



Gabriel Serrão Seabra

**Simulações Hidromecânicas Parcialmente Acopladas de
um Reservatório Carbonático da Bacia de Campos**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Arthur Martins Barbosa Braga
Co-orientador: Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Rio de Janeiro
Novembro de 2016



Gabriel Serrão Seabra

**Simulações Hidromecânicas Parcialmente Acopladas de
um Reservatório Carbonático da Bacia de Campos**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Arthur Martins Barbosa Braga

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Prof. Sérgio Augusto Barreto da Fontoura

Co-orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Dr. Nelson Inoue

Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo – PUC-Rio

Dra. Flávia de Oliveira Lima Falcão

CENPES/PETROBRAS

Dr. Antônio Luiz Serra de Souza

CENPES/PETROBRAS

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial do Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, dia 29 de Novembro de 2016

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Gabriel Serrão Seabra

Graduou-se em Engenharia Mecânica pelo Instituto Politécnico da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (IPRJ-UERJ) em janeiro de 2012, tendo desenvolvido trabalho científico em caracterização de materiais por microtomografia de raios X. Desde 2012 atua como engenheiro de petróleo da Petrobras na área de engenharia de reservatórios.

Ficha Catalográfica

Seabra, Gabriel Serrão

Simulações hidromecânicas parcialmente acopladas de um reservatório carbonático da Bacia de Campos / Gabriel Serrão Seabra ; orientador: Arthur Martins Barbosa Braga ; co-orientador: Sérgio Augusto Barreto da Fontoura. – 2016.

242 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2016.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses. 2. Geomecânica de reservatórios. 3. Simulação de reservatórios. 4. Acoplamento hidromecânico. I. Braga, Arthur Martins Barbosa. II. Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

Dedico à minha família, que nunca deixou de
incentivar meus sonhos.

Agradecimentos

Aos meus orientadores, professor Arthur Braga e professor Sérgio Fontoura por terem incentivado o desenvolvimento do tema e pelo suporte acadêmico prestado.

Ao Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo (GTEP), especialmente ao Nelson, Guilherme e Carlos Emmanuel, sem a ajuda dos quais a conclusão deste trabalho não teria sido possível

À Petrobras, por todo o suporte fornecido e por ter disponibilizado parte dos dados utilizados nesta Dissertação.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos.

Aos meus chefes José Adilson Tenório Gomes e Luiz Otávio Schmall, por terem acreditado em meu trabalho e pela confiança depositada.

A todos meus amigos da Petrobras, em especial, Igor Henriques, Tiago Leviski e João Henrique, que foram entusiastas deste trabalho e com quem sempre pude contar.

A todos os colegas da área de geomecânica de reservatórios da Petrobras, principalmente, Flávia Falcão, Luis Carlos, Laquini, Ricardo Amaral e Ricardo Chaves, cuja seriedade e qualidade dos trabalhos muito tem me incentivado.

Aos meus pais, Sandra e Maurício e ao meu irmão Augusto, por todo amor e carinho.

Aos meus avós, Serrão, Maria José, Nelson e Iracy, quem sempre carregou como fonte de inspiração.

A toda minha família, por sempre acreditar em meus sonhos.

À Livia, pelo companheirismo e por sempre me incentivar.

Aos meus amigos da mecânica da PUC-Rio, em especial, Léo, Martha e Cris, que fizeram o período de créditos passar de forma mais amena.

Aos meus grandes amigos de sempre, notadamente, Caio, João Paulo, Rodrigo Risso, Yuri e Rodrigo Cariello, que nunca deixaram de me apoiar.

A Deus, por todas as oportunidades que sempre me foram dadas e por ter colocado sempre ótimas pessoas em meu caminho.

Resumo

Seabra, Gabriel Serrão; Braga, Arthur Martins Barbosa; Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da. **Simulações Hidromecânicas Parcialmente Acopladas de um Reservatório Carbonático da Bacia de Campos**. Rio de Janeiro, 2016. 242p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A produção de um reservatório de petróleo é um processo acoplado entre fenômenos geomecânicos e de fluxo, os quais impactam o próprio reservatório e suas rochas adjacentes. Ensaio laboratoriais mostraram que amostras de um reservatório carbonático do Campo B, um campo de petróleo localizado na Bacia de Campos, são muito sensíveis às deformações causadas pela depleção. Desta forma, o objetivo deste trabalho é avaliar aspectos geomecânicos e de produção do desenvolvimento do Campo B, utilizando diferentes esquemas de acoplamento hidromecânico. Foram realizadas simulações hidromecânicas parcialmente acopladas entre o simulador de fluxo IMEX e o programa de análises geomecânicas CHRONOS (um código de elementos finitos executado em GPU) através de uma metodologia que permite análises tanto em uma, quanto em duas vias. Foi construído um *Mechanical Earth Model* 3D do Campo B no modelador geológico GOCAD através de um *workflow* específico para esta tarefa. Então, foram confrontadas respostas de respostas de fluxo e geomecânicas entre simulações feitas em uma via e em duas vias. Primeiramente, a permeabilidade não foi considerada como parâmetro de acoplamento. Neste caso, não foram encontradas diferenças significativas entre os resultados dos dois tipos de acoplamento. Posteriormente foram realizadas novas simulações em duas vias, porém considerando variações das permeabilidades decorrentes da depleção do reservatório. Os resultados destas novas análises divergiram da simulação acoplada em duas vias na qual esta propriedade foi mantida constante ao longo do tempo. Logo, neste caso, negligenciar o acoplamento da permeabilidade pode gerar erros significativos. Também foram feitas análises quanto à performance computacional das simulações hidromecânicas realizadas ao longo desta Dissertação.

Palavras-chave

Geomecânica de reservatórios; simulação de reservatórios; acoplamento hidromecânico.

Abstract

Seabra, Gabriel Serrão; Braga, Arthur Martins Barbosa (Advisor); Fontoura, Sérgio Augusto Barreto da (Co-advisor). **Partially Coupled Hydromechanical Simulations of a Carbonate Reservoir from Campos Basin.** Rio de Janeiro, 2016. 242p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The production of a petroleum reservoir is a coupled process between geomechanical and flow phenomena, which affect the reservoir and its surrounding rocks. Laboratory tests have shown that samples of a carbonate reservoir from Field B, an oil field located in the Campos Basin, are very sensitive to deformations caused by depletion. Thus, this study aims to assess production and geomechanical aspects of Field B development by different hydromechanical coupling schemes. Therefore, partially coupled hydromechanical simulations between the flow simulator IMEX and the geomechanical analysis software CHRONOS (a finite element code running on GPU) were performed using a methodology which allows either one-way or two-way coupling. A 3D Mechanical Earth Model of Field B was built in GOCAD, a geological modelling software, through a specific workflow for this task. Then, flow and geomechanical results were compared between one-way and two-way coupling simulations. Initially, permeability was not considered as a coupling parameter. In this case, there were no significant differences between the results. Afterwards, more two-way coupling simulations were performed, but at this time, considering variations of permeabilities due to depletion. The results of these new simulations diverged from the two-way coupling case in which permeabilities were kept constant throughout the simulation. Therefore, in this case, neglecting permeability coupling can lead to significant errors. Computational performance of the hydromechanical simulations performed along this Dissertation were also evaluated.

Keywords

Reservoir geomechanics; reservoir simulation; hydromechanical coupling.

Sumário

1	Introdução	28
1.1	Motivação	30
1.2	Objetivos	31
1.3	Escopo	32
2	Revisão bibliográfica	34
2.1	Equações governantes	36
2.1.1	Problema geomecânico	37
2.1.2	Problema de fluxo para meios porosos deformáveis	44
2.2	Simulação convencional de reservatórios	53
2.2.1	Equacionamento para o fluxo em simuladores convencionais de reservatórios	54
2.2.2	Considerações a respeito da compressibilidade de poros	56
2.2.3	Considerações a respeito da permeabilidade	60
2.3	Simulações de fluxo acopladas à geomecânica	67
2.3.1	Panorama de aplicação de simulações de fluxo acopladas à geomecânica	67
2.3.2	Tipos de acoplamento hidromecânico	73
2.3.2.1	Acoplamento total	76
2.3.2.2	Acoplamento <i>two-way</i>	79
2.3.2.3	Acoplamento <i>one-way</i>	89
2.3.2.4	Pseudo acoplamento	91
2.4	Metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio	100
2.4.1	Fundamentos do esquema de acoplamento hidromecânico parcial GTEP/PUC-Rio	101
2.4.2	Fluxo de construção do MEM através do <i>workflow</i> GAIA	106
2.4.2.1	Construção da malha de elementos finitos através do <i>workflow</i> GAIA	107
2.4.2.2	Preenchimento da malha de elementos finitos com propriedades mecânicas através do <i>workflow</i> GAIA	112
2.4.2.3	Definição do estado de tensões <i>in situ</i> através do <i>workflow</i> GAIA	115
2.4.3	Conceito de processamento em GPU aplicado às análises geomecânicas através da metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio	117

2.4.4 Casos analisados utilizando a metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio	121
3 Construção do MEM do Campo B através da metodologia GTEP/PUC-Rio	131
3.1 Descrição do Campo B	132
3.2 Simulação convencional de fluxo do reservatório carbonático do Campo B com o IMEX	134
3.3 Construção da malha de elementos finitos para o MEM do Campo B através do <i>workflow</i> GAIA	144
3.4 Atribuição de propriedades mecânicas ao MEM do Campo B	152
3.5 Determinação das tensões originais <i>in situ</i> no MEM do Campo B	157
4 Análises hidromecânicas acopladas para o Campo B	161
4.1 Resultados das simulações <i>one-way</i> e <i>two-way</i> sem atualização de permeabilidade para o Campo B	162
4.1.1 Comparação entre as metodologias de acoplamento <i>one-way</i> e <i>two-way</i> sem atualização de permeabilidade com foco em parâmetros de produção	162
4.1.2 Resultados do acoplamento <i>two-way</i> sem atualização de permeabilidade quanto a parâmetros geomecânicos	169
4.1.3 Comparação entre as metodologias de acoplamento <i>one-way</i> e <i>two-way</i> sem atualização de permeabilidade com foco em parâmetros geomecânicos	175
4.1.4 Avaliação quanto ao desempenho computacional	180
4.1.5 Discussão	183
4.2 Resultados das simulações <i>two-way</i> com e sem atualização de permeabilidade para o Campo B	184
4.2.1 Comparação entre as simulações <i>TWO-WAY</i> , <i>TWO-WAY –PERM GTEP</i> e <i>TWO-WAY –PERM A=60</i> com foco em parâmetros de produção	186
4.2.2 Comparação entre as simulações <i>TWO-WAY</i> , <i>TWO-WAY –PERM GTEP</i> e <i>TWO-WAY –PERM A=60</i> com foco em parâmetros geomecânicos	194
4.2.3 Avaliação quanto ao desempenho computacional	199

4.2.4 Sensibilidade quanto ao expoente A da equação de Petunin <i>et al.</i> (2011)	201
4.2.5 Discussão	206
5 Considerações finais	209
5.1 Conclusões	209
5.2 Sugestões para próximos trabalhos	214
6 Referências bibliográficas	216
Apêndice A	225
A.1 Construção de malhas de elementos finitos com diferentes extensões laterais para o MEM do Campo B	225
A.2 Comparação entre os resultados das malhas de elementos finitos com diferentes extensões laterais	228
Apêndice B	237

Lista de Figuras

Figura 2.1. Vazamento de óleo no campo de Frade (IBAMA, 2011).	34
Figura 2.2. Elemento de rocha sobre um estado tridimensional de tensões.	39
Figura 2.3. Fluxo de massa entrando e saindo de um elemento - adaptado de Frydman (1996).	45
Figura 2.4. Elemento de rocha porosa submetido a variações de pressão de poros e carregamento hidrostático com magnitude Δp .	48
Figura 2.5. Resultados de ensaios de compressibilidade de poros vs. porosidade de diferentes tipos de rocha comparados à correlação de Hall- adaptado de Newman (1973).	58
Figura 2.6. Deslocamentos do reservatório e rochas adjacentes devido à redução de pressão uniforme no reservatório -adaptado de Gutierrez & Lewis (1998).	59
Figura 2.7. Dados de ensaios laboratoriais de permeabilidade e porosidade para amostras de um arenito consolidado (esquerda) e um carbonato (direita) - adaptado de Nelson (1994).	62
Figura 2.8. Curvas de tensão por deformação, velocidade da onda compressional por tensão axial confinante e permeabilidade por deformação axial para o ensaio de compressão para uma amostra do Campo B - adaptado de Soares (2000).	63
Figura 2.9. (a) Petrografia realizada antes da realização do ensaio de compressão. (b) Petrografia realizada após o ensaio de compressão - adaptado de Soares (2000). Os poros indicados estão indicados em azul.	64
Figura 2.10. Redução da permeabilidade com a redução da pressão de poros para uma amostra de carbonato da Bacia de Campos – adaptado de Soares & Ferreira (2002).	65
Figura 2.11. Compactação e subsidência (PEREIRA, 2007).	69
Figura 2.12. Áreas de aplicação de simulações numéricas de fluxo acopladas com geomecânica - adaptado de Hernandez (2011).	73
Figura 2.13. Esquema a respeito da interação entre variáveis de escoamento de fluidos e geomecânicas em meios porosos deformáveis - adaptado de Gutierrez & Lewis (1998).	74
Figura 2.14. Esquema de acoplamento total – adaptado de Pereira (2007).	76

Figura 2.15. Pressão de poros vs. distância a partir de um poço produtor para o modelo totalmente acoplado e para a simulação de reservatórios convencional – adaptado de Gutierrez & Lewis (1998).	78
Figura 2.16. Esquema de acoplamento <i>two-way</i> – adaptado de Inoue & Fontoura (2009b).	80
Figura 2.17. Variação das permeabilidades dos corredores de fraturas naturais do reservatório – adaptado de Meurer <i>et al.</i> (2013).	87
Figura 2.18. Comparação da pressão de fundo de um poço produtor do modelo de South Arne entre os dados de histórico (linha preta contínua), modelo de simulação convencional (azul) e modelo com acoplamento hidromecânico iterativo (verde) - adaptado de Koutsabeloulis & Zhang (2009).	88
Figura 2.19. Esquema de acoplamento <i>one-way</i> – adaptado de Inoue & Fontoura (2009b).	89
Figura 2.20. Modelo 3D de uma amostra de rocha do Campo B construído no ABAQUS para ajustar os ensaios de compressão – adaptado de Falcão (2013).	93
Figura 2.21. Classificação de Dunham para rochas carbonáticas - adaptado de Dunham (1962).	93
Figura 2.22. Proporção de fácies no reservatório carbonático do Campo B segundo Falcão (2013).	94
Figura 2.23. Ajuste do ensaio de compressão hidrostática realizado para uma amostra de rocha do tipo <i>packstone</i> , mostrando os dados laboratoriais (preto) e a resposta do modelo (azul) - adaptado de Falcão (2013).	94
Figura 2.24. Modelo do ABAQUS para a representação da fácies equivalente (FALCÃO, 2013).	95
Figura 2.25. Curvas de permeabilidade adimensional <i>versus</i> porosidade adimensional para amostras do Campo B, com a curva ajustada por Falcão (2013) (vermelha) para gerar as tabelas de pseudoacoplamento – adaptado de Falcão (2013).	96
Figura 2.26. Multiplicadores de porosidades (azul), permeabilidade horizontal (vermelho) e permeabilidade vertical (preto) para o ensaio numérico de compressão em trajetória edométrica de tensões para a fácies <i>wackestone</i> (FALCÃO, 2013).	97
Figura 2.27. Modelo heterogêneo de simulação do IMEX seguindo esquema de produção $\frac{1}{4}$ de <i>five-spot</i> . As cores indicam cada uma das fácies (FALCÃO, 2013).	98

Figura 2.28. Pressão média do reservatório para a trajetória de tensões edométrica (FALCÃO, 2013).	99
Figura 2.29. Programas envolvidos no esquema de acoplamento GTEP/PUC-Rio (ALBUQUERQUE, 2014).	101
Figura 2.30. Panorama do equacionamento para o esquema de acoplamento total e a simulação convencional de reservatórios- adaptado de GTEP (2010).	102
Figura 2.31. Adaptação da equação de fluxo da simulação convencional à equação de fluxo do esquema totalmente acoplado por inclusão e exclusão de termos – adaptado de Lautenschäler (2014).	103
Figura 2.32. Fluxograma de atividades desempenhadas pelo HERMES – adaptado de Inoue & Fontoura (2009b).	105
Figura 2.33. Exemplo de um <i>grid</i> de diferenças finitas utilizado em simulações de reservatórios (ALBUQUERQUE, 2014).	107
Figura 2.34. Suavização de falhas geológicas na malha de elementos finitos – adaptado de Albuquerque (2014).	108
Figura 2.35. Remoção de <i>pinch-outs</i> – adaptado de Albuquerque (2014).	108
Figura 2.36. Extensão lateral do modelo – adaptado de Inoue <i>et al.</i> (2014).	109
Figura 2.37. Representação do modelo numérico utilizado por Ferreira (2014) para avaliar o impacto da extensão lateral na subsidência, onde L2 é meio comprimento do reservatório e L1 é meio comprimento do modelo (FERREIRA, 2014).	110
Figura 2.38. Inclusão do <i>underburden</i> no modelo – adaptado de Inoue <i>et al.</i> (2014).	111
Figura 2.39. Malha de elementos finitos completa do MEM a ser analisado para o Campo de Namorado - adaptado de Albuquerque (2014).	111
Figura 2.40. Correlação entre módulo de Young estático e dinâmico para amostras de folhelho – adaptado de Lacy (1997).	113
Figura 2.41. Janela para determinação das tensões iniciais do MEM no <i>workflow</i> GAIA – adaptado de Albuquerque (2014).	116
Figura 2.42. Evolução da capacidade de realizar operações de pontos flutuantes em GFLOP/s para GPUs NVIDIA e CPUs Intel (NVIDIA , 2011).	118
Figura 2.43. Ilustração a respeito da quantidade de núcleos de processamento em uma CPU e em uma GPU – adaptado de NVIDIA (2011).	119
Figura 2.44. GPU NVIDIA GeForce GTX Titan (INOUE, 2015).	119

Figura 2.45. GPUs instaladas em um gabinete convencional de um <i>desktop</i> (INOUE, 2015).	120
Figura 2.46. Geometria do caso de validação (unidades em metros) - Lautenschläger <i>et al.</i> (2013a).	122
Figura 2.47. Malha de elementos finitos do caso de validação - Lautenschläger <i>et al.</i> (2013a).	123
Figura 2.48. Pressão média no reservatório – comparação entre o método totalmente acoplado e o <i>two-way</i> para o caso de validação - adaptado de Lautenschläger <i>et al.</i> (2013a).	124
Figura 2.49. Pressão média no reservatório – comparação entre o método totalmente acoplado e o <i>one-way</i> para o caso de validação - adaptado de Lautenschläger <i>et al.</i> (2013a).	124
Figura 2.50. Compactação em um ponto no topo do reservatório – comparação entre o método totalmente acoplado e o <i>two-way</i> para o caso de validação - adaptado de Lautenschläger <i>et al.</i> (2013a).	125
Figura 2.51. Subsidência na superfície do modelo – comparação entre o método totalmente acoplado e o <i>two-way</i> para o caso de validação - adaptado de Lautenschläger <i>et al.</i> (2013a).	125
Figura 2.52. Variação da vazão de gás livre do produtor e da pressão de poros em uma célula no topo do reservatório para uma simulação convencional de reservatórios (IMEX) e para o acoplamento <i>two-way</i> (ABAQUS-IMEX) – adaptado de Lautenschläger <i>et al.</i> (2013b).	127
Figura 2.53. Taxa de queda de pressão de poros por tempo de simulação para uma simulação convencional de reservatórios (IMEX) e para o acoplamento <i>two-way</i> (ABAQUS-IMEX) – adaptado de Lautenschläger <i>et al.</i> (2013b).	128
Figura 2.54. Validação do <i>software</i> CHRONOS através da subsidência (esquerda) calculada em uma trajetória do modelo do Campo de Namorado (direita) – adaptado de Inoue (2015).	129
Figura 2.55. Deslocamentos verticais para o Campo de Namorado - Albuquerque (2014).	130
Figura 3.1. Profundidade e poços presentes no reservatório carbonático do Campo B.	132
Figura 3.2. Relação entre porosidade e permeabilidade para diversas amostras de rocha do reservatório carbonático do Campo B – adaptado de Falcão (2013).	133

Figura 3.3. <i>Grid</i> de simulação de fluxo do reservatório carbonático do Campo B.	135
Figura 3.4. (a) Falhas geológicas e (b) <i>pinch-out</i> no <i>grid</i> de simulação de fluxo.	136
Figura 3.5. Proporção de fácies considerada no modelo de simulação de fluxo do reservatório carbonático do Campo B.	136
Figura 3.6. (a) Distribuição das fácies WCK (vermelho), GRN (verde) e PCK (azul) no modelo de fluxo. (b) Representação de cada fácies separadamente.	137
Figura 3.7. Vazão de produção de óleo para o reservatório carbonático do Campo B na simulação de fluxo convencional.	139
Figura 3.8. Pressão de poros média do reservatório carbonático do Campo B na simulação de fluxo convencional.	139
Figura 3.9. Pressão de poros ao final dos 600 dias de simulação no reservatório carbonático do Campo B em (a) modelo 3D, (b) em uma camada do modelo de simulação e (c) em um corte longitudinal.	140
Figura 3.10. Setores que dividem o modelo de fluxo (a) em área e (b) em profundidade.	141
Figura 3.11. Razão gás-óleo (RGO) de produção do reservatório carbonático do Campo B na simulação de fluxo convencional.	142
Figura 3.12. Saturação de gás ao final de 600 dias de produção do reservatório carbonático do Campo B em (a) modelo 3D e em (b) um corte longitudinal.	143
Figura 3.13. Malha de elementos finitos para o reservatório carbonático do Campo B, com detalhe para a remoção de <i>pinch-out</i> .	145
Figura 3.14. Dimensões adotadas para as rochas adjacentes (verde) no MEM do Campo B.	146
Figura 3.15. Malha de elementos finitos do MEM do Campo B após extensão lateral com destaque para a região próxima ao reservatório.	147
Figura 3.16. Horizontes geológicos, reservatório carbonático e alguns dos poços do Campo B.	148
Figura 3.17. MEM 3D do Campo B.	149
Figura 3.18. Regiões do MEM 3D do Campo B.	149
Figura 3.19. (a) Corte do MEM seguindo a maior dimensão do reservatório (direção I) e (b) Corte do MEM seguindo a menor dimensão do reservatório (direção J).	150
Figura 3.20. Malha de elementos finitos do MEM 3D para o Campo B.	151

Figura 3.21. Perfil elétrico de densidade (amarelo) e de tempo de trânsito compressional (vermelho) para um dos poços do Campo B.	153
Figura 3.22. Perfil de densidade (amarelo), velocidade compressional (vermelho), velocidade cisalhante (azul), coeficiente de Poisson (verde) e módulo de Young estático (preto) para um dos poços do Campo B.	155
Figura 3.23. Zonas do MEM com as trajetórias dos poços (vermelho) e os traços dos perfis (laranja) utilizados para o cálculo de propriedades elásticas das rochas adjacentes.	156
Figura 3.24. Massa específica menos a massa específica das rochas no fundo marinho por soterramento para os 26 poços do Campo B.	159
Figura 4.1. Esquema adotado para as simulações <i>two-way</i> do Campo B.	163
Figura 4.2. Vazão total de produção de óleo para o reservatório carbonático do Campo B com o acoplamento <i>two-way</i> (azul) e <i>one-way</i> (verde).	163
Figura 4.3. Pressão de poros média para o reservatório carbonático do Campo B com o acoplamento <i>two-way</i> (azul) e <i>one-way</i> (verde).	164
Figura 4.4. Depleção ao final de 600 dias de simulação na simulação <i>two-way</i> (esquerda) e <i>one-way</i> (direita).	165
Figura 4.5. Diferença entre a pressão de fundo de cada poço do reservatório entre os métodos de acoplamento <i>one-way</i> e <i>two-way</i> após 600 dias de simulação.	166
Figura 4.6. RGO de produção total para o reservatório carbonático do Campo B com o acoplamento <i>two-way</i> (azul) e <i>one-way</i> (verde).	167
Figura 4.7. Saturação de gás ao final de 600 dias de simulação para os acoplamentos <i>one-way</i> e <i>two-way</i> .	167
Figura 4.8. Diferença de pressão de poros média entre o método de acoplamento <i>two-way</i> e o <i>one-way</i> (laranja). A curva de RGO do método <i>two-way</i> (verde).	168
Figura 4.9. Camada do MEM correspondente ao horizonte que inclui o topo do reservatório. Seta vermelha (J=60) indicando a trajetória em que foi avaliada a compactação. Também está representada a depleção do reservatório ao final de 600 dias.	170
Figura 4.10. Evolução dos deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.9 (J=60) para os tempos 30 dias (verde), 300 dias (vermelho) e 600 dias (azul).	170

