo Geológico.

Os dados geológicos e de rocha/fluido combinam dados de Pré-sal Brasileiro, informações do campo de Ghawar e dados sintéticos.

A distribuição das *fácies* (Figura 4.2) segue um modelo carbonatado real e dados sintéticos. O campo é caracterizado por quatro *fácies*, derivadas de diferentes ambientes geológicos: alta energia, energia média, baixa energia e a unidade Super-K. O ambiente de alta energia é representado por *grainstones*. O ambiente de energia intermédia é constituído por *packstones* com boas a médias características petrofísicas de reservatório. A *fácies non-reservoir* que representa o ambiente de baixa energia não é caracterizada como reservatório e apenas representa uma pequena porção do mesmo.

A unidade de fluxo Super-k encontra-se distribuída aleatoriamente, a sua génese é pós-deposicional e está relacionada com eventos diagenéticos. Esta unidade tem dimensão horizontal de 1000 metros e uma espessura de 2 metros, aproximadamente. Devido à sua distribuição aleatória esta unidade não está totalmente conectada.

Segundo Correia *et al.* (2015) “o termo Super-k foi introduzido inicialmente no campo de Ghawar e está relacionado com camadas muito finas de alta permeabilidade e porosidade”.

A unidade Super-k está relacionada com dolomitos. Uma dolomitização parcial precoce permite que ocorra fracturação e que os fluidos diagenéticos tardios se infiltrem na formação e dissolvam o material não-dolomitizado, originando material permeável e poroso, constituído maioritariamente por dolomite (Correia *et al.*,2015).

As Figuras 4.3 a 4.5 ilustram a distribuição das propriedades porosidade, permeabilidade e *net to gross* no modelo geológico.

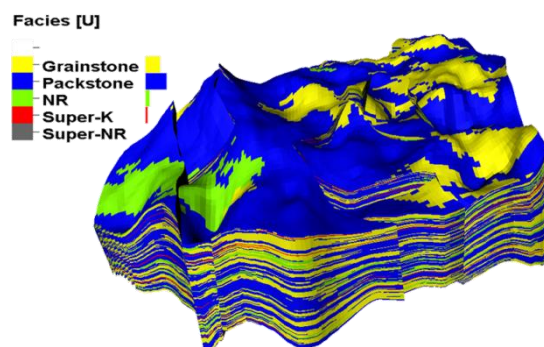


Figura 4.2: Distribuição das Fácies.

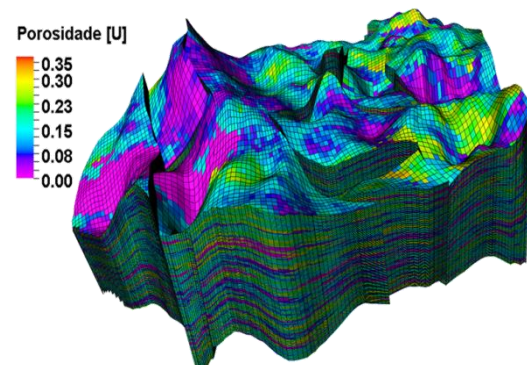


Figura 4.3: Porosidade.

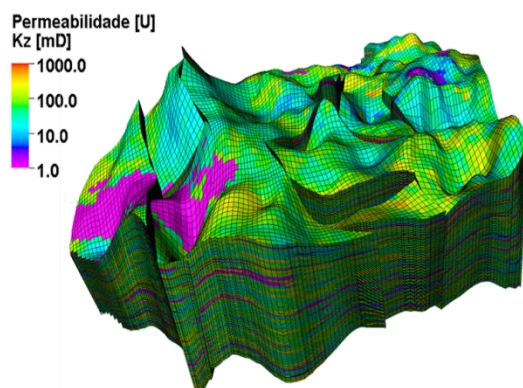


Figura 4.4: Permeabilidade.

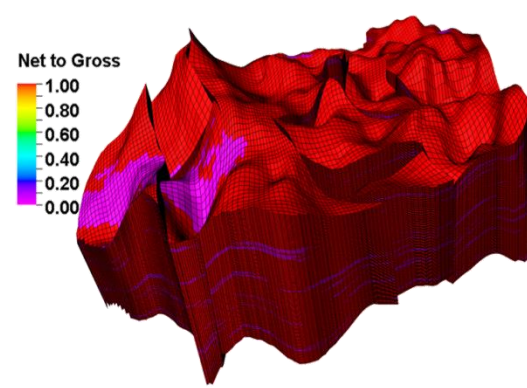


Figura 4.5: Net to Gross.

O modelo de simulação (malha grosseira) tem uma dimensão de bloco de 100x100 metros na horizontal e aproximadamente 8 metros na vertical (Figura 4.6). Neste modelo o *rock-type* é definido consoante os valores de permeabilidade da matriz. Abaixo de 800 mD assume valor 1 (matriz) caso contrário assume valor 2 (Super-k) (Figura 4.7).

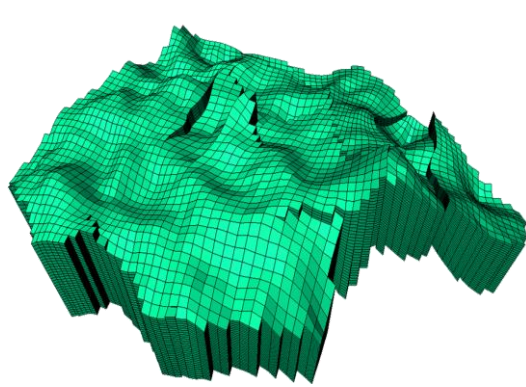


Figura 4.6: Modelo de Simulação.

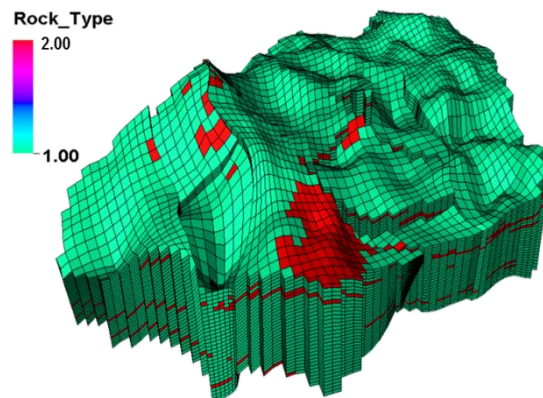


Figura 4.7: Rock-type.

4.2. Processo de Inicialização da Transferência de Escala

O reservatório é dividido segundo duas unidades características de fluxo. Uma caracterizada pelas *fácies, grainstone, packstone e non-reservoir*. A outra é caracterizada pelas *fácies grainstone, packstone, non-reservoir* e unidade Super-k.

A divisão das UCF tem como critério a presença da unidade Super-k. Sendo esta altamente permeável e porosa, a sua ocorrência influencia as características de fluxo. Assim, o procedimento de TE deve ser validado separadamente na presença destas feições geológicas.

No processo para a realização da transferência de escala são recortadas duas regiões em ambos os modelos, modelo geológico (malha fina) e modelo de simulação (malha grosseira). A primeira região corresponde à unidade característica de fluxo com Super-k e a segunda corresponde à unidade característica de fluxo sem Super-k. A Figura 4.8 ilustra o recorte das UCF.

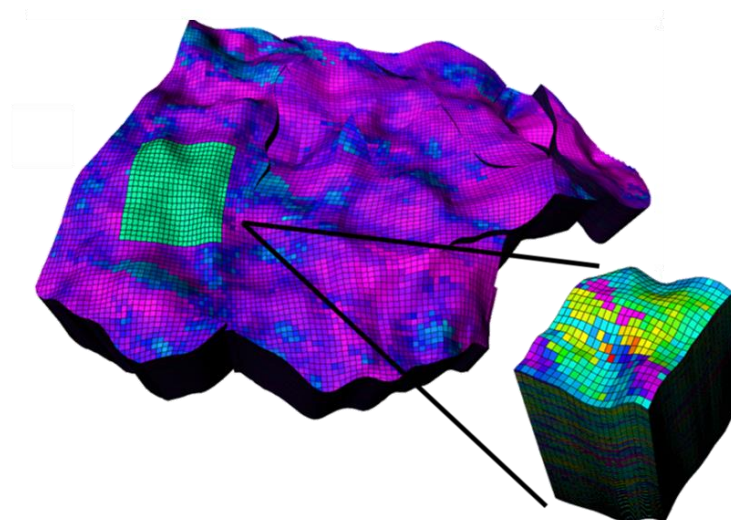


Figura 4.8: Recorte das UCF.

Os processos de transferência de escala relativos à matriz e fratura são aplicados às regiões em questão. Posteriormente são adicionados dois poços, um injetor e um produtor, a cada região, (Figura 4.9) para a realização da validação numérica da TE.

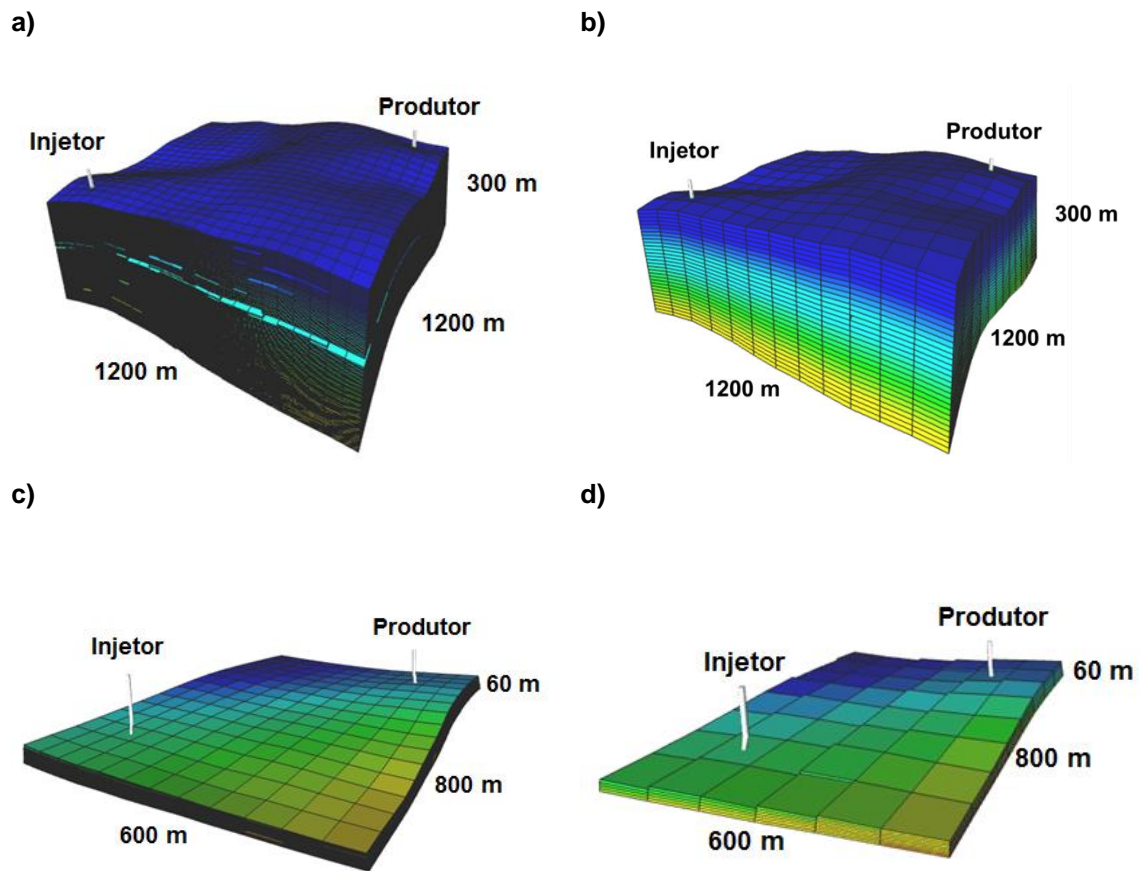


Figura 4.9: Corte das UCF. a) Corte da UCF com Super-k no modelo geológico, b) Corte da UCF com Super-k no modelo de simulação, c) Corte da UCF sem Super-k no modelo geológico e d) Corte da UCF sem Super-k no modelo de simulação.

5. Resultados e Discussão

Este capítulo apresenta os resultados e discussões referentes às etapas desenvolvidas neste trabalho. O capítulo está dividido em duas secções: na primeira secção são apresentados os resultados obtidos na Etapa 2 relativos à transferência de escala da matriz e fratura, na segunda secção são apresentados os resultados relativos ao modelo de simulação.

A Etapa 1 é explicativa, não contém resultados práticos e caracteriza-se como um procedimento para a realização da transferência de escala. A sua descrição encontra-se incluída no capítulo Aplicação.

5.1. Etapa 2- Transferência de Escala

5.1.1. Etapa 2.1 – Transferência de Escala da Matriz

5.1.1.1. Validação com base no comportamento estático do reservatório

A construção de histogramas permite comparar os vários métodos de TE e avaliar o potencial de representatividade dos vários métodos aplicados em relação à malha fina.

Na Figura 5.1 e Figura 5.2 estão representados os histogramas das porosidades, onde se compara a malha fina e a aplicação da média aritmética, para as UCF com e sem Super-k, respetivamente. É possível verificar que nos histogramas, de ambas as UCF, a aplicação da média aritmética apresenta uma distribuição da porosidade semelhante à distribuição da porosidade obtida para a malha fina.

A porosidade é uma propriedade aditiva e/ou volumétrica, o que significa que a aplicação da média aritmética na TE é suficiente para obter bons resultados.

A Figura 5.3 e Figura 5.4 apresentam os histogramas do *net to gross*, onde se compara a aplicação da média aritmética com a malha fina para as UCF com e sem unidade Super-k.

Tal como a porosidade, o *net to gross* é uma propriedade volumétrica (variável aditiva), portanto a média aritmética é eficiente na representação desta propriedade.

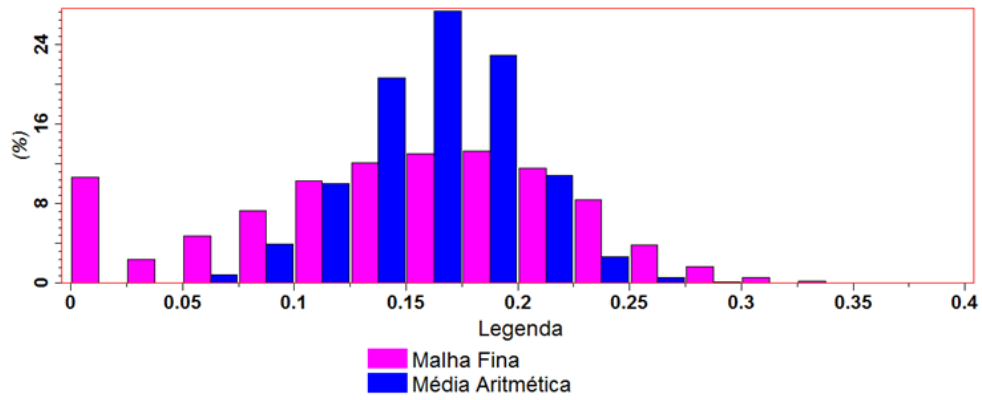


Figura 5.1: Histograma das porosidades obtidas por média aritmética e malha fina para a UCF com Super-k.

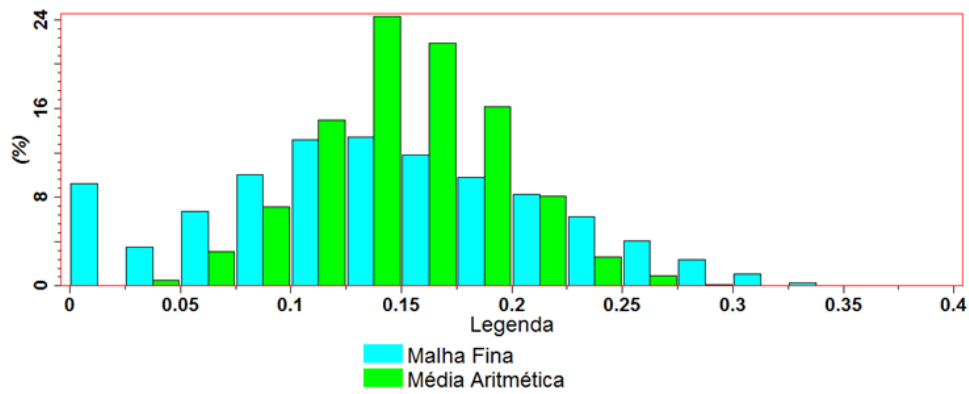


Figura 5.2: Histograma das porosidades obtidas por média aritmética e malha fina para a UCF sem Super-k.

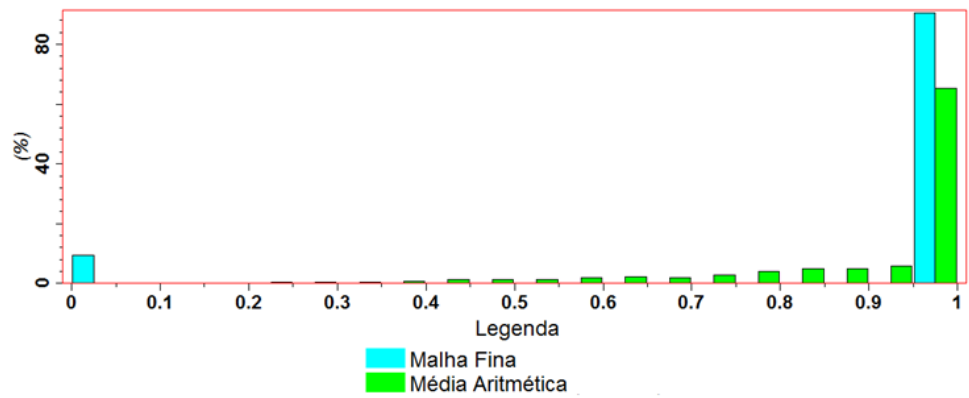


Figura 5.3: Histograma dos *net to gross* obtidos por média aritmética e malha fina para a UCF com Super-k.

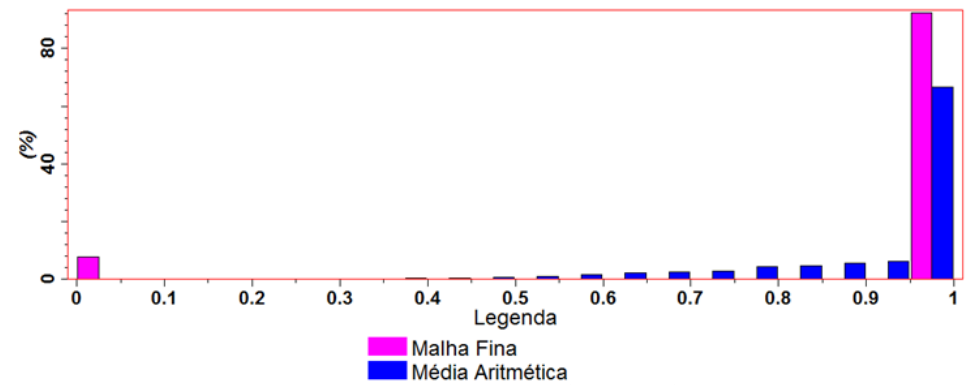


Figura 5.4: Histograma dos *net to gross* obtidos por média aritmética e malha fina para a UCF sem Super-k.

Na Figura 5.5 e Figura 5.6 estão representados os histogramas da permeabilidade onde se compara a malha fina com a média aritmética, média geométrica, média harmónica e método da potência, para as UCF com e sem Super-k, respetivamente.