Figura 4.11. Camada do MEM correspondente ao horizonte que inclui o topo do reservatório. Destaque, através da seta vermelha (I=71), para a trajetória em que foi avaliada a compactação. No reservatório está representada a depleção ao final de 600 dias.	171
Figura 4.12. Evolução dos deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.11 (I=71) para os tempos 30 dias (verde), 300 dias (vermelho) e 600 dias (azul).	171
Figura 4.13. Trajetória em que foi avaliada a evolução dos deslocamentos verticais ao longo da profundidade do MEM do Campo B (linha tracejada vermelha). No reservatório está representada a depleção ao final de 600 dias.	172
Figura 4.14. Evolução dos deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.13 para os tempos 30 dias (verde), 300 dias (vermelho) e 600 dias (azul).	173
Figura 4.15. Distribuição 3D dos deslocamentos verticais no topo das principais zonas do MEM do Campo B.	174
Figura 4.16. Vista lateral da Figura 4.15 com indicação do alcance lateral dos deslocamentos no fundo do mar.	174
Figura 4.17. Cortes do MEM onde foram feitas as comparações entre os deslocamentos verticais calculados na metodologia <i>one-way</i> e <i>two-way</i> .	176
Figura 4.18. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação <i>two-way</i> (linhas contínuas) e <i>one-way</i> (pontos). Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).	177
Figura 4.19. Deslocamentos verticais da camada do MEM correspondente à base do reservatório ao final de 600 dias para a simulação <i>two-way</i> (linhas contínuas) e <i>one-way</i> (pontos). Curva da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).	177
Figura 4.20. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação <i>two-way</i> (linhas contínuas) e <i>one-way</i> (pontos). Curvas da trajetória que segue a menor dimensão do reservatório (I=71,J).	178
Figura 4.21. Deslocamentos verticais da camada do MEM correspondente à base do reservatório ao final de 600 dias para a simulação <i>two-way</i> (linhas contínuas) e <i>one-way</i> (pontos). Curva da trajetória que segue a menor dimensão do reservatório (I=71,J).	178

Figura 4.22. Deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.13 para o acoplamento <i>one-way</i> e <i>two-way</i> ao final de 600 dias de simulação.	179
Figura 4.23. Proporção de cada programa no tempo total das simulações no acoplamento <i>two-way</i> e <i>one-way</i> .	182
Figura 4.24. Panorama das equações utilizadas para atualização da permeabilidade do reservatório carbonático do Campo B.	185
Figura 4.25. Vazão total de produção de óleo para o reservatório carbonático do Campo B para o acoplamento <i>two-way</i> sem atualização de permeabilidade (azul) e para as simulações com atualização de permeabilidade “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (vermelho) e “TWO-WAY COM PERM – A=60” (amarelo).	187
Figura 4.26. Pressão de poros média para o reservatório carbonático do Campo B para o acoplamento <i>two-way</i> sem atualização de permeabilidade (azul) e para as simulações com atualização de permeabilidade “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (vermelho) e “TWO-WAY COM PERM – A=60” (amarelo).	188
Figura 4.27. Distribuição de permeabilidades horizontais no modelo 3D do reservatório carbonático do Campo B após 600 dias de produção para os casos “TWO-WAY” (esquerda), “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (meio) e “TWO-WAY COM PERM-A=60” (direita).	190
Figura 4.28. Histogramas de permeabilidades horizontais do reservatório carbonático do Campo B após 600 dias de produção para os casos “TWO-WAY” (azul), “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (vermelho) e “TWO-WAY COM PERM-A=60” (amarelo).	191
Figura 4.29. Distribuição de permeabilidades horizontais no modelo 3D no entorno do poço B-15 após 600 dias de produção para os casos “TWO-WAY” (azul), “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (vermelho) e “TWO-WAY COM PERM-A=60” (amarelo). Posição do poço destacada pelo retângulo vermelho.	192
Figura 4.30. Índice de produtividade (IP) do poço B-15 normalizado pelo valor inicial para as simulações “TWO-WAY” (linha), “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (quadrados) e “TWO-WAY COM PERM-A=60” (pontos).	193
Figura 4.31. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY” (linhas contínuas) e “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (pontos). Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).	195

Figura 4.32. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY” (linhas contínuas) e “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (pontos). Curvas da trajetória que segue a menor dimensão do reservatório (I=71,J).	196
Figura 4.33. Deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.13 para a simulação “TWO-WAY” e “TWO-WAY COM PERM – GTEP” ao final de 600 dias de simulação.	196
Figura 4.34. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY” (linhas contínuas) e “TWO-WAY COM PERM – A=60” (pontos). Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).	197
Figura 4.35. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY” (linhas contínuas) e “TWO-WAY COM PERM – A=60” (pontos). Curvas da trajetória que segue a menor dimensão do reservatório (I=71,J).	198
Figura 4.36. Deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.13 para a simulação “TWO-WAY” e “TWO-WAY COM PERM – A=60” ao final de 600 dias de simulação.	198
Figura 4.37. Proporção de cada programa no tempo total das simulações “TWO-WAY”, “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM-A=60”.	201
Figura 4.38. Vazão total de produção de óleo para o reservatório carbonático do Campo B para o acoplamento <i>two-way</i> sem atualização de permeabilidade e para as outras 4 simulações <i>two-way</i> com atualização de permeabilidade.	202
Figura 4.39. Pressão de poros média do reservatório carbonático do Campo B para o acoplamento <i>two-way</i> sem atualização de permeabilidade e para as outras 4 simulações com atualização de permeabilidade.	203
Figura 4.40. Compactação do horizonte de topo do reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY” e “TWO-WAY COM PERM – A=3”. Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).	205
Figura 4.41. Compactação do horizonte de topo do reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM – A=21”. Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).	205

Figura A.1. MEMs grande, médio e pequeno utilizados para a verificação proposta no Apêndice A.	227
Figura A.2 Contornos dos MEMs grande, médio e pequeno. Reservatório ao centro.	227
Figura A.3. Vista superior da malha de elementos finitos dos MEMs grande (branco), médio (azul) e pequeno (vermelho).	228
Figura A.4. Vazão total de produção de óleo do reservatório carbonático do Campo B para os MEMs grande, médio e pequeno.	229
Figura A.5. Pressão de poros média para o reservatório carbonático do Campo B para os MEMs grande, médio e pequeno.	230
Figura A.6. Compactação do horizonte de topo do reservatório ao final de 600 dias para os MEMs grande, médio e pequeno. Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).	231
Figura A.7. Subsidência no fundo do mar ao final de 600 dias para os MEMs grande, médio e pequeno. Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).	232
Figura A.8 Ponto indicando a posição onde a trajetória vertical analisada corta o reservatório (a) em sua região de maior depleção e (b) em uma região externa ao reservatório. Cores quentes nos mapas indicam maiores depleções ao final de 600 dias de análise.	232
Figura A.9. Deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.13, e também indicada pela Figura A.8 (a) ao final de 600 dias de simulação para os MEMs grande, médio e pequeno.	233
Figura A.10. Deslocamentos verticais na trajetória descrita pela Figura A.8 (b) ao final de 600 dias de simulação para os MEMs grande, médio e pequeno.	233
Figura A.11. Vista superior do MEM do modelo grande com suas subsidências ao final de 600 dias de simulação. Deslocamentos menores que 0,5 cm estão em azul, enquanto os demais estão em vermelho. Também estão presentes as bordas dos modelos médio e pequeno.	234
Figura A.12. Proporção de cada programa no tempo total das simulações two-way para os MEMs grande, médio e pequeno.	236
Figura A.13 Gráfico de tempo total de simulação por quantidade de elementos para os casos <i>two-way</i> analisados.	236
Figura B.1. Zona A do MEM do Campo B.	238

Figura B.2. Histograma do módulo de Young estático (GPa) referente à Zona A.	238
Figura B.3. Histograma de coeficiente de Poisson referente à Zona A.	238
Figura B.4. Zona B do MEM do Campo B.	239
Figura B.5. Histograma do módulo de Young estático (GPa) referente à Zona B.	239
Figura B.6. Histograma de coeficiente de Poisson referente à Zona B.	239
Figura B.7. Zona C do MEM do Campo B.	240
Figura B.8. Histograma do módulo de Young estático (GPa) referente à Zona C.	240
Figura B.9. Histograma de coeficiente de Poisson referente à Zona C.	240
Figura B.10. <i>Sideburden</i> do MEM do Campo B.	241
Figura B.11. Histograma do módulo de Young estático (GPa) referente ao <i>sideburden</i> .	241
Figura B.12. Histograma de coeficiente de Poisson referente ao <i>sideburden</i> .	241
Figura B.13. <i>Underburden</i> do MEM do Campo B.	242
Figura B.14. Histograma do módulo de Young estático (GPa) referente ao <i>underburden</i> .	242
Figura B.15. Histograma de coeficiente de Poisson referente ao <i>underburden</i> .	242

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Propriedades de fluido e de rochas utilizadas no caso de validação – adaptado de Lautenschläger <i>et al.</i> (2013a).	123
Tabela 3.1 Compressibilidade de poros de cada fácies do modelo de fluxo.	137
Tabela 3.2. Variação de pressão por setor do reservatório.	142
Tabela 3.3. Número de divisões e fator de expansão para as expansões verticais do MEM do Campo B.	150
Tabela 3.4. Propriedades elásticas das diferentes fácies geológicas do reservatório (FALCÃO, 2013).	152
Tabela 3.5. Valores médios e desvios padrão das propriedades elásticas por zonas do MEM do Campo B.	157
Tabela 4.1. Diferença de pressão de poros ao final de 600 dias de simulação entre o acoplamento <i>two-way</i> e <i>one-way</i> para os setores do reservatório.	166
Tabela 4.2. Profundidade onde a trajetória apresentada na Figura 4.13 cruza os horizontes do MEM do Campo B e os deslocamentos verticais ao final de 600 dias de simulação.	173
Tabela 4.3. Tempo para simulação de 600 dias de produção do reservatório carbonático do Campo B para os acoplamentos <i>one-way</i> e <i>two-way</i> .	181
Tabela 4.4. Pressão de poros em cada um dos setores do reservatório para a simulação “TWO-WAY”, “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM – A=60” ao final de 600 dias de simulação.	189
Tabela 4.5. Tempo para simulação de 600 dias de produção do reservatório carbonático do Campo B para as simulações “TWO-WAY”, “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM-A=60”.	200
Tabela 4.6. Permeabilidade horizontal média ao final de 600 dias e sua redução em relação à permeabilidade inicial para o caso <i>two-way</i> sem atualização de permeabilidade e para as outras 4 simulações com atualização de permeabilidade.	204

Tabela A.1. Tempo para simulação de 600 dias de produção do reservatório carbonático do Campo B para os MEMs grande, médio e pequeno.

235

Lista de Símbolos

A	Expoente de variação da permeabilidade.
C_{n1}	Parâmetro de ajuste de ensaios laboratoriais.
c_f	Compressibilidade do fluido.
c_p	Compressibilidade de poros.
c_{pp}	Pseudo compressibilidade.
c_r	Compressibilidade da rocha.
c_s	Compressibilidade da matriz sólida.
\mathbf{D}_T	Matriz constitutiva.
d	Operador diferencial integral.
E	Módulo de Young.
E_D	Módulo de Young dinâmico.
F_s	Fato de forma.
G	Módulo cisalhante.
g	Aceleração da gravidade.
h	Altura em relação a uma referência.
H	Sobrescrito referente a hidrostático.
IP	Índice de produtividade
I, J, K	Direções dos eixos nos modelos de fluxo.
K_b	Módulo de deformação volumétrica <i>bulk</i> .
K_f	Módulo de deformação volumétrica do fluido.
K_H	Razão entre tensão horizontal maior e tensão vertical.
K_h	Razão entre tensão horizontal menor e tensão vertical.
K_s	Módulo de deformação volumétrica da matriz sólida.
k	Permeabilidade absoluta.
\mathbf{k}	Tensor de permeabilidades absolutas.
k_{mult}	Multiplicador de permeabilidade absoluta.
m	Razão entre a massa e volume infinitesimal.
\mathbf{m}	Vetor binário.
m_a	Massa.
\dot{m}_a	Fluxo de massa.

n	Indicativo de tempo no processo iterativo.
n	Sobrescrito indicativo de tempo no processo iterativo.
p	Pressão.
S	Superfície específica.
T	Temperatura.
t	Tempo.
T	Sobrescrito de transposição.
u	Deslocamento na direção x.
\mathbf{u}	Vetor de deslocamentos.
U	Sobrescrito referente a uniaxial.
V	Volume total.
V_p	Volume poroso.
V_s	Volume de sólidos.
\mathbf{v}	Vetor de velocidades.
v_y	Velocidade na direção y.
v_p	Velocidade da onda compressional.
v_s	Velocidade da onda cisalhante.
w	Deslocamento na direção z.
α	Coefficiente de Biot.
β	Coefficiente de expansão térmica da rocha.
Γ	Tortuosidade.
γ_{ij}	Distorções angulares no plano i e direção j.
Δ	Indicador de variação de uma propriedade.
$\boldsymbol{\varepsilon}$	Tensor de deformações.
ε_i	Deformações normais na direção i.
ε_v	Deformação volumétrica.
μ	Viscosidade do fluido.
ν	Coefficiente de Poisson.
ν_D	Coefficiente de Poisson dinâmico.
v	Deslocamento na direção y.
ρ	Massa específica média da rocha.
ρ_f	Massa específica do fluido.
$\boldsymbol{\sigma}$	Tensor de tensões.

σ'	Tensor de tensões efetivas.
σ_i	Tensão normal na direção i.
σ_m	Tensão normal média.
τ_{ij}	Tensão cisalhante atuante no plano i e direção j.
ϕ	Porosidade.
ϕ^*	Porosidade de reservatório.
∇^2	Operador Laplaciano.
∇	Operador gradiente.
$\nabla \cdot$	Operador divergente.
∂	Operador diferencial parcial.
0	Sobrescrito indicativo de referência.
$_0$	Subscrito indicativo de inicial.

*“Nas grandes batalhas da vida, o primeiro passo
para vitória é o desejo de vencer”*

(Mahatma Gandhi)

1 Introdução

No cenário mundial, 60% da produção de óleo e 40% da produção de gás são extraídos de reservatórios carbonáticos. O Oriente Médio, responsável por cerca de 60% das reservas mundiais de petróleo, possui 70% das reservas concentradas neste tipo de reservatório (SCHLUMBERGER, 2007). Em 2015, Souza & Werneck (2015) afirmaram que rochas carbonáticas do Pré-Sal já eram responsáveis por produzir 800 mil barris de óleo por dia no Brasil. De maneira que, assim como no Oriente Médio, no Brasil os reservatórios carbonáticos têm ganhado cada vez mais importância no contexto da produção de petróleo. Isto torna excepcionalmente relevante a utilização de modelos de simulação de fluxo fidedignos para prever e gerenciar a produção de hidrocarbonetos proveniente destas rochas.

Os primeiros simuladores numéricos de fluxo em reservatórios são da década de 1950 e, desde então, muito tem sido feito para melhorar seu desempenho (WATTS, 1997). Como descreve Obi *et al.* (2014), sua utilização em larga escala pode ser atribuída ao grande desenvolvimento da área de ciência da computação e à crescente necessidade de representar fenômenos complexos durante a produção de petróleo. Apesar da grande evolução, alguns fenômenos ainda são tratados de maneira simplificada por simuladores convencionais de fluxo, dentre os quais podem ser destacados os efeitos geomecânicos decorrentes da exploração de um reservatório.

Os chamados efeitos geomecânicos compreendem, por exemplo, deformações das rochas como compactação e a subsidência. Estes fenômenos ocorrem pois, a produção de hidrocarbonetos gera modificações no campo inicial de tensões, afetando o estado de equilíbrio sob o qual o reservatório e as rochas adjacentes se encontram. A alteração do estado de tensões e o surgimento de deformações no maciço rochoso também afetam as pressões dos fluidos presentes no reservatório. Desta forma, a produção de hidrocarbonetos é dita um processo hidromecânico acoplado (WANG, 2000).

Segundo Inoue *et al.* (2011a), simuladores convencionais de reservatórios não possibilitam a análise destes efeitos geomecânicos por tratarem o acoplamento de forma simplificada. Heffer *et al.* (2004) afirmam que estes simuladores assumem

que todos os efeitos geomecânicos decorrentes da produção podem ser capturados através de um valor constante de compressibilidade dos poros. Logo, as deformações em regiões distintas do reservatório podem não ser representadas adequadamente.

Trabalhos como Falcão (2013), Jin *et al.* (2000) e Koutsabeloulis & Hope (1998) mostram que outro efeito importante do acoplamento hidromecânico, em geral, negligenciado em simulações convencionais, é a variação da permeabilidade da rocha devido à sua deformação. Neste caso, é considerado que, independente dos efeitos de exploração do campo, a permeabilidade é constante ao longo de toda a simulação de fluxo. Frente a isso, ferramentas que representam o acoplamento hidromecânico de maneira mais robusta são necessárias para estudos de geomecânica de reservatórios.

Nas últimas décadas, grande esforço tem sido empregado no desenvolvimento de técnicas que permitam análises hidromecânicas acopladas para suprir as deficiências dos simuladores convencionais de reservatórios (HERNANDEZ, 2011). O tratamento mais rigoroso para esse problema é a solução das equações do problema de fluxo simultaneamente ao problema mecânico, formando um único sistema de equações diferenciais não lineares totalmente acopladas (PASTOR, 2001). Entretanto, conforme cita Inoue & Fontoura (2009b), a solução totalmente acoplada possui alto custo computacional, sendo pouco aplicada aos casos práticos da indústria do petróleo. Tran *et al.* (2009) afirmam que as formas para considerar fenômenos geomecânicos em análises de reservatórios mais difundidas são os esquemas de acoplamento parciais em uma ou duas vias (*one-way* ou *two-way*) e o pseudoacoplamento.

Independente da metodologia de acoplamento usada para resolver o problema, a correta consideração de propriedades mecânicas, do estado de tensões e da geometria das rochas é fundamental para a obtenção de resultados confiáveis. Estas informações são obtidas a partir de diferentes fontes como, por exemplo, sísmica, perfis elétricos de poços, operações de fraturamento de poços e ensaios laboratoriais. Neste sentido, conforme descrito por Ali *et al.* (2003), um Modelo Geomecânico de Subsuperfície, mais conhecido pelo termo na língua inglesa *Mechanical Earth Model* (MEM), de um campo é um modelo matemático que compila os dados citados anteriormente, tornando possível realizar análises estruturais com o objetivo de prever problemas decorrentes de sua exploração.

Uma nova metodologia de acoplamento hidromecânico foi proposta por Inoue & Fontoura (2009a) e Inoue & Fontoura (2009b), a qual possibilita criar e utilizar o MEM do campo de petróleo para avaliar efeitos geomecânicos decorrentes de seu desenvolvimento. Além de propor parâmetros de acoplamento que tornam a solução próxima do acoplamento total, uma das recentes e maiores contribuições desta metodologia é a utilização de processamento em GPU (*Graphics Processing Unit*) para resolver a análise de tensões em elementos finitos. Inoue *et al.* (2014) discutem que esta estratégia tem como objetivo reduzir significativamente o tempo das simulações acopladas tanto em uma, quanto em duas vias. Nesta Dissertação, esta metodologia de acoplamento é denominada metodologia GTEP/PUC-Rio e será aplicada nas análises hidromecânicas acopladas do Campo B, um campo de petróleo localizado na Bacia de Campos cujo reservatório carbonático é seu principal produtor.

1.1 Motivação

Em reservatórios compostos por rochas sensíveis às variações de tensões causadas pela sua produção, a realização de simulações hidromecânicas acopladas é essencial para que a modelagem do campo seja mais confiável. Nos casos em que a simulação convencional de fluxo não é capaz de representar corretamente o comportamento do reservatório, a simulação hidromecânica acoplada faz com que sua previsão e seu gerenciamento da produção sejam mais robustos, além de tornar possível realizar análises estruturais através do MEM do campo.

A fim de caracterizar mecanicamente o reservatório carbonático do mesmo campo foco desta Dissertação, ou seja, o Campo B, Soares (2000) e Soares & Ferreira (2002) realizaram ensaios de compressão triaxial sob trajetória de tensões edométrica e ensaios de compressão hidrostática em amostras de rocha deste reservatório.

Os ensaios laboratoriais mostraram que os carbonatos constituintes do Campo B se comportam de maneira dúctil, obtendo grande deformação com a aplicação de tensão. Nestes ensaios, foram incluídas medidas de permeabilidade com o incremento de tensão atuante sobre a rocha. Durante o carregamento da amostra, observou-se que, mesmo no trecho elástico, a redução da permeabilidade foi acentuada.

Desta forma, Falcão (2013) propôs que fosse utilizado o pseudoacoplamento para considerar fenômenos geomecânicos na simulação de fluxo do Campo B. Com base nos ensaios realizados anteriormente por Soares (2000) e Soares & Ferreira (2002) e em novos ensaios realizados em 2013, foram construídas tabelas de atualização da porosidade e permeabilidade com a variação da pressão de poros, as quais foram introduzidas na simulação convencional de fluxo. A inclusão destas tabelas causou efeitos significativos no comportamento da produção do reservatório, principalmente, pelo fato da permeabilidade não mais ser considerada constante ao longo de todo o tempo.

Falcão (2013) não utilizou o próprio modelo de fluxo do reservatório em questão. Em seus estudos foi considerado um modelo de fluxo com geometria simplificada, sendo este um hexaedro com disposição de poços seguindo um esquema de produção clássico da literatura. Além disso, como o pseudoacoplamento não contempla as rochas adjacentes através de um MEM, não foram avaliados efeitos de compactação e subsidência.

Entretanto, é possível avaliar os efeitos geomecânicos decorrentes da produção no Campo B com a aplicação da metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio. Ao considerar esta metodologia na análise deste caso, utilizando um MEM representativo do campo é possível avaliar de forma robusta os impactos geomecânicos sobre o reservatório e suas rochas adjacentes. Neste contexto, esta Dissertação visa atingir os objetivos descritos a seguir.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como principal objetivo avaliar o impacto de considerar efeitos geomecânicos na simulação da produção do Campo B através de diferentes maneiras de acoplamento hidromecânico. Serão estudadas as consequências que a exploração do reservatório causa sobre ele e suas rochas adjacentes através da metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio.

Para viabilizar as análises do Campo B, uma etapa importante desta Dissertação é a construção de um MEM com informações baseadas em dados reais deste campo. Dentre estes dados estão ensaios laboratoriais de mecânica de rochas, perfis elétricos dos poços perfurados, horizontes sísmicos da área e, principalmente, o modelo de fluxo do próprio reservatório carbonático deste campo.

As primeiras análises para o Campo B serão conduzidas através da comparação entre a resposta de simulação hidromecânica acoplada em uma via, em que impactos geomecânicos não influenciam o resultado da simulação de fluxo, e em duas vias, onde o modelo de fluxo é retroalimentado com resultados da análise de tensões. O propósito desta análise é entender o impacto que cada tipo de acoplamento gera em respostas de fluxo e nos deslocamentos causados pela produção, tanto no reservatório, quanto em rochas adjacentes. Também é um objetivo avaliar se as simulações envolvidas nas análises, principalmente as acopladas em duas vias, são realizadas em tempos razoáveis de engenharia.

Outro importante objetivo desta Dissertação é avaliar o impacto de considerar a variação da permeabilidade, provocada pelo desenvolvimento do campo, através do acoplamento em duas vias. Em geral, este parâmetro é considerado estático durante toda a simulação de fluxo. Serão realizadas sensibilidades quanto à forma de atualizar a permeabilidade, buscando entender seu efeito na produção e nos deslocamentos. É importante que a inclusão deste parâmetro de acoplamento não onere os tempos de simulação.

A consideração das rochas adjacentes ao reservatório é fundamental para a construção de um MEM. Porém, o quanto este modelo deve ser estendido horizontalmente, além das fronteiras do reservatório que está sendo estudado, é um assunto não consolidado pela literatura de geomecânica de reservatórios. Logo, como um objetivo complementar deste trabalho, buscou-se mostrar que as dimensões utilizadas no MEM do Campo B estão adequadas para as análises pretendidas.

1.3 Escopo

A presente Dissertação de Mestrado está organizada em seis capítulos e dois apêndices, cuja estrutura e conteúdo podem ser brevemente apreciados nos itens elencados na sequência.

- **Capítulo 1 - Introdução:** este capítulo apresenta o contexto no qual se encontra esta Dissertação, seguido de sua motivação e os objetivos que se deseja atingir com o trabalho.
- **Capítulo 2 - Revisão bibliográfica:** é apresentada uma revisão da literatura acerca dos principais tópicos relacionados ao tema desta Dissertação. São discutidas as equações governantes do problema, como a geomecânica é

considerada na simulação convencional, incluindo discussões a respeito da compressibilidade de poros e de como a permeabilidade é tratada nestes simuladores. É mostrado um panorama a respeito da aplicação de simulações acopladas, além de serem discutidos diferentes tipos de acoplamento hidromecânico, incluindo um detalhamento sobre o acoplamento hidromecânico parcial utilizado neste trabalho.

- **Capítulo 3 – Construção do MEM do Campo B através da metodologia GTEP/PUC-Rio:** neste capítulo é apresentado o Campo B. Também é descrita a metodologia adotada para a construção do MEM utilizado para a análise deste campo, incluindo o modelo de fluxo que foi aplicado nos estudos, a malha de elementos finitos, as propriedades mecânicas e o estado de tensões *in situ*. Ao final deste capítulo o MEM do Campo B está construído para que as análises de acoplamento hidromecânico sejam realizadas.
- **Capítulo 4 – Análises hidromecânicas acopladas para o Campo B:** este capítulo apresenta os resultados do acoplamento CHRONOS-IMEX para o MEM gerado para o Campo B, considerando acoplamentos em uma e duas vias. São feitas análises quanto a parâmetros de produção, geomecânicos e quanto ao desempenho computacional das simulações. Neste capítulo, também é avaliado o impacto de considerar a permeabilidade como parâmetro de acoplamento para o campo de estudo nas simulações em duas vias.
- **Capítulo 5 – Considerações finais:** este capítulo apresenta as principais conclusões obtidas nesta Dissertação de acordo com os objetivos estabelecidos. Além disso, também são registradas sugestões para trabalhos futuros.
- **Capítulo 6 – Referências Bibliográficas**
- **Apêndice A:** é apresentada uma análise de sensibilidade quanto à magnitude da extensão lateral do MEM que foi utilizado para as análises hidromecânicas acopladas para o Campo B.
- **Apêndice B:** são apresentados os histogramas das propriedades elásticas para cada uma das zonas do MEM do Campo B.

2 Revisão bibliográfica

A necessidade de um melhor entendimento do comportamento geomecânico de reservatórios de petróleo tem ganhado cada vez mais destaque, principalmente, devido ao grande esforço das empresas petroleiras no sentido de evitar consequências indesejadas da produção de hidrocarbonetos.

Podem ser citados alguns exemplos de efeitos indesejados da produção de petróleo: elevadas subsidências, que acarretam em desestabilização de plataformas de petróleo; o colapso de revestimento de poços devido à compactação do reservatório e exsudações de petróleo no solo marinho, que podem ser causados por fraturamentos não planejados das rochas ou pela reativação de falhas geológicas. A Figura 2.1 ilustra a exsudação de hidrocarbonetos relacionada a aspectos geomecânicos no campo de Frade, na Bacia de Campos, em 2011 (IBAMA, 2011). Este tipo de acidente, além de gerar impactos ambientais e multas milionárias para as empresas envolvidas, pode até mesmo causar a interrupção de produção do campo.

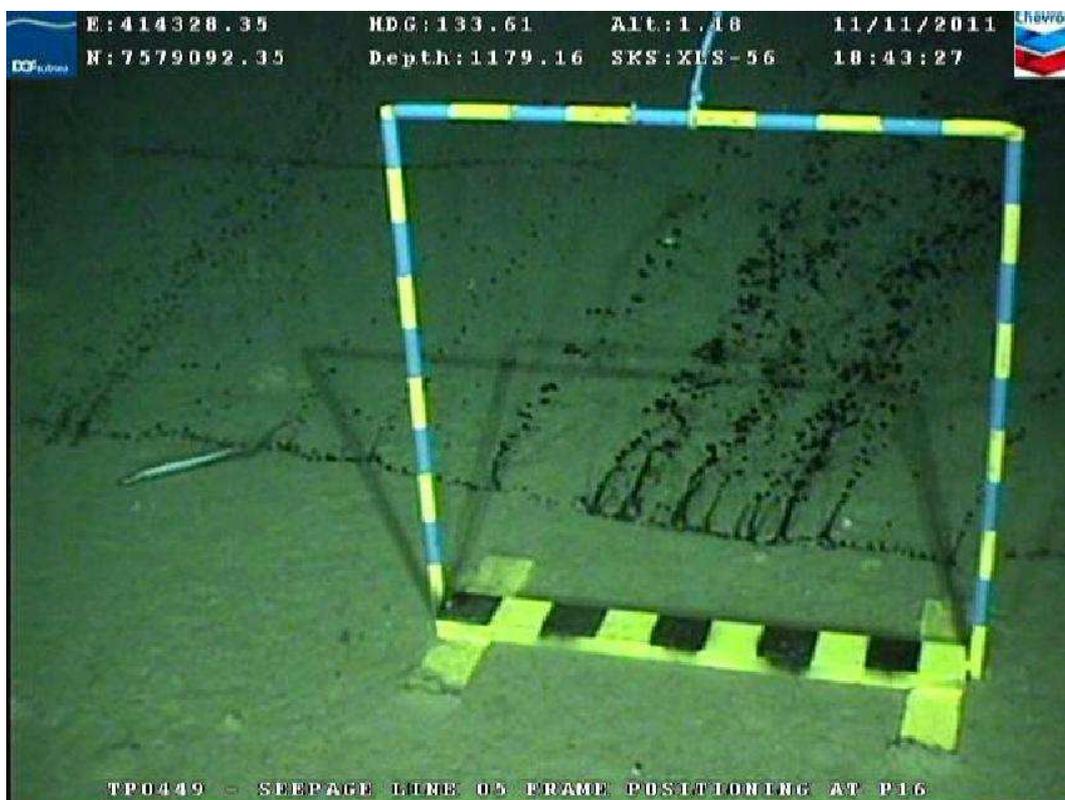


Figura 2.1. Vazamento de óleo no campo de Frade (IBAMA, 2011).

Segundo Falcão (2013), nos anos 80 a Petrobras desenvolveu seu primeiro estudo de geomecânica de reservatórios com o objetivo de avaliar riscos de subsidência nas principais bacias produtoras de hidrocarbonetos do Brasil. Este estudo foi feito através de métodos analíticos. Nos anos 2000, com o foco em questões relativas à compactação e reativação de falhas, a empresa criou linhas de pesquisa voltadas para geomecânica, neste momento considerando o acoplamento com simulação de reservatórios através de métodos numéricos.

Souza & Falcão (2015) discutem o panorama das pesquisas recentes sobre geomecânica de reservatórios na Petrobras. É destacado que o interesse sobre este tema vai além de evitar desastres ambientais, mas também tornar a previsão de produção dos campos mais precisa através do melhor tratamento e compreensão das equações governantes dos fenômenos geomecânicos e de fluxo. Motivado por estes aspectos, o item 2.1 deste capítulo versa sobre a formulação dos problemas de fluxo em meios porosos deformáveis e sobre a formulação da análise de tensões em problemas poroelásticos.

Com relação à geomecânica de reservatórios, um tratamento simplificado às equações governantes é dado pelos simuladores convencionais de fluxo em meios porosos. Estas ferramentas não avaliam a variação das tensões e assumem que o volume total da rocha reservatório é constante. Também assumem que não há variação da permeabilidade absoluta da rocha devido à produção. Desta forma, o item 2.2 aborda a formulação desses simuladores. São feitas considerações sobre a compressibilidade de poros, a qual é utilizada em simuladores convencionais para representar efeitos geomecânicos. Também é feita uma discussão a respeito de como a permeabilidade é tratada usualmente por estas ferramentas, mostrando maneiras mais robustas de tratar este parâmetro do ponto de vista geomecânico.

Apesar de necessitar de informações adicionais para que sejam desenvolvidas, existem casos em que uma simulação de fluxo acoplada à geomecânica é indispensável. Além disso, no contexto do acoplamento hidromecânico, diferentes estratégias para suprir as limitações dos simuladores convencionais de fluxo em meios porosos são tratadas pela literatura. Portanto, o item 2.3 apresenta uma variedade de situações onde simulações acopladas são necessárias e também mostra diferentes metodologias empregadas em engenharia de reservatórios para considerar efeitos geomecânicos.

De forma detalhada, o item 2.4 apresenta a formulação utilizada no esquema de acoplamento hidromecânico empregado nesta Dissertação, o qual foi inicialmente proposto por Inoue & Fontoura (2009b) e, neste texto, vem sendo denominado de metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio. Além disso, são apresentados os aspectos operacionais referentes à montagem do MEM nesta metodologia. Também são apresentados casos reportados na literatura em que foi utilizada esta metodologia para estudos de geomecânica de reservatórios.

2.1 Equações governantes

Detournay & Cheng (1993) afirmam que os fundamentos a respeito da influência que a pressão de um fluido, presente no espaço poroso de uma rocha, exerce sobre a deformação da mesma foram introduzidos por Terzaghi em 1923. O estudo de Terzaghi versa sobre o adensamento de uma massa de solo causado pelos esforços sob os quais o mesmo está sendo submetido, estando a deformação do solo relacionada à expulsão de fluidos de seus vazios. Os autores ressaltam que Terzaghi formou a base para a teoria do adensamento unidimensional, além de ter introduzido o conceito de tensão efetiva nos estudos de mecânica dos solos.

No entanto, o tratamento do problema de adensamento proposto por Terzaghi é restrito a um problema unidimensional submetido a um carregamento constante (BIOT, 1941). Além disso, conforme observado por Ferreira (2014), em sua teoria original, Terzaghi argumenta que as deformações de um solo são causadas, especialmente, pelo rearranjo de suas partículas, sendo a compressibilidade do fluido e dos grãos de solo desprezíveis.

Posteriormente, Biot (1941) apresentou a teoria geral do adensamento tridimensional, que ficou conhecida como teoria da poroelasticidade linear (WANG, 2000). Zienkiewicz *et al.* (1999) discutem que, além de generalizar a formulação para três dimensões e considerar a variação do carregamento, Biot também introduziu na formulação a possibilidade de que os efeitos da compressibilidade dos grãos da rocha fossem considerados.

Como descrito por Wang (2000), a base da poroelasticidade linear está no acoplamento entre dois fenômenos. O acoplamento sólido-fluido ocorre quando uma tensão aplicada sobre a rocha gera alteração na pressão ou massa dos fluidos

que saturam a rocha, enquanto o acoplamento fluido-sólido ocorre quando uma mudança na pressão ou massa dos fluidos causa alterações no volume do material poroso.

Wang (2000) também faz uma analogia interessante entre a poroelasticidade e a termoelasticidade. O autor afirma que a poroelasticidade pode ser encarada como uma generalização da elasticidade linear, em que um termo relacionado à pressão de poros é introduzido nas equações constitutivas, da mesma forma que a temperatura é considerada na termoelasticidade.

Tran *et al.* (2009) observam que as equações básicas que descrevem a deformação de um material poroso saturado seguem o princípio das tensões efetivas de Terzaghi, a teoria da poroelasticidade e o equilíbrio de forças. Já os fundamentos que regem o fluxo de fluidos em reservatórios são baseados na lei de Darcy sobre fluxo em meios porosos (conservação de momento), nas leis de conservação de massa, na conservação de energia e em equações de estado.

A seguir será apresentada a formulação referente ao problema geomecânico, a qual segue a mecânica de meios contínuos, que utiliza a escala macroscópica para descrever a distribuição contínua dos constituintes no espaço. Após tratar do problema geomecânico, serão apresentadas as equações que regem o problema de fluxo de fluidos em meios porosos deformáveis.

2.1.1 Problema geomecânico

Um meio poroso saturado por fluidos pode ser dividido em suas fases sólida (esqueleto) e líquida (fluido que satura os poros). A descrição do comportamento da fase sólida é feita pela aplicação das equações de equilíbrio e as relações entre deslocamentos e deformações. Também devem ser consideradas as relações constitutivas que associam tensão, deformação e pressão de poros.

Wang (2000), Zienkiewicz *et al.* (1999) e Lewis & Schrefler (1987) trataram das equações que descrevem a parte geomecânica do problema poroelástico, todos se valendo da teoria da poroelasticidade linear de Biot para um problema isotérmico.

Righetto (2015) também descreve o equacionamento do problema geomecânico, mas como o interesse do autor foi o comportamento da fase sólida em meios onde a variação de temperatura é relevante, a formulação é para o

problema não isotérmico. Entretanto, a redução da formulação apresentada para o caso isotérmico é clara e natural, podendo ser facilmente obtida ao desconsiderar os termos térmicos. A grande vantagem da descrição seguida por Righetto (2015) é a simplicidade com que é alcançada a formulação final, através de um detalhamento didático das etapas intermediárias.

Nesta Dissertação, para abordar o problema geomecânico, será seguida a metodologia proposta por Righetto (2015), contudo limitando ao tratamento do caso isotérmico e apresentando algumas adaptações.

Considerando um estado tridimensional de tensões, o tensor de tensões totais pode ser dado por:

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{yx} & \tau_{zx} \\ \tau_{xy} & \sigma_y & \tau_{zy} \\ \tau_{xz} & \tau_{yz} & \sigma_z \end{bmatrix}, \quad (2.1)$$

onde σ_i são as tensões normais atuando sobre a face normal à direção i de um volume de controle e τ_{ij} são as tensões cisalhantes atuantes no plano i e direção j deste mesmo volume de controle.

Além disso, em materiais poroelásticos, as deformações podem ser decorrentes da aplicação de tensões ou da variação da pressão de poros do fluido que o satura. O tensor das deformações é dado por:

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \begin{bmatrix} \varepsilon_x & \gamma_{yx} & \gamma_{zx} \\ \gamma_{xy} & \varepsilon_y & \gamma_{zy} \\ \gamma_{xz} & \gamma_{yz} & \varepsilon_z \end{bmatrix}, \quad (2.2)$$

onde ε_i são as deformações normais de um volume de controle na direção i e γ_{ij} são as deformações cisalhantes (distorções angulares) no plano i na direção j do volume de controle.

A Figura 2.2 exemplifica a situação de equilíbrio de um elemento de rocha na forma de um paralelepípedo submetido a um estado tridimensional de tensões. Abstraindo as forças de corpo, a condição de equilíbrio impõe que os respectivos vetores das tensões normais e cisalhantes de cada direção, que agem em cada uma das seis faces do elemento, possuam a mesma magnitude, porém sentidos opostos entre si (MASCIA, 2006).

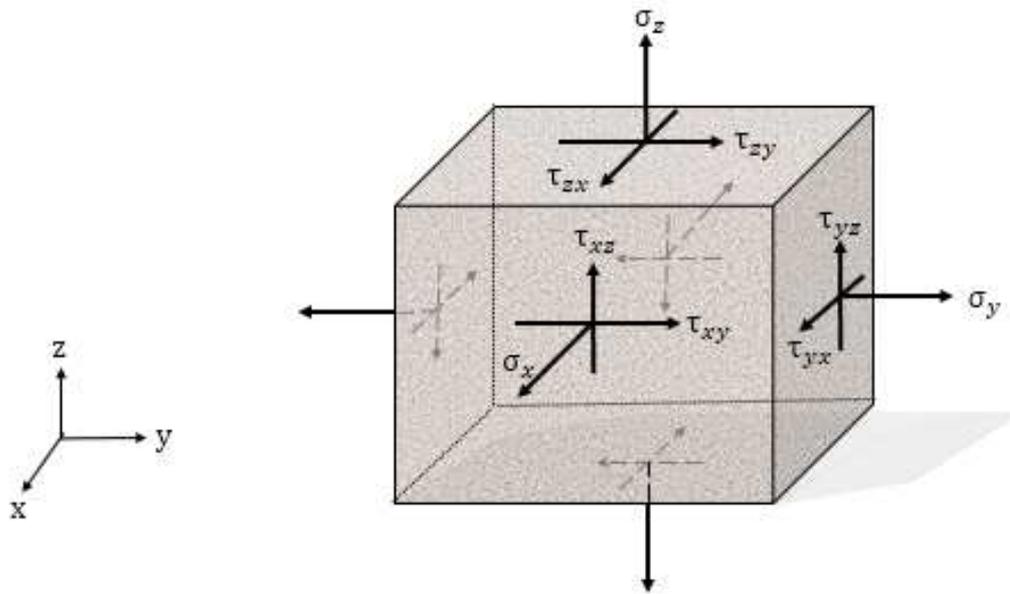


Figura 2.2. Elemento de rocha sobre um estado tridimensional de tensões.

O estado de equilíbrio de um elemento infinitesimal é descrito pelo conjunto de equações em função das tensões totais que agem sobre a rocha:

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} = 0; \quad (2.3)$$

$$\frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_y}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial z} = 0; \quad (2.4)$$

$$\frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_z}{\partial z} = 0. \quad (2.5)$$

Ao considerar o teorema de Cauchy (MASCIA, 2006), surgem identidades entre as tensões cisalhantes que agem em faces transversais do elemento, isto é:

$$\tau_{xy} = \tau_{yx}; \quad (2.6)$$

$$\tau_{xz} = \tau_{zx}; \quad (2.7)$$

$$\tau_{yz} = \tau_{zy}. \quad (2.8)$$

Outra parcela constituinte do problema mecânico são as relações entre deformações e deslocamentos. Do ponto de vista cinemático, o deslocamento pode ser definido como um vetor, que liga o início e final da trajetória de um ponto no espaço após a ocorrência de movimento (WANG, 2000). As deformações são

tomadas pelas derivadas espaciais dos deslocamentos, conforme apresentado na série de equações que seguem.

$$\varepsilon_x = \frac{\partial u}{\partial x}; \quad (2.9)$$

$$\varepsilon_y = \frac{\partial v}{\partial y}; \quad (2.10)$$

$$\varepsilon_z = \frac{\partial w}{\partial z}; \quad (2.11)$$

$$\gamma_{xy} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right); \quad (2.12)$$

$$\gamma_{yz} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right); \quad (2.13)$$

$$\gamma_{zx} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \right), \quad (2.14)$$

onde u , v e w são os deslocamentos nas direções x , y e z , respectivamente.

Fazendo referência à teoria da poroelasticidade de Biot, a partir da lei de Hooke generalizada, incluindo a parcela do termo de pressão de poros, as deformações no caso particular de um material poroelástico linear e isotrópico são:

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] - \frac{\alpha}{K_b} p; \quad (2.15)$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E} [\sigma_y - \nu(\sigma_x + \sigma_z)] - \frac{\alpha}{K_b} p; \quad (2.16)$$

$$\varepsilon_z = \frac{1}{E} [\sigma_z - \nu(\sigma_x + \sigma_y)] - \frac{\alpha}{K_b} p; \quad (2.17)$$

$$\gamma_{xy} = \frac{\tau_{xy}}{2G}; \quad (2.18)$$

$$\gamma_{xz} = \frac{\tau_{xz}}{2G}; \quad (2.19)$$

$$\gamma_{yz} = \frac{\tau_{yz}}{2G}, \quad (2.20)$$

em que E é o módulo de Young, ν o coeficiente de Poisson, G é o módulo cisalhante, K_b é o módulo de deformação volumétrica *bulk* (inverso da compressibilidade), α é o coeficiente de Biot, o qual foi tratado por Zienkiewicz *et al.* (1999) como:

$$\alpha = 1 - \frac{K_b}{K_s}, \quad (2.21)$$

sendo K_s o módulo de deformação volumétrica da matriz sólida.

É importante notar que para todas as equações anteriores as tensões tratativas foram consideradas positivas, enquanto que as compressivas negativas, indo de encontro à grande maioria da literatura de mecânica das rochas, mas alinhado com os principais trabalhos sobre poroelasticidade (WANG, 2000).

Outro ponto relevante é que pelo conjunto de equações que compõem as relações entre tensão, deformação e pressão, pode ser observado que o efeito da pressão de poros afeta somente as deformações normais.

Explicitando as Equações (2.15-2.20) em termos das tensões e se valendo de relações entre as propriedades poroelásticas (WANG, 2000) chega-se à forma explícita das tensões a serem consideradas nas equações de equilíbrio, nesta Dissertação sendo expressa em função do módulo cisalhante, do coeficiente de Poisson e do coeficiente de Biot.

$$\sigma_x = 2G \left[\varepsilon_x + \frac{\nu \varepsilon_v}{1 - 2\nu} \right] - \alpha p; \quad (2.22)$$

$$\sigma_y = 2G \left[\varepsilon_y + \frac{\nu \varepsilon_v}{1 - 2\nu} \right] - \alpha p; \quad (2.23)$$

$$\sigma_z = 2G \left[\varepsilon_z + \frac{\nu \varepsilon_v}{1 - 2\nu} \right] - \alpha p; \quad (2.24)$$

$$\tau_{xy} = 2G \gamma_{xy}; \quad (2.25)$$

$$\tau_{xz} = 2G \gamma_{xz}; \quad (2.26)$$

$$\tau_{yz} = 2G \gamma_{yz}, \quad (2.27)$$

onde a deformação volumétrica (ε_v) corresponde à soma das parcelas normais ε_x , ε_y e ε_z .

Portanto, as tensões totais agindo sobre um elemento de rocha descritas pelo conjunto de Equações (2.22-2.27) devem satisfazer as condições de equilíbrio descritas pelo seu respectivo grupo de Equações (2.3-2.5). Ao realizar este procedimento, é possível chegar à formulação final para o comportamento da fase sólida. Substituindo Equações (2.22-2.27) em suas respectivas Equações (2.3-2.5), tem-se:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(2G \left[\varepsilon_x + \frac{v\varepsilon_v}{1-2v} \right] - \alpha p \right) + \frac{\partial}{\partial y} (2G\gamma_{xy}) + \frac{\partial}{\partial z} (2G\gamma_{xz}) = 0; \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} (2G\gamma_{xy}) + \frac{\partial}{\partial y} \left(2G \left[\varepsilon_y + \frac{v\varepsilon_v}{1-2v} \right] - \alpha p \right) + \frac{\partial}{\partial z} (2G\gamma_{yz}) = 0; \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} (2G\gamma_{xz}) + \frac{\partial}{\partial y} (2G\gamma_{yz}) + \frac{\partial}{\partial z} \left(2G \left[\varepsilon_z + \frac{v\varepsilon_v}{1-2v} \right] - \alpha p \right) = 0. \quad (2.30)$$

Adotando as relações entre deformações e deslocamentos nas equações acima, chega-se a:

$$\begin{aligned} 2G \frac{\partial}{\partial x} \left(\left[\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{v}{1-2v} \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \right) \right] - \alpha p \right) \\ + 2G \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right] + 2G \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \right] = 0; \end{aligned} \quad (2.31)$$

$$\begin{aligned} 2G \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1}{2} \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right) \\ + 2G \frac{\partial}{\partial y} \left[\left(\left[\frac{\partial v}{\partial y} + \frac{v}{1-2v} \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \right) \right] - \alpha p \right) \right] \\ + 2G \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \right] = 0; \end{aligned} \quad (2.32)$$

$$\begin{aligned}
2G \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1}{2} \left(\frac{\partial w}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \right) + 2G \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\partial v}{\partial z} + \frac{\partial w}{\partial y} \right) \right] \\
+ 2G \frac{\partial}{\partial z} \left[\left[\frac{\partial w}{\partial z} + \frac{v}{1-2\nu} \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \right) \right] - \alpha p \right] = 0.
\end{aligned} \tag{2.33}$$

Após manipulação algébrica, estas Equações adotam a forma:

$$G \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{G}{(1-2\nu)} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \right) - \alpha \frac{\partial p}{\partial x} = 0; \tag{2.34}$$

$$G \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{G}{(1-2\nu)} \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \right) - \alpha \frac{\partial p}{\partial y} = 0; \tag{2.35}$$

$$G \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} + \frac{G}{(1-2\nu)} \frac{\partial}{\partial z} \left(\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} \right) - \alpha \frac{\partial p}{\partial z} = 0. \tag{2.36}$$

Finalmente, ao considerar os deslocamentos na forma vetorial (\mathbf{u}), obtém-se a expressão para o problema poroelástico:

$$G \nabla^2 \mathbf{u} + \frac{G}{(1-2\nu)} \nabla (\nabla \cdot \mathbf{u}) = \alpha \nabla p. \tag{2.37}$$

A Equação (2.37) representa matematicamente o acoplamento entre os fenômenos mecânicos e hidráulicos presentes em um meio poroso deformável saturado por um fluido. Vale notar que o termo de pressão aparece na formulação de maneira análoga a um carregamento externo no elemento analisado.