Na análise dos histogramas de ambas as UCF (Figura 5.5 e Figura 5.6) é possível verificar que nenhum método apresenta uma distribuição da permeabilidade, semelhante à distribuição da permeabilidade obtida para a malha fina. A aplicação da média aritmética e média harmónica apresentam uma distribuição da permeabilidade similar.

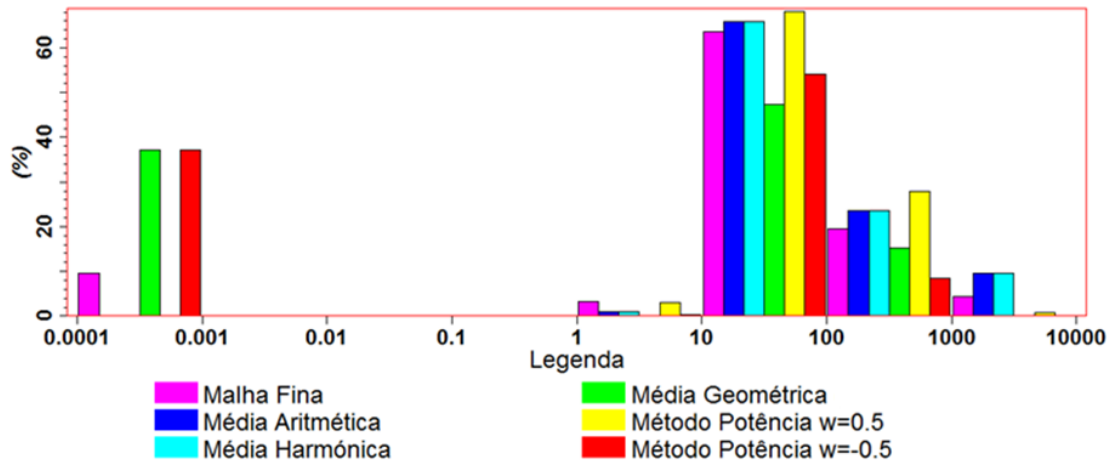


Figura 5.5: Histograma das permeabilidades obtidas por cada método e malha fina para a UCF com Super-k.

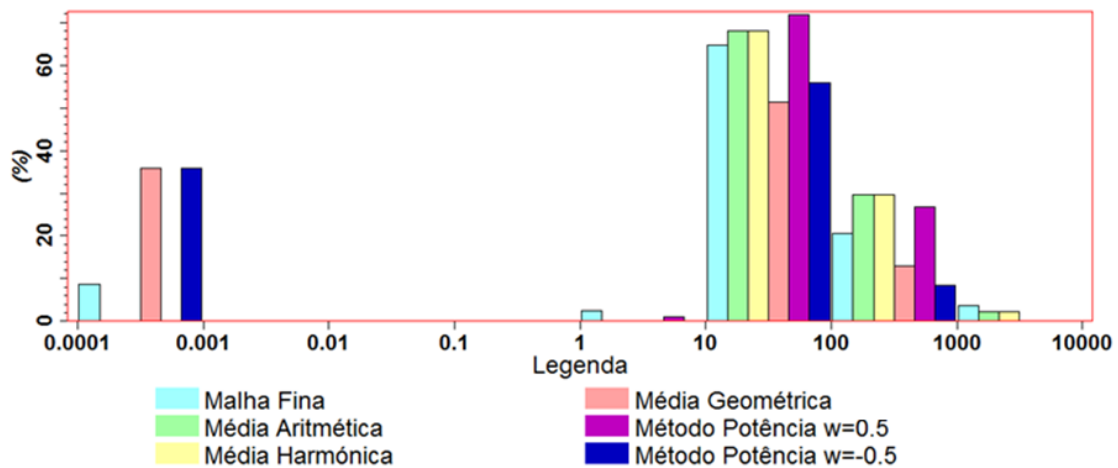


Figura 5.6: Histograma das permeabilidades obtidas por cada método e malha fina para a UCF sem Super-k.

A Figura 5.7 e a Figura 5.8 ilustram os histogramas da permeabilidade onde se compara a malha fina com os métodos de transferência de escala (média aritmética-harmónica, média harmónica-aritmética e métodos numéricos com diferentes condições de contorno) para as UCF com e sem Super-k. É possível verificar que em ambos os histogramas as permeabilidades obtidas por cada método

apresentam uma distribuição muito semelhante, o que implica uma comparação posterior entre os mesmos.

Estes métodos apresentam uma distribuição da permeabilidade mais próxima à distribuição da permeabilidade da malha fina, comparando com os métodos analisados anteriormente na Figura 5.5 e Figura 5.6.

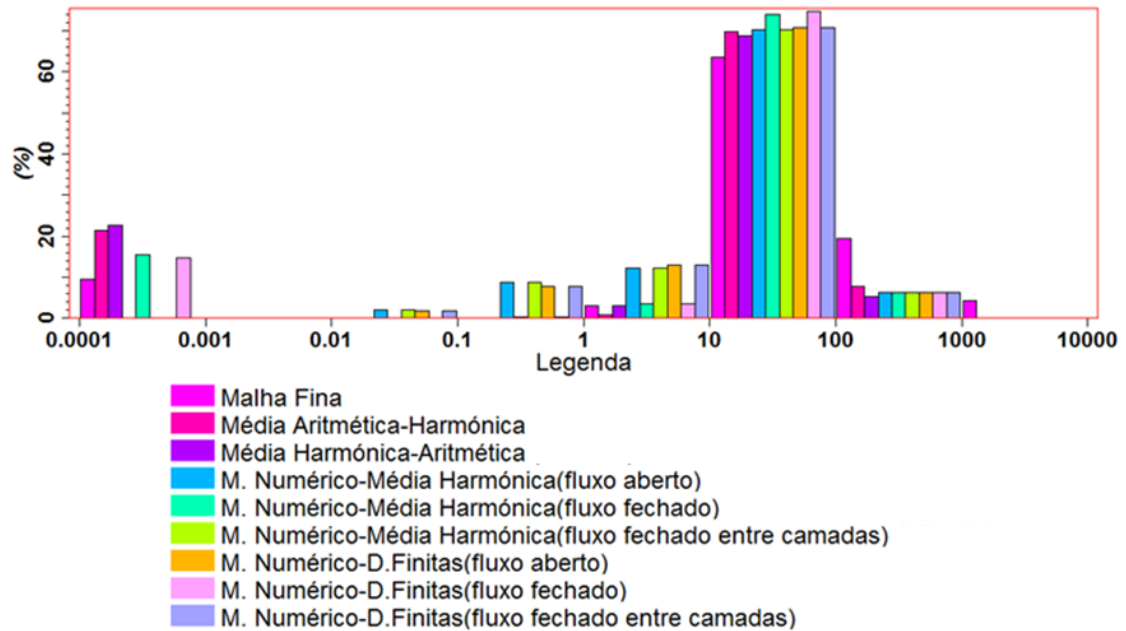


Figura 5.7: Histograma das permeabilidades obtidas por cada método e malha fina para a UCF com Super-k.

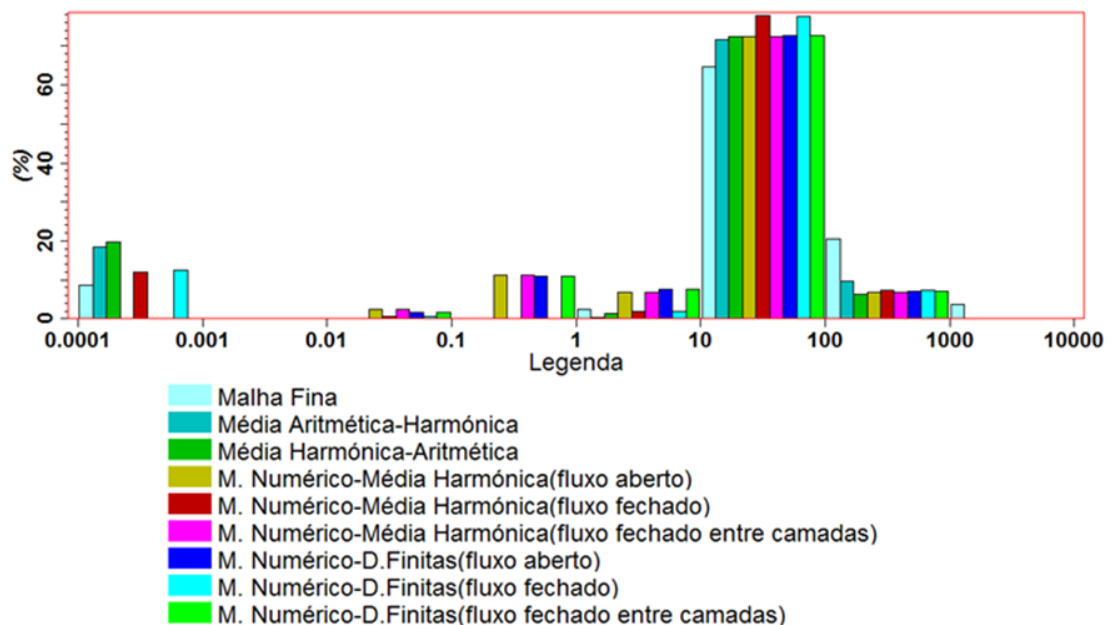


Figura 5.8: Histograma das permeabilidades obtidas por cada método e malha fina para UCF sem Super-k.

5.1.1.2. Validação com base no comportamento dinâmico do reservatório

A validação da transferência de escala com base no comportamento dinâmico do reservatório é realizada através da comparação dos parâmetros de produção (corte de água, pressão média no reservatório, vazão de óleo e fator de recuperação de óleo) resultantes da simulação da malha grosseira e da malha de referência.

A seleção dos métodos de TE tem por base a concordância entre os resultados obtidos para as malhas grosseira e fina e o tempo de transferência de escala.

Com base na validação dos histogramas, realizada anteriormente o método de transferência de escala que melhor representa as propriedades porosidade e *net to gross* é a média aritmética. Para a propriedade permeabilidade foram aplicados todos os métodos descritos na Tabela 3.1.

UCF com Super-k

A Figura 5.9 ilustra as curvas de corte de água, pressão média no reservatório, vazão de óleo e fator de recuperação de óleo obtidas para a malha fina e obtidas após aplicação da média aritmética, harmônica, geométrica, método da potência ($w=0.5$ e $w=-0.5$), média aritmética-harmônica e média harmônica-aritmética.

Analisando os quatro parâmetros de produção, os métodos que possuem o pior ajuste relativamente à malha fina são a média geométrica e o método da potência ($w=-0.5$ e $w=0.5$). É possível verificar que as curvas da média aritmética e da média harmônica se sobrepõem nos quatro parâmetros em estudo, apresentando por isso, um comportamento similar.

A combinação da média aritmética-harmônica, exceto no parâmetro corte de água apresenta um comportamento semelhante ao método da combinação da média harmônica-aritmética, mas não permite um ajuste tão próximo à malha fina quanto a média harmônica-aritmética.

A Figura 5.10 apresenta os resultados obtidos para a malha fina e aplicação dos métodos numéricos (diferenças finitas e média harmônica) para os quatro parâmetros de produção em estudo.

Os métodos numéricos (diferenças finitas e média harmônica), com contorno de fluxo aberto e fluxo fechado entre camadas têm um comportamento idêntico, nos quatro parâmetros avaliados. As curvas dos métodos numéricos (média harmônica e diferenças finitas), com contorno de fluxo fechado sobrepõem-se em todos os parâmetros, exceto na vazão de óleo onde o método numérico baseado em diferenças finitas apresenta a sua curva mais próxima da curva da solução de referência.

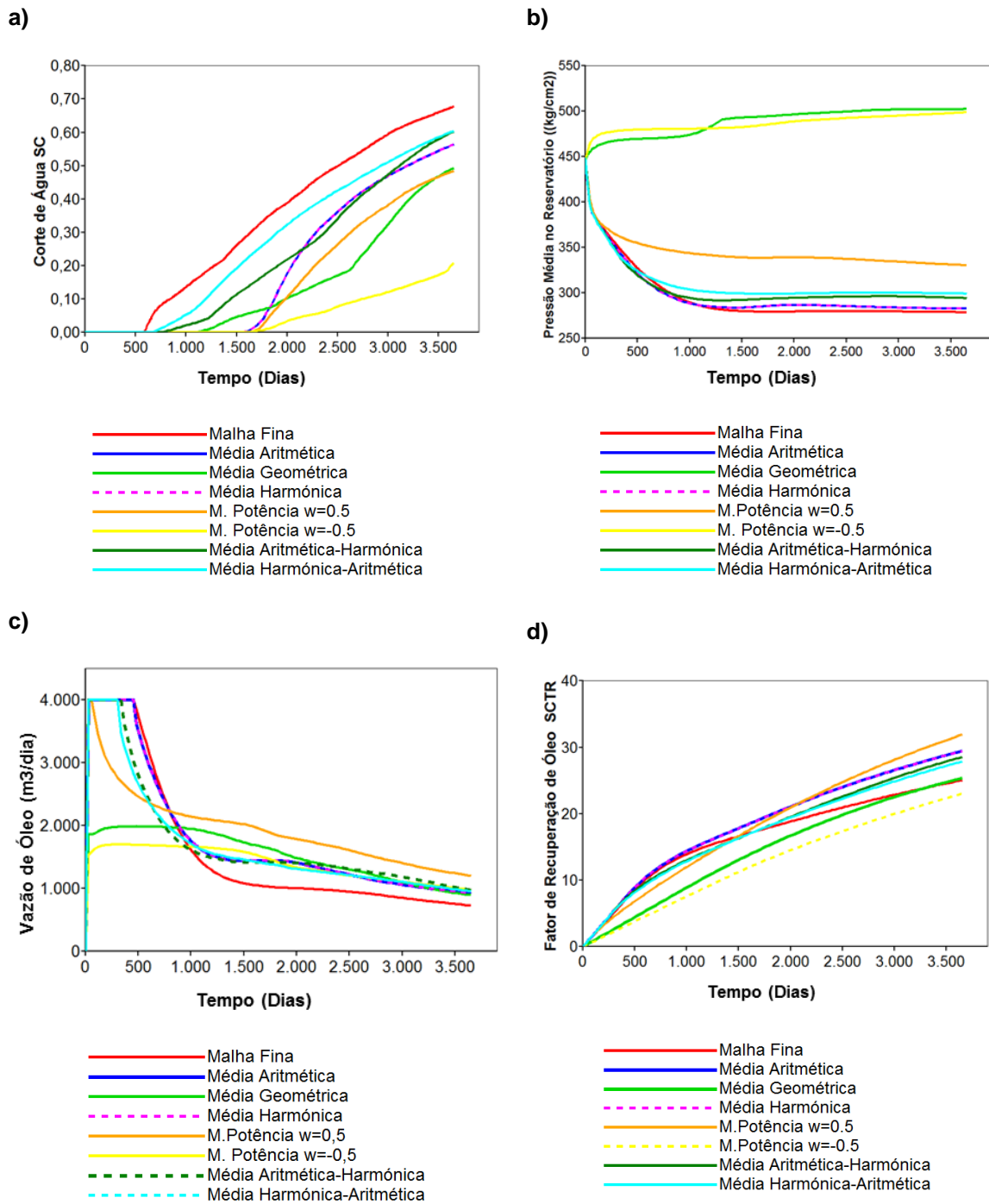


Figura 5.9: UCF com Super-k – Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina, média aritmética, harmônica, geométrica, método da potência, média aritmética-harmônica e harmônica-aritmética. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

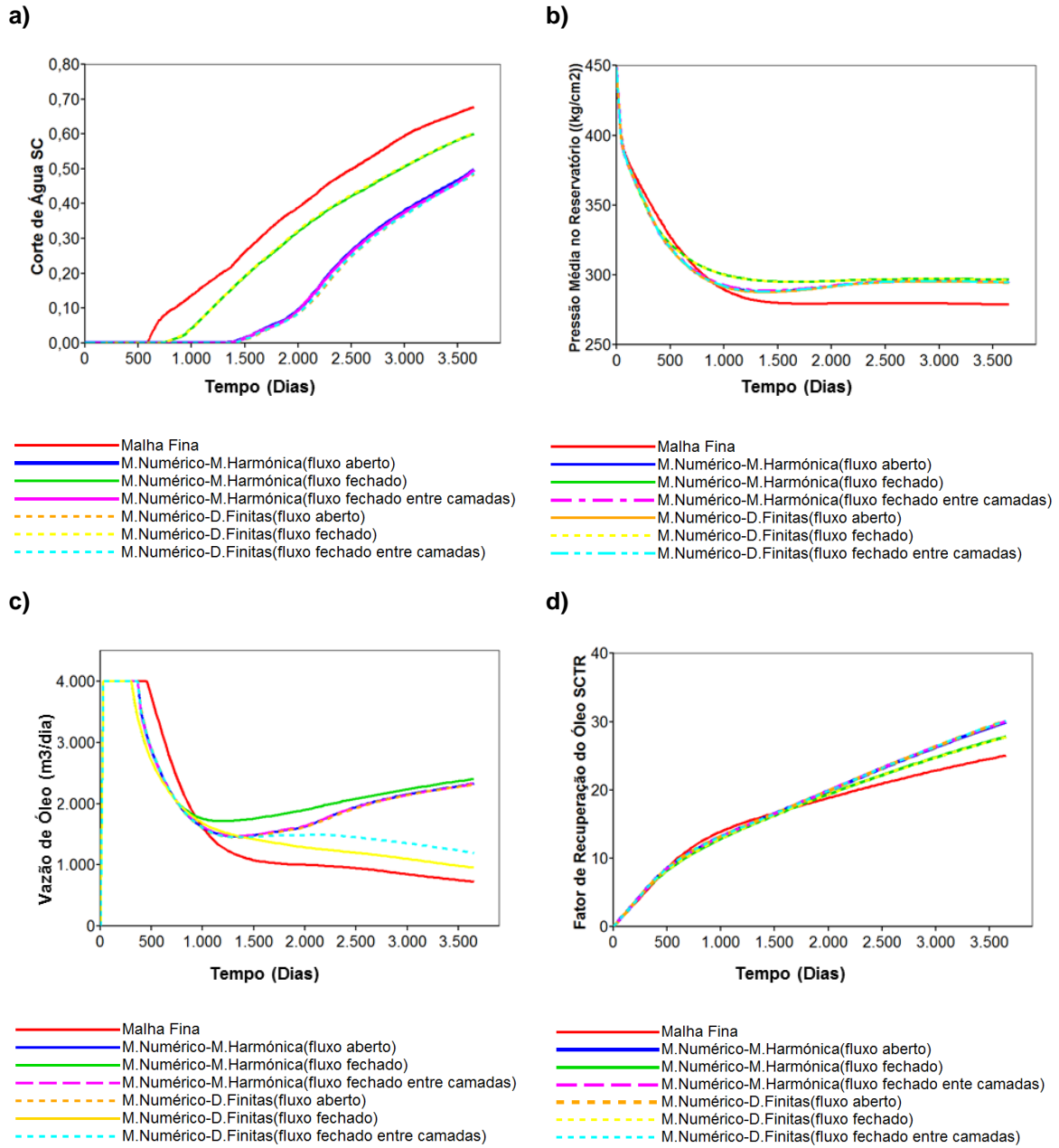


Figura 5.10: UCF com Super-k - Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e métodos numéricos (diferenças finitas e média harmônica) com diferentes condições de contorno. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

Na Figura 5.11 estão representados os métodos de TE que permitem um melhor ajuste comparativamente com a solução de referência. Eles são o método da combinação da média harmônica-aritmética e o método numérico baseado em diferenças finitas (fluxo fechado).

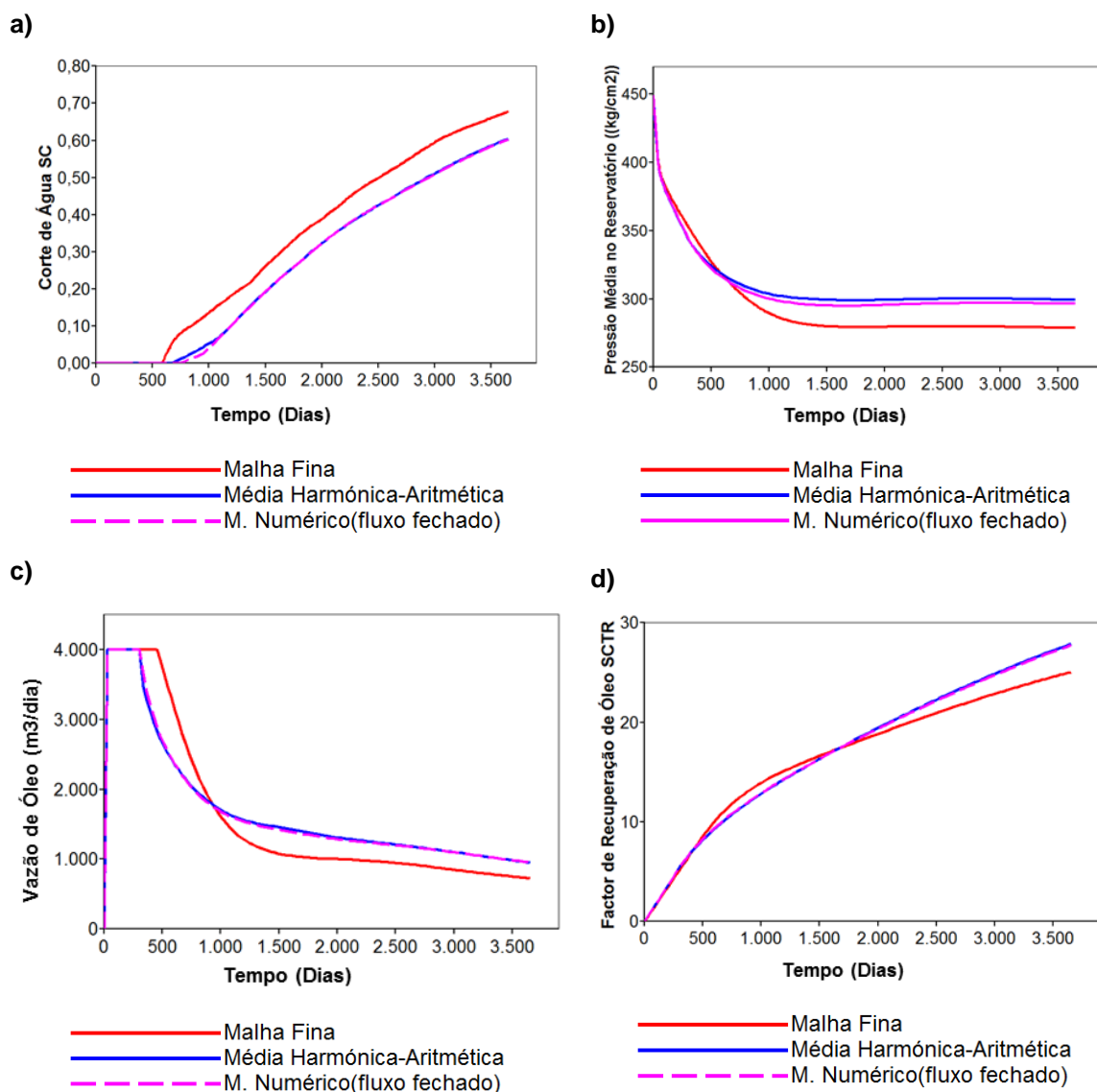


Figura 5.11: UCF com Super-k - Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina, média harmônica-aritmética e método numérico. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

Na malha de referência é possível identificar a unidade Super-k, dado o refinamento de escala geológica da malha. Após realização de transferência de escala, a sua identificação só é possível através da comparação da aplicação de diferentes *cutoff's* com base na permeabilidade. Esta análise é realizada com o intuito de procurar um melhor ajuste em relação à malha de referência.

Nos métodos média combinada harmônica-aritmética e método numérico baseado em diferenças finitas (fluxo fechado) são aplicados diferentes *cutoff's*, no *rock-type* segundo os valores (400, 600, 800, 1000 e 1200mD) de permeabilidade. O termo *rock-type* é a palavra-chave do modelo de simulação para diferentes tipos de rocha. Através da comparação de todos os *cutoff's* aplicados à permeabilidade, após aplicação dos métodos média combinada harmônica-aritmética e método

numérico baseado em diferenças finitas (fluxo fechado) é possível observar que o melhor ajuste em relação à malha fina, é obtido quando o *rock-type* da Super-k é definido com valores acima de 400 mD de permeabilidade (Figura A.1 e Figura A.2, Anexo A).

Na Figura 5.12 é possível observar o *rock-type* com valores acima de 400 mD aplicado aos métodos da média combinada harmônica-aritmética e método baseado em diferenças finitas com fluxo fechado. Assim, para a permeabilidade da matriz abaixo de 400 mD é considerado o tipo de rocha 1 (matriz, exceto Super-k), caso contrário, considera-se o tipo de rocha 2 (Super-k).

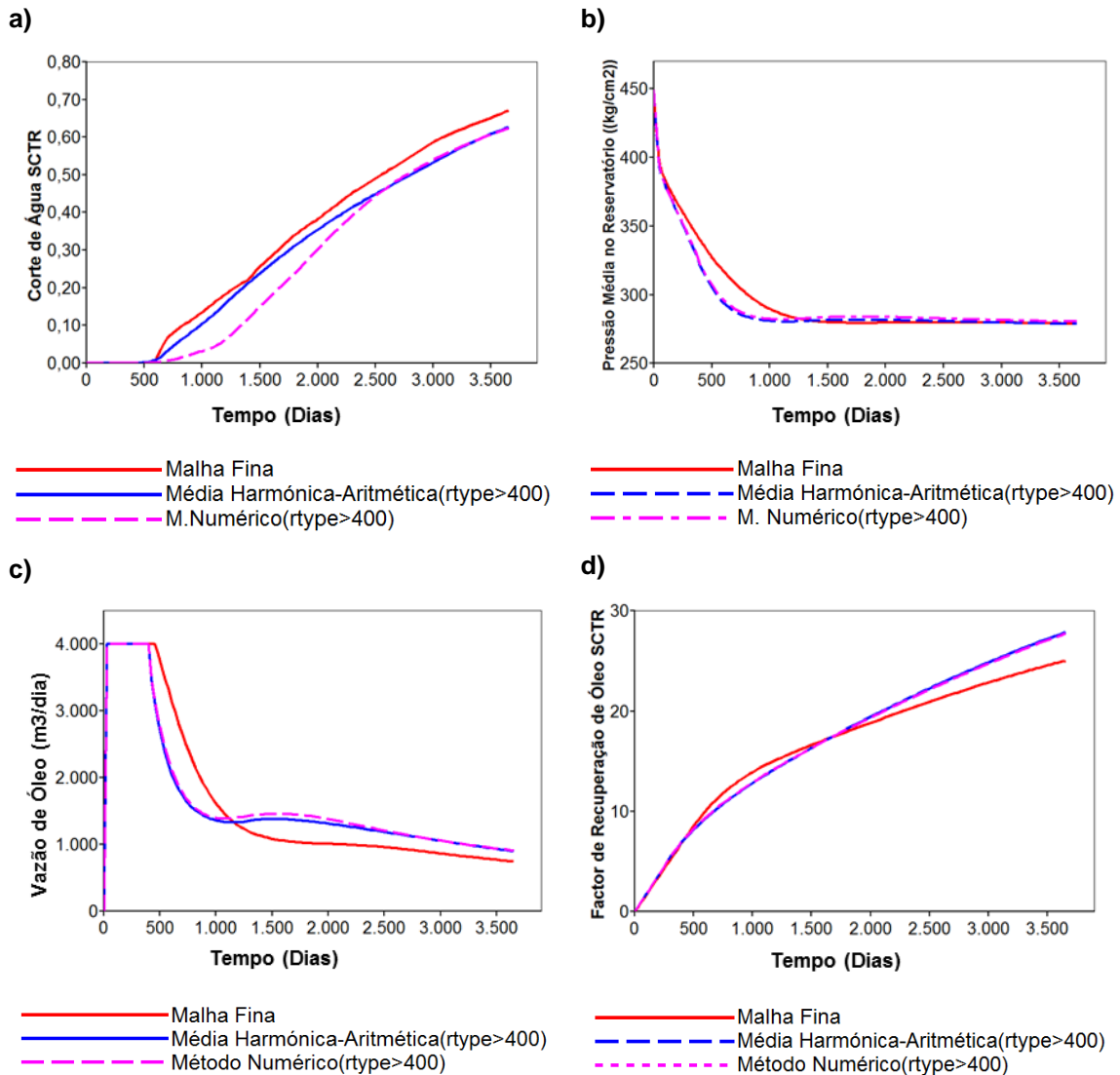


Figura 5.12: UCF com Super-k – Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina, média harmônica-aritmética e método numérico com *rock-type* superior a 400 mD. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

O método da combinação da média harmônica-aritmética apresenta o melhor ajuste em relação à malha fina, e a sua aplicação, permite menor tempo de transferência de escala em comparação com o método numérico.

As Figuras 5.13 a 5.20 ilustram o avanço da frente de água, para o método média harmônica-aritmética e a solução de referência. É possível verificar que o avanço de água da média harmônica-aritmética segue o modelo de referência ao longo do tempo.

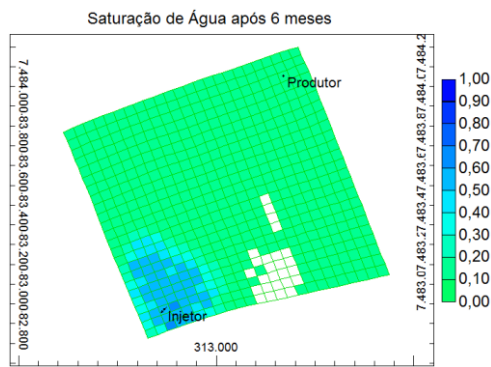


Figura 5.13: Frente de água na matriz após seis meses (Malha fina).

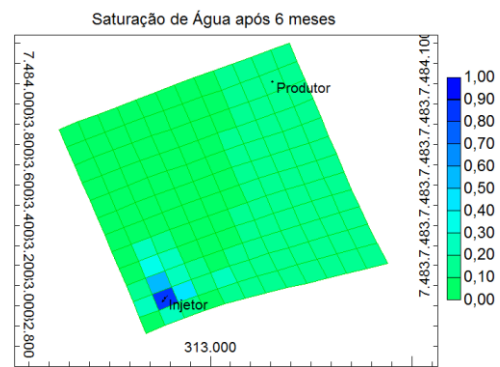


Figura 5.14: Frente de água na matriz após seis meses (Média harmônica-aritmética).

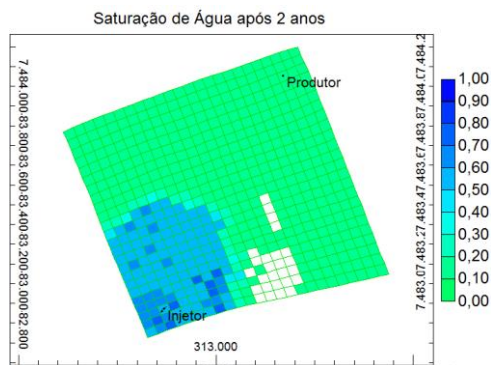


Figura 5.15: Frente de água na matriz após dois anos (Malha fina).

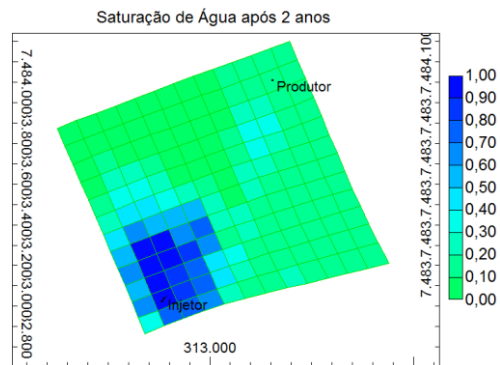


Figura 5.16: Frente de água na matriz após dois anos (Média harmônica-aritmética).

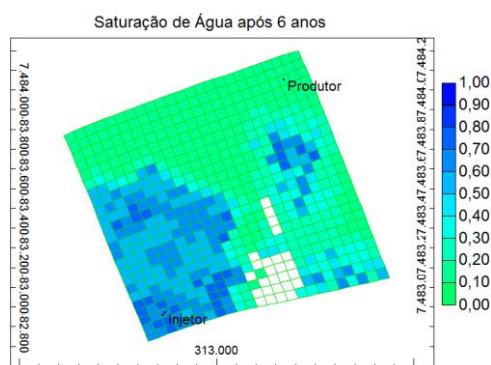


Figura 5.17: Frente de água na matriz após seis anos (Malha fina).

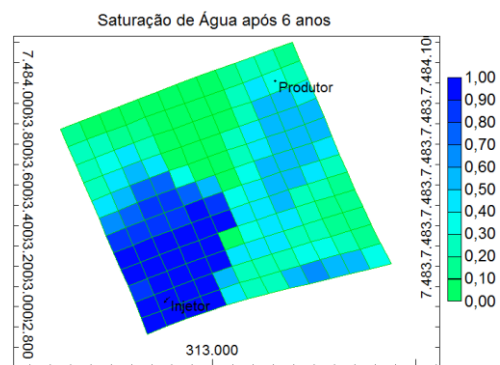
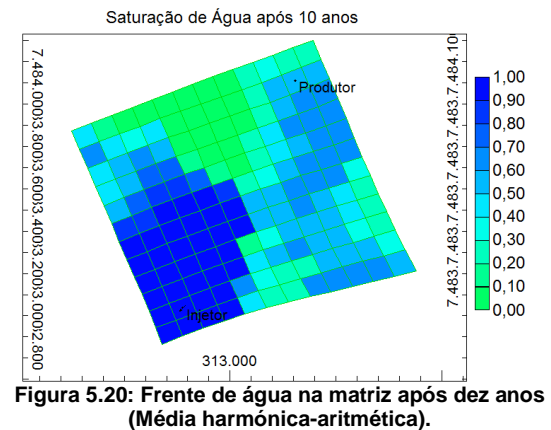
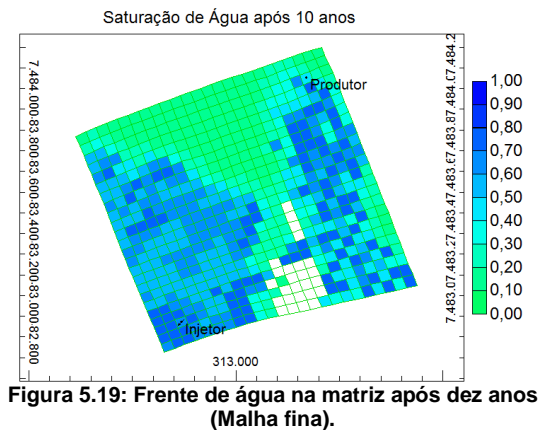


Figura 5.18: Frente de água na matriz após seis anos (Média harmônica-aritmética).



UCF sem Super-k

A Figura 5.21 apresenta os resultados obtidos para a malha fina, média aritmética, harmônica, geométrica, método da potência ($w=0.5$ e $w=-0.5$), média aritmética-harmônica e média harmônica-aritmética, para cada parâmetro de produção em estudo.

Através da análise dos quatro parâmetros de produção (Figura 5.21) é possível observar, de todos os métodos de TE aplicados, as médias aritmética e harmônica apresentam o mesmo comportamento. A média geométrica e método da potência ($w=-0.5$) apresentam o pior ajuste em relação à malha fina. Os restantes métodos apresentam ajustes semelhantes em relação à malha fina, sendo que o método da combinação da média harmônica-aritmética é o que possui o resultado mais próximo ao obtido para a malha fina.

A Figura 5.22 ilustra as curvas de corte de água, pressão média no reservatório, vazão de óleo e fator de recuperação de óleo obtidas para a malha fina e métodos numéricos (diferenças finitas e média harmônica), com diferentes condições de contorno.

Os métodos numéricos (diferenças finitas e média harmônica) apresentam o mesmo comportamento quando definidas as condições de contorno de fluxo aberto e fluxo fechado entre camadas, uma vez que as suas curvas sobrepõem-se em todos os parâmetros. Os métodos numéricos (diferenças finitas e média harmônica), quando aplicada a condição de contorno fluxo fechado, detêm o mesmo comportamento e, relativamente à malha fina, possuem um ajuste ligeiramente melhor comparativamente com os restantes métodos.

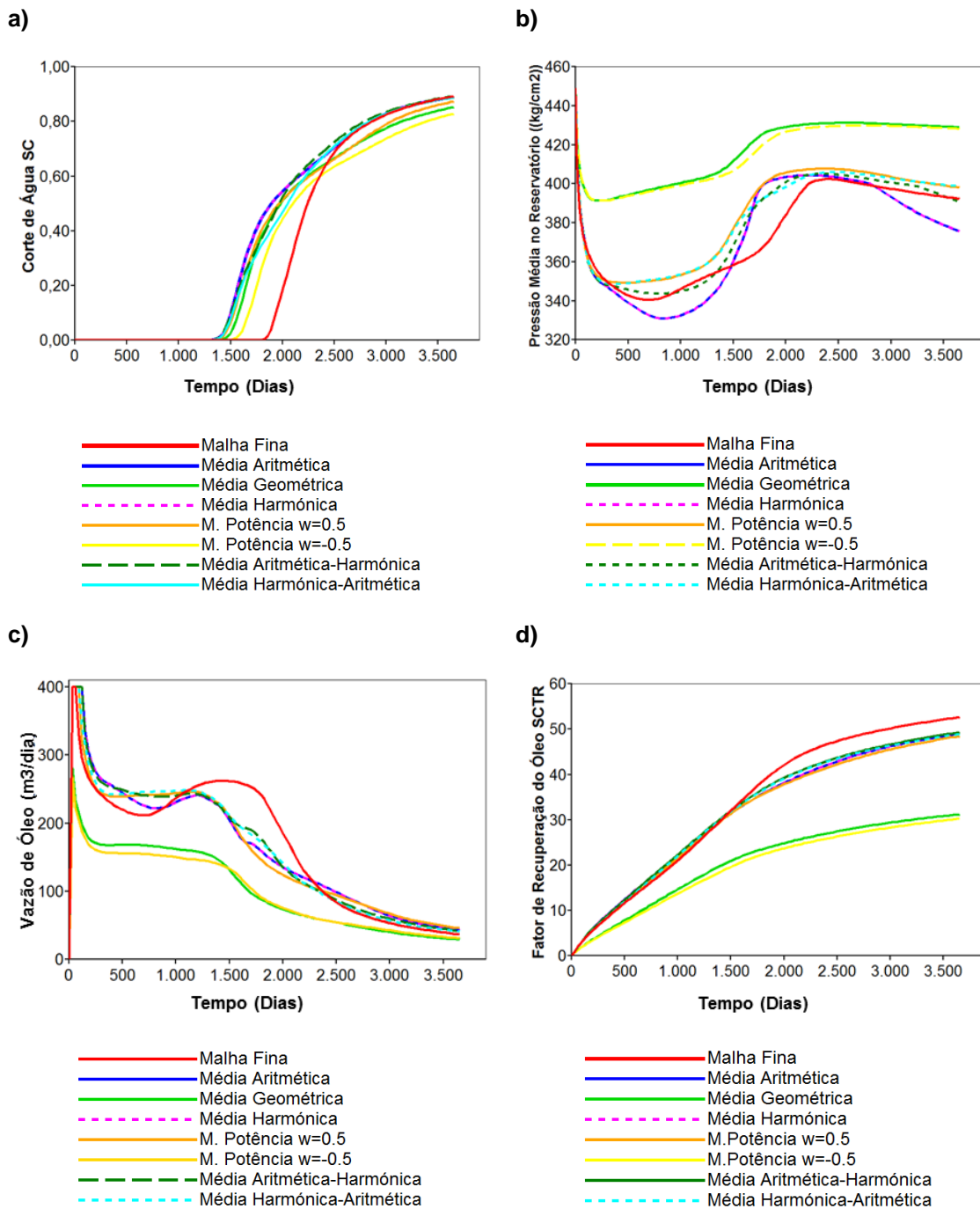


Figura 5.21: UCF sem Super-k – Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina, média aritmética, geométrica, harmônica, método da potência, média aritmética-harmônica e harmônica-aritmética. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