Segundo Inoue & Fontoura (2009b), a solução exata desta equação é de difícil obtenção para problemas práticos de engenharia. O método numérico adotado para encontrar a solução aproximada para o problema mecânico mais difundido na literatura é o método dos elementos finitos. Maiores detalhes sobre o método dos elementos finitos aplicados a problemas poroelásticos podem ser encontrados em Zienkiewicz *et al.* (1999) e Lewis & Schrefler (1987), entre outros.

2.1.2 Problema de fluxo para meios porosos deformáveis

O comportamento da fase líquida de um meio poroso saturado por um fluido é regido pela lei de Darcy (conservação de momento), pelas leis de conservação de massa, conservação de energia e equações de estado. Caso o problema seja tratado de forma isotérmica, a parcela de conservação de energia é desconsiderada.

Frydman (1996) apresentou uma formulação capaz de descrever o comportamento da fase líquida em condições isotérmicas. O desenvolvimento foi baseado no trabalho descrito por Lewis & Schrefler (1987). Neste trabalho será apresentada a formulação de Frydman (1996) com algumas manipulações que facilitam o entendimento do problema.

No universo de meios geológicos, a geometria interna de um meio poroso é tida como extremamente complexa, de modo que a descrição analítica do fluxo de fluidos é uma tarefa árdua. Assim a lei de Darcy, uma lei originalmente empírica, tem sido empregada para representar a conservação de momento para fase líquida em nível macroscópico. Para o caso de escoamento monofásico esta lei assume a forma da Equação 2.38.

$$\boldsymbol{\vartheta} = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla(p + \rho_f gh). \quad (2.38)$$

Nesta equação, $\boldsymbol{\vartheta}$ é o vetor de velocidades de Darcy, ou seja, a vazão volumétrica, em condições de reservatório, de fluido por unidade de área na face normal ao fluxo no elemento de controle, \mathbf{k} é o tensor de permeabilidade absoluta, p é a pressão de poros, ρ_f é massa específica do fluido, μ é a viscosidade do fluido, g é a aceleração da gravidade e h é a altura medida em relação a uma referência arbitrária (na mesma direção de g).

Estabelecida a lei de Darcy como a equação para conservação da quantidade de movimento, é necessário satisfazer o princípio de conservação de massa. Aqui o volume de controle será considerado um meio poroso na forma de paralelepípedo, saturado por um único fluido, conforme ilustra a Figura 2.3.

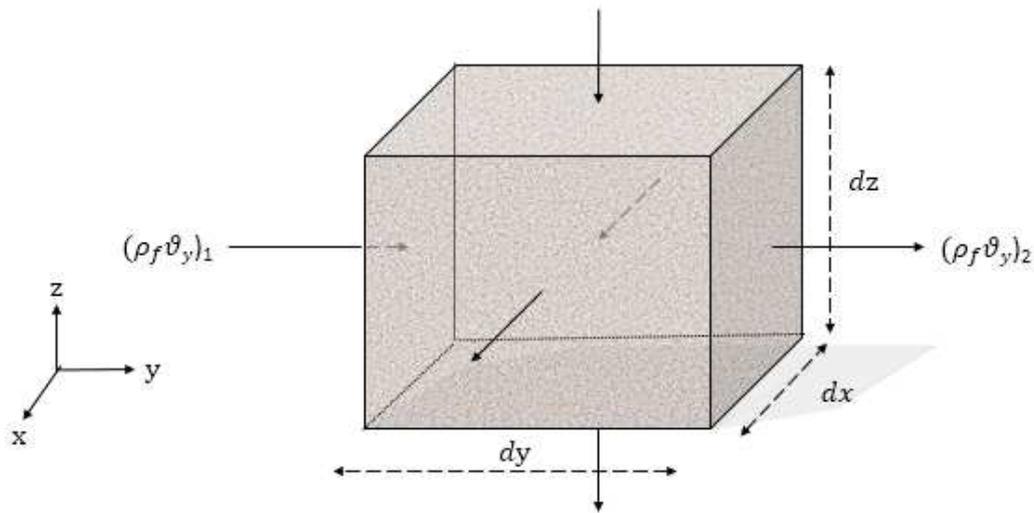


Figura 2.3. Fluxo de massa entrando e saindo de um elemento - adaptado de Frydman (1996).

Utilizando a direção y para desenvolver a equação da conservação de massa, sendo v_y a componente da velocidade de Darcy nesta direção, temos os seguintes fluxos de massa através das faces 1 e 2 do elemento, respectivamente:

$$\dot{m}_{a_1} = (\rho_f v_y)_1 dx dz; \quad (2.39)$$

$$\dot{m}_{a_2} = (\rho_f v_y)_2 dx dz. \quad (2.40)$$

Fazendo a diferença entre o fluxo de massa que sai (\dot{m}_{a_2}) e o que entra (\dot{m}_{a_1}) no volume de controle, temos:

$$\dot{m}_{a_2} - \dot{m}_{a_1} = [(\rho_f v_y)_2 - (\rho_f v_y)_1] dx dz. \quad (2.41)$$

Considerando que $(\rho_f v_y)$ seja uma função contínua e diferenciável neste domínio:

$$(\rho_f v_y)_2 = (\rho_f v_y)_1 + \frac{\partial(\rho_f v_y)}{\partial y} dy, \quad (2.42)$$

ou ainda,

$$(\rho_f v_y)_2 - (\rho_f v_y)_1 = \frac{\partial(\rho_f v_y)}{\partial y} dy. \quad (2.43)$$

Substituindo a Equação 2.43 em 2.41, tem-se que a variação do fluxo de massa no elemento em termos de $(\rho_f \vartheta_y)$ pode ser dada por:

$$m_{a_2} - m_{a_1} = \frac{\partial(\rho_f \vartheta_y)}{\partial y} dx dy dz. \quad (2.44)$$

Analogamente, considerando as outras direções:

$$\left[\frac{\partial(\rho_f \vartheta_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho_f \vartheta_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho_f \vartheta_z)}{\partial z} \right] dx dy dz = \nabla \cdot (\rho_f \boldsymbol{\vartheta}) dx dy dz. \quad (2.45)$$

Definindo m como a razão entre a massa de fluido e o volume infinitesimal do elemento, ou seja,

$$m = \frac{m_a}{V}, \quad (2.46)$$

onde m_a é a massa de fluido presente no espaço poroso e V é o volume total do elemento analisado, é possível satisfazer a conservação da massa de fluido no elemento representado pela Figura 2.3, através da seguinte expressão:

$$\frac{\partial m}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_f \boldsymbol{\vartheta}) = 0. \quad (2.47)$$

Substituindo a velocidade de Darcy, apresentada na Equação 2.38, em 2.47, tem-se uma forma da equação da difusividade hidráulica, representada por:

$$\frac{\partial m}{\partial t} + \nabla \cdot \left(-\frac{\rho_f \mathbf{k}}{\mu} \nabla(p + \rho_f g h) \right) = 0. \quad (2.48)$$

Para avaliar o termo de acumulação $\left(\frac{\partial m}{\partial t}\right)$, será assumido que o espaço poroso está completamente preenchido por fluido, de maneira que a variação do volume poroso é idêntica à variação do volume de fluido. Desta forma, será possível obter a variação da massa de fluido em função da variação de vazios. Sabendo que a porosidade de um meio é calculada por:

$$\phi = \frac{V_p}{V}, \quad (2.49)$$

onde V_p é o volume poroso. Tendo em vista que a massa de fluido por unidade de volume do elemento foi definida pela Equação 2.46 e a massa específica do fluido é:

$$\rho_f = \frac{m_a}{V_p}. \quad (2.50)$$

É possível estabelecer a relação:

$$m = \phi \rho_f. \quad (2.51)$$

Logo, aplicando a regra da cadeia, o termo de acumulação da Equação 2.48 pode ser avaliado em função da porosidade e da massa específica do fluido:

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \rho_f^0 \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi^0 \frac{\partial \rho_f}{\partial t}, \quad (2.52)$$

onde ρ_f^0 e ϕ^0 são, respectivamente, a massa específica do fluido e a porosidade em uma condição de referência. Frydman (1996) frisa que a primeira parcela do lado direito da Equação 2.52 é referente à variação do volume poroso e a segunda referente à expansão ou contração do fluido.

Antes de tratar das parcelas de deformação volumétrica que ocorrem no elemento poroso, é necessário fazer um comentário a respeito do princípio das tensões efetivas de Terzaghi, o qual tem papel fundamental no entendimento do problema, principalmente na parcela de deformação volumétrica atribuída à variação de volume dos grãos no problema de fluxo.

Em mecânicas das rochas é comum que as tensões totais (σ) estejam divididas em duas parcelas, uma referente às tensões efetivas (σ'), que agem sobre o esqueleto e outra relativa às pressões de poros (p), conforme a seguir:

$$\sigma = \sigma' - mp, \quad (2.53)$$

onde m tem como objetivo restringir a influência da pressão de poros às tensões normais, sendo igual à unidade para tensões normais e zero para as cisalhantes. Posteriormente, ao considerar a compressibilidade da matriz rochosa, Biot propôs que fosse usada a seguinte expressão para as tensões efetivas:

$$\sigma = \sigma' - \alpha m p. \quad (2.54)$$

Conforme descrito por Frydman (1996), a equação proposta por Biot também pode assumir a forma:

$$\sigma = \sigma' - \left(m - \frac{D_T m}{3K_s} \right) p, \quad (2.55)$$

em que D_T é a matriz que relaciona tensões efetivas com deformações, ou seja, a matriz constitutiva do material. Para materiais cujo comportamento é linear elástico, é possível obter D_T apenas com os parâmetros elásticos, por exemplo, módulo de Young e coeficiente de Poisson. Desta forma, a variação de tensões efetivas causadas por deformações é uma relação que será importante no cálculo da variação volumétrica dos grãos e é definida por Lewis & Schrefler (1987) como:

$$\Delta \sigma' = D_T \Delta \epsilon. \quad (2.56)$$

Em vista do apresentado, a etapa seguinte é encontrar as relações que irão descrever o termo de acumulação da Equação (2.48). Tanto Zienkiewicz *et al.* (1999), quanto Lewis & Schrefler (1987) descrevem as parcelas que compõem o termo de acumulação da equação que rege o fluxo de fluidos. As formulações partem da aplicação de um esforço externo hidrostático de magnitude idêntica à variação de pressão de poros Δp que ocorre no elemento poroso totalmente saturado por fluido. A Figura 2.4 ilustra esta situação.

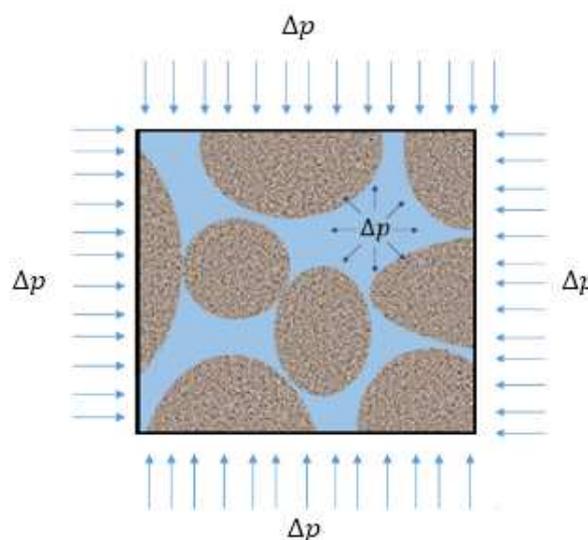


Figura 2.4. Elemento de rocha porosa submetido a variações de pressão de poros e carregamento hidrostático com magnitude Δp .

De maneira similar ao que foi apresentado por estes autores, Frydman (1996) trata primeiramente da parte referente à variação do volume poroso e, na sequência, expõe o que seria a contribuição da mudança volumétrica do fluido.

○ **Varição volumétrica total dos poros**

É exposto que a variação do volume poroso, representada por:

$$\Delta\phi = \phi - \phi^0, \quad (2.57)$$

pode ser decomposta em uma parcela referente à deformação do esqueleto do meio poroso e outra referente à variação do volume dos grãos da rocha.

Começando pela variação da deformação volumétrica referente ao esqueleto da rocha (volume total), muitas vezes referido como variação do volume *bulk* de rocha, temos:

$$\frac{\Delta V}{V} = \Delta\varepsilon_v = \mathbf{m}^T \Delta\boldsymbol{\varepsilon}, \quad (2.58)$$

onde $\Delta\varepsilon_v$ é a variação de deformação volumétrica e $\Delta\boldsymbol{\varepsilon}$ a variação de deformação em cada componente do tensor de deformações, grandezas definidas no item referente ao problema geomecânico.

Já para o caso da deformação volumétrica dos grãos da matriz sólida que compõem a rocha, os quais são assumidos elásticos, a deformação volumétrica pode ser encarada como constituída de duas parcelas, uma referente ao incremento de tensões efetivas ($\Delta\boldsymbol{\sigma}'$), causado pela variação de pressão de poros, e outra correspondente ao incremento de tensão de confinamento com magnitude Δp , ou seja,

$$\frac{\Delta V_s}{V} = \left(\frac{\Delta V_s}{V}\right)_{\Delta\boldsymbol{\sigma}'} + \left(\frac{\Delta V_s}{V}\right)_{\Delta p}, \quad (2.59)$$

onde ΔV_s representa a variação volumétrica da matriz sólida. Conforme Lewis & Schrefler (1987) apresentam, a componente que diz respeito às tensões efetivas é dada por:

$$\left(\frac{\Delta V_s}{V}\right)_{\Delta\boldsymbol{\sigma}'} = \frac{1}{3K_s} \mathbf{m}^T \Delta\boldsymbol{\sigma}'. \quad (2.60)$$

Fisicamente, esta parcela pode ser entendida como a variação da deformação que ocorre no contato entre os grãos da rocha quando há variação de tensão efetiva. Aplicando o princípio das tensões efetivas de Terzaghi, se obtém:

$$\left(\frac{\Delta V_s}{V}\right)_{\Delta\sigma'} = \frac{1}{3K_s} \mathbf{m}^T (\Delta\boldsymbol{\sigma} + \mathbf{m}\Delta p). \quad (2.61)$$

Substituindo a Equação (2.55), em termos de variação, na Equação (2.61), tem-se:

$$\left(\frac{\Delta V_s}{V}\right)_{\Delta\sigma'} = \frac{1}{3K_s} \mathbf{m}^T \Delta\boldsymbol{\sigma}' + \frac{1}{9K_s^2} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \Delta p. \quad (2.62)$$

Então, considerando a Equação (2.56) como equação constitutiva para os grãos chega-se a:

$$\left(\frac{\Delta V_s}{V}\right)_{\Delta\sigma'} = \frac{1}{3K_s} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \Delta\boldsymbol{\varepsilon} + \frac{1}{9K_s^2} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \Delta p. \quad (2.63)$$

A parcela da deformação causada pela compressão dos grãos devido ao confinamento com magnitude igual à variação de pressão de poros é definido como:

$$\left(\frac{\Delta V_s}{V}\right)_{\Delta p} = -\frac{(1 - \phi^0)}{K_s} \Delta p. \quad (2.64)$$

Finalmente, a variação da deformação volumétrica dos grãos pode ser expressa como a soma entre as Equações (2.63) e (2.64):

$$\left(\frac{\Delta V_s}{V}\right) = \frac{1}{3K_s} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \Delta\boldsymbol{\varepsilon} + \frac{1}{9K_s^2} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \Delta p - \frac{(1 - \phi^0)}{K_s} \Delta p. \quad (2.65)$$

Frydman (1996) argumenta que a variação total do volume poroso é calculada com base na subtração da variação do volume *bulk* da variação de volume dos grãos da matriz sólida, de forma que, tomando a diferença entre a Equação (2.58) e a Equação (2.65), tem-se:

$$\Delta\phi = \frac{\Delta V}{V} - \frac{\Delta V_s}{V}, \quad (2.66)$$

ou ainda, aplicando as Equações 2.58 e 2.65 na Equação 2.66 :

$$\Delta\phi = \left[\mathbf{m}^T - \frac{1}{3K_s} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \right] \Delta\boldsymbol{\varepsilon} + \left[\frac{(1 - \phi^0)}{K_s} - \frac{1}{9K_s^2} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \right] \Delta p. \quad (2.67)$$

Finalmente, aplicando a derivada temporal nos dois lados da equação acima descrita, é obtida a expressão que representa a variação do volume poroso na parcela de acumulação da Equação (2.48):

$$\frac{\partial\phi}{\partial t} = \left[\mathbf{m}^T - \frac{1}{3K_s} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \right] \frac{\partial\boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} + \left[\frac{(1 - \phi^0)}{K_s} - \frac{1}{9K_s^2} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \right] \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.68)$$

o Variação volumétrica do fluido

Retomando o termo de variação da massa específica do fluido, o qual é referente ao líquido no termo de acumulação da Equação (2.48), e considerando que a variação volumétrica do fluido pode ser expressa em termos do módulo de deformação volumétrica (K_f) desse constituinte do meio poroso, tem-se:

$$\phi^0 \frac{\partial\rho_f}{\partial t} = \frac{\phi^0}{K_f} \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.69)$$

Portanto, aplicando as Equações (2.68) e (2.69) na Equação (2.52), chega-se:

$$\begin{aligned} \frac{\partial m}{\partial t} = & \rho_f^0 \left[\mathbf{m}^T - \frac{1}{3K_s} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \right] \frac{\partial\boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} \\ & + \rho_f^0 \left[\frac{(1 - \phi^0)}{K_s} + \frac{\phi^0}{K_f} - \frac{1}{9K_s^2} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \right] \frac{\partial p}{\partial t}. \end{aligned} \quad (2.70)$$

Substituindo a Equação (2.70) na equação da difusividade hidráulica, representada pela Equação (2.48), tem-se:

$$\begin{aligned} & \rho_f^0 \left[\mathbf{m}^T - \frac{1}{3K_s} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \right] \frac{\partial\boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} \\ & + \rho_f^0 \left[\frac{(1 - \phi^0)}{K_s} + \frac{\phi^0}{K_f} - \frac{1}{9K_s^2} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \right] \frac{\partial p}{\partial t} \\ & - \nabla \cdot \left(\frac{\mathbf{k}\rho_f}{\mu} \nabla(p + \rho_f g h) \right) = 0. \end{aligned} \quad (2.71)$$

Assumindo as hipóteses de meio homogêneo e que dentro do volume de controle a massa específica e a viscosidade do fluido não variam com o espaço, em um determinado tempo, ou seja:

$$\nabla \cdot \left(\frac{\mathbf{k}\rho_f}{\mu} \nabla(p + \rho_f gh) \right) = \rho_f^0 \frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla \cdot (\nabla(p + \rho_f gh)), \quad (2.72)$$

é possível reduzir a Equação 2.71 e finalmente chegar à forma que representa o problema de fluxo monofásico isotérmico em meios porosos deformáveis.

$$\left[\mathbf{m}^T - \frac{1}{3K_s} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \right] \frac{\partial \boldsymbol{\varepsilon}}{\partial t} + \left[\frac{(1 - \phi^0)}{K_s} + \frac{\phi^0}{K_f} - \frac{1}{9K_s^2} \mathbf{m}^T \mathbf{D}_T \mathbf{m} \right] \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla \cdot (\nabla(p + \rho_f gh)) = 0. \quad (2.73)$$

o **Simplificação para grãos incompressíveis e escoamento horizontal**

Como foi apresentado anteriormente, Terzaghi considerou que os grãos da matriz sólida são incompressíveis. Apesar de ser uma hipótese inicialmente adotada para solos, alguns trabalhos adotam esta premissa para análises de reservatórios.

Esta hipótese pode ser aplicada diretamente na dedução das equações adotadas para modelar o problema de fluxo, como em Inoue & Fontoura (2009b), ou pode ser adotado parâmetro poroelástico de Biot unitário ($\alpha = 1$) para os casos analisados, como em Tran *et al.* (2009).

Outra premissa comumente adotada e presente na formulação apresentada por Inoue & Fontoura (2009b), com o objetivo de simplificar as equações utilizadas, é de escoamento horizontal.

Neste momento será utilizada a definição de compressibilidade do fluido (c_f), mais comumente presente na literatura referente à simulação de reservatórios, a qual é o inverso do módulo de deformação volumétrica do fluido (K_f) e pode ser definida, em termos da massa específica do fluido, por:

$$c_f = \frac{1}{\rho_f} \frac{\partial \rho_f}{\partial p}. \quad (2.74)$$

Portanto, aplicando na Equação (2.73) a premissa de incompressibilidade dos grãos da rocha ($\alpha = 1$), considerando escoamento horizontal, escrevendo as deformações ($\boldsymbol{\varepsilon}$) em termos de deformações volumétricas (ε_v) e utilizando a

compressibilidade do fluido (c_f), tem-se uma equação diferencial mais simples para a formulação de fluxo monofásico isotérmico em meios porosos deformáveis:

$$[c_f \phi^0] \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla^2 p = - \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t}. \quad (2.75)$$

2.2 Simulação convencional de reservatórios

Na indústria do petróleo, a simulação numérica de reservatórios é, cada vez mais, uma ferramenta fundamental para tratar o escoamento de fluidos em meios porosos.

Segundo Ertekin *et al.* (2001), a grande aceitação da simulação de reservatórios pode ser atribuída aos avanços computacionais, especialmente quanto à velocidade de processamento e capacidade de armazenamento de dados; aos avanços das técnicas numéricas para a solução de equações diferenciais parciais; à capacidade dos simuladores em modelar casos práticos de campo; aos avanços da caracterização dos reservatórios; e ao desenvolvimento de técnicas de recuperação de hidrocarbonetos cada vez mais sofisticadas, as quais apresentariam grandes dificuldades de serem analisadas por outros métodos.

Por tratarem do escoamento de fluidos em meios porosos, as equações que regem os problemas resolvidos por simuladores convencionais de reservatórios são obtidas pela combinação da lei de Darcy com a equação da continuidade e, conforme destacado por Aziz & Settari (1979), a massa específica do fluido é expressa como função da pressão através de uma equação de estado. Inoue & Fontoura (2009b) ainda salientam que neste tipo de simulação a variação da porosidade é função apenas da variação da pressão de poros, sendo contabilizada utilizando um valor constante de compressibilidade de poros. Neste caso, são negligenciadas as variações das tensões decorrentes da produção.

Gutierrez & Lewis (1998) ainda destacam que nos simuladores convencionais de reservatórios há também a consideração que, independente das deformações ocorridas na rocha, a permeabilidade do meio poroso permanece inalterada por toda a simulação. Esta pode ser uma premissa inadequada para analisar determinados reservatórios.

Além disso, como não há deformação do chamado volume *bulk*, ou seja, o volume total do reservatório é mantido constante, o acoplamento entre as deformações do reservatório e as rochas adjacentes não é respeitado.

2.2.1 Equacionamento para o fluxo em simuladores convencionais de reservatórios

Os equacionamentos apresentados por Ertekin *et al.* (2001) e Aziz & Settari (1979) mostram o tratamento dado às equações governantes nos simuladores convencionais de escoamento de fluidos em reservatórios de petróleo.