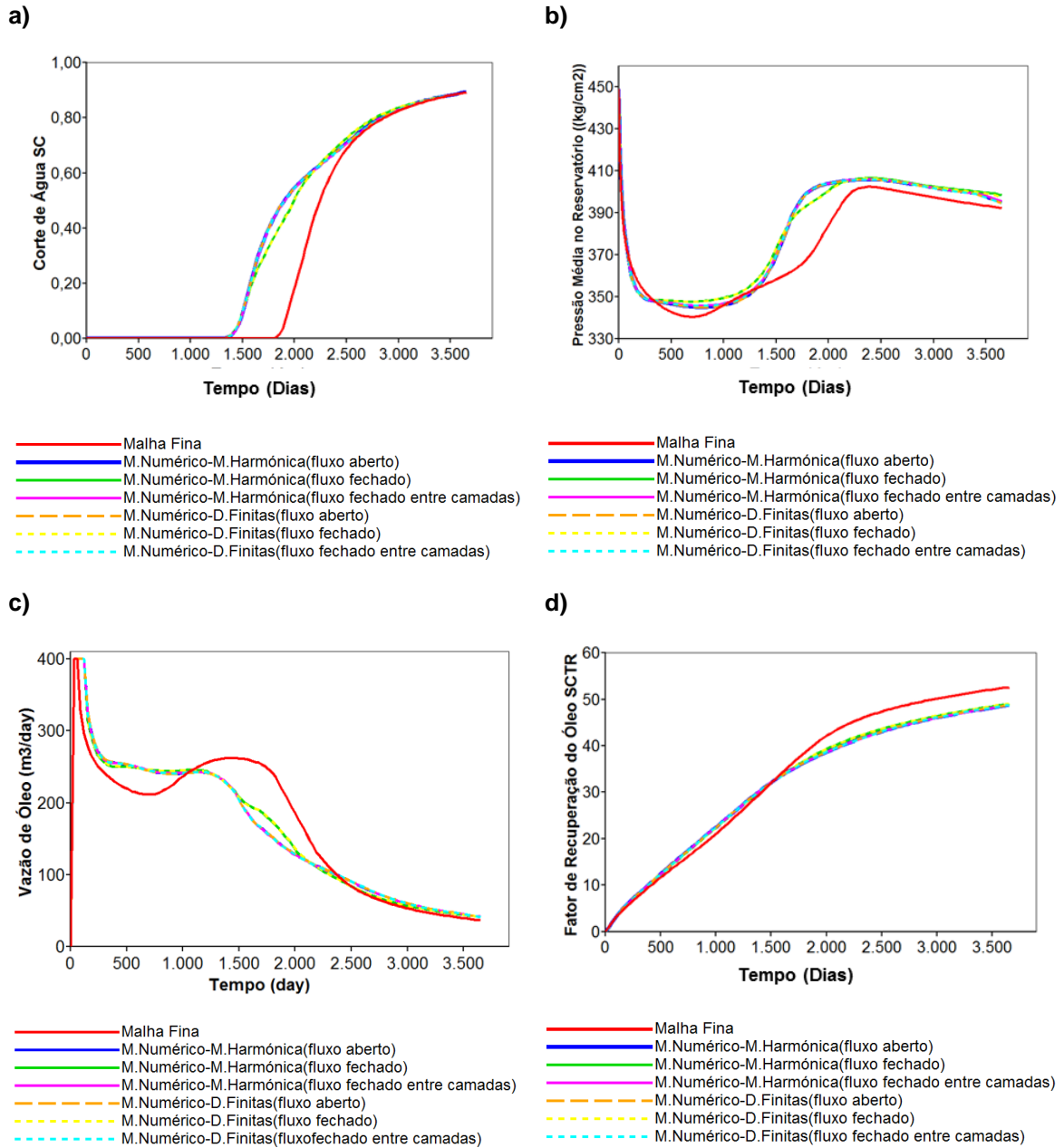


Figura 5.22: UCF sem Super-k - Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e métodos numéricos (diferenças finitas e média harmônica) com diferentes condições de contorno. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

Na Figura 5.23 estão representados os métodos de TE que permitem obter o melhor ajuste em relação à malha fina. Eles são, a média combinada harmônica-aritmética e método numérico baseado em diferenças finitas (fluxo fechado). O método numérico baseado na média harmônica (fluxo fechado) não está representado, pois, tal como analisado anteriormente, apresenta o mesmo resultado que o método numérico baseado em diferenças finitas (fluxo fechado).

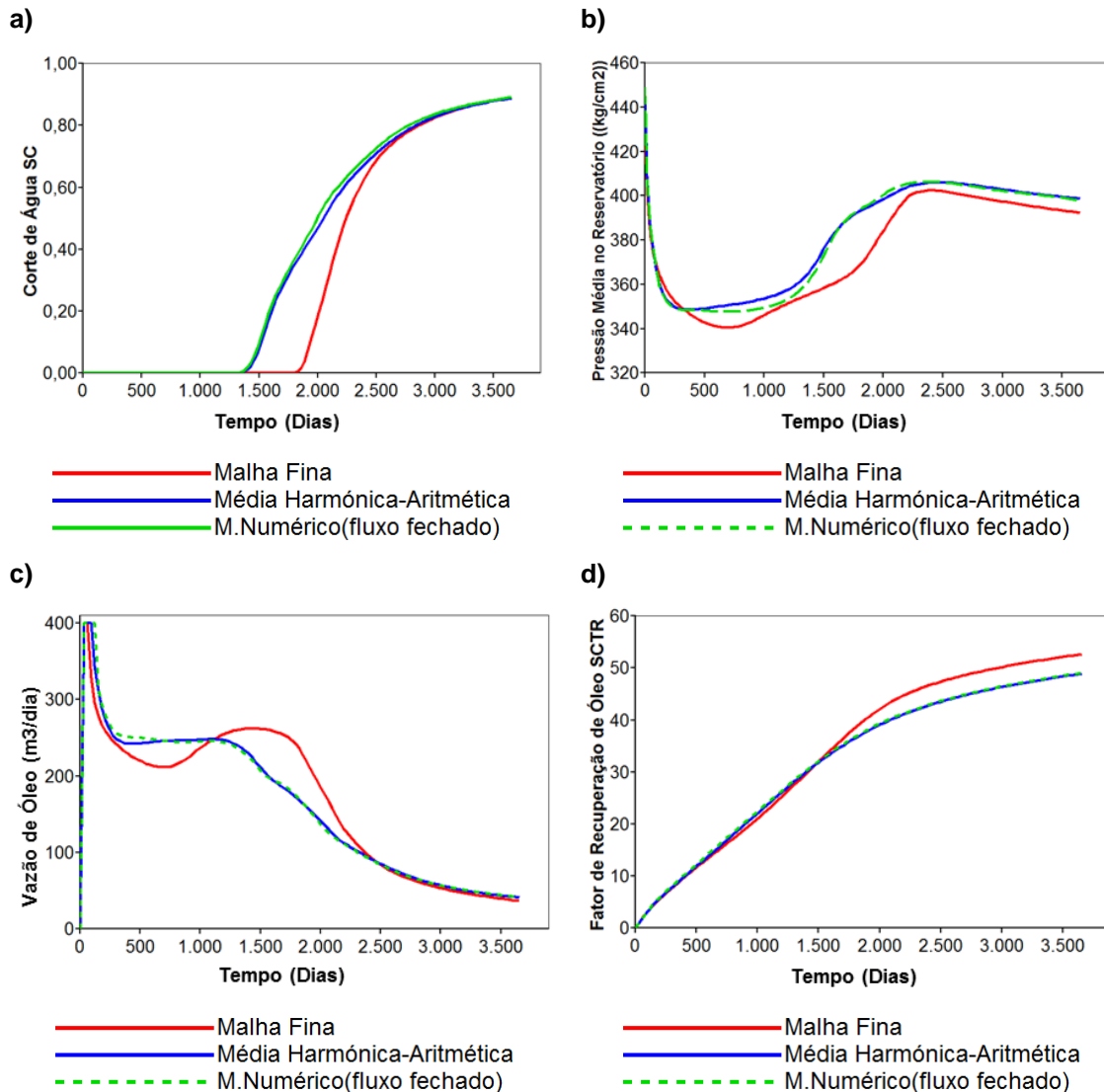


Figura 5.23: UCF sem Super-k - Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina, média harmônica-aritmética e método numérico. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

Apesar de ambos os métodos apresentarem um bom ajuste em relação à solução de referência, a média combinada harmônica-aritmética possui menor tempo de transferência de escala

As Figuras 5.24 a 5.31 representam a comparação do avanço da frente de água entre o método com a melhor aproximação à solução de referência e a mesma. É possível verificar que a média combinada harmônica-aritmética consegue representar ao longo do tempo o padrão de avanço de água da solução de referência.

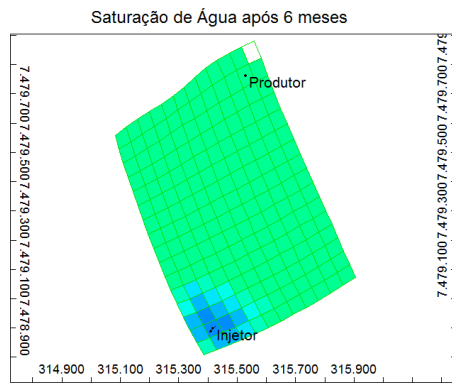


Figura 5.24: Frente de água na matriz após seis meses (Malha fina).

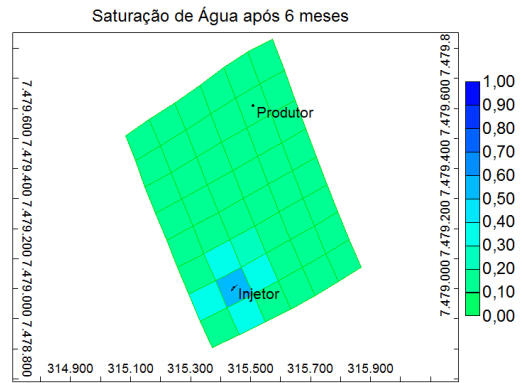


Figura 5.25: Frente de água na matriz após seis meses (Média harmônica-aritmética).

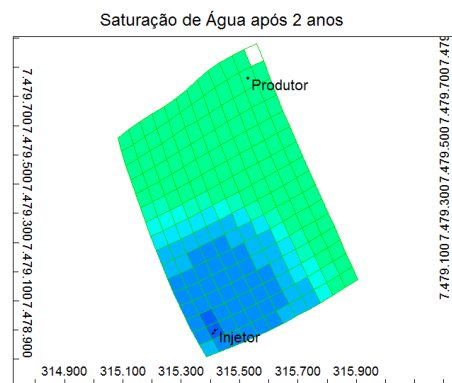


Figura 5.26: Frente de água na matriz após dois anos (Malha fina).

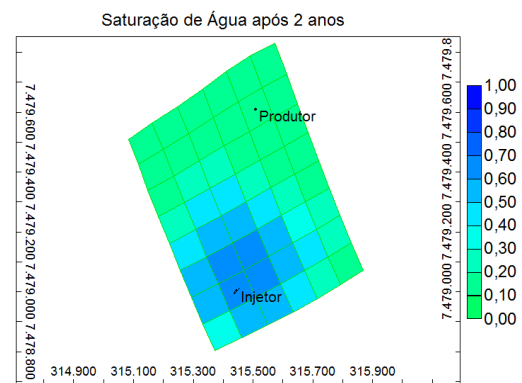


Figura 5.27: Frente de água na matriz após dois anos (Média harmônica-aritmética).

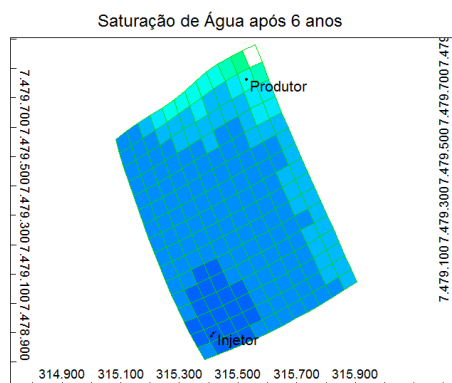


Figura 5.28: Frente de água na matriz após seis anos (Malha fina).

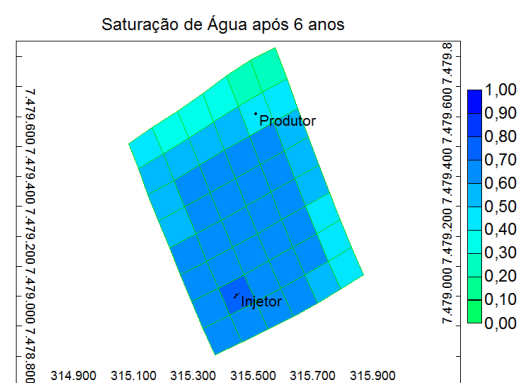


Figura 5.29: Frente de água na matriz após seis anos (Média harmônica-aritmética).

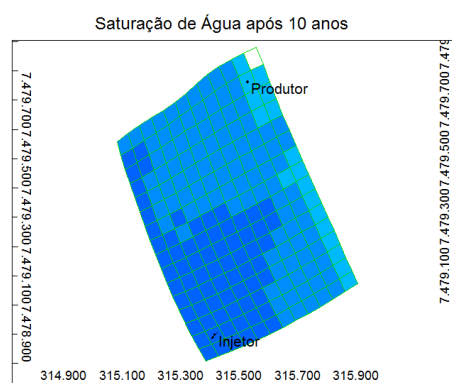


Figura 5.30: Frente de água na matriz após dez anos (Malha fina).

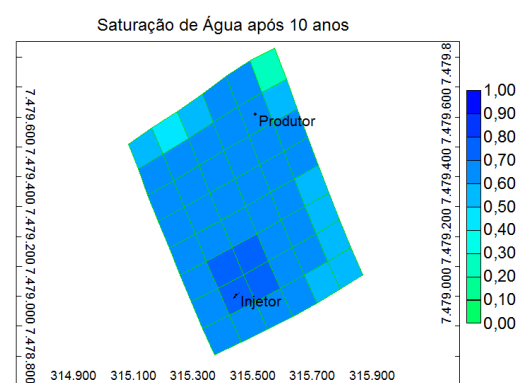


Figura 5.31: Frente de água na matriz após dez anos (Média harmônica-aritmética).

5.1.2. Etapa 2.2 – Transferência de Escala da Fratura

Esta secção consiste na realização da TE da fratura, aplicando na matriz o método de TE mais apropriado definido anteriormente, a média combinada harmónica-aritmética.

5.1.2.1. Validação com base no comportamento estático do reservatório

A Figura 5.32 e Figura 5.33 ilustram os histogramas da permeabilidade obtidos pela malha fina e métodos de Oda e Oda Correted para as UCF com e sem Super-k. É possível observar que, em ambas as UCF, os dois métodos apresentam distribuições muito semelhantes, portanto é necessário avaliar ambos os métodos com base no escoamento.

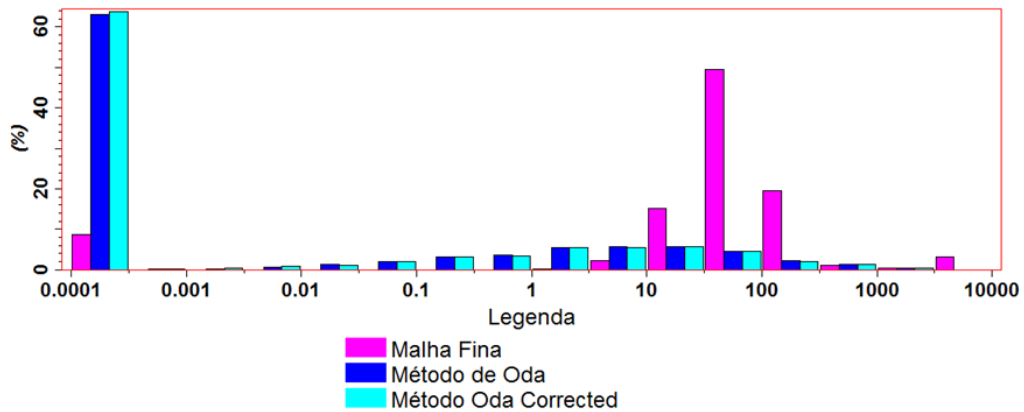


Figura 5.32: Histograma da distribuição da permeabilidade obtida por cada método de transferência de escala e malha fina para a UCF com Super-k.

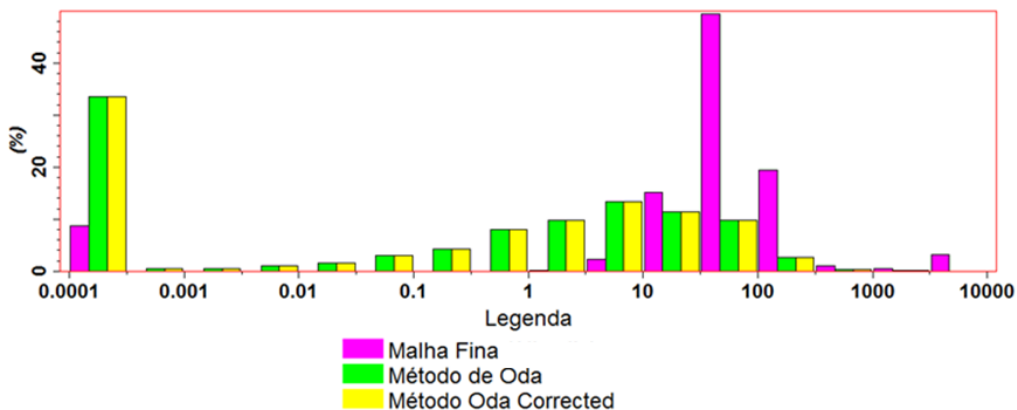


Figura 5.33: Histograma da distribuição da permeabilidade obtida por cada método de transferência de escala e malha fina para a UCF sem Super-k.

5.1.2.2. Validação com base no comportamento dinâmico do reservatório

A porosidade na fratura apresenta valores insignificantes e, por isso, é assumido o valor constante de 0,1%, procurando simplificar a simulação numérica.

A validação, com base no comportamento dinâmico do reservatório para a fratura é realizada através da comparação dos parâmetros de produção (corte de água, pressão média no reservatório, vazão de óleo e fator de recuperação) já usados na validação da matriz obtidos através da simulação da malha grosseira e da malha fina.

Na transferência de escala da fratura, da malha fina, foi aplicado o método numérico com a condição de contorno pressão constante, de forma a se ter por base uma boa referência. No caso da malha grosseira apenas são avaliados os métodos analíticos Oda e Oda Corrected, devido ao elevado tempo computacional que o método numérico implica.

UCF com Super-k

A Figura 5.34 ilustra as curvas de corte de água, pressão média no reservatório, vazão de óleo e fator de recuperação de óleo obtidas para a malha fina, método de Oda e método Oda Corrected.