Nesta Dissertação será apresentada a formulação utilizada em simuladores convencionais considerando escoamento monofásico; desprezando efeitos gravitacionais; escoamento isotérmico; meio poroso homogêneo; permeabilidade independente da variação de pressão de poros; pequenos gradientes de pressão; fluido com compressibilidade baixa e constante; massa específica do fluido constante no espaço para determinado instante; fluido com viscosidade constante; rocha com compressibilidade pequena e constante.

Portanto, aplicando as hipóteses citadas acima na equação da difusividade hidráulica, representada pela Equação 2.48, já com o desenvolvimento do termo de acumulação obtido na Equação 2.52, temos:

$$\frac{\rho_f^0 \mathbf{k}}{\mu} \nabla^2 p = \rho_f^0 \frac{\partial \phi}{\partial t} + \phi^0 \frac{\partial \rho_f}{\partial t}. \quad (2.76)$$

Assumindo que a compressibilidade do fluido é constante sobre o intervalo de pressão de interesse, é possível integrar a Equação 2.74 e chegar a:

$$\rho_f = \rho_f^0 e^{c_f(p-p^0)}, \quad (2.77)$$

onde p^0 é uma pressão de referência, muitas vezes usada como a pressão inicial do reservatório. Expandido a Equação 2.77 através de uma série de Taylor:

$$\rho_f = \rho_f^0 \left[1 + c_f(p - p^0) + \frac{1}{2} c_f^2 (p - p^0)^2 + \dots \right], \quad (2.78)$$

considerando a hipótese de que c_f é pequena, são desprezados os termos de ordem superior, de forma que apenas o primeiro termo da Equação 2.78 é levado a diante:

$$\rho_f \cong \rho_f^0 [1 + c_f(p - p^0)]. \quad (2.79)$$

Logo,

$$\frac{\partial \rho_f}{\partial t} = \rho_f^0 c_f \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.80)$$

Definindo a compressibilidade de poros, único parâmetro geomecânico considerado na simulação convencional, como em Rosa *et al.* (2006):

$$c_p = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p}, \quad (2.81)$$

e assumindo que a compressibilidade de poros é um número pequeno, usando o mesmo artifício que foi aplicado à compressibilidade do fluido, tem-se:

$$\phi \cong \phi^0 [1 + c_p(p - p^0)]. \quad (2.82)$$

Logo,

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \phi^0 c_p \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.83)$$

Substituindo as Equações 2.80 e 2.83 na equação da difusividade hidráulica (Equação 2.76), chega-se a:

$$\frac{\rho_f^0 \mathbf{k}}{\mu} \nabla^2 p = \rho_f^0 \phi^0 c_p \frac{\partial p}{\partial t} + \phi^0 \rho_f^0 c_f \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.84)$$

Finalmente, a expressão utilizada pelos simuladores convencionais de reservatórios que trata o escoamento horizontal, monofásico, de um fluido pouco compressível, em um meio poroso homogêneo é dada pela Equação 2.85:

$$\frac{\mathbf{k}}{\mu \phi^0} \nabla^2 p = [c_p + c_f] \frac{\partial p}{\partial t}. \quad (2.85)$$

Apenas para facilitar o entendimento, o equacionamento foi desenvolvido para um caso simples e particular. Porém, atualmente várias funcionalidades dos simuladores de reservatório sofreram melhorias consideráveis, possibilitando que sejam modelados casos complexos.

Obi *et al.* (2014) destacam que algumas das funções já consolidadas e encontradas em simuladores comerciais são a capacidade de modelar reservatórios com milhões de células e desempenhar simulações composicionais para modelar fluidos complexos. Li *et al.* (2003) apontam o caso em que simulações térmicas foram usadas para representar métodos de recuperação avançada e Meurer *et al.* (2013) ainda citam a capacidade de lidar com modelos de reservatórios fraturados.

Devido à grande complexidade das equações envolvidas, são necessários métodos numéricos para a solução das mesmas. Na maioria dos simuladores comerciais de reservatórios, a solução do problema de fluxo é obtida através do método das diferenças finitas. As particularidades deste tratamento podem ser encontradas em Ertekin *et al.* (2001) e Aziz & Settari (1979), portanto não serão tratadas neste trabalho.

2.2.2

Considerações a respeito da compressibilidade de poros

Como apresentado no item anterior, apesar da capacidade de lidar com problemas complexos, os efeitos geomecânicos são tratados pelos simuladores convencionais de escoamento em meios porosos de forma simplificada através de um valor de compressibilidade de poros.

Na grande maioria dos casos, todo o reservatório é representado por um valor único de c_p , não sendo feita nenhuma distinção entre os diferentes tipos de rocha que podem estar presentes no mesmo, como por exemplo, arenitos e folhelhos.

Este conceito de compressibilidade de poros foi introduzido por Geertsma (1957), como uma maneira de contabilizar a mudança de pressão de poros em função da variação volumétrica das rochas.

Segundo Rosa *et al.* (2006), podem ser definidos três tipos de compressibilidade para meios porosos. São elas:

1. Compressibilidade da matriz rochosa ou dos grãos (c_s): é a variação fracional em volume do material sólido da rocha (V_s), com a variação unitária de pressão.
2. Compressibilidade total da rocha (c_r): é a variação do volume total de rocha, também chamado de volume *bulk* (V), com a variação unitária de pressão.

3. Compressibilidade dos poros (c_p): é a variação fracional do volume poroso da rocha (V_p) com a variação unitária de pressão.

Do ponto de vista de engenharia de reservatórios, a compressibilidade de poros (c_p) é a adotada nos simuladores de fluxo. Este seria o valor que melhor representaria a expulsão de fluidos pela contração do espaço poroso durante a produção de um reservatório. Como mostrado pela Equação 2.82, a compressibilidade de poros é a responsável por atualizar a porosidade do reservatório com a variação da pressão.

Apesar de ser uma simplificação para os efeitos geomecânicos que afetam a produção de hidrocarbonetos em reservatórios, a compressibilidade de poros é largamente utilizada em simulações convencionais de reservatórios.

Newman (1973) afirma que para se avaliar a compressibilidade de poros para um dado reservatório é essencial que sejam realizados ensaios laboratoriais para a rocha de interesse. O autor realizou ensaios com 256 amostras de arenitos e carbonatos de 40 reservatórios diferentes, além de ter reunido resultados obtidos previamente em outros trabalhos. Newman (1973) conclui que correlações entre compressibilidade de poros e porosidade propostas na literatura não fornecem resultados satisfatórios.

A título de ilustração, na Figura 2.5 está representada a grande dispersão dos resultados encontrados para a compressibilidade de poros de arenitos e carbonatos quando colocados em função da porosidade das amostras por Newman (1973). Neste gráfico, o autor ainda representa a curva da correlação de Hall para obtenção da compressibilidade de poros a partir da porosidade. Portanto, fica claro que os resultados obtidos por uma correlação com a porosidade não seriam representativos para diversas amostras ensaiadas.

Entretanto, como a disponibilidade de testemunhos para a realização de ensaios de compressibilidade de poros não é algo comum, os engenheiros de reservatórios são obrigados a utilizar correlações para a compressibilidade a partir da porosidade de amostras, mesmo estando comprovado que este tipo de artifício não representa satisfatoriamente diversos reservatórios.

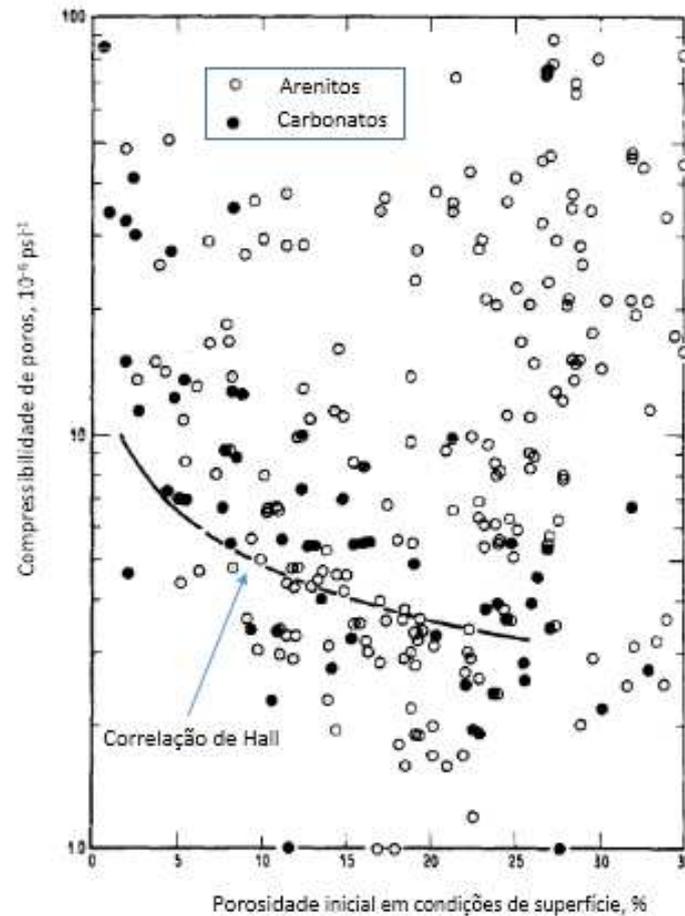


Figura 2.5. Resultados de ensaios de compressibilidade de poros vs. porosidade de diferentes tipos de rocha comparados à correlação de Hall– adaptado de Newman (1973).

Além de ser função dos constituintes e das características geométricas da rocha, o valor de compressibilidade de poros medido em laboratório também é afetado pela trajetória de tensões praticada durante o ensaio. Ferreira (2014) afirma que ensaios hidrostáticos, onde são aplicadas tensões de mesma magnitude e é permitido que a rocha se deforme em todas as direções, resultam em valores significativamente diferentes do que compressibilidades medidas sob condição de deformação uniaxial, na qual a rocha se deforma apenas na direção axial.

Gutierrez & Lewis (1998) destacam que, em geral, é assumido que o reservatório é horizontalmente infinito, pois sua extensão lateral é muito maior que sua dimensão vertical, de forma que a condição de deformação uniaxial seria a que melhor representa sua compactação. Contudo, quando existem ensaios disponíveis, por conta de questões operacionais do laboratório, muitas vezes estes são realizados sob condições hidrostáticas.

Desta forma, baseado na teoria da poroelasticidade linear, Ferreira (2014) apresenta uma maneira para converter valores de compressibilidade de poros medidos sob regime de tensões hidrostáticas c_p^H , para a compressibilidade de poros uniaxial c_p^U , a qual é a mais indicada para ser usada no simulador de reservatórios. A Equação 2.86 apresenta esta relação.

$$c_p^U = \frac{1}{3} \alpha \left(\frac{1 + \nu}{1 - \nu} \right) c_p^H \quad (2.86)$$

No entanto, a consideração de que o reservatório é horizontalmente infinito nem sempre é adequada. Os reservatórios são restringidos lateralmente e não irão se deformar de maneira uniforme na direção vertical, diferentemente do que ocorre em um ensaio laboratorial de uma amostra sob regime de deformação uniaxial.

Para avaliar a hipótese de reservatório horizontalmente infinito, Gutierrez & Lewis (1998) realizaram uma análise de deformação em modelo de um reservatório em formato de disco com raio de mesma magnitude que sua profundidade. Este foi submetido a redução de pressão de poros uniforme. A Figura 2.6 apresenta o resultado desta simulação, onde as setas representam os vetores de deslocamentos.

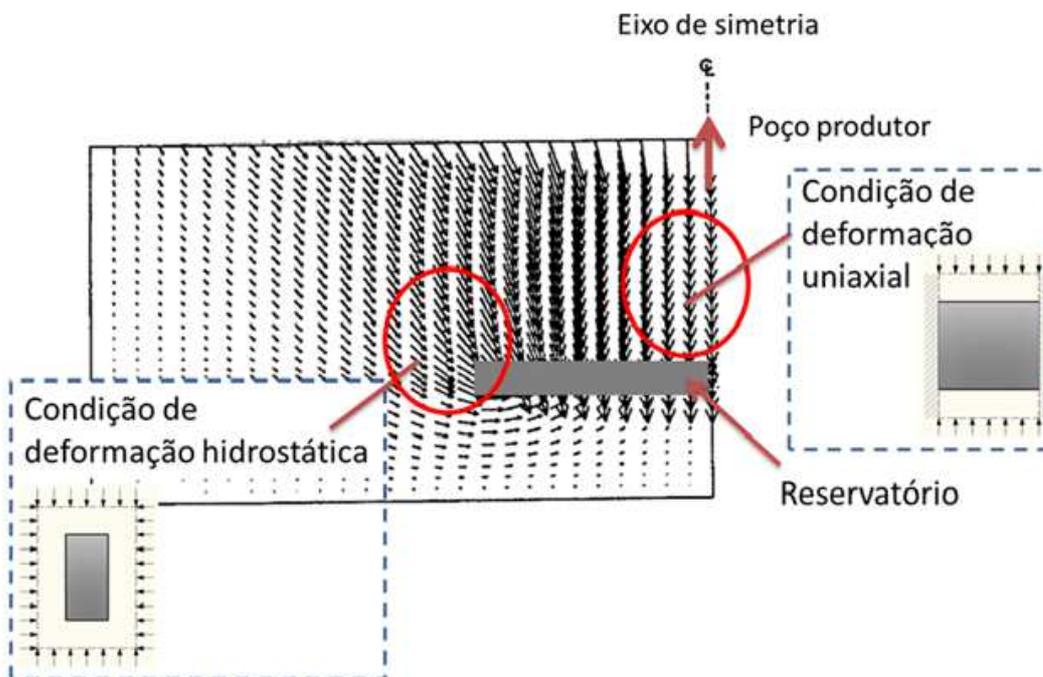


Figura 2.6. Deslocamentos do reservatório e rochas adjacentes devido à redução de pressão uniforme no reservatório -adaptado de Gutierrez & Lewis (1998).

Desta forma, devido à rigidez das rochas adjacentes, os vetores de deslocamento mostram que o reservatório não se deforma de maneira uniforme. No centro do reservatório os vetores são verticais, logo as deformações são predominantemente uniaxiais. Já nas bordas do reservatório, a deformação das rochas é mais próxima da hidrostática, pois a magnitude dos deslocamentos horizontais é muito próxima da magnitude dos deslocamentos verticais. Neste caso, certamente a utilização de apenas um valor de compressibilidade de poros não seria suficiente para representar o comportamento de todo o reservatório.

Portanto, as deformações e as tensões sob as quais um reservatório está submetido dependem de sua geometria, seus constituintes, os constituintes das rochas adjacentes, das condições de contorno e da distribuição de pressão de poros no mesmo. Como visto em Gutierrez & Lewis (1998), em alguns casos não é adequado considerar que um valor de compressibilidade de poros, mesmo medida sob condição uniaxial de deformação, seja suficiente para representar a variação de porosidade com a queda de pressão.

Mesmo em casos em que um valor constante de compressibilidade representa satisfatoriamente a variação da porosidade com a variação de pressão do reservatório, é muito importante lembrar que utilizar apenas este parâmetro como parâmetro geomecânico na simulação ainda pode gerar erros consideráveis na previsão de produção. Isto irá ocorrer, por exemplo, em casos onde a permeabilidade da rocha varia de maneira significativa com a deformação do meio poroso.

2.2.3 **Considerações a respeito da permeabilidade**

A permeabilidade de um meio poroso é uma medida da facilidade com que um fluido atravessa este material quando a ele é aplicado um gradiente de pressão. Rosa *et al.* (2006) destacam que este é um parâmetro fundamental para a simulação de escoamento de fluidos em meios porosos, principalmente devido ao grande efeito que este parâmetro possui no índice de produtividade (IP) dos poços, além do impacto que possui na distribuição de pressão pelo reservatório. Segundo Rosa *et al.* (2006), o IP é influenciado tanto por propriedades do fluido como, por exemplo, sua viscosidade, quanto por propriedades da rocha, como a permeabilidade. O IP pode ser definido pela razão entre a vazão de produção e o

drawdown do poço, o qual é a diferença entre a pressão sua pressão de fundo e a pressão do reservatório.

Segundo Schön (2011), comumente, a permeabilidade é obtida através de ensaios laboratoriais realizados em amostras de rochas retiradas de poços, através de testes de formação no reservatório ou, até mesmo, através da utilização de perfis adquiridos a poço aberto, por exemplo, o perfil de ressonância magnética nuclear (RMN).

Na simulação convencional de fluxo em meios porosos, a permeabilidade pode ser distribuída no modelo de reservatório de maneira homogênea ou heterogênea, isotrópica ou anisotrópica, o que é feito buscando representar de maneira mais realista o comportamento de fluxo da rocha. Porém, é comum que esta seja uma propriedade modelada de forma estática, ou seja, não é modificada conforme o reservatório entra em produção. Isto pode ser observado em trabalhos clássicos a respeito de simulação de reservatórios como, por exemplo, Ertekin *et al.* (2001) e Aziz & Settari (1979).

Entretanto, para rochas cuja permeabilidade é sensível às deformações, considerar esta propriedade constante durante toda a simulação pode levar a erros significativos (DUNG, 2007). A redução da permeabilidade impacta negativamente o índice de produtividade dos poços. Em uma simulação convencional de reservatórios, o IP não sofre modificações causadas pela variação da permeabilidade, a qual é decorrente do processo de depleção do reservatório. Desta forma, erros graves de previsibilidade da produção podem ocorrer nestas simulações.

Para grande parte dos tipos de rochas, como, por exemplo, arenitos e carbonatos, a permeabilidade de um meio poroso possui forte relação com a sua porosidade e com a interconectividade entre os poros (SCHÖN, 2011). Uma exceção a esta tendência são meios fraturados, os quais podem apresentar elevadas permeabilidades mesmo com porosidades baixas. Logo, assim como a porosidade sofre alterações devido à variação tanto da pressão de poros, quanto das tensões durante a produção de um reservatório, é de se esperar que a permeabilidade também não seja constante.

Modelos como o de Kozeny-Carman (HARO, 2006) apresentam como a permeabilidade pode ser modelada como função de propriedades relacionadas à estrutura do meio poroso, inclusive a porosidade. Este modelo, baseado na teoria

que o meio poroso se assemelha a um feixe de capilares, é representado pela Equação 2.87:

$$k = \frac{\phi^3}{\Gamma^2 F_s S^2}, \quad (2.87)$$

onde Γ é a tortuosidade, F_s é o fator de forma e S a superfície específica, todos parâmetros intrínsecos do meio poroso.

Nelson (1994) apresenta exemplos práticos da relação entre porosidade e permeabilidade. O autor reuniu dados de diversas amostras de rochas sedimentares, que possuem medidas destas propriedades, a fim de confrontá-las e extrair correlações para cada tipo de rocha. Exemplos para diferentes tipos de rochas são apresentados na Figura 2.7. A partir dos resultados dos ensaios apresentados, Nelson (1994) observa que, para as amostras analisadas, pequenas variações na porosidade podem levar a grandes variações de permeabilidade.

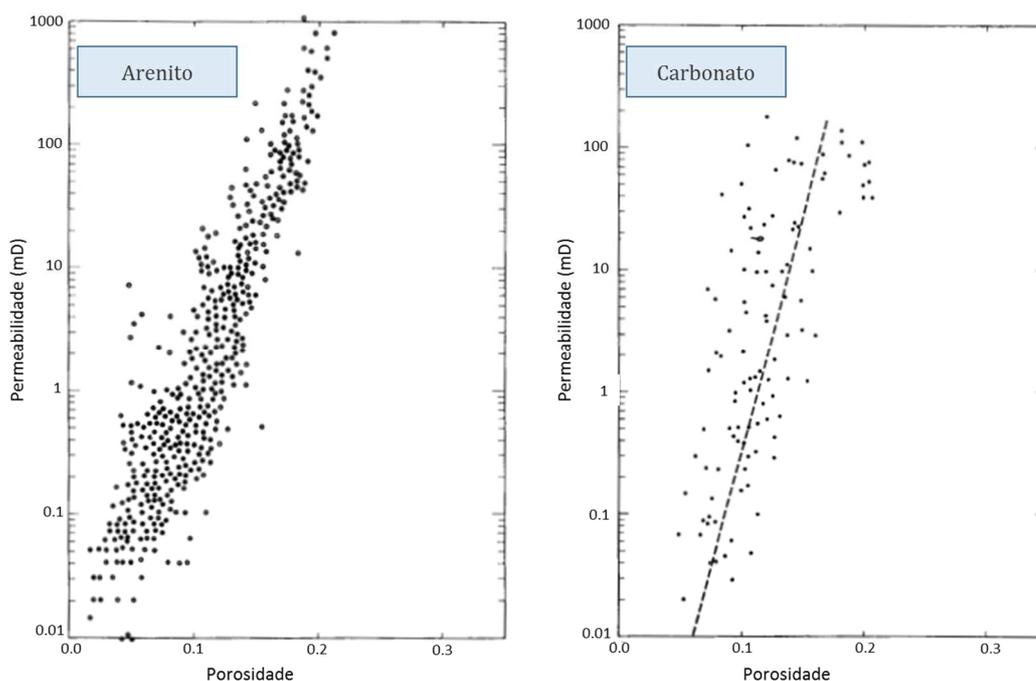


Figura 2.7. Dados de ensaios laboratoriais de permeabilidade e porosidade para amostras de um arenito consolidado (esquerda) e um carbonato (direita) - adaptado de Nelson (1994).

Os exemplos anteriormente citados tratam da relação entre porosidade e permeabilidade do ponto de vista estático, ou seja, sem que tenha sido aplicada uma variação de carregamento nas rochas. Entretanto, como a porosidade de um meio poroso é dependente das tensões atuantes sobre ele, é de se esperar que a permeabilidade apresente característica similar.

Em geral, a permeabilidade é medida em laboratório aplicando apenas um carregamento de confinamento durante o ensaio. Apesar de ser um procedimento pouco usado na caracterização de rochas reservatório, a medição deste parâmetro com incremento de carregamentos representa de maneira mais adequada o processo de retirada de fluidos ao qual o reservatório vai estar submetido durante sua produção. Afinal, como descrito por Terzaghi, este processo aumenta a tensão efetiva sobre a rocha, modificando sua porosidade e, conseqüentemente, tendo influência sobre sua permeabilidade.

Soares (2000) e Soares & Ferreira (2002) realizaram ensaios de compressão em amostras de rocha carbonática do Campo B, alvo dos estudos desta Dissertação. Nestes ensaios, o aumento da tensão de confinamento da amostra busca representar o crescimento da tensão efetiva com a redução da pressão de poros no processo de depleção do reservatório de petróleo. Foram medidas as deformações axiais das amostras com a variação da tensão aplicada, tendo sido incluídas medidas de velocidades de ondas compressoriais, a fim de monitorar possíveis rearranjos da estrutura dos grãos de cada corpo de prova, além de terem sido feitas medidas da permeabilidade das amostras ao longo dos ensaios, com o objetivo de verificar seu comportamento com a compactação. Na Figura 2.8 estão representadas as curvas de tensão por deformação, variação da velocidade da onda compressional com o aumento de tensão e permeabilidade com a deformação axial, todas para o ensaio realizado em uma das amostras do reservatório carbonático do Campo B.

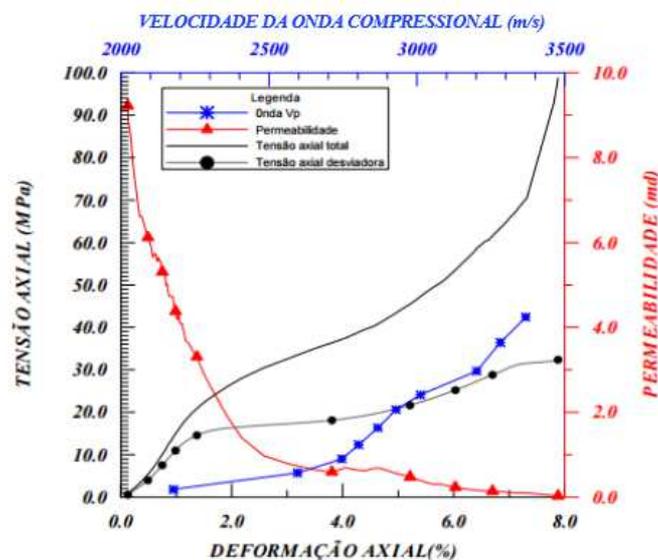


Figura 2.8. Curvas de tensão por deformação, velocidade da onda compressional por tensão axial confinante e permeabilidade por deformação axial para o ensaio de compressão para uma amostra do Campo B - adaptado de Soares (2000).

Portanto, os ensaios laboratoriais mostraram que os carbonatos constituintes do Campo B se comportam de maneira dúctil, obtendo grande deformação com a aplicação de tensão. Ao longo dos ensaios, a velocidade das ondas compressoriais cresceu e houve grande variação da permeabilidade. O autor atribui a grande redução de permeabilidade e o aumento da velocidade de propagação das ondas compressoriais ao colapso de poros ocorrido com o crescente confinamento da amostra. Entretanto, ressalta que durante o carregamento da amostra, mesmo no trecho elástico, a redução da permeabilidade foi acentuada.

A Figura 2.9 apresenta duas lâminas de petrografia realizadas em uma amostra do Campo B ensaiada por Soares (2000), sendo a da Figura 2.9 (a) realizada antes do ensaio de compressão e a da Figura 2.9 (b) após o término do ensaio. Nesta imagem, os poros estão identificados pela coloração azul, ficando clara a redução do espaço poroso causada pela aplicação das tensões e a consequente queda de permeabilidade. A tendência descrita acima foi observada em diversos corpos de prova testados do Campo B.

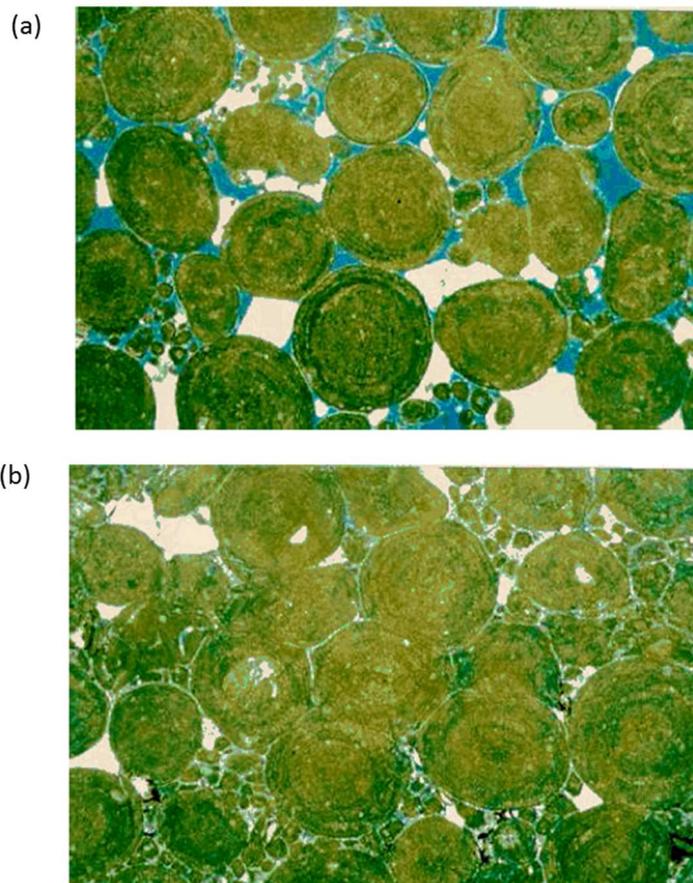


Figura 2.9. (a) Petrografia realizada antes da realização do ensaio de compressão. (b) Petrografia realizada após o ensaio de compressão - adaptado de Soares (2000). Os poros indicados estão indicados em azul.

Desta forma, para este reservatório, considerar que a permeabilidade é constante durante todo o tempo de produção pode levar a erros significativos. Devido ao comportamento observado nos ensaios, mesmo análises puramente elásticas deveriam levar em conta a variação da permeabilidade decorrente do aumento da tensão efetiva sobre a rocha.

Ainda com relação à ensaios de compressão triaxial, Soares & Ferreira (2002) mostram a redução de permeabilidade diretamente em função da pressão de poros, facilitando o entendimento do quanto esta propriedade pode ser alterada durante o processo de depleção do reservatório. Como apresentado na Figura 2.10, a amostra apresentou um comportamento linear deste parâmetro com a pressão de poros, resultando em uma redução de cerca de 40% da permeabilidade quando a pressão de poros é reduzida de 33 MPa para 8,5 MPa.

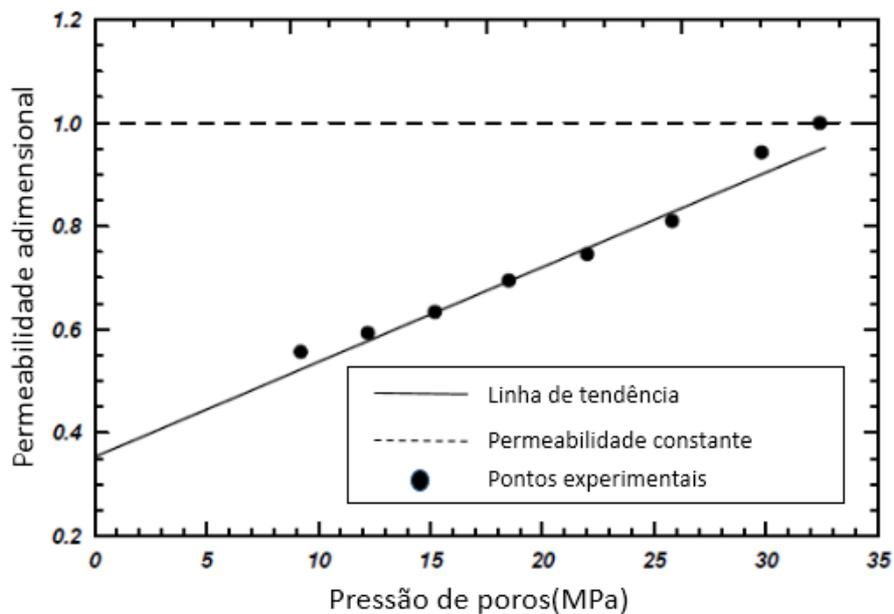


Figura 2.10. Redução da permeabilidade com a redução da pressão de poros para uma amostra de carbonato da Bacia de Campos – adaptado de Soares & Ferreira (2002).

É esperado que o comportamento da redução de permeabilidade com o aumento da tensão confinante mude de acordo com a formação analisada. Davies & Davies (2001) reuniram dados de mais de 1000 amostras de rochas, mostrando que este efeito é influenciado por diferentes características, dentre as quais estão argilosidade, seleção dos grãos, formato do poro, nível de consolidação, litologia e presença de fraturas na amostra.

Portanto, é importante que seja avaliada a sensibilidade da rocha quanto à redução de permeabilidade com o aumento das tensões de forma que este efeito seja levado em conta em acoplamentos hidromecânicos. A literatura apresenta diferentes maneiras de computar este efeito.

Petunin *et al.* (2011) se baseiam na relação entre permeabilidade e porosidade de Kozeny-Carman (Equação 2.87). Nesta correlação, através da atualização da porosidade é possível computar a atualização da permeabilidade. Os autores consideram que o fator de forma, a tortuosidade do meio e a superfície específica, todos parâmetros presentes na Equação 2.87, são independentes da variação de tensões. Além disso, é introduzido o expoente A da porosidade, o qual pode ser obtido através de ajuste de dados laboratoriais. Desta forma, a Equação 2.88 foi proposta pelos autores:

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^A, \quad (2.88)$$

neste caso k_0 e ϕ_0 são a permeabilidade e porosidade de referência, respectivamente.

Enquanto o expoente A clássico da correlação de Carman-Kozeny é 3, Petunin *et al.* (2011) sugerem que, na falta de ensaios laboratoriais para a rocha de interesse, o valor 2 pode ser aplicado para arenitos consolidados. Para carbonatos foi encontrada uma grande variação deste expoente, sendo que algumas amostras de carbonatos foram representadas com expoentes que variaram de 21 a 37. Entretanto, vale destacar que os limites sugeridos pelos autores foram baseados apenas em ensaios realizados pelos mesmos em determinados tipos de rochas de locais específicos, logo não devem ser generalizados.

Outra abordagem para a variação da permeabilidade foi apresentada por Bai & Elsworth (1994). Os autores investigaram a relação entre a variação da condutividade hidráulica com a variação do estado de tensões da rocha. Nesta formulação, a estrutura do meio poroso foi aproximada por um arranjo cúbico de esferas. A formulação apresentada no artigo se baseia na teoria de Kozeny-Carman em conjunto com a formulação para a deformação elástica de esferas em contato sob estado de tensão isotrópico apresentado em Timoshenko (1934).

Araújo (2002) apresenta esta relação para calcular a variação da permeabilidade em função da deformação volumétrica da rocha, conforme descrito na Equação 2.89.

$$\frac{k}{k_0} = \left\{ 1 \mp \frac{1}{2} \left[\frac{9\pi(1-v^2)}{2} (\Delta\varepsilon_v)^2 \right]^{1/3} \right\}^2, \quad (2.89)$$

onde o sinal negativo se refere a um carregamento de compressão e o sinal positivo a um carregamento dilatante. O interessante é que esta formulação pode ser utilizada diretamente a partir do resultado de deformação volumétrica de uma análise geomecânica.

Portanto, existem casos em que a atualização da permeabilidade com a produção do reservatório é necessária para representar o comportamento da rocha sem erros significativos. Nestes casos, uma saída frente à limitação do simulador convencional de fluxo, em que a permeabilidade é considerada constante, é o acoplamento entre a simulação de fluxo e módulos geomecânicos, onde a permeabilidade pode ser incluída como um dos parâmetros de acoplamento.

2.3

Simulações de fluxo acopladas à geomecânica

2.3.1

Panorama de aplicação de simulações de fluxo acopladas à geomecânica

Atualmente, na indústria do petróleo, há uma extensiva utilização de simuladores de fluxo em meios porosos em que o único parâmetro geomecânico é a compressibilidade de poros. Porém, como já discutido anteriormente, a compressibilidade de poros, a princípio, não é suficiente para representar todos os fenômenos decorrentes da produção de um reservatório, sendo que simulações hidromecânicas acopladas podem fornecer resultados mais rigorosos.

Entretanto, para a realização de simulações hidromecânicas acopladas é necessário considerar no modelo informações sobre o reservatório e as suas rochas adjacentes. Esta é uma das razões pelas quais este tipo de análise consome mais tempo de processamento computacional e demanda maior expertise por parte do engenheiro de reservatórios analista do problema.

No entanto, como a simulação de reservatórios busca respostas que nem sempre precisam do rigor de uma simulação hidromecânica acoplada, é interessante que sejam mapeados os casos em que a geomecânica impacta de maneira significativa os resultados de interesse. Settari (2005) afirma que nem sempre é possível determinar *a priori* quais são as situações que exijam simulações geomecânicas acopladas, pois as indicações da sensibilidade das rochas aos efeitos geomecânicos devem vir de dados de laboratório e de medidas de campo.

Entretanto, o autor elenca algumas características de reservatórios em que, geralmente, há um acoplamento forte entre o fluxo e a geomecânica. São elas:

- Reservatórios compostos por rochas de baixa resistência, produzidos apenas por depleção;
- Reservatórios de gás com baixa permeabilidade, onde esta propriedade seja sensível a variação de tensões;
- Reservatórios naturalmente fraturados, em que o sistema de fraturas possua permeabilidade relativamente baixa;
- Reservatórios do tipo chalk.

O autor indica que diversos tipos de reservatórios podem ser enquadrados como rochas de baixa resistência, incluindo os reservatórios do tipo chalk, reservatórios de elevada porosidade, de elevada permeabilidade e rochas com baixo grau de cimentação entre os grãos. Outras características colocadas por Settari (2005) que indicam que a rocha pode ser considerada de baixa resistência, conseqüentemente, podendo ser mais sensível a efeitos geomecânicos, são:

- Rochas que apresentam baixa resistência compressiva não confinada (*UCS*) em ensaios laboratoriais;
- Amostras com baixa recuperação de óleo em ensaios realizados em escala de *plug*, por exemplo, ensaios de permeabilidade relativa em que o óleo presente no espaço poroso é deslocado por água de injeção;
- Reservatórios que apresentam produção de areia e problemas de estabilidade de poços durante a perfuração.

Além das características da rocha reservatório em si, para avaliar a necessidade da utilização de uma simulação hidromecânica acoplada também é importante entender quais os processos que serão simulados, ou seja, quais as análises que pretendem ser feitas e quais os resultados que pretendem ser obtidos com as simulações.

Para avaliar efeitos geomecânicos da produção, mesmo em rochas pouco susceptíveis a efeitos geomecânicos, a realização de uma simulação que leva em conta tais efeitos é necessária, já que uma simulação convencional de reservatórios não é capaz de fornecer uma série de respostas como, por exemplo, compactação, subsidência e riscos de reativação de falhas geológicas. Portanto, a seguir serão listadas algumas das aplicações mais comuns de simulações hidromecânicas acopladas, já que isto pode ser definitivo para a decisão sobre a necessidade de sua utilização.

o **Compactação e Subsidência**

A compactação de um reservatório é a redução de sua espessura devido à depleção e a subsidência diz respeito a diminuição da cota da superfície como uma consequência da compactação do reservatório (PEREIRA, 2007).

Hermansen *et al.* (1997) apontaram que estes fenômenos ganharam grande destaque na indústria do petróleo desde o famoso caso do campo de Ekofisk no Mar do Norte, onde a elevada compactação causada pela depleção do reservatório provocou o colapso do revestimento de centenas de poços e a subsidência levou à instabilidade da unidade de produção que estava sobre o campo, o que gerou grandes perdas financeiras para as empresas envolvidas. A Figura 2.11 ilustra os fenômenos de compactação e subsidência, os quais não podem ser analisados por simulações convencionais de reservatórios, já que estas não fornecem os deslocamentos que ocorrem no próprio reservatório e em suas rochas adjacentes.

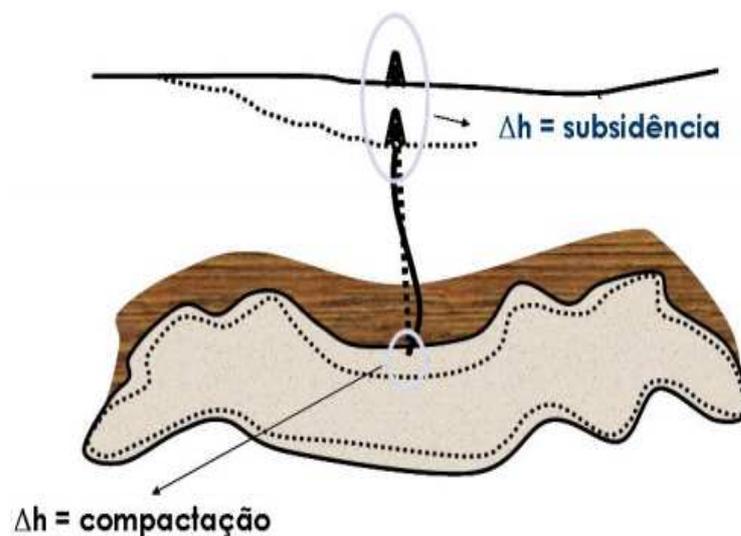


Figura 2.11. Compactação e subsidência (PEREIRA, 2007).

- ***Reservatórios Naturalmente Fraturados***

De acordo com Hernandez (2011), o acoplamento hidromecânico através dos parâmetros de fluxo, como permeabilidade e transmissibilidade, tem um papel fundamental em reservatórios naturalmente fraturados. Ao considerar a geomecânica na simulação desse tipo de sistema, o comportamento das fraturas pode ser modelado de maneira mais confiável. Isto ocorre, pois podem ser consideradas as magnitudes das tensões, bem como suas direções e as variações destas tensões causadas pela exploração do reservatório. A permeabilidade da fratura é função de sua abertura, logo sua contribuição para o fluxo de fluidos também é função da variação das tensões.

- ***Processos de Injeção de Vapor e Água***

A injeção de fluidos quentes (água quente e vapor) no reservatório consiste em um método de recuperação avançado de petróleo, cujo objetivo é aquecer a rocha, causando a redução da viscosidade do óleo presente em seus poros. Rosa *et al.* (2006) afirmam que este processo facilita a produção de petróleo, principalmente, em campos de óleo pesado.

Por outro lado, segundo Rosa *et al.* (2006), a injeção de água fria também é um método de recuperação de petróleo com ampla aplicação em todo o mundo, cujo objetivo é manter a pressão do reservatório e melhorar o varrido do óleo dos poços injetores para os poços produtores.

Do ponto de vista geomecânico, o contraste de temperatura do fluido de injeção com o reservatório provoca a variação das tensões *in situ* por efeitos térmicos, os quais não podem ser capturados em simulações convencionais de reservatórios. Estas alterações das tensões podem provocar deslocamentos das rochas, induzir fraturas térmicas, facilitar a reativação de falhas e, no caso de reservatórios naturalmente fraturados, alterar a condutividades destas fraturas (HERNANDEZ, 2011).

Temizel *et al.* (2015) realizaram simulações numéricas de injeção cíclica de vapor com o intuito de compreender quais são os parâmetros que mais influenciam a recuperação de petróleo quando a injeção de vapor é utilizada como método de recuperação avançada. O efeito da variação das tensões *in situ* com a injeção de fluido quente foi computado através de simulações termo-hidro-mecânicas em um modelo simplificado de reservatório. Foi verificado que os parâmetros mecânicos

como, por exemplo, módulo de Young e o coeficiente de Poisson estão entre as propriedades que mais influenciam a recuperação final de hidrocarbonetos para aquele caso de estudo.

Com relação à injeção de água fria como método de recuperação, Van der Hoak *et al.* (2008) demonstraram a aplicação de um simulador geomecânico acoplado com o fluxo em um caso simplificado sintético e em três casos de reservatórios reais. Através de simulações termo-hidro-mecânicas acopladas, os autores conseguiram representar o fraturamento dos poços devido à injeção de água fria para a produção dos campos, como consequência da redução das tensões *in situ*. Também foi possível avaliar que, a depender de parâmetros como razão de mobilidade, distribuição de saturação de fluidos e o campo de pressão de poros, as fraturas possuem geometrias diferentes. Estas análises não seriam possíveis com simuladores convencionais de fluxo.

- ***Fraturamento Hidráulico***

Neste contexto, a simulação acoplada tem o objetivo de contribuir para uma melhor preditividade da direção e da geometria de propagação da fratura no próprio modelo de fluxo do reservatório, bem como melhorar a modelagem da injetividade de poços que sofreram o processo de fraturamento hidráulico. A preocupação com uma modelagem mais rigorosa do processo de fraturamento hidráulico tem ganhado muito destaque no cenário dos reservatórios não convencionais, como os *shale gas*, onde este método de estimulação de poços é massivamente aplicado (DUSSEAULT, 2013).

Entre as publicações que tratam da incorporação dos efeitos do fraturamento hidráulico em simulações hidromecânicas acopladas está o trabalho de Tran *et al.* (2012). Os autores se basearam na teoria da poroelasticidade, termoelasticidade e em modelos de crescimento de fratura para desenvolver uma formulação capaz de prever o crescimento de fraturas levando em conta a pressão de poros, as tensões *in situ* e parâmetros como, por exemplo, a permeabilidade do modelo geológico.

- ***Reativação de Falhas Geológicas***

Em simulações convencionais de fluxo, as falhas geológicas são incorporadas como entes que podem alterar a transmissibilidade entre as células do modelo de

fluxo atravessadas por elas, porém nada é analisado a respeito da estabilidade mecânica destas falhas.

A exploração de um campo pode causar a reativação de falhas geológicas, com consequências que podem ser tão graves quanto a exsudação de fluidos para o fundo do mar.

- ***Análise de Testes de Formação***

A simulação numérica de reservatórios acoplada à geomecânica pode ter aplicação também na área de análise de testes de formação. Neste caso, ela possui o propósito de avaliar dano à formação e redução de permeabilidade conforme o reservatório é depletado. Outra aplicação é a melhor compreensão de efeitos da variação do nível da maré na interpretação de testes de formação em reservatórios *offshore*.

Algumas importantes publicações na área de testes de formação que fizeram considerações a respeito de acoplamento com geomecânica de reservatórios são Pinzon *et al.* (2001), que avaliam a resposta de testes de formação em reservatórios cuja permeabilidade é sensível às deformações e Pinilla *et al.* (1997), que focam na avaliação do efeito de maré na interpretação dos testes de formação.

- ***Demais Aplicações***

Anteriormente foram listadas algumas das aplicações de simulações hidromecânicas acopladas que um simulador convencional de reservatórios não é capaz de tratar.

Existem ainda outras aplicações, estas mais distantes da realidade brasileira de extração de petróleo como, por exemplo, o SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*) e o CHOPS (*Cold Heavy Oil Production with Sand*), métodos especiais de recuperação muito aplicados em reservatórios de óleo pesado do Canadá. Mais detalhes a respeito destes métodos podem ser encontrados em Denney (1998) e Aghabarati *et al.* (2008).

Assim, fica evidente que mesmo em reservatórios em que a compressibilidade de poros representa satisfatoriamente a variação do volume poroso com a produção, existem diversas análises em que uma simulação acoplada é fundamental.

Ainda neste contexto das aplicações de simulações acopladas, Hernandez (2011) realizou um estudo com 132 publicações de autores que consideraram a

geomecânica em análises de engenharia de reservatórios. O autor fez um levantamento da área de aplicação dos diferentes estudos, mostrando que a maior parte das análises focou na avaliação da compactação e subsidência decorrentes da produção do reservatório. A Figura 2.12 apresenta um gráfico onde se pode observar as áreas mais comuns de estudos de reservatórios com acoplamento geomecânico nas publicações estudadas por Hernandez (2011).

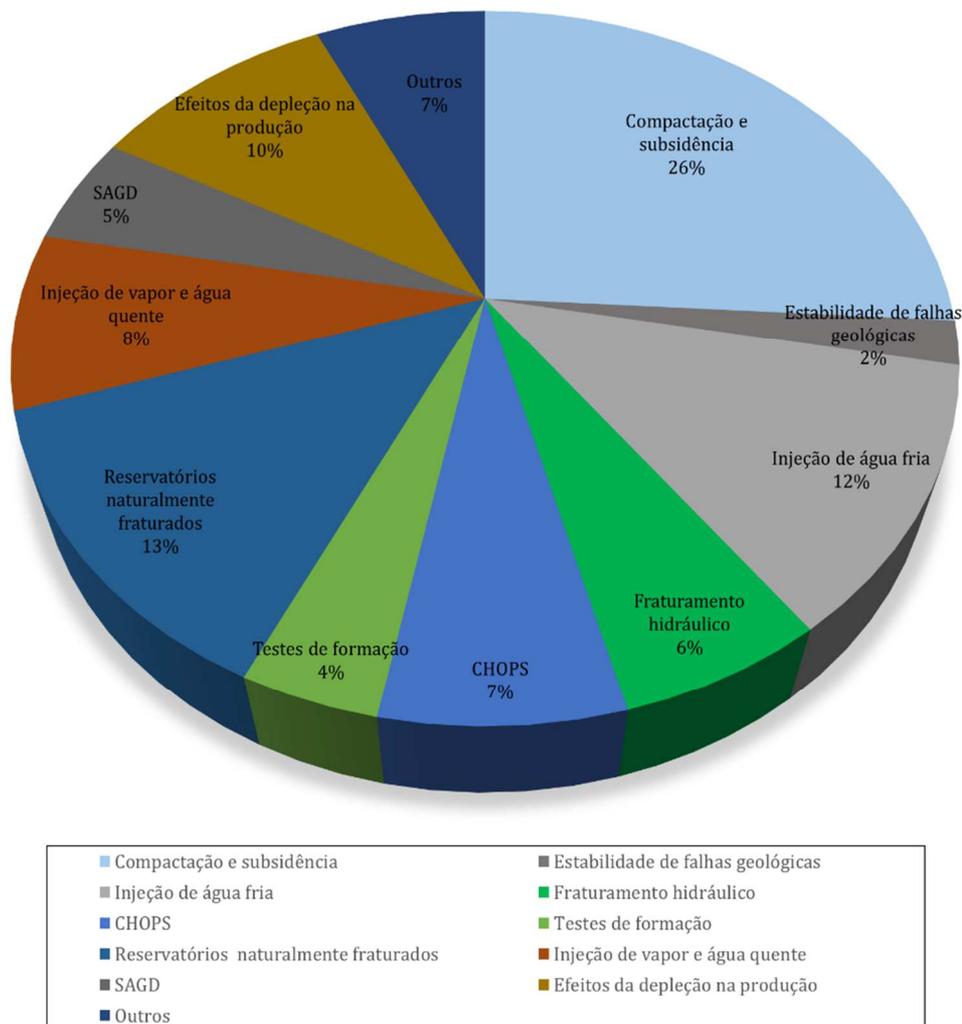


Figura 2.12. Áreas de aplicação de simulações numéricas de fluxo acopladas com geomecânica - adaptado de Hernandez (2011).