Através da análise da Figura 5.34 é possível verificar que as curvas dos métodos Oda e Oda Corrected encontram-se sobrepostas nos quatro parâmetros de produção. Os métodos apresentam o mesmo ajuste relativamente à malha fina, mas o método Oda Corrected implica menor tempo de transferência de escala.

Após seleção do método Oda Corrected e apesar de este apresentar um bom ajuste relativamente à malha fina, é possível melhorar o ajuste através da aplicação de uma pseudo-curva de permeabilidade relativa.

A Figura 5.35 ilustra a curva de permeabilidade relativa base e a pseudo-curva de permeabilidade relativa aplicada para o ajuste. O ajuste é realizado através do expoente (Corey) das curvas de Kro e Krw. O expoente de Corey é aplicado relativamente à curva de Krw de forma a restringir a embebição de água na matriz e induzir o avanço rápido da água na fratura, o que permite que o ajuste do método Oda Corrected, melhore significativamente em relação à solução de referência.

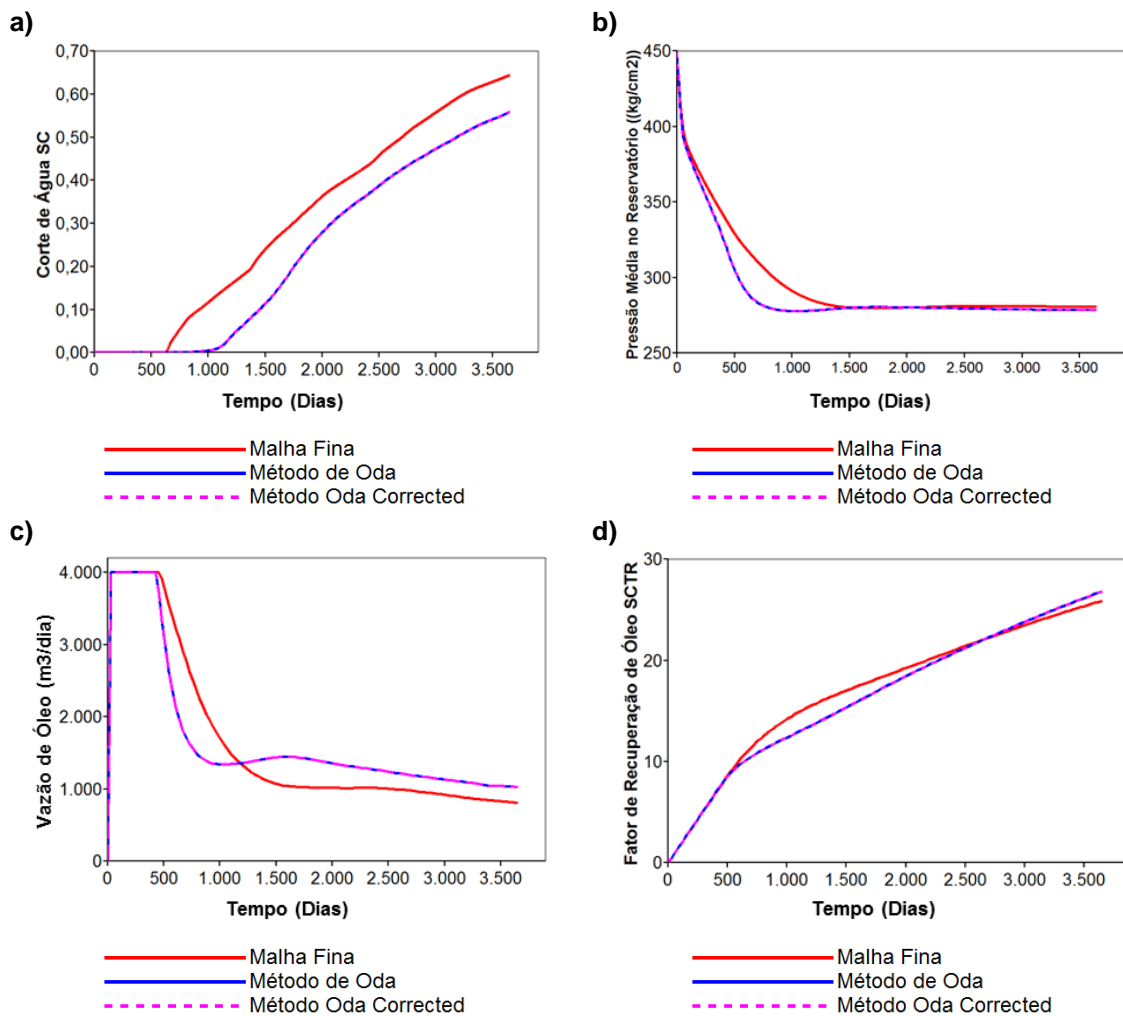


Figura 5.34: UCF com Super-k- Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e métodos Oda e Oda Corrected. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

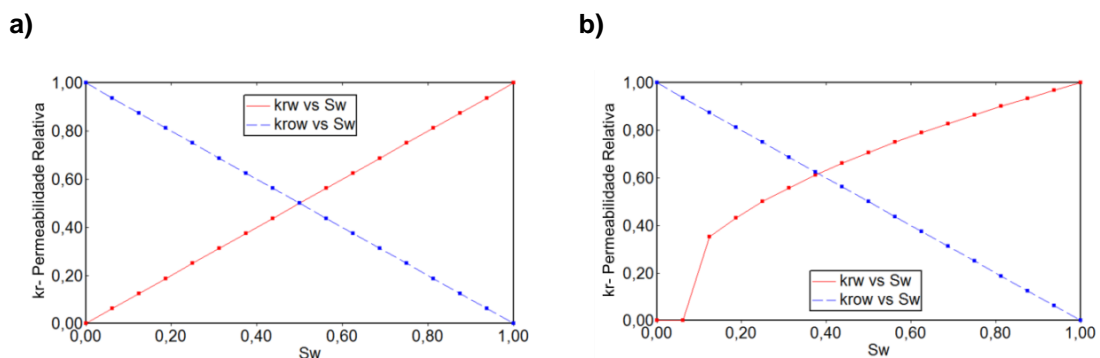


Figura 5.35: Transição da Permeabilidade. a) Permeabilidade Relativa base e b) Pseudo-curva de Permeabilidade relativa.

A Figura 5.36 ilustra uma comparação entre os resultados obtidos para o método Oda Corrected antes e após o ajuste. É possível observar que a curva do método Oda Corrected está mais próxima da curva da malha fina após a aplicação da pseudo-curva de permeabilidade relativa.

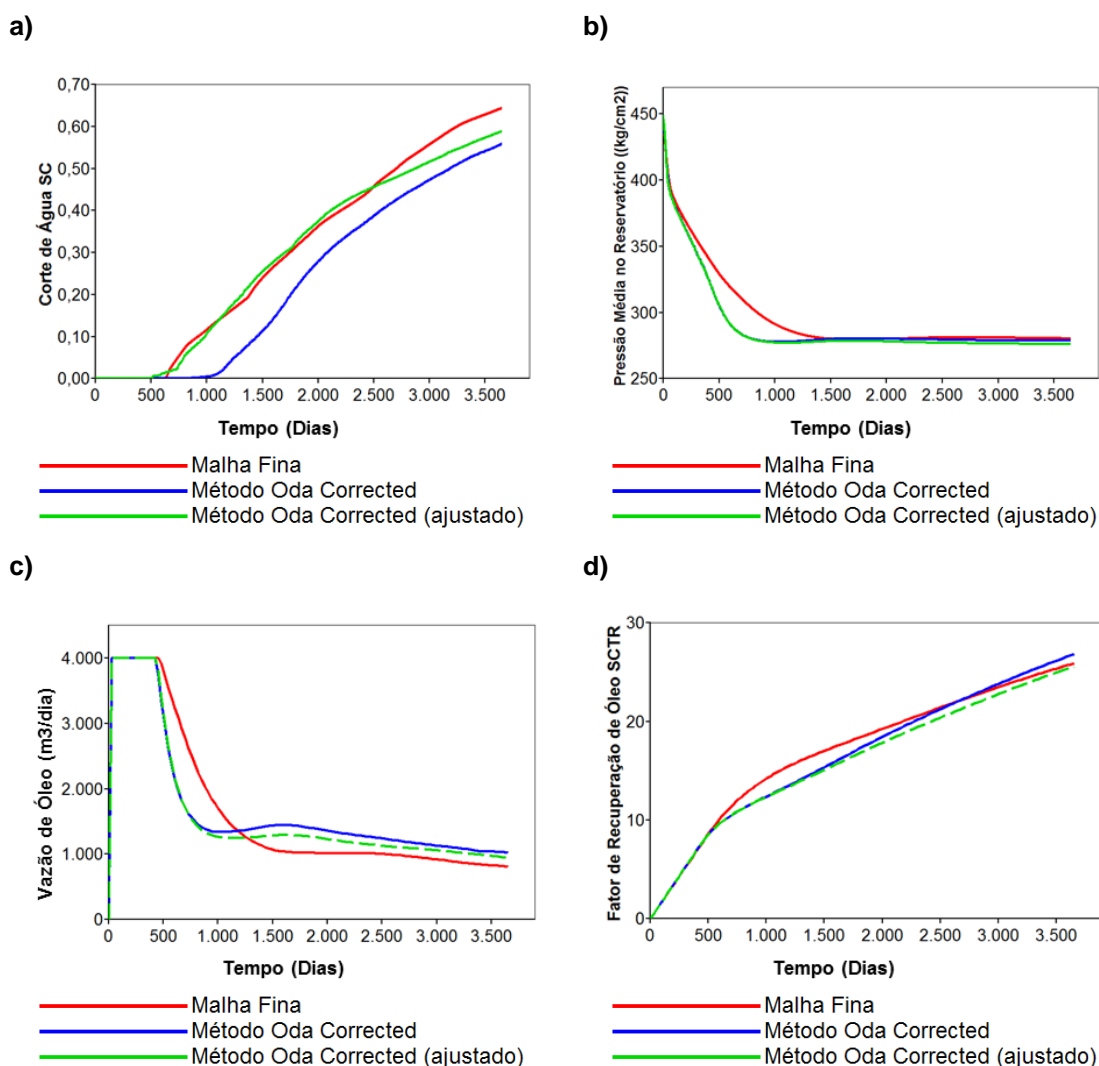


Figura 5.36: UCF com Super-k- Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e método Oda Corrected antes e após ajuste. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

As Figuras 5.37 a 5.44 representam o avanço da frente de água ao longo do tempo, para a solução de referência e o método com melhor ajuste em relação à mesma. É possível observar que o método Oda Corrected adota, em parte, o comportamento da malha fina. Nos primeiros seis meses o avanço de água segue o padrão da solução de referência, mas após dois anos apresenta algumas diferenças. Este facto deve-se ao caso de estudo ser parcialmente fraturado, das fraturas apenas criarem anisotropias em algumas regiões e do método Oda Corrected ser apenas válido para fraturas com alta conectividade, o que cria dificuldade na representação das fraturas.

Na malha fina, o poço produtor não apresenta fluxo na camada ilustrada. Na malha grosseira, dado o espaço de busca ser maior, o bloco apresenta fratura e, por isso, o poço produtor apresenta fluxo. Este problema só poderia ser resolvido se fosse possível aplicar o método numérico na transferência de escala da rede de fraturas. Neste caso, assume-se este erro como perda de informação relativa às restrições do método Oda Corrected.

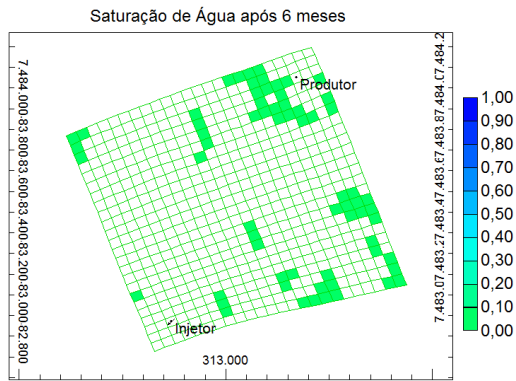


Figura 5.37: Frente de água na fratura após seis meses (Malha fina).

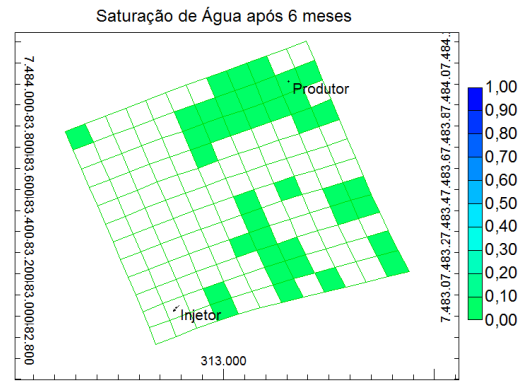


Figura 5.38: Frente de água na fratura após seis meses (Método Oda Corrected).

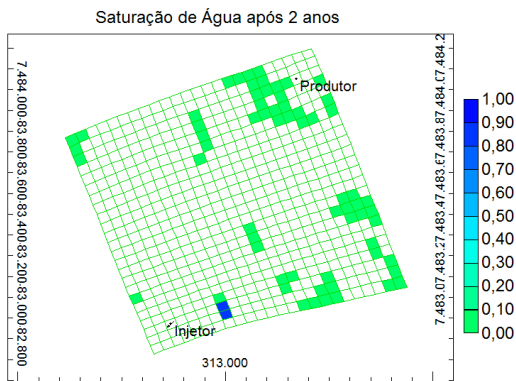


Figura 5.39: Frente de água na fratura após dois anos (Malha fina).

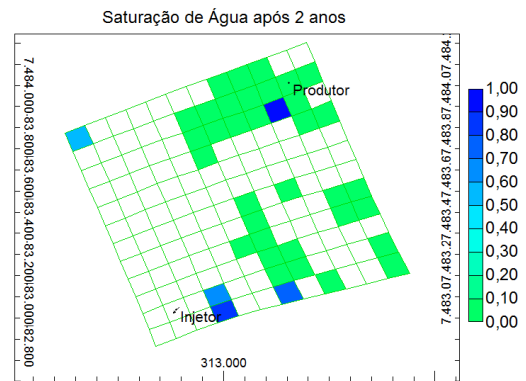


Figura 5.40: Frente de água na fratura após dois anos (Método Oda Corrected).

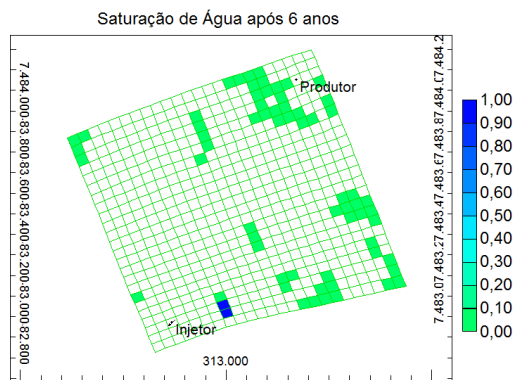


Figura 5.41: Frente de água na fratura após seis anos (Malha fina).

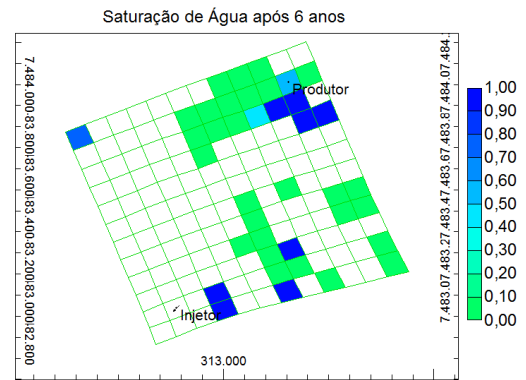


Figura 5.42: Frente de água na fratura após seis anos (Método Oda Corrected).

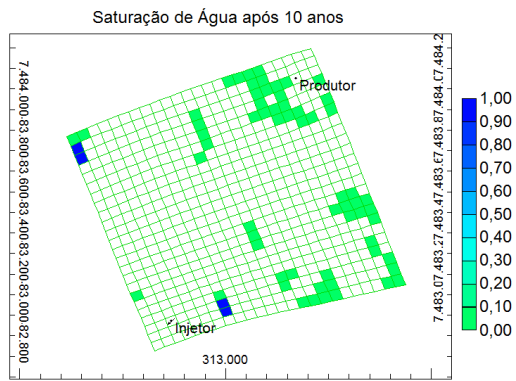


Figura 5.43: Frente de água na fratura após dez anos (Malha fina).

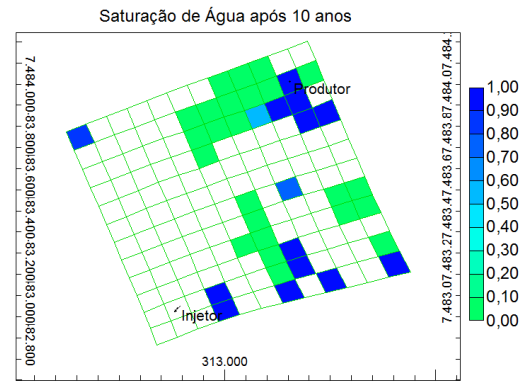


Figura 5.44: Frente de água na fratura após dez anos (Método Oda Corrected).

UCF sem Super-k

Na Figura 5.45 encontram-se representados os resultados obtidos para a malha fina e métodos Oda e Oda Corrected relativos ao corte de água, pressão média no reservatório, vazão de óleo e fator de recuperação de óleo.

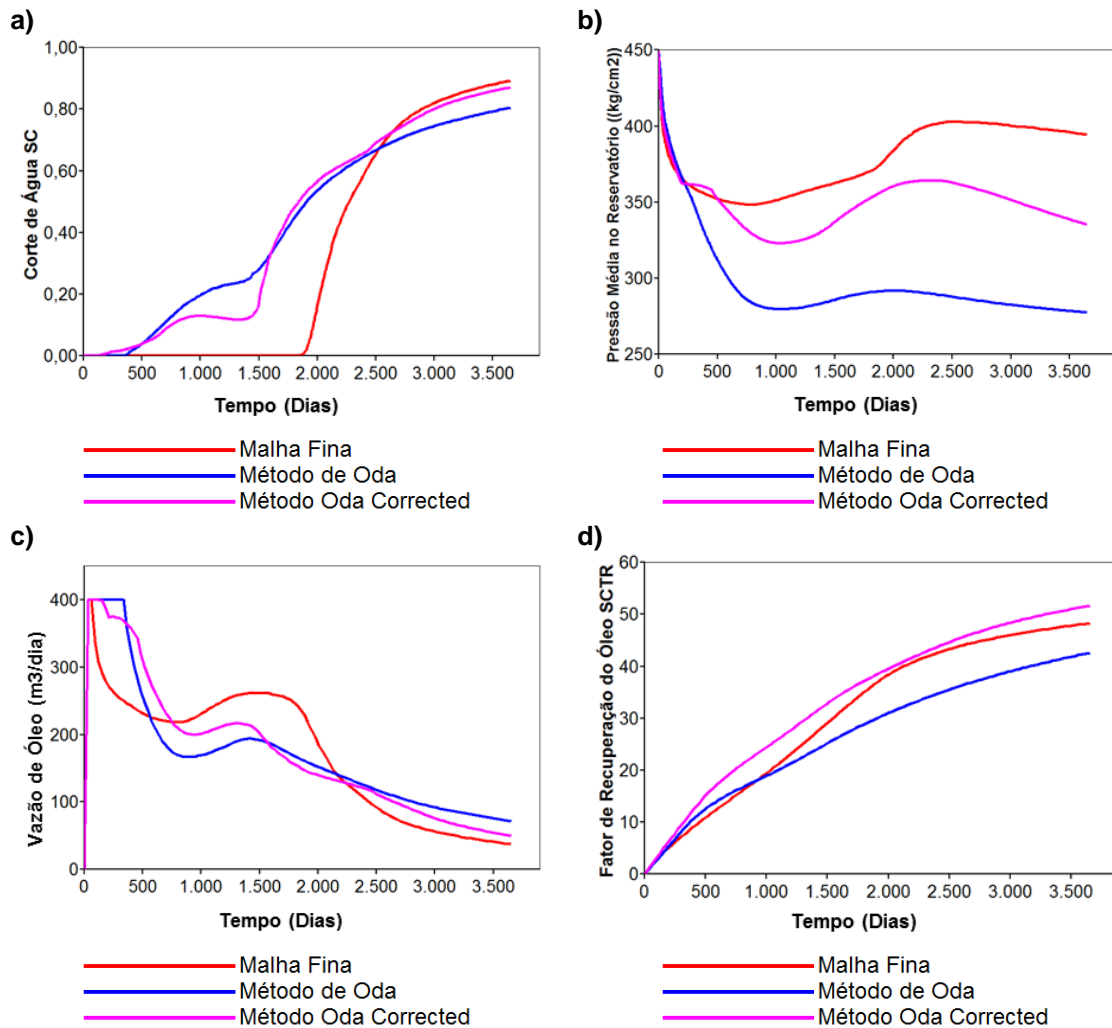


Figura 5.45: UCF sem Super-k – Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e métodos Oda e Oda Corrected. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

No parâmetro corte de água (Figura 5.45 (a)) o método de Oda e o método Oda Corrected apresentam um comportamento semelhante até aproximadamente aos 2500 dias, data a partir da qual o método Oda Corrected possui um ajuste mais próximo relativamente à malha fina. Na pressão média no reservatório, o método Oda Corrected é o que permite um ajuste mais próximo relativamente à malha fina (Figura 5.45 (b)).