2.3.2 Tipos de acoplamento hidromecânico

O acoplamento entre o escoamento de fluidos em meios porosos e a geomecânica de reservatórios está baseado na interação entre parâmetros que os influenciam mutuamente. Como já mencionado, durante a produção de um reservatório, a variação da pressão de poros modifica o estado de tensões dele

próprio e de suas rochas adjacentes. Esta variação de tensões, por sua vez, causa deformações que irão afetar a porosidade e a permeabilidade do reservatório, assim impactando sua pressão de poros. Estes fenômenos caracterizam a natureza acoplada deste problema. Na Figura 2.13, modificada da publicação de Gutierrez & Lewis (1998), está ilustrada a interação entre os parâmetros relacionados ao acoplamento hidromecânico.

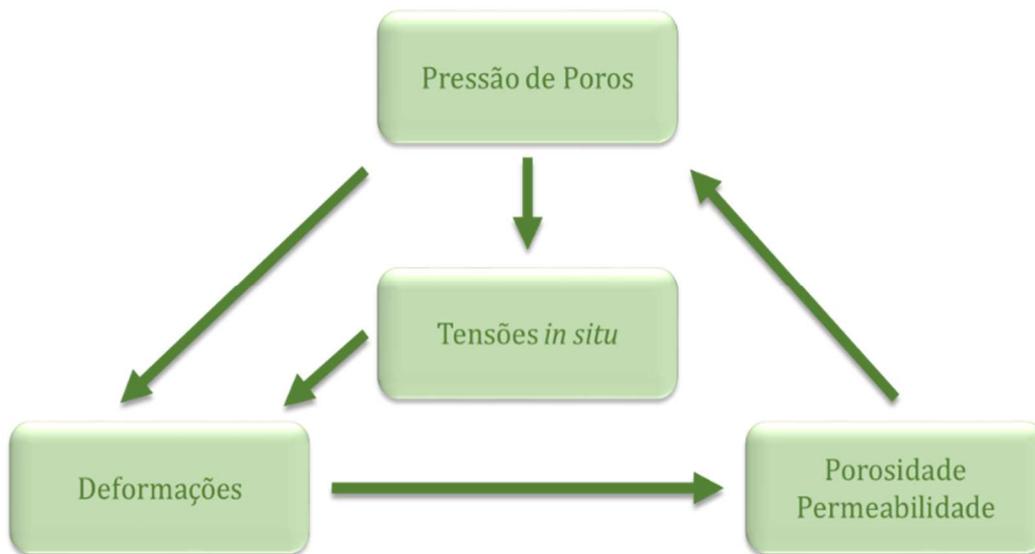


Figura 2.13. Esquema a respeito da interação entre variáveis de escoamento de fluidos e geomecânicas em meios porosos deformáveis - adaptado de Gutierrez & Lewis (1998).

Segundo Gutierrez & Lewis (1998), este esquema sugere dois aspectos físicos do acoplamento entre o escoamento de fluidos e a deformação das rochas:

1. Acoplamento deformação-permeabilidade: onde a mudança na estrutura porosa decorrente da deformação da rocha irá afetar a permeabilidade do meio e, conseqüentemente, o escoamento dos fluidos. Este acoplamento está mais relacionado às questões dinâmicas.
2. Acoplamento deformação-pressão de poros: onde a deformação da rocha irá afetar a pressão de poros e vice-versa. Este acoplamento está mais ligado às questões volumétricas.

Diferentes métodos podem ser adotados para resolver o problema hidromecânico, sendo que a principal diferença entre os métodos está no grau de acoplamento entre o problema de fluxo e o geomecânico.

Neste trabalho, será adotada a classificação apresentada em Tran *et al.* (2009). Segundo os autores, a solução do problema hidromecânico pode ser feita das seguintes maneiras:

1. Solução totalmente acoplada (*Full coupling*): variáveis de fluxo (pressões e temperaturas) e variáveis geomecânicas (tensões e deformações) são resolvidas simultaneamente através do mesmo sistema de equações não lineares em um único simulador. Esta é a maneira mais rigorosa de resolver o problema.
2. Acoplamento parcial iterativo (*Two-way coupling*): as variáveis de fluxo são resolvidas por um simulador de reservatórios e as variáveis geomecânicas por um simulador de análise de tensões, separada e sequencialmente. Este esquema de acoplamento é caracterizado pelo intercâmbio de informações entre os simuladores de fluxo e tensões.
3. Acoplamento parcial explícito (*One-way coupling*): as informações do simulador de fluxo (pressões, por exemplo) são passadas para o simulador geomecânico, mas não há nenhum envio de informações do simulador geomecânico para o de fluxo. Neste método, o cálculo de tensões e deformações feito pelo simulador geomecânico funciona como pós processamento a partir das informações do simulador de fluxo.
4. Pseudoacoplamento: tabelas que relacionam a pressão de poros a multiplicadores de porosidade e permeabilidade são utilizadas para considerar os efeitos geomecânicos decorrentes na produção. Neste esquema, não há utilização de um simulador geomecânico.

Apesar da classificação de Tran *et al.* (2009) ser clara e amplamente utilizada, a literatura traz diferentes maneiras de classificar as metodologias propostas para os tipos de acoplamentos usados para resolver o problema hidromecânico. O inconveniente desta variedade de classificações é que algumas vezes o mesmo nome é dado para definir diferentes esquemas de solução.

Por exemplo, em Settari & Walters (1999) e Settari (2005) o método explícito é classificado como aquele em que há troca de informações entre o simulador de fluxo e o simulador geomecânico, porém a troca de informações é defasada no tempo, ou seja, são tomados como base os termos de acoplamento do passo anterior. Pela classificação de Tran *et al.* (2009), como há intercâmbio de informações entre

os diferentes simuladores, este acoplamento seria classificado como acoplamento parcial em duas vias.

O método de acoplamento onde as informações são passadas apenas no sentido do simulador de fluxo para o geomecânico é classificado como desacoplado por Settari (2005). Este esquema é classificado como parcial explícito, ou *one-way*, por Tran *et al.* (2009). Desta forma, ao comparar trabalhos, é necessário avaliar com cautela o grau de acoplamento proposto, não se baseando apenas na nomenclatura utilizada pelo autor.

A seguir serão detalhados os esquemas de acoplamento, conforme a nomenclatura apresentada em Tran *et al.* (2009).

2.3.2.1 Acoplamento total

A solução do problema hidromecânico, através de um esquema de acoplamento total, consiste em resolver simultaneamente o sistema de equações em um único domínio, para as variáveis do problema como, por exemplo, pressões, temperaturas e deslocamentos. Tran *et al.* (2005) argumentam que estes aspectos tornam a solução mais confiável, de forma que este é o método de solução mais rigoroso e pode ser utilizado como referência para avaliar outros esquemas de acoplamento. A Figura 2.14 ilustra um esquema de acoplamento hidromecânico total para um problema isotérmico.

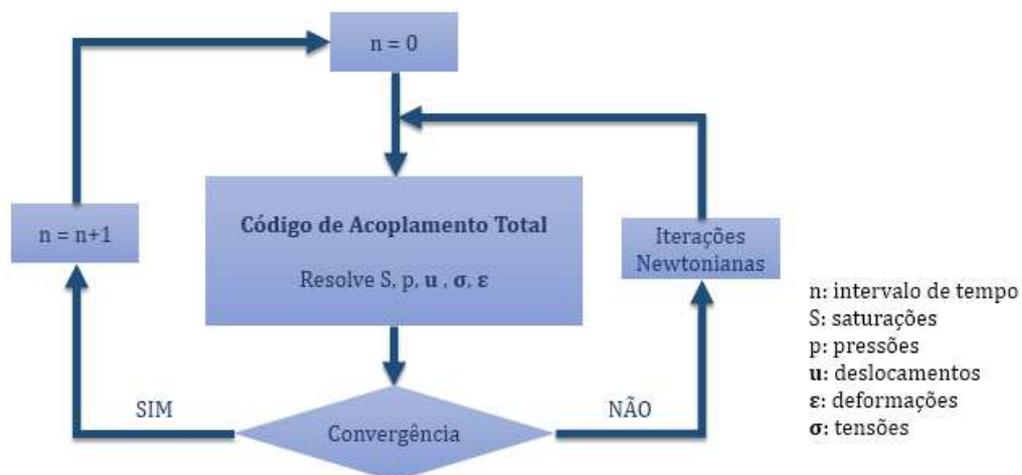


Figura 2.14. Esquema de acoplamento total – adaptado de Pereira (2007).

Devido ao elevado esforço computacional envolvido na resolução do sistema de equações para um problema totalmente acoplado, Chin *et al.* (2002) afirmam que

o emprego desse método para solução de problemas envolvendo casos de reservatórios reais é, geralmente, inviável. Normalmente, simulações totalmente acopladas são realizadas para problemas de escoamento monofásico em casos de malhas reduzidas. Entretanto, apesar de não ser largamente utilizada na indústria do petróleo para casos práticos, alguns autores aplicaram a formulação totalmente acoplada para avaliar casos mais específicos.

Frydman (1996) desenvolveu uma formulação em elementos finitos com o objetivo de simular o escoamento monofásico isotérmico de fluidos e propagação de fratura em meios porosos deformáveis de forma totalmente acoplada. Apesar de ter focado em operações de fraturamento hidráulico, o trabalho desenvolvido pode ser aplicado para a simulação de fluxo em meios porosos, assim como mostra o autor ao comparar resultados de simulações com soluções analíticas para problemas de adensamento unidimensional.

Mais tarde, Pastor (2001) utilizou o trabalho de Frydman (1996) como ponto de partida. O autor implementou um código em elementos finitos para a simulação de escoamento monofásico térmico em meios porosos deformáveis. Foram realizadas simulações em escala de reservatórios reais.

Para avaliar testes de formação em poços de reservatórios cuja permeabilidade é sensível à variação de tensões, Chin *et al.* (2000) desenvolveram uma formulação de acoplamento total em elementos finitos. Neste caso, o código é limitado a simular escoamento monofásico isotérmico. Além disso, como os autores só estavam interessados em analisar a área de drenagem do poço e somente no tempo de um teste de formação, não foram incluídas as rochas adjacentes na análise. Foi assumido que as condições de contorno representam os efeitos dessas rochas. A conclusão mais importante obtida neste trabalho é que os efeitos de compactação ocorridos durante o período transiente de um teste de formação, quando não estão associados à redução da permeabilidade do meio, não influenciam a resposta do teste. Porém, quando é incorporado o efeito de redução da permeabilidade, a resposta encontrada no teste é afetada significativamente.

Gutierrez & Lewis (1998) apresentaram as equações governantes para o escoamento multifásico em meios porosos deformáveis como uma extensão da teoria da poroelasticidade de Biot. Os autores utilizaram a formulação totalmente acoplada para o problema, a qual foi implementada com discretização por elementos finitos em um simulador *black oil* 3D chamado CORES. Foi apresentado

um exemplo de simulação de um caso idealizado a partir de um reservatório do Mar do Norte. Foram comparados resultados de pressões entre a simulação convencional de reservatórios e o método totalmente acoplado. Para os casos analisados, as respostas da simulação convencional divergem significativamente dos resultados obtidos através da simulação totalmente acoplada, mostrando a importância de uma análise mais realista do ponto de vista geomecânico. Na Figura 2.15 é apresentado um exemplo de comparação feita pelos autores. Neste caso foi analisada a pressão de poros ao longo da distância a partir de um poço produtor, tanto para a simulação totalmente acoplada quanto para a simulação convencional de reservatórios, a qual apresenta erros significativos.

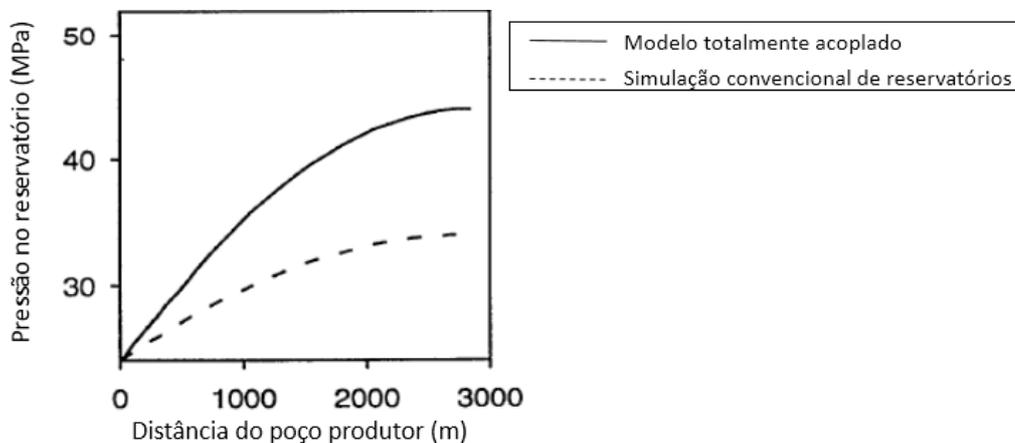


Figura 2.15. Pressão de poros vs. distância a partir de um poço produtor para o modelo totalmente acoplado e para a simulação de reservatórios convencional – adaptado de Gutierrez & Lewis (1998).

Enquanto a maioria dos trabalhos a respeito de simulações totalmente acopladas utiliza o método dos elementos finitos para problemas monofásicos, Stone *et al.* (2000) introduziram um esquema de acoplamento total em diferenças finitas com o objetivo de realizar simulações de escoamento multifásico. Apesar da formulação apresentada ter sido descrita para casos multifásicos, o caso apresentado pelos autores foi a validação do código com simulações monofásicas, as quais foram comparadas com resultados do programa ABAQUS, um *software* de análise de tensões em elementos finitos (ABAQUS, 2010).

Dean *et al.* (2006) utilizaram um código capaz de lidar com acoplamentos explícitos, iterativos e acoplamento total. Foram simulados casos monofásicos e multifásicos considerando os diferentes esquemas de acoplamento. Como houve uma grande preocupação pelos autores em detalhar os modelos apresentados, este

trabalho serviu de referência para estudos de outros autores como, por exemplo, Samier & de Gennaro (2007), Inoue & Fontoura (2009b), e Pereira (2015).

O esquema de acoplamento total possui grandes limitações quanto aos cálculos de escoamento, dificultando sua aplicação para a modelagem de casos práticos de reservatórios de petróleo. Por outro lado, os simuladores convencionais de reservatórios são capazes de modelar fenômenos extremamente complexos, apesar de não tratarem a geomecânica de forma mais adequada.

Portanto, diversos autores propuseram esquemas de acoplamento parciais com o intuito de aproveitar as melhorias que foram desenvolvidas separadamente em simuladores de fluxo e de análises geomecânicas. Desta forma, os esquemas de acoplamento parciais tentam superar as limitações do esquema de acoplamento total.

2.3.2.2

Acoplamento *two-way*

Tran *et al.* (2009) afirmam que no acoplamento parcial iterativo, também chamado de acoplamento *two-way*, o problema hidromecânico é decomposto em dois sistemas de equações, um correspondente às equações resolvidas pelo simulador de reservatórios, outro correspondente às equações resolvidas pelo simulador geomecânico, onde é realizada a análise de tensões. A solução de cada sistema é obtida de forma sequencial e iterativa, sendo necessária a determinação de variáveis de acoplamento entre os dois programas, as quais devem ser trocadas a cada iteração.

Em um método *two-way*, o simulador de reservatórios calcula as pressões que servem como carregamentos para o simulador geomecânico, assim estabelecendo o acoplamento em um sentido. Posteriormente, o simulador de fluxo é alimentado com parâmetros que são atualizadas a partir dos resultados do simulador geomecânico, realizando o acoplamento no outro sentido. Em geral, os parâmetros de acoplamento utilizados no sentido do simulador geomecânico para o de fluxo são porosidades e/ou permeabilidades. Na Figura 2.16 está sendo representado o esquema de acoplamento parcial iterativo tipicamente usado para um problema hidromecânico isotérmico.

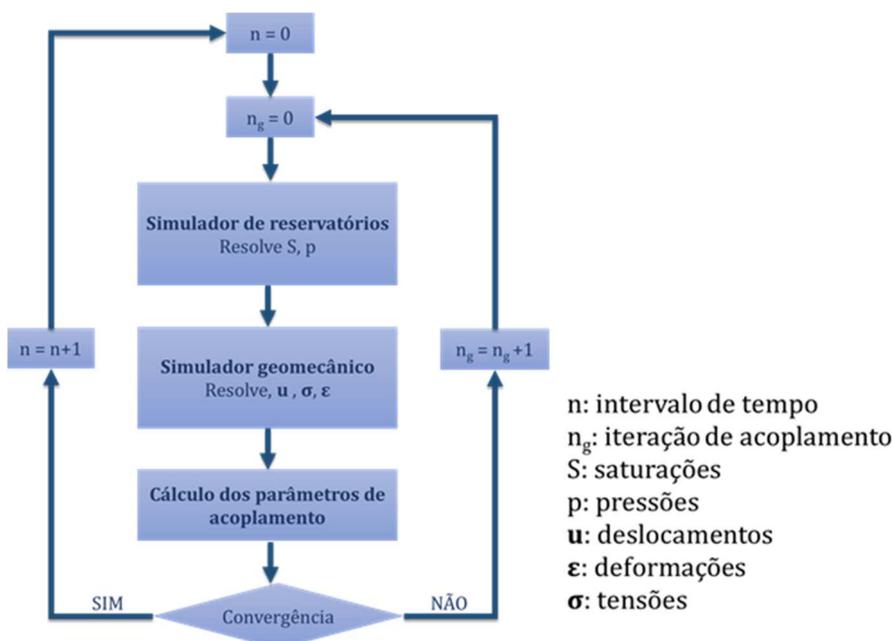


Figura 2.16. Esquema de acoplamento *two-way* – adaptado de Inoue & Fontoura (2009b).

Tran *et al.* (2009) ressaltam que o esquema de acoplamento parcial iterativo tem a vantagem de ser facilmente adaptável, já que podem ser acoplados simuladores comerciais de reservatórios, os quais costumam ser implementados em diferenças finitas, com simuladores comerciais de análises de tensões, os quais geralmente são implementados em elementos finitos. Esta versatilidade facilita que os desenvolvimentos em cada simulador sejam aplicados conjuntamente.

Tran *et al.* (2005) apresentam mais uma vantagem do esquema de acoplamento *two-way* frente ao totalmente acoplado, agora relacionada à menor necessidade de memória para o armazenamento de informações. Segundo os autores, a memória necessária para armazenamento da matriz construída para o problema totalmente acoplado é maior do que a memória utilizada para armazenar as matrizes de cada problema separadamente.

Entretanto, Tran *et al.* (2009) salientam que o sucesso de um método *two-way* depende fortemente da seleção das variáveis de acoplamento e da quantidade de iterações que são realizadas entre os simuladores a cada passo de tempo. Ao utilizar variáveis adequadas e limites de convergência rigorosos é possível obter respostas próximas ao acoplamento total, porém com desempenho computacional significativamente melhor.

Como foi apresentado na Figura 2.16, é importante destacar que no simulador geomecânico são calculados deslocamentos, deformações e tensões. Logo, são

necessárias expressões para a atualização das porosidades, permeabilidades e outros parâmetros de acoplamento. Uma das principais diferenças entre métodos *two-way* presentes na literatura está em quais parâmetros são utilizados e como estes são calculados.

Settari & Mourits (1994) desenvolveram um dos primeiros estudos no âmbito do acoplamento parcial iterativo. Foi proposto o acoplamento entre o simulador de reservatórios em diferenças finitas DRS-STEAM e o código de elementos finitos FEM3D. A porosidade foi o parâmetro de acoplamento utilizado.

Neste ponto é necessário um breve comentário a respeito do tratamento da porosidade entre os diferentes simuladores. Conforme apresentado por Thomas *et al.* (2002), no simulador de elementos finitos a malha é deformável durante a simulação (abordagem Lagrangeana). Já no simulador de reservatórios, o volume das células se mantém constante ao longo da simulação (abordagem Euleriana).

Devido a esta divergência, para manter a coerência entre a porosidade tratada nos dois tipos de simuladores e garantir que a troca de informações seja consistente, Settari & Mourits (1994) introduziram os conceitos de porosidade verdadeira e porosidade de reservatório. A primeira segue a mesma definição de porosidade já apresentada anteriormente nesta Dissertação (Equação 2.49), mas a porosidade do reservatório é definida por:

$$\phi^* = \frac{V_p}{V^0}, \quad (2.90)$$

em que V^0 representa o volume total inicial da célula de simulação de fluxo. Aplicando a definição de deformação volumétrica, a porosidade de reservatório pode ser escrita a partir da porosidade verdadeira da seguinte forma:

$$\phi^* = \phi(1 - \varepsilon_v). \quad (2.91)$$

Neste caso, os autores consideram deformações volumétricas decorrentes de esforços compressivos como positivas. Nos esquemas *two-way*, quando a porosidade do modelo de fluxo é um dos parâmetros de acoplamento, é utilizada a porosidade do reservatório e não a porosidade verdadeira, já que ela é aplicada no modelo de fluxo onde a malha segue uma abordagem Euleriana.

Na metodologia proposta por Settari & Mourits (1994), o simulador de reservatórios transfere pressões e temperaturas para o código FEM3D, o qual

calcula tensões e deformações. Então, o parâmetro de acoplamento a cada iteração geomecânica com o simulador de reservatórios DRS-STEAM é a porosidade do reservatório, a qual é função da variação da pressão de poros, da temperatura e da tensão média de cada elemento. A Equação 2.92 representa a maneira como a porosidade é atualizada no simulador de reservatórios.

$$\phi^*_{n+1} = \phi^*_n + \phi^0 [c_p \Delta p - c_T \Delta T] - [(c_r - c_s) \Delta \sigma_m], \quad (2.92)$$

onde, os autores propõem que:

$$c_p = \frac{c_r - (1 + \phi)c_s}{\phi^0}; \quad (2.93)$$

$$c_T = -\frac{\phi}{\phi^0} \beta, \quad (2.94)$$

sendo β o coeficiente de expansão térmico volumétrico da rocha.

Ao final da iteração, as porosidades verdadeiras e de reservatórios são comparadas para verificar a consistência dos resultados. Porém, a convergência é atingida quando a variação de pressão entre iterações é menor que uma tolerância admitida.

A expressão para o cálculo da porosidade como parâmetro de acoplamento utilizada por Settari & Mourits (1994) (Equação 2.92) foi aprimorada por Tran *et al.* (2002) e está presente no módulo de acoplamento iterativo dos programas STARS e GEM, os quais fazem parte do pacote de simulação de reservatórios da CMG (*Computer Modeling Group*). Em Tran *et al.* (2002), a atualização da porosidade de reservatórios pode ser representada pelas expressões a seguir.

$$\phi^*_{n+1} = \phi^*_n + (c_0 + c_2 a_1) \Delta p + (c_1 + c_2 a_2) \Delta T, \quad (2.95)$$

onde,

$$c_0 = \frac{1}{V^0} \left(\frac{dV_p}{dp} + V \alpha c_r \frac{d\sigma_m}{dp} - V_p \beta \frac{dT}{dp} \right); \quad (2.96)$$

$$c_1 = \frac{V_p}{V^0} \beta; \quad (2.97)$$

$$c_2 = -\frac{V}{V^0} \alpha c_r; \quad (2.98)$$

$$a_1 = \text{factor} \left[\frac{2}{9} \frac{E}{1-\nu} (c_r - c_s) \right]; \quad (2.99)$$

$$a_2 = \text{factor} \left(\frac{2}{9} \frac{E}{1-\nu} \beta \right), \quad (2.100)$$

sendo *factor* uma variável determinada a partir da condição de contorno que se impõe ao problema. Quando o reservatório está impedido de se deslocar apenas em sua base, tem-se *factor*=0. Se, além da base estar restrita, o reservatório possuir restrições de movimentos em suas faces laterais, deve ser adotado *factor*=1. Para o caso de todas as faces do reservatório estarem restritas, $\text{factor} = \frac{1-\nu}{(1-2\nu)}$.