Em relação à vazão de óleo, pode-se observar pela Figura 5.45 (c) que os métodos apresentam igual proximidade relativamente à malha fina apenas no início da simulação, e que no decorrer da simulação, o método Oda Corrected passa a ter o melhor ajuste. No fator de recuperação de óleo, os

métodos apresentam o mesmo ajuste relativamente à solução de referência até aproximadamente 500 dias de simulação. O método Oda Corrected apresenta o melhor ajuste relativamente à malha fina, exceto no intervalo de tempo entre os 500 e os 1000 dias de simulação, onde a curva do método de Oda está mais próxima à curva da malha fina (Figura 5.45 (d)).

Após análise de todos os parâmetros de produção é possível verificar que o método Oda Corrected permite um ajuste mais próximo da malha fina. Em comparação com o método de Oda, o método Oda Corrected implica menor tempo de transferência de escala.

As Figuras 5.46 a 5.53 ilustram a frente de água na fratura ao longo do tempo, para a malha fina e método Oda Corrected. É possível verificar que o avanço de água, no método Oda Corrected, inicialmente segue parcialmente a solução de referência, mas a partir dos seis meses evidência algumas diferenças em relação à mesma. Tal, deve-se ao facto do método Oda Corrected ser apenas válido para fraturas com alta conectividade e o caso de estudo ser parcialmente fraturado. As fraturas apenas criam anisotropias nalgumas regiões, o que traz dificuldade em representar o meio fraturado.

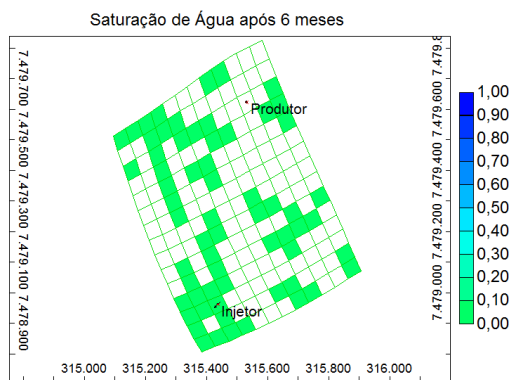


Figura 5.46: Frente de água na fratura após seis meses (Malha fina).

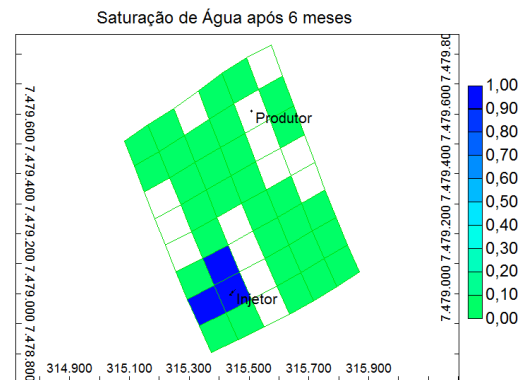


Figura 5.47: Frente de água na fratura após seis meses (Método Oda Corrected).

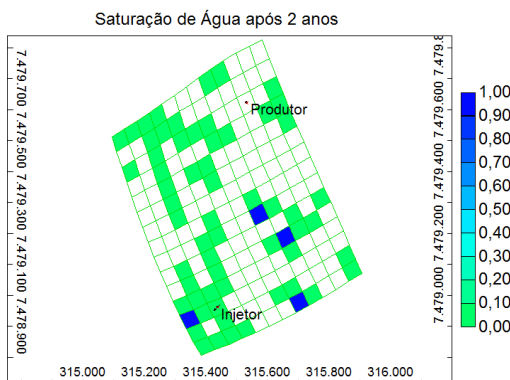


Figura 5.48: Frente de água na fratura após dois anos (Malha fina).

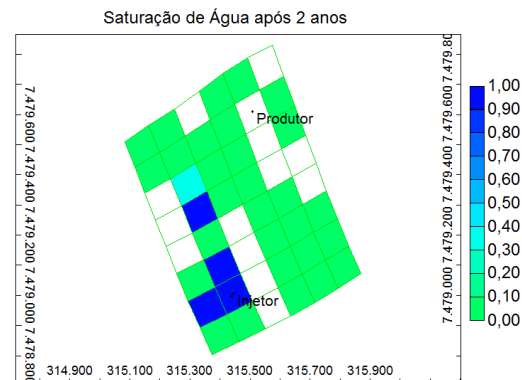


Figura 5.49: Frente de água na fratura após dois anos (Método Oda Corrected).

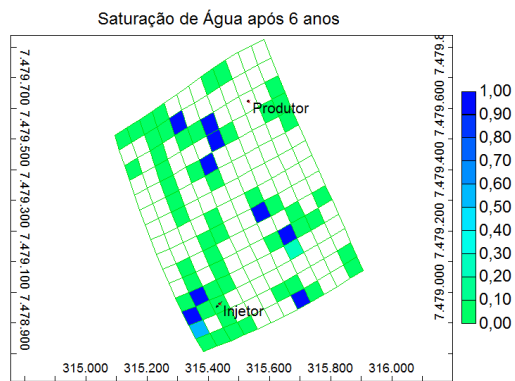


Figura 5.50: Frente de água na fratura após seis anos (Malha fina).

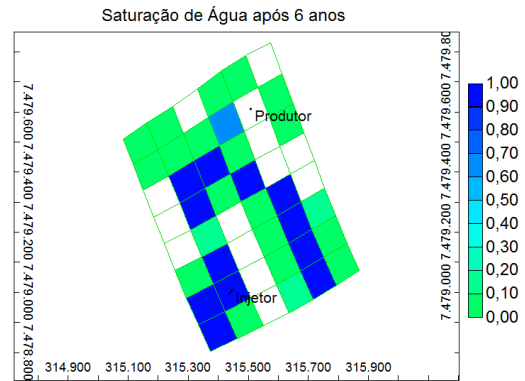


Figura 5.51: Frente de água na fratura após seis anos (Método Oda Corrected).

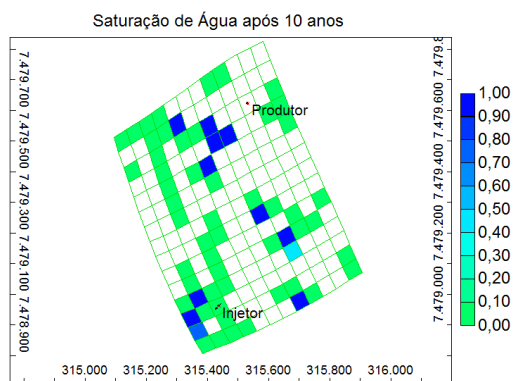


Figura 5.52: Frente de água na fratura após dez anos (Malha fina).

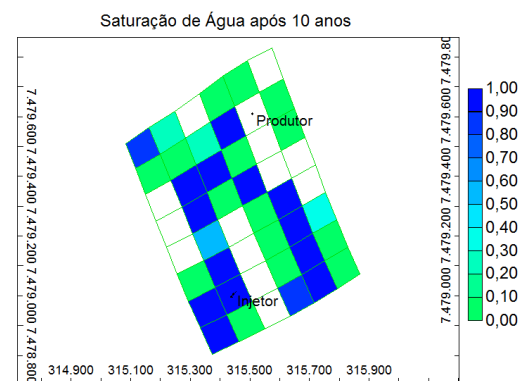


Figura 5.53: Frente de água na fratura após dez anos (Método Oda Corrected).

5.2. Etapa 3 – Modelo de Simulação

Esta etapa consiste na realização da TE para todo o reservatório. São aplicadas as técnicas de transferência de escala e pseudo-funções apropriadas para cada UCF, definidas anteriormente. Na matriz é aplicada a média harmônica-aritmética e na fratura é aplicado o método Oda Corrected.

5.2.1. Validação do Modelo de Simulação

Na validação do modelo de simulação são admitidos três *rocks-types* diferentes para representar respectivamente a matriz, a unidade Super-k e a fratura.

O modelo de simulação apresenta matriz e fratura permeáveis e por isso é aplicado o modelo de fluxo de dupla permeabilidade.

A validação numérica consiste na aplicação de uma estratégia de produção inicial, com o objetivo de avaliar a consistência numérica do modelo de simulação e ilustrar a influência das UCF no escoamento e produção.

A Figura 5.54 representa a estratégia de produção inicial (16 poços produtores e 4 poços injetores de água, verticais) utilizada na validação do modelo de simulação.

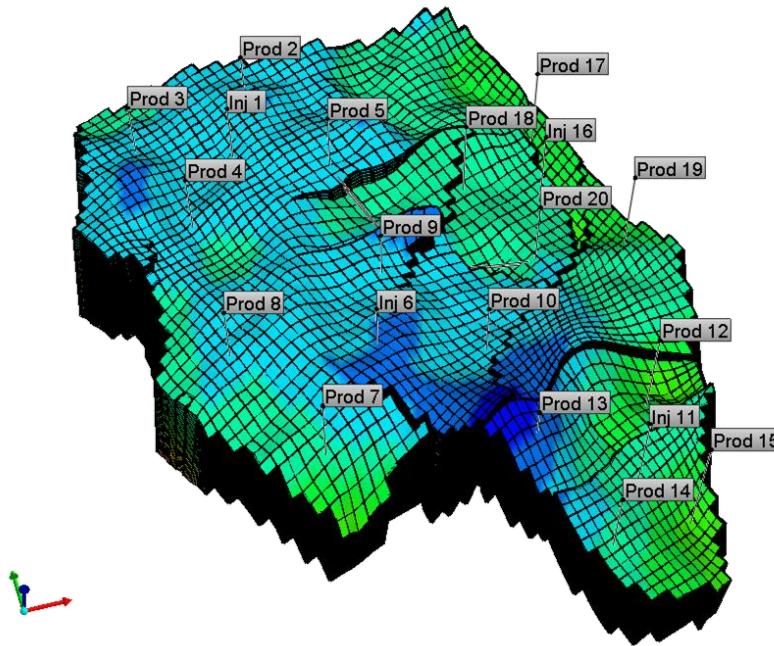
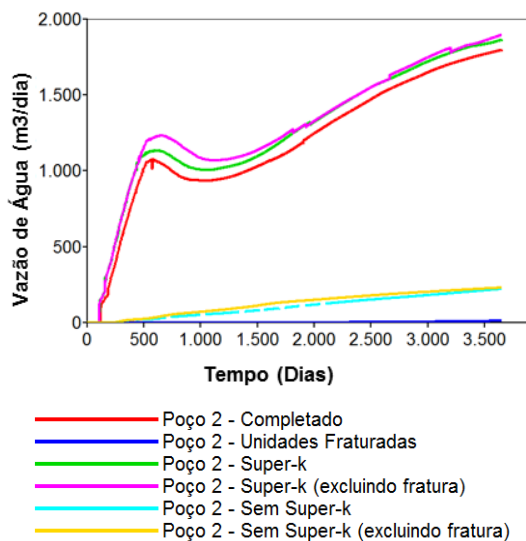


Figura 5.54: Modelo global com quatro conjuntos de *five spots*.

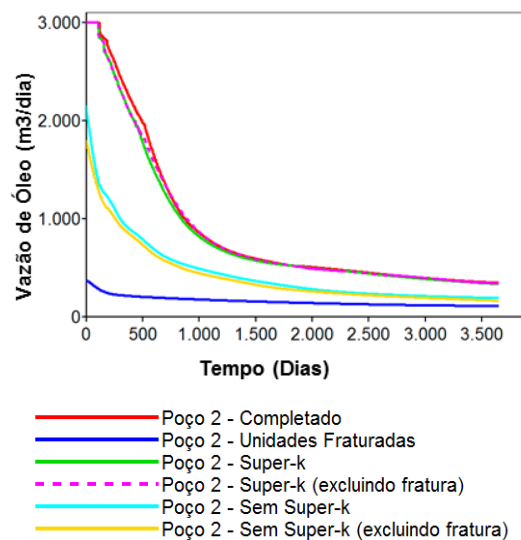
Para ilustrar a influência das diferentes unidades no escoamento e produção é necessário realizar um estudo de sensibilidade na completção dos poços em função da unidade presente.

As Figuras 5.55 a 5.66 ilustram a comparação entre as diferentes estratégias de completção, tendo por base a vazão de óleo e água. A comparação é feita para os Poços 2, 4, 8, 10, 15 e 20.



- Poço 2 - Completado
- Poço 2 - Unidades Fraturadas
- Poço 2 - Super-k
- Poço 2 - Super-k (excluindo fratura)
- Poço 2 - Sem Super-k
- Poço 2 - Sem Super-k (excluindo fratura)

Figura 5.55: Vazão de Água para o poço 2.



- Poço 2 - Completado
- Poço 2 - Unidades Fraturadas
- Poço 2 - Super-k
- Poço 2 - Super-k (excluindo fratura)
- Poço 2 - Sem Super-k
- Poço 2 - Sem Super-k (excluindo fratura)

Figura 5.56: Vazão de Óleo para o poço 2.

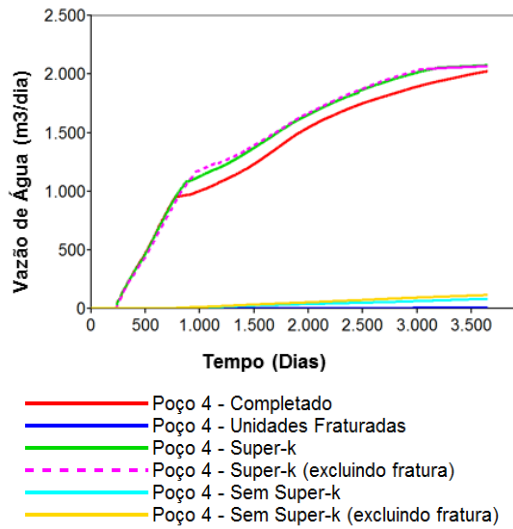


Figura 5.57: Vazão de Água para o poço 4.

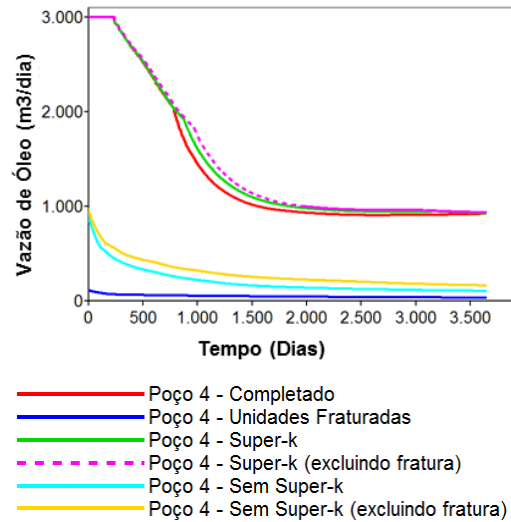


Figura 5.58: Vazão de Óleo para o poço 4.

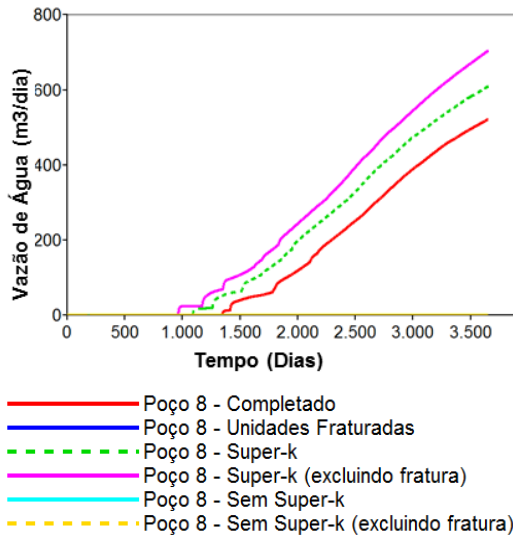


Figura 5.59: Vazão de Água para o poço 8.

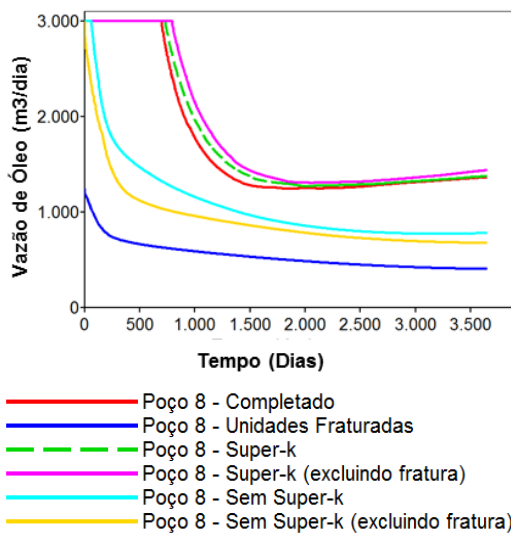


Figura 5.60: Vazão de Óleo para o poço 8.

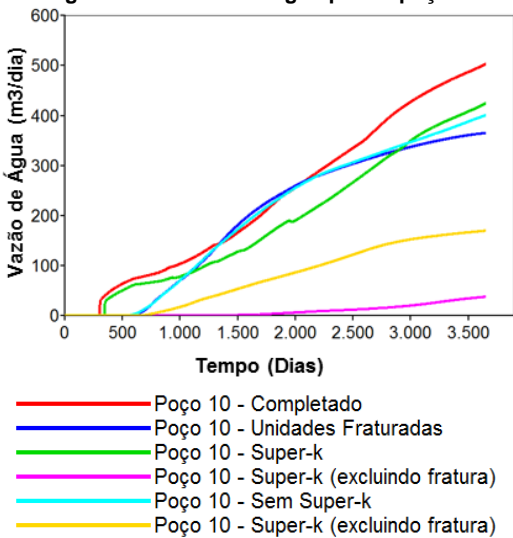


Figura 5.61: Vazão de Água para o poço 10.

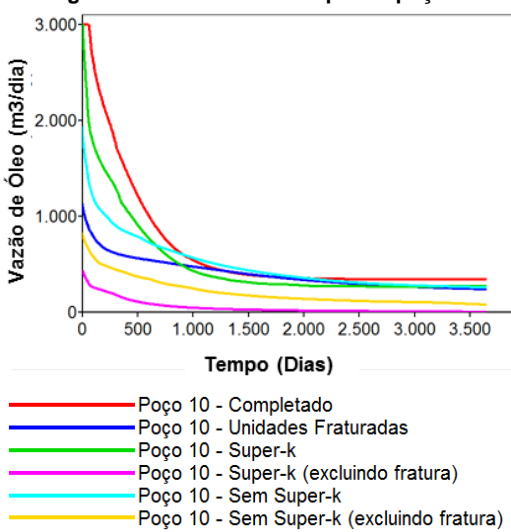
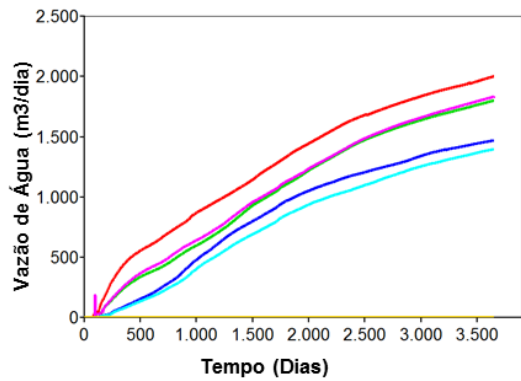
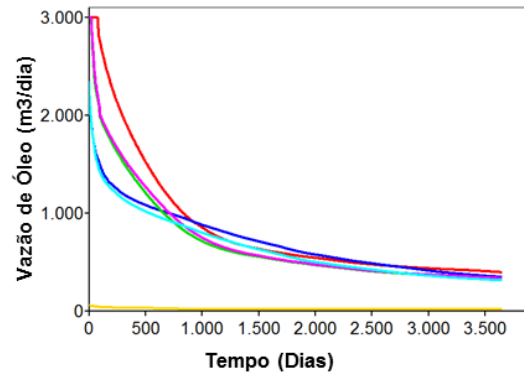


Figura 5.62: Vazão de Óleo pra o poço 10.

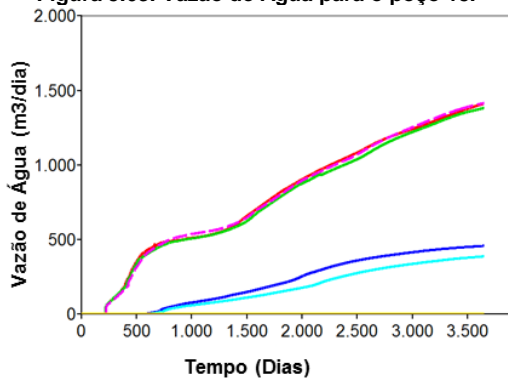


- Poço 15 - Completado
- Poço 15 - Unidades Fraturadas
- Poço 15 - Super-k
- Poço 15 - Super-k (excluindo fratura)
- Poço 15 - Sem Super-k
- Poço 15 - Sem Super-k (excluindo fratura)



- Poço 15 - Completado
- Poço 15 - Unidades Fraturadas
- Poço 15 - Super-k
- Poço 15 - Super-k (excluindo fratura)
- Poço 15 - Sem Super-k
- Poço 15 - Sem Super-k (excluindo fratura)

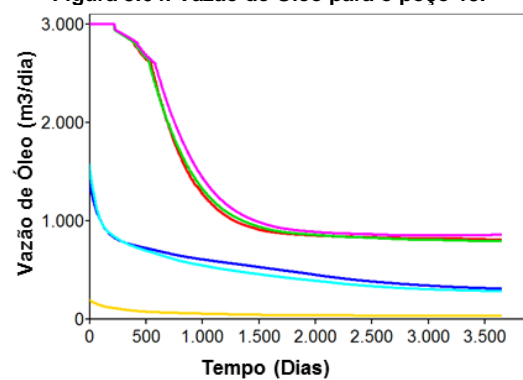
Figura 5.63: Vazão de Água para o poço 15.



- Poço 20 - Completado
- Poço 20 - Unidades Fraturadas
- Poço 20 - Super-k
- Poço 20 - Super-k (excluindo fratura)
- Poço 20 - Sem Super-k
- Poço 20 - Sem Super-k (excluindo fratura)

Figura 5.65: Vazão de Água para o poço 20.

Figura 5.64: Vazão de Óleo para o poço 15.



- Poço 20 - Completado
- Poço 20 - Unidades Fraturadas
- Poço 20 - Super-k
- Poço 20 - Super-k (excluindo fratura)
- Poço 20 - Sem Super-k
- Poço 20 - Sem Super-k (excluindo fratura)

Figura 5.66: Vazão de Óleo para o poço 20.

Através da análise das Figuras 5.55 a 5.66 é possível observar que as vazões de água e óleo nos poços são mais elevadas quando aplicadas as estratégias, de completação total, completação nos blocos com Super-k e completação nos blocos com Super-k excluindo a fratura. O mesmo comportamento verifica-se na análise quantitativa realizada para os poços em questão, onde se calculam as médias de vazão de água e vazão de óleo correspondentes a cada estratégia para 365, 1095, 2191 e 3652 dias (Figura 5.67 e Figura 5.68).

No Anexo B são apresentadas as tabelas com os valores utilizados no cálculo das médias, bem como os resultados obtidos.

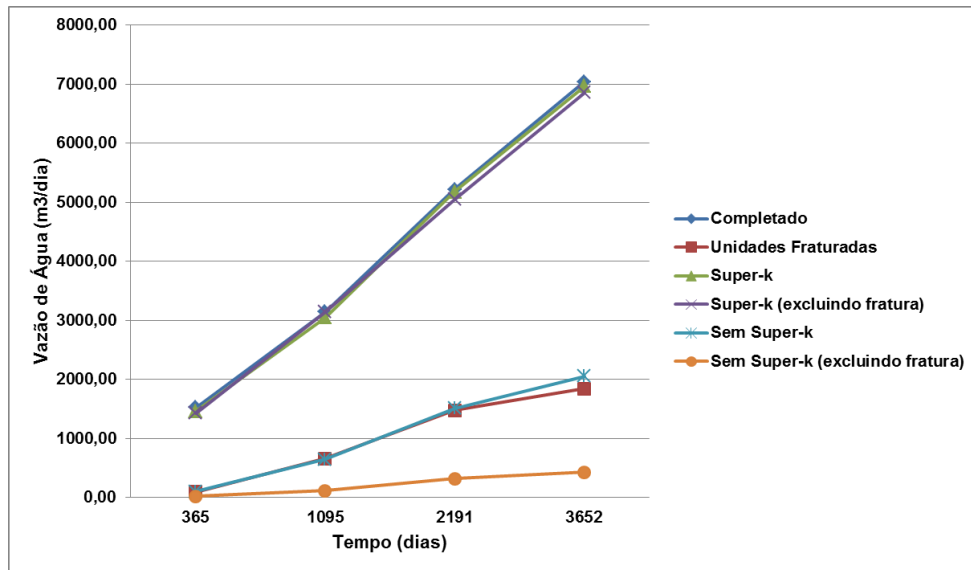


Figura 5.67: Médias de vazão de água correspondentes a cada estratégia.

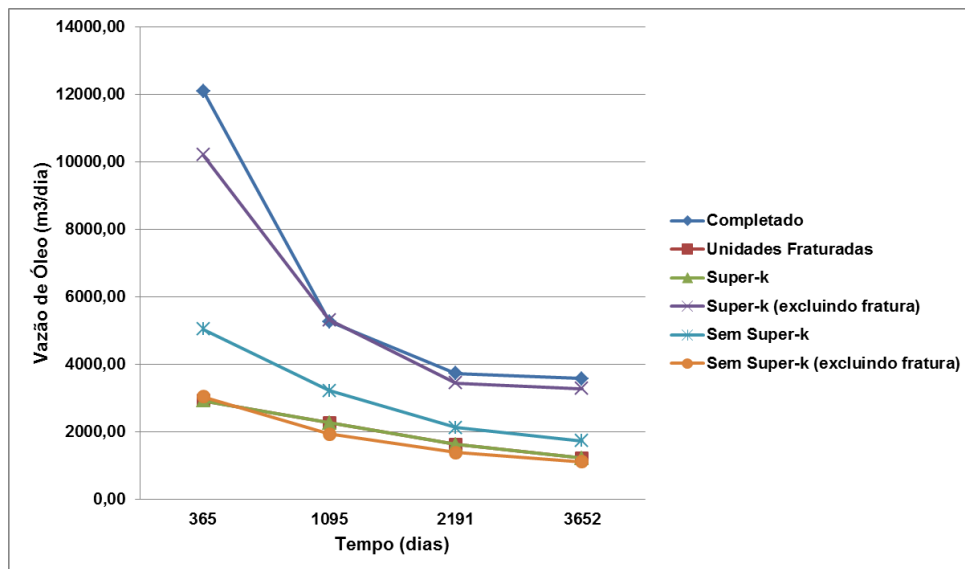


Figura 5.68: Médias de vazão de óleo correspondentes a cada estratégia.

A Figura 5.69 e a Figura 5.70 ilustram uma comparação, com base no corte de água e vazão de óleo, entre a estratégia inicial e as restantes estratégias de completação para todo o campo, onde, é possível observar que os menores valores de corte de água e maiores valores do fator de recuperação de óleo são obtidos nas estratégias de completação sem Super-K com e sem fratura. É possível verificar o inverso, elevados valores de corte de água e baixos valores de fator de recuperação de óleo quando aplicadas as estratégias de completação em Super-k com e sem inclusão de fratura. Este facto deve-se à unidade Super-k ter um volume poroso menor, mas permeabilidade elevada, levando a água injetada a ter preferência pela mesma. O óleo fica retido na matriz, pois não ocorre tempo suficiente para a sua embebição.

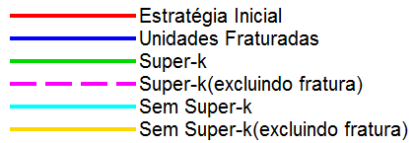
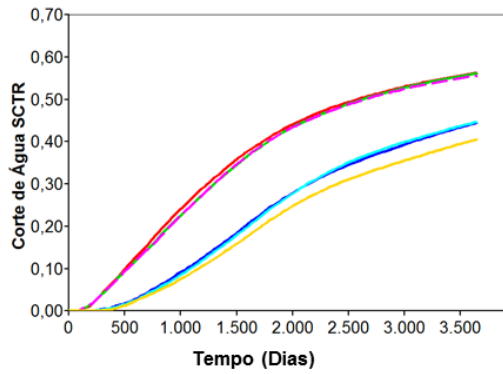


Figura 5.69: Corte de Água.

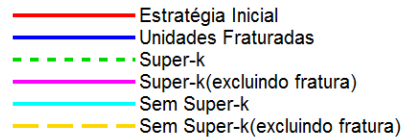
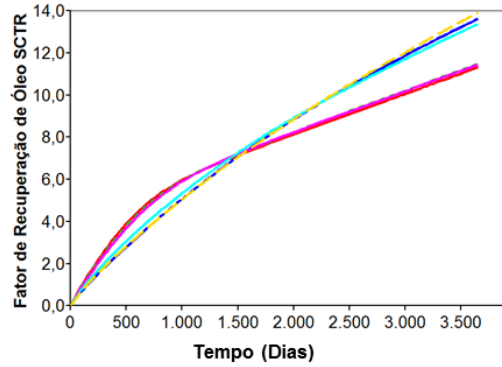


Figura 5.70: Fator de Recuperação de Óleo.

As Figuras 5.71 a 5.76 ilustram a saturação de água em corte para os poços 7 e 10 para as estratégias de completção nas unidades sem Super-k e nas unidades com Super-k. Através da sua análise é possível observar que a água injetada alcança mais volume no caso da completção em unidades sem Super-k, alcançando assim um maior volume de óleo. No caso da completção em unidades com Super-k, a água tem um avanço rápido mas não permite varrer um volume de óleo tão elevado.

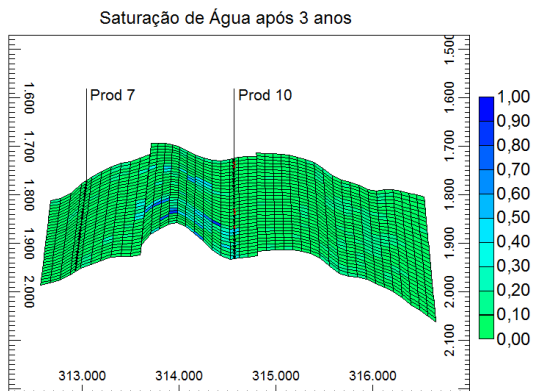


Figura 5.71: Frente de água no poço 7 e 10 após três anos (Completção sem Super-k).

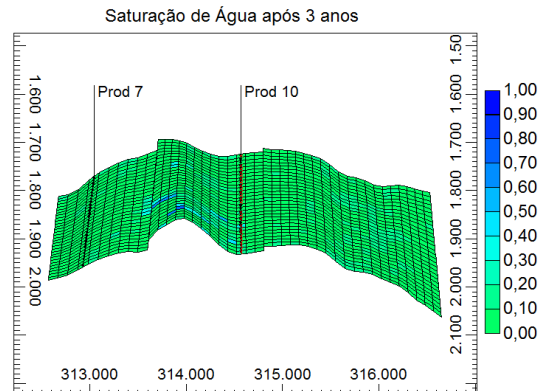


Figura 5.72: Frente de água no poço 7 e 10 após três anos (Completção em Super-k).

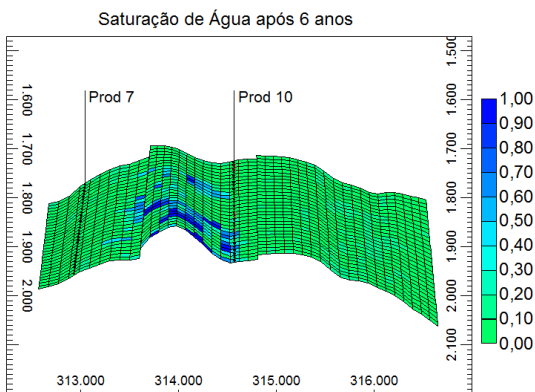


Figura 5.73: Frente de água no poço 7 e 10 após seis anos (Completção sem Super-k).

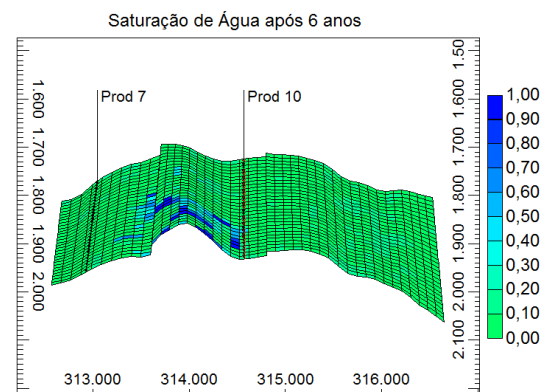


Figura 5.74: Frente de água no poço 7 e 10 após seis anos (Completção em Super-k).

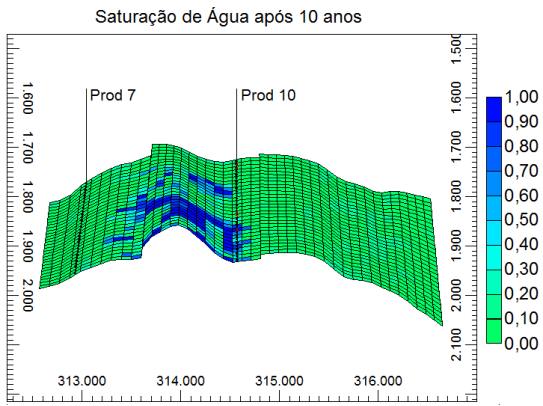


Figura 5.75: Frente de água no poço 7 e 10 após dez anos (Completação sem Super-k).

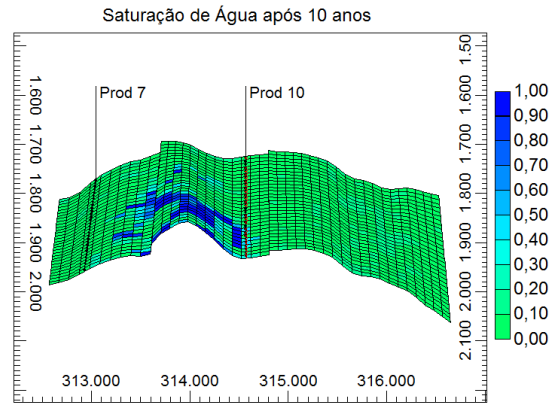


Figura 5.76: Frente de água no poço 7 e 10 após dez anos (Completação em Super-k).

6. Conclusões

As principais metas deste trabalho foram alcançadas obtendo-se um conjunto de resultados que permitiram dar resposta ao objetivo principal, a determinação de qual o melhor método de transferência de escala a ser aplicado ao modelo Benchmark UNISIM-II.

A metodologia aplicada permite: (1) definir uma solução de referência, dado que o reservatório é dividido em regiões para cada unidade característica de fluxo e (2) obter controlo das propriedades estáticas e pseudo-funções (permeabilidade relativa) ao longo do procedimento de transferência de escala, visto que esta é realizada por escala de heterogeneidades.

A análise dos resultados obtidos na validação da transferência de escala da matriz, para as unidades características de fluxo, com e sem Super-k, permite concluir que:

- A porosidade e *net to gross* são propriedades volumétricas (variáveis aditivas), portanto a média aritmética é eficiente na representação destas propriedades. Os resultados obtidos eram os esperados, devido à dispersão associada quando aplicada a média aritmética.
- Os histogramas da permeabilidade obtidos para os diferentes métodos apenas permitem diferenciar qual o conjunto de métodos com melhor ajuste em relação à solução de referência, com base no comportamento estático. Para a validação da técnica de transferência de escala, apropriada para a permeabilidade, deve ser levada em consideração a validação dinâmica, com base no escoamento, dado que esta é a função da variabilidade da saturação de água e óleo no bloco de simulação.
- A presença de camadas finas de alta permeabilidade (Super-k), associadas a curvas de permeabilidade relativa similar a fraturamento, induz na necessidade de aplicar um parâmetro de corte após a transferência de escala, de forma a associar esta camada à respectiva curva de permeabilidade-relativa (*rock-type*). Para este caso, cortes de permeabilidade acima de 600 mD apresentam maus ajustes em relação à solução de referência.
- O método aplicado à permeabilidade que permite o ajuste mais próximo à solução de referência é a média combinada harmónica-aritmética. Este método apresentou resultados próximos aos métodos numéricos de transferência de escala, contudo, a média combinada apresentou menor tempo de transferência de escala, dado ser uma combinação de métodos analíticos.

A análise dos resultados obtidos na validação da transferência de escala da fratura, para as unidades características de fluxo, com e sem Super-k, permite concluir que:

- Os histogramas de permeabilidade obtidos para os métodos Oda e Oda Corrected não permitem concluir qual o método com melhor ajuste em relação à solução de referência, dado as diferenças pouco significativas apresentadas entre os dois métodos.

- Os métodos Oda Corrected e Oda apresentam resultados semelhantes, contudo o método Oda Corrected apresenta menor tempo de transferência de escala.
- Dado que o caso em estudo é parcialmente fraturado, a dificuldade para representar as fraturas em simulação de reservatório é acrescida, dado que ambos os métodos disponíveis em *software* comercial (Oda e Oda corrected) são apenas válidos para fraturas com alta conectividade. O método numérico apresenta elevado tempo computacional e é impraticável aplicar em regiões de dimensão de reservatório. Sendo assim, é inevitável a perda de informação através dos métodos de transferência de escala em fratura, disponíveis no *software*.

Os resultados obtidos na validação do modelo de simulação permitem concluir que:

- A caracterização prévia com base na transferência de escala por unidades características de fluxo pode auxiliar na melhor região a aplicar a completação do poço.
- As completações nos blocos sem Super-k (com e sem fratura) são as que permitem obter menor produção de água e elevado fator de recuperação de óleo em comparação à completação total e às restantes abordagens.

6.1. Sugestões para Trabalhos Futuros

No seguimento deste trabalho são sugeridos alguns pontos que não puderam ser abordados e que podem ser desenvolvidos em trabalhos futuros com base na metodologia aplicada no trabalho:

- Foi utilizado o modelo de simulação de dupla permeabilidade na simulação numérica do reservatório, no entanto, existem outros modelos de simulação, como o modelo de porosidade simples e porosidade dupla que poderão ser avaliados no modelo Unisim-II. Contudo, a aplicação de diferentes modelos numéricos, só deve ser possível através da aplicação de pseudo-funções, no caso de modelos de dupla porosidade e/ou algum tipo de média analítica entre as propriedades petrofísicas do sistema de fratura com o sistema de matriz, para o caso de aplicar um modelo de porosidade simples. Detalhes deste procedimento estão descritos no trabalho de Bourbiaux (2010).
- Empregar a metodologia deste trabalho em reservatórios com alta densidade e conectividade de fratura e/ou existência de características cársicas, dado os diferentes desafios no processo de transferência de escala.
- O modelo Unisim-II não apresenta diversidade em termos de comportamento de rocha/fluido, apesar da unidade Super-k apresentar diferente molhabilidade, o que torna interessante testar a metodologia aplicada neste trabalho em casos que detenham diferentes tipos de molhabilidade e diversidade no comportamento de rocha/fluido.

7. Referências

- Ahr, Wayne, M., 2008. *Geology of Carbonate Reservoirs: The Identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks*. New Jersey: John Wiley and Sons.
- Bourbiaux, B., 2010, Fractured Reservoir Simulation: a Challenging and Rewarding Issue. *Oil and Gas Science and Technology – Rev. IFP*, v.65, No.2, pp. 227-238.
- Christie, M. A., 1996, Upscaling for Reservoir Simulation. *JPT*, p. 1004–1010.
- Christie, M. A. & Blunt, M. J., 2001, Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques. *SPE* 66599, p.1-13.
- Correia, M. G., 2014, *Representação de Reservatórios Carbonáticos Naturalmente Fraturados em Simulação de Reservatórios*. Tese de Doutorado em Ciências e Engenharia de Petróleo, Unicamp, Campinas.
- Correia, M. G., Hohendooff, J. & Schiozer, D., 2015, UNISIM-II-D: Benchmark Case Proposal Based on a Carbonate Reservoir. *SPE* 177140-MS.
- Correia, M. G., Maschio, C. & Schiozer, D. J., 2016, *Development of complex layered and fractured reservoir models for reservoir simulation*. *J Braz. Soc. Mech. Sci. Eng.* DOI 10.1007/s40430-016-0606-7.
- Correia, M. G., Maschio, C. & Schiozer, D. J., 2015, Integration of multiscale carbonate reservoir heterogeneities in reservoir simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v.131, pp. 34-50.
- Cottreau, N., Garcia, M. H., Gosselin, O. R. & Vigier, L., 2010, Effective Fracture Network Permeability: Comparative Study of Calculation Methods. *SPE* 131126, EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Barcelona, Spain, 14-17 June.
- Cruz, P.S., 1991, *Análise Crítica dos Métodos de Mudança de Escala Associados à Simulação Numérica de Reservatórios*. Tese de Mestrado, Unicamp, Campinas.
- Dunham, R. J., 1962, *Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture*. In, W.E. Hamm (Ed.), *Classification of Carbonate Rocks, A Symposium*. American Association of Petroleum Geologists, pp. 108-121.
- Durlofsky, L. J., 2005, Upscaling and Gridding of Fine Scale Geological Models for Flow Simulation: A Review of Recent Progress. *International Forum on Reservoir Simulation*, Stresa, Italy, 20-24 June.

- Elfeel, A. M. & Geiger, S., 2012, Static and Dynamic Assessment of DFN Permeability Upscaling. *SPE 154369*, EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC, Copenhagen, Denmark. 4-7 June.
- Folk, R. L., 1959, Practical Petrographic Classification of Limestones. *AAPG BULL.* 43: 1-38.
- Folk, R. L., 1962, *Spectral Subdivision of Limestone Types. In: Classification of Carbonate Rocks.* W. E. Ham (Ed.). AAPG Memoir No. 1, Tulsa, OK, pp. 62-84.
- Gilman, J. R. & Kazemi, H., 1983, Improvements in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE 10511*.
- Hilden, S. T., 2016, *Upscaling of Water-Flooding Scenarios and Modeling of Polymer Flow.* Ph.D Thesis, NTNU, Trondheim.
- Khcoenkova, N. & Delorme, M., 2009, Performance Analysis of the Hybrid Fracture Media Upscaling Approach on a Realistic Case of Naturally Fractured Reservoir. *IPTC 13935*.
- Ligero, E. L., Schiozer, D. J. & Romeu, R. K., 2001, Aplicação da Transferência de Escala na Caracterização de Reservatórios-Influência da Permeabilidade Absoluta Equivalente na Simulação Numérica de Escoamento. *COBEM*, Uberlândia-MG, Brasil, p. 1–10.
- Lucia, J. F., 1983. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks: a field classification of carbonate pore space. *J Pet Technol*, 629-637.
- Lucia, J. F., 2007. *Carbonate Reservoir Characterization*. Berlin: Springer-Verlag.
- Maschio, C. & Schiozer, D. J., 2003, A New Upscaling Technique Based on Dykstra – Parsons Coefficient: Evaluation with Streamline Reservoir Simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 40, pp. 27-36.
- Maschio, C., Ligero, E. L. & Schiozer, D. J., 2002, Estudo Comparativo da Simulação de Reservatórios de Petróleo por Linhas de Fluxo e Pelo Método Tradicional. *CIT02-0051*, IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas, Caxambu-MG, Brasil.
- Mikes, D., Barzandji, O. H. M., Bruining, J. & GEEL, C.R., 2006, Upscaling of small-scale heterogeneities to flow units for reservoir modelling. *Marine and Petroleum Geology*, v. 23, pp. 931-942.
- Nelson, R. A., 2001. *Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. 2ed. Texas: Gulf Publishing Company, pp.322.
- Oda, M., 1985, Permeability Tensor for Discontinuous Rock Mass. *Geotechnique*. v. 35, No.2, pp. 483-495.

Sanjombi, B. A., 2004, *Transferência de Escala Aplicada a Blocos com Poços e Reservatórios com Heterogeneidades Fortes*. Tese de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Unicamp, Campinas.

Schlumberger Limited, 2015, Petrel E&P Software Platform, version 2015.4, Help Center.

Warren, J. E. & Root, P.J., 1963, The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Journal*, pp. 245-255.

Anexo A : Validação com base no comportamento dinâmico do reservatório para a UCF com Super-k (Matriz)

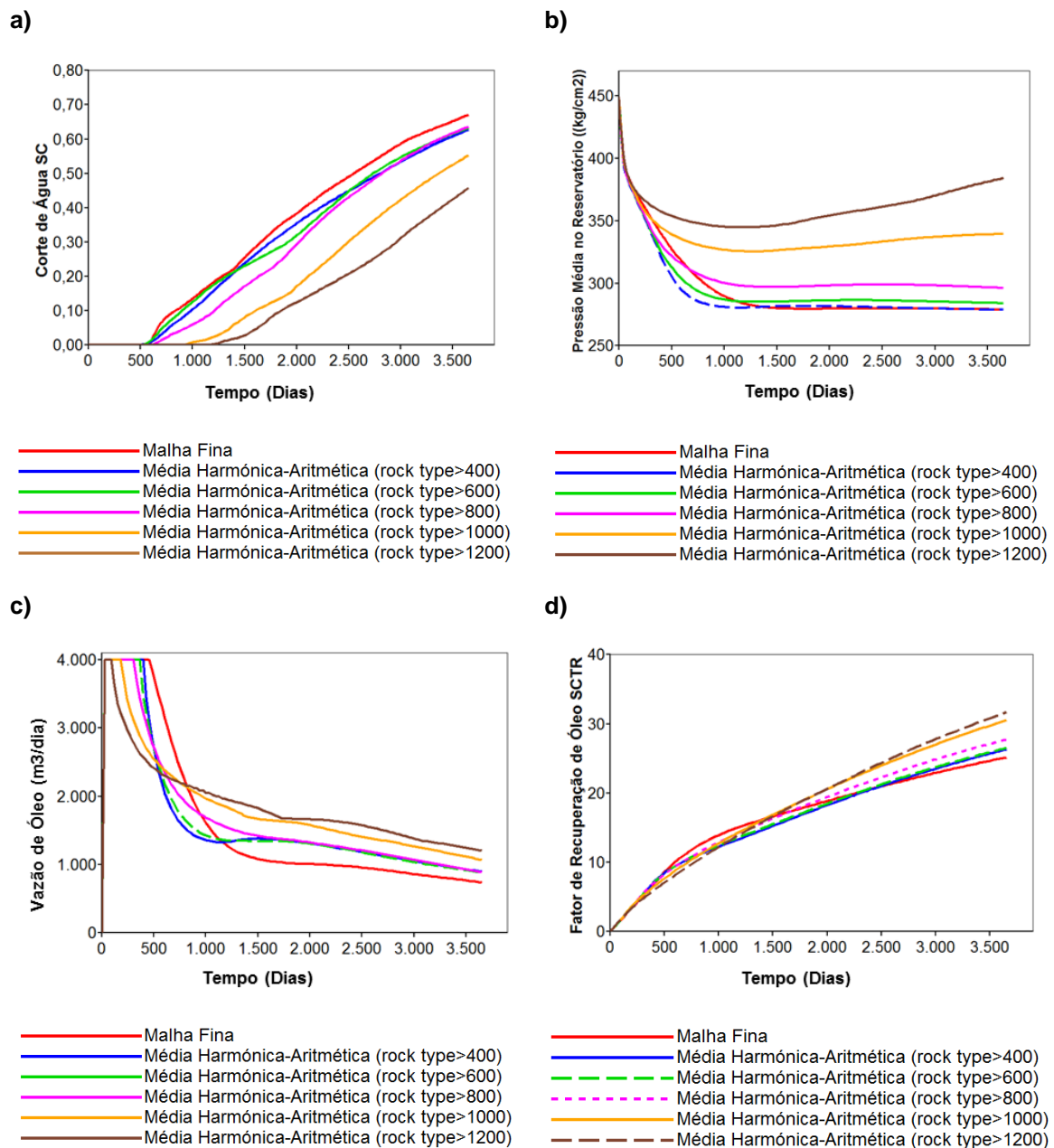
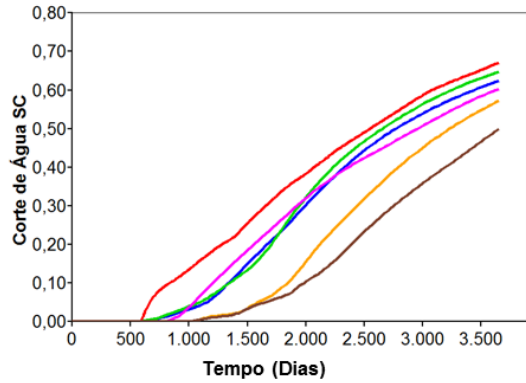


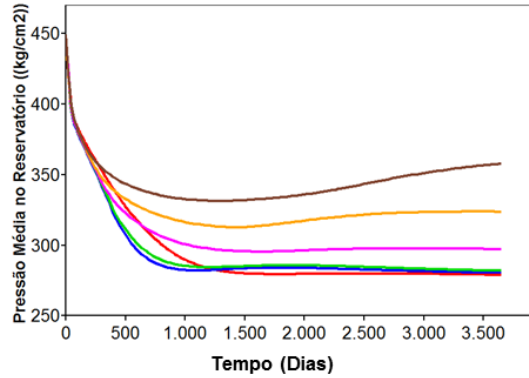
Figura A.1: UCF com Super-K – Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e diferentes *rock-types* do método média harmónica-aritmética. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

a)



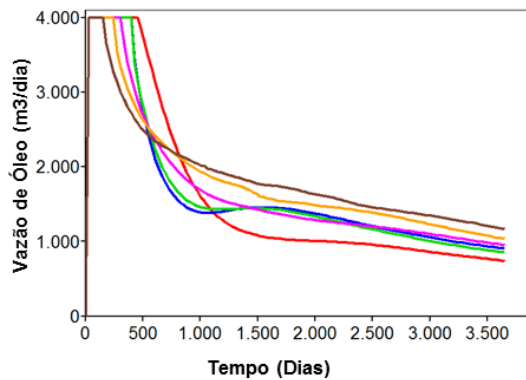
— Malha Fina
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>400)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>600)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>800)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>1000)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>1200)

b)



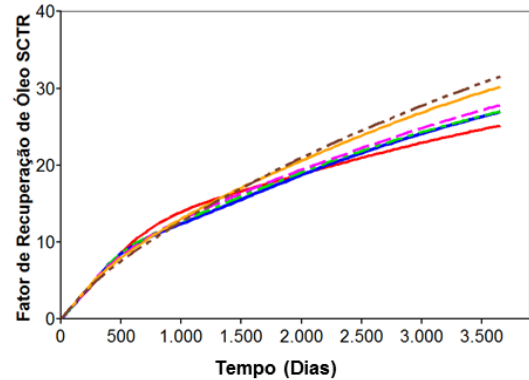
— Malha Fina
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>400)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>600)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>800)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>1000)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>1200)

c)



— Malha Fina
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>400)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>600)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>800)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>1000)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>1200)

d)



— Malha Fina
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>400)
 - - M.Numérico- fluxo fechado (rock type>600)
 - - M.Numérico- fluxo fechado (rock type>800)
 — M.Numérico- fluxo fechado (rock type>1000)
 - - M.Numérico- fluxo fechado (rock type>1200)

Figura A.2: UCF com Super-k - Comparação dos parâmetros de produção para a malha fina e diferentes *rock-types* do método numérico. a) Corte de água; b) Pressão média no reservatório; c) Vazão de óleo e d) Fator de recuperação de óleo.

Anexo B : Validação do Modelo de Simulação – Análise Quantitativa

Tabela B.1: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia completado para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Completado - Vazão de Água (m ³ /dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	716,26	265,89	0,00	44,11	455,66	164,13	1522,95
1095	936,79	1038,08	0,00	113,86	921,45	520,38	3140,28
2191	1338,07	1632,89	174,58	287,16	1544,79	977,53	5221,87
3652	1797,82	2023,02	521,57	344,95	2002,49	1411,90	7042,83

Tabela B.2: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia unidades fraturadas para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Unidades Fraturadas - Vazão de Água (m ³ /dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	0	0	0	0	94,93	0	94,93
1095	0,000356	0,736814	0	88,68	545,51	88,48	657,05
2191	0,560305	1,53	0	279,15	1117,57	301,69	1474,23
3652	10,39	7,67	0	241,4	1469,41	457,7	1843,30

Tabela B.3: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia Super-k para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Super-k - Vazão de Água (m ³ /dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	865,18	268,31	0	32,44	256	162,76	1462,62
1095	1005,82	1168,05	9,56	86,08	650,32	518,75	3049,52
2191	1415,96	1741,14	247,27	218,19	1323,52	939,5	5180,96
3652	1865,18	2073,64	609,04	271,84	1800,71	1382,03	6965,92

Tabela B.4: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia Super-k (excluindo fratura) para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Super-k (excluindo fratura) - Vazão de Água (m ³ /dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	867,14	253,13	0	0	272,77	148,58	1430,19
1095	1069,83	1219,12	23,68	0	691,88	548,25	3141,57
2191	1418,98	1752,72	295,4	8,62	1332,83	965,84	5050,01
3652	1898,09	2066,07	703,95	4,92	1833,71	1414,32	6860,32

Tabela B.5: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia sem Super-k para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Sem Super-k - Vazão de Água (m ³ /dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	14,02	0	0	0	83,01	0	97,03
1095	55,27	11,46	0	90,06	468,53	68,04	642,33
2191	129,94	41,9	0	279,55	1005,12	217,46	1510,88
3652	221,66	82,06	0	259,06	1396,62	387,58	2056,30

Tabela B.6: Vazão de Água dos diferentes poços e média correspondente na estratégia sem Super-k (excluindo fratura) para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Sem Super-k (excluindo fratura) - Vazão de Água (m ³ /dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	15,5	0	0	0	0	0	15,50
1095	76,17	15,48	0	24,75	0	0,026102	116,41
2191	159,95	59,95	0	99	0	0,767589	319,09
3652	229,43	114,61	0	79,94	0	0,37328	424,07

Tabela B.7: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia completado para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Completado - Vazão de óleo (m ³ /dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	2283,74	2734,11	3000	1561,12	1821,02	2835,87	12108,96
1095	778,32	1307,21	1607,61	495,7	788,77	1154,5	5266,24
2191	486,22	919,76	1249,29	350,81	517,22	841,26	3733,62
3652	347,29	922,1	1364,66	344,95	397,5	808,99	3578,75

Tabela B.8: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia unidades fraturadas para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Unidades Fraturadas - Vazão de óleo (m ³ /dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	215,07	66,63	697,71	595,07	1155,35	760,25	2919,89
1095	173,34	54,77	578,34	461,09	846,04	592,18	2261,63
2191	135,67	44,15	471,79	319,38	541,74	421,88	1618,20
3652	111,45	36,22	406,75	241,40	349,35	309,83	1222,63

Tabela B.9: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia Super-k para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Super-k - Vazão de óleo (m ³ /dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	2134,82	2731,69	3000	1124,14	1414,29	2837,24	2919,89
1095	746,19	1447,96	1770,13	395,39	668,89	1202,22	2261,63
2191	475,73	962,84	1277,58	273,76	446,42	840,13	1618,20
3652	337,18	926,36	1377,64	271,84	329,81	794,33	1222,63

Tabela B.10: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia Super-k (excluindo fratura) para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Super-k (excluindo fratura) - Vazão de óleo (m³/dia),							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	2132,86	2746,87	3000	154,49	1466,97	2851,42	10214,05
1095	780,06	1553,13	1926,05	41,94	697,61	1297,08	5323,06
2191	472,81	979,13	1309,3	14,92	451,03	873,39	3445,54
3652	343,05	933,93	1439,52	4,92	337,79	859,06	3273,98

Tabela B.11: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia sem Super-k para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Sem Super-k - Vazão de óleo (m³/dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	914,11	381,32	1600,69	856,43	1099,57	751,75	5040,06
1095	464,36	208,97	1117,97	536,29	765,65	526,56	3224,88
2191	260,09	134,39	830,7	335,98	469,24	366,94	2122,14
3652	193,62	106,56	781,27	259,06	315,25	285,14	1727,05

Tabela B.12: Vazão de Óleo dos diferentes poços e média correspondente na estratégia sem Super-k (excluindo fratura) para 365, 1095, 2191 e 3652 dias.

Sem Super-k (excluindo fratura) - Vazão de óleo (m³/dia)							
Tempo (dias)	Poço 2	Poço 4	Poço 8	Poço 10	Poço 15	Poço 20	Média
365	862,78	479,65	1222,42	423,8	34,95	89,56	3045,99
1095	420,24	304,53	939,12	227,21	22,55	54,26	1927,22
2191	243,42	217,35	759,71	131,07	20,3	38,04	1381,36
3652	164,05	164,65	677,7	79,94	19,35	36,65	1114,85