Posteriormente, Tran *et al.* (2009) ainda incorporaram a possibilidade de considerar a permeabilidade no esquema de acoplamento iterativo através de duas maneiras possíveis. A primeira, calculada a partir da deformação volumétrica obtida no simulador geomecânico, está implementada nos programas STARS e GEM:

$$\ln \left(\frac{k}{k_0} \right) = C_{n1} \varepsilon_v, \quad (2.101)$$

onde C_{n1} é um parâmetro de ajuste de dados laboratoriais.

A outra opção dada pelos autores para a atualização da permeabilidade é função da variação da porosidade de reservatório:

$$\ln \left(\frac{k}{k_0} \right) = k_{mult} \left(\frac{\phi^* - \phi^0}{1 - \phi^0} \right), \quad (2.102)$$

em que k_{mult} é um multiplicador fornecido pelo usuário.

Além de revisar a metodologia de acoplamento parcial iterativo, Tran *et al.* (2009) apresentam três exemplos utilizando o programa STARS. Foi realizada a simulação de um processo de recuperação de óleo pesado através do SAGD em um modelo sintético. Os autores também efetuaram simulações parcialmente acopladas para um caso de injeção de água e para um caso de compactação de um reservatório produzindo por depleção. Dentre os trabalhos que utilizaram o programa STARS

para realizar acoplamento parcial iterativo, podem ser citados Falcão (2002), Tran *et al.* (2005) e Pereira (2007).

Mainguy & Longuemare (2002) discutiram diferentes maneiras de realizar o acoplamento *two-way*, principalmente com relação aos parâmetros de acoplamento. Os autores comparam as equações de fluxo do problema hidromecânico totalmente acoplado com a equação da difusão hidráulica utilizada pelos simuladores convencionais de reservatórios, desta forma atribuindo à porosidade os termos que fazem a equação da difusividade do simulador de fluxo ser consistente com a equação da difusividade do problema totalmente acoplado.

Foram introduzidas três expressões que podem ser utilizadas para acoplar o simulador de fluxo ao simulador geomecânico. Todas são obtidas a partir do desenvolvimento das equações para a poroelasticidade linear e são equivalentes. A primeira expressão é alimentada pela deformação volumétrica calculada no simulador geomecânico:

$$\Delta\phi^* = [\phi_0 c_p + (\phi_0 - \alpha) c_s] \frac{\partial p}{\partial t} - \alpha \frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t}. \quad (2.103)$$

Na segunda expressão proposta, a variável obtida do simulador geomecânico utilizada para o cálculo da variação de porosidade é o próprio volume poroso do elemento, enquanto na terceira utiliza-se a tensão normal média atuante sobre a célula. Os autores afirmam que a compressibilidade de poros que está presente em todas as três expressões funciona como um parâmetro numérico de estabilização da solução, uma vez que sua função original de atualizar a porosidade através da variação de pressão é substituída pelo esquema de acoplamento. Estratégia similar para lidar com os parâmetros de acoplamento foi utilizada por Inoue & Fontoura (2009a) e Inoue & Fontoura (2009b) e será discutida no tópico 2.4.1 desta Dissertação.

Mainguy & Longuemare (2002) validaram o acoplamento parcial proposto através da comparação com os resultados de uma simulação totalmente acoplada usando um modelo de reservatório cilíndrico com um poço no centro. A Equação 2.103 foi utilizada como a expressão de atualização da porosidade para a validação.

Outra metodologia de acoplamento parcial iterativo foi proposta por Samier & Gennaro (2007). O objetivo foi gerar um esquema de acoplamento que fosse facilmente adaptado entre simuladores comerciais de fluxo e de análise de tensões.

Neste caso, é executado o simulador de reservatórios até o final da análise utilizando a compressibilidade de poros, da mesma forma como é feita uma análise convencional. Ao final, as pressões em determinados passos de tempo são passadas para um simulador de análise de tensões como carregamentos externos. Então, o simulador geomecânico calcula os deslocamentos resultantes da variação de pressões no reservatório. A partir da variação das deformações volumétricas são calculados multiplicadores de volume poroso para cada uma das células do modelo de reservatórios. A Equação 2.104 apresenta a formulação para este multiplicador.

$$multpv = 1 + \frac{\Delta\varepsilon_v}{\phi^*}. \quad (2.104)$$

Os multiplicadores são aplicados às suas respectivas células, atualizando a porosidade do modelo de fluxo. Apesar dos autores não apresentarem distinção entre a porosidade verdadeira e a de reservatórios, é provável que a porosidade computada no multiplicador seja a de reservatórios, já que ela está associada à célula do *grid* de simulação de fluxo, não à malha de elementos finitos do simulador de análise de tensões. Para as situações em que se deseja atualizar a permeabilidade, os autores sugerem que seja utilizada a expressão de Kozeny-Carman. Após as modificações dos arquivos de porosidade e permeabilidade uma nova análise com o simulador de reservatórios é realizada. Estas iterações são repetidas até que o critério de convergência seja atingido.

Samier & Gennaro (2007) avaliaram a metodologia de acoplamento sugerida utilizando o simulador de reservatórios ECLIPSE e o simulador de análise de tensões ABAQUS. Os autores validaram a metodologia utilizando um dos problemas propostos por Dean *et al.* (2006). Além disso, foram simulados outros dois casos para testar a metodologia. No primeiro, foi avaliado o efeito geomecânico em um reservatório do tipo Chalk com geometria simplificada, porém incluindo a influência da saturação de água na resistência da rocha. No segundo, um reservatório com uma grande falha central foi analisado. A falha foi incorporada no *grid* de simulação de fluxo e também na malha de elementos finitos do ABAQUS, nesta última através de elementos coesivos. Um ponto que merece destaque nos resultados obtidos pelos autores está relacionado ao tempo das rodadas. Na solução destes problemas, o tempo consumido pela análise de tensões

representou 90 % do tempo total, mostrando que, caso esta parte do acoplamento seja otimizada, haverá ganho significativo de performance.

Enquanto a maioria dos trabalhos de acoplamento parcial iterativo consideram a porosidade como parâmetro principal de acoplamento, Jin *et al.* (2000) e Koutsabeloulis & Hope (1998) realizaram acoplamentos parciais considerando apenas a atualização da permeabilidade no simulador de fluxo. Esta abordagem foi aplicada a reservatórios cuja permeabilidade é sensível às deformações causadas pela produção, mostrando grande impacto nas curvas de produção dos casos analisados.

Outro esquema de acoplamento parcial iterativo foi introduzido por Inoue & Fontoura (2009a) e Inoue & Fontoura (2009b). Na metodologia proposta, a cada iteração de acoplamento os parâmetros enviados do simulador geomecânico para o simulador de reservatórios são porosidades, permeabilidades e pseudo compressibilidades. Este último parâmetro é o diferencial desta metodologia e é responsável pela consistência entre as equações resolvidas pelo esquema de acoplamento e as equações do acoplamento total. Os autores apresentam estudos comparativos mostrando que a solução obtida pelo esquema de acoplamento iterativo é robusta e consistente com o acoplamento total.

Inoue *et al.* (2014) apresentam uma otimização do esquema de acoplamento para que o tempo de análise fosse reduzido significativamente, o que foi atingido através da construção de um simulador de análise de tensões em GPU. A metodologia de acoplamento descrita foi desenvolvida e vem sendo aprimorada pelo Grupo de Geomecânica Computacional do GTEP-PUC-Rio. Este é o esquema de acoplamento que será adotado nesta Dissertação e será melhor detalhado no tópico 2.4.

Enquanto alguns trabalhos tratam a respeito da proposta de diferentes maneiras de realizar acoplamentos parciais iterativos, outros aplicam esta metodologia em análises geomecânicas de casos reais.

Meurer *et al.* (2013) realizaram uma análise hidromecânica com acoplamento parcial iterativo entre os programas ECLIPSE e VISAGE de um reservatório carbonático naturalmente fraturado da Bacia de Campos. Neste trabalho, o modelo geomecânico construído foi utilizado para entender o comportamento de fraturamentos hidráulicos realizados no campo, avaliar a integridade da perfuração de poços horizontais em áreas depletadas do reservatório e foi possível avaliar qual

o impacto que a variação de tensões *in situ* associada à depleção do reservatório possui na permeabilidade das fraturas. Esta última análise demonstra a utilização da geomecânica para explicar o comportamento da chegada da água em poços produtores do campo, ressaltando a contribuição que este tipo de estudo pode ter no gerenciamento de reservatórios. Na Figura 2.17 é possível ver a variação da permeabilidade nos corredores de fraturas naturais do reservatório, gerada com base nas deformações calculadas no módulo geomecânico (VISAGE).

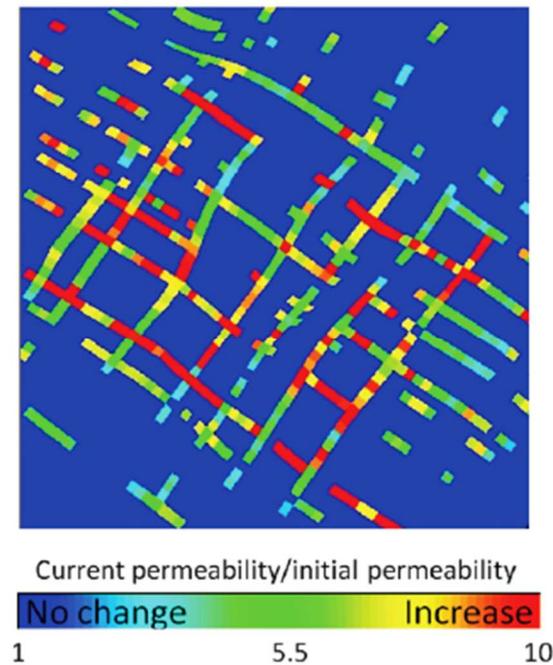


Figura 2.17. Variação das permeabilidades dos corredores de fraturas naturais do reservatório – adaptado de Meurer *et al.* (2013).

Mais um exemplo de aplicação prática de acoplamento parcial iterativo é descrito por Koutsabeloulis & Zhang (2009). Os autores analisaram o comportamento de produção do campo *South Arne* no Mar do Norte utilizando o acoplamento entre o simulador de reservatórios ECLIPSE e o simulador geomecânico VISAGE para investigar efeitos geomecânicos. Com o modelo geomecânico, além de terem avaliado efeitos de compactação, subsidência, estabilidade de falhas geológicas e integridade de poços e da rocha capeadora, a utilização do acoplamento *two-way* possibilitou que o estudo geomecânico contribuísse para o ajuste de histórico do modelo de fluxo aos dados de campo. Os autores ressaltam que o acoplamento iterativo, considerando a permeabilidade como parâmetro de acoplamento, foi fundamental para que um resultado satisfatório do ajuste fosse obtido. Na Figura 2.18 é apresentada a pressão de fundo

de um dos poços do campo, onde é possível ver que a curva do modelo acoplado é significativamente mais próxima dos dados medidos.

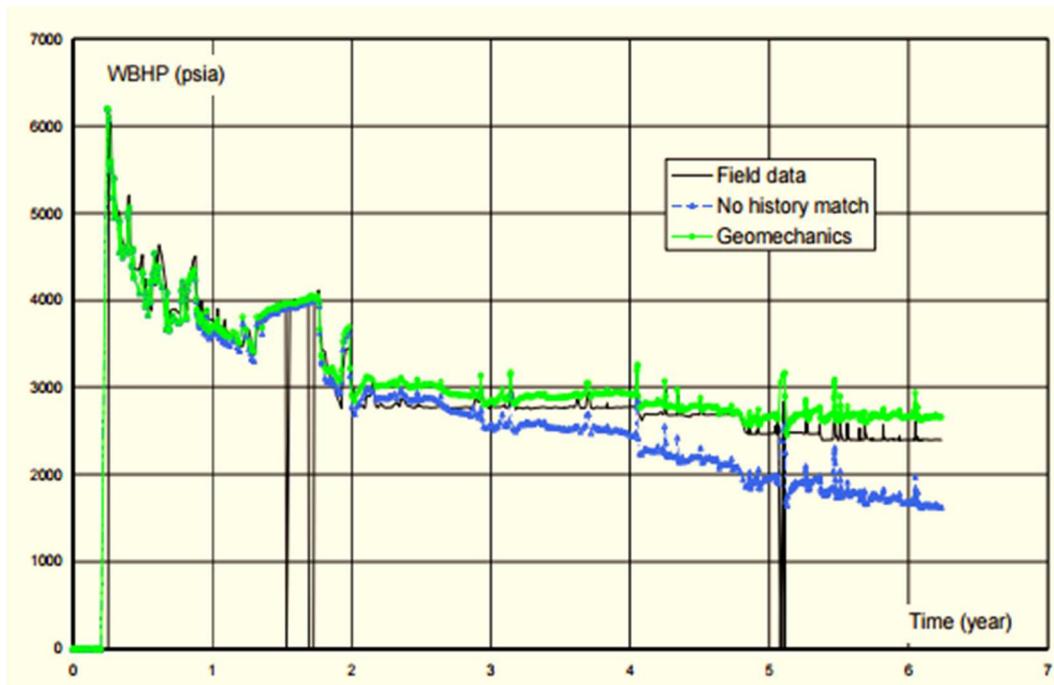


Figura 2.18. Comparação da pressão de fundo de um poço produtor do modelo de South Arne entre os dados de histórico (linha preta contínua), modelo de simulação convencional (azul) e modelo com acoplamento hidromecânico iterativo (verde) - adaptado de Koutsabeloulis & Zhang (2009).

Portanto, fica evidente que a utilização de esquemas de acoplamento *two-way*, além de proporcionar resultados robustos, pode ajudar o gerenciamento da produção de um reservatório.

Apesar de todos estes ganhos, em geral estudos como os apresentados anteriormente não são feitos comumente na indústria do petróleo, principalmente, devido ao elevado custo computacional das simulações acopladas em duas vias. O alto custo computacional relacionado a este método de acoplamento hidromecânico se deve a necessidade de que seja utilizado um programa de análise de tensões, além do simulador de fluxo.

Entretanto, nem todas as análises geomecânicas necessitam de acoplamentos iterativos. Existem casos em que o reservatório não é tão sensível à variação de tensões, mas mesmo assim se deseja avaliar questões como, por exemplo, compactação e subsidência. Como apenas a simulação convencional de reservatórios não poderia fornecer as informações desejadas, uma abordagem *one-way* pode ser suficiente.

2.3.2.3 Acoplamento *one-way*

De acordo com Tran *et al.* (2009), no esquema de acoplamento parcial explícito, ou acoplamento *one-way*, o problema hidromecânico é decomposto nos mesmos sistemas de equações que são resolvidos no acoplamento *two-way*. Entretanto, a solução do sistema do problema de fluxo é obtida sem que haja nenhuma comunicação com o simulador geomecânico. Ao final da análise, informações do simulador de reservatórios (pressões, por exemplo) são passadas para o simulador geomecânico como carregamentos a serem considerados neste último, mas não há nenhum retorno a partir dos resultados do simulador geomecânico para o simulador de fluxo. A Figura 2.19 ilustra este esquema de acoplamento.

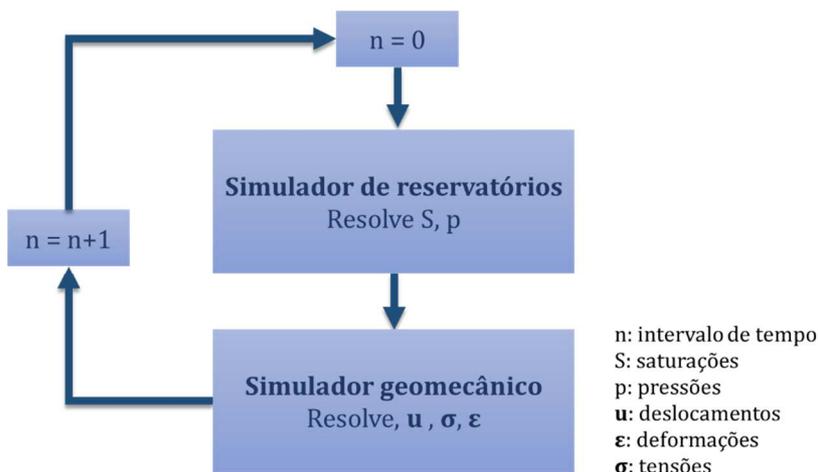


Figura 2.19. Esquema de acoplamento *one-way* – adaptado de Inoue & Fontoura (2009b).

Segundo Tran *et al.* (2009), uma grande vantagem deste tipo de acoplamento é o tempo de simulação, o qual pode ser significativamente menor do que os métodos apresentados anteriormente. Como o simulador geomecânico funciona como um pós processador, as análises podem ser realizadas em apenas alguns passos de tempo, sendo estes selecionados a partir da simulação de fluxo. Além disso, assim como o método *two-way*, são utilizados programas diferentes para a simulação de fluxo e a simulação geomecânica, o que também confere alto nível de adaptabilidade a este método.

De acordo com Settari (2005), este tipo de acoplamento não modela com precisão os deslocamentos em casos cuja compressibilidade das rochas é parte importante da compressibilidade total do sistema. Entretanto, pode apresentar bons resultados quando a compressibilidade do fluido é significativamente maior do que a compressibilidade da rocha. Porém, é importante ressaltar que Settari (2005) afirma que, mesmo em reservatórios de gás, cuja compressibilidade do fluido é significativamente maior do que a compressibilidade da rocha, se a permeabilidade da rocha for sensível aos efeitos da depleção do reservatório, uma análise *one-way* pode não ser adequada.

Em geral, a literatura mostra que esta metodologia é utilizada para a obtenção de respostas rápidas de compactação e subsidência.

Motivados por problemas de cisalhamento de revestimentos de poços de petróleo, Fredrich *et al.* (2001) utilizaram a metodologia de acoplamento *one-way* para avaliar a compactação e subsidência no campo terrestre *Lost Hills*, na Califórnia. Foram realizadas simulações de fluxo *black oil* em um modelo convencional de reservatórios com mais de duzentos poços e dezessete anos de simulação. Para a análise geomecânica foi criada uma malha de elementos finitos que compreende o reservatório, as rochas adjacentes e se estende até a superfície. As variações das pressões de poros calculadas no modelo de fluxo serviram de carregamentos para o código de elementos finitos, o qual era responsável pelo cálculo dos deslocamentos. Segundo os autores, os resultados mostraram que os deslocamentos obtidos com a análise seriam suficientes para causar o cisalhamento do revestimento dos poços. Este trabalho é um dos exemplos de aplicações práticas de metodologias de acoplamento *one-way*. Mais um exemplo de aplicação de acoplamento *one-way* para avaliar efeitos de compactação e subsidência pode ser encontrado em Schutjens *et al.* (2008).

Apesar de ser mais rápido que o método totalmente acoplado e o acoplamento *two-way*, o método *one-way* ainda envolve a utilização de um programa de análise de tensões, além do simulador de fluxo, o que pode aumentar significativamente o tempo para que sejam realizadas as análises quando comparado à simulação convencional. Dependendo do tempo disponível e do objetivo da análise que está sendo realizada para o campo, esta metodologia pode ser muito demorada e, até mesmo, desnecessária. Neste sentido, uma maneira de considerar efeitos

geomecânicos na simulação de um reservatório de forma simplificada pode ser uma abordagem pseudoacoplada.

2.3.2.4 Pseudoacoplamento

Tran *et al.* (2009) apontam o pseudoacoplamento como uma alternativa aos demais métodos de acoplamento hidromecânico em que os efeitos geomecânicos decorrentes da produção são computados apenas no reservatório, de forma aproximada, sem que seja utilizado um programa de análise de tensões.

No que diz respeito ao pseudoacoplamento, Samier & Gennaro (2007) salientam que no próprio simulador convencional de fluxo são inseridas tabelas que relacionam a pressão de poros a multiplicadores de porosidades e permeabilidades. Estas tabelas substituem a compressibilidade de poros utilizada na simulação convencional de reservatórios no papel de atualizar a porosidade de acordo com a variação da pressão de poros, além de possibilitarem a atualização das permeabilidades, as quais são mantidas constantes na simulação convencional. Desta forma, é possível representar situações onde a variação da porosidade não é linear com a variação da pressão de poros, além de tratar a permeabilidade de forma mais realista do que a simulação convencional de reservatórios.

Segundo Tran *et al.* (2009), o pseudoacoplamento é o método mais veloz e simples de ser implementado, já que apenas o simulador de fluxo é utilizado. Entretanto, com esta metodologia não são obtidas informações importantes do ponto de vista geomecânico, como as tensões e os deslocamentos resultantes da produção. Este é um método aplicado em situações onde se deseja incluir a geomecânica de forma simplificada na simulação de fluxo com o intuito de, por exemplo, auxiliar o ajuste de histórico e o gerenciamento do reservatório.

É importante destacar que para haver a correta representação dos efeitos associados à rocha analisada, as tabelas de pseudoacoplamento devem ser, preferencialmente, construídas a partir de ensaios laboratoriais realizados com a própria rocha de interesse (FALCÃO, 2013).

Dentre os trabalhos que aplicam o pseudoacoplamento, Falcão (2013) ilustra o procedimento seguido para a geração das tabelas e apresenta os resultados obtidos com a metodologia. Motivada por ensaios realizados por Soares (2000) e Soares & Ferreira (2002) com amostras de rochas do Campo B, mencionados no tópico 2.2.3

desta Dissertação, a autora propôs que fosse utilizado o pseudoacoplamento como uma alternativa simples para considerar efeitos geomecânicos na simulação de fluxo do reservatório carbonático deste campo.

Para gerar as tabelas de atualização de porosidades e permeabilidades aplicadas no pseudoacoplamento, Falcão (2013) utilizou os ensaios para o Campo B citados anteriormente, além de novos ensaios apresentados em 2013, os quais foram realizados como parte de seu próprio trabalho. Desta forma, foram reunidos resultados de compressão triaxial sob condições edométrica e hidrostática para caracterizar as rochas constituintes do Campo B, para as diferentes fácies que o compõem. Os critérios e premissas dos ensaios realizados, bem como seus resultados podem ser encontrados com grandes detalhes nas referências citadas anteriormente, de forma que serão discutidos de maneira simplificada nesta Dissertação, apenas com o intuito de ilustrar a metodologia utilizada por Falcão (2013).

Para que fossem construídas tabelas de pseudoacoplamento adequadas e possíveis de serem utilizadas no simulador de reservatórios, Falcão (2013) não utilizou os resultados dos ensaios laboratoriais de forma direta. A metodologia seguida pela autora consistiu em construir modelos das amostras de cada tipo de fácies no *software* ABAQUS e obter parâmetros como módulo de Young, razão de Poisson e parâmetros de resistência que pudessem reproduzir os dados laboratoriais originais.

Posteriormente, com os modelos ajustados aos dados laboratoriais, foram realizados ensaios mecânicos numéricos, a partir dos quais foram construídas as tabelas de variação de porosidades e permeabilidades em função da pressão de poros, as quais foram aplicadas no simulador de reservatórios IMEX. A Figura 2.20 apresenta o modelo 3D de elementos finitos, no formato de um paralelepípedo com 10 cm de altura e 1 cm de aresta na base, construído no ABAQUS para representar uma amostra de rocha do Campo B.

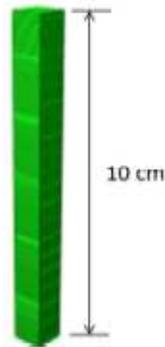


Figura 2.20. Modelo 3D de uma amostra de rocha do Campo B construído no ABAQUS para ajustar os ensaios de compressão – adaptado de Falcão (2013).

Uma vez que a rocha do estudo é um reservatório carbonático heterogêneo, as amostras foram agrupadas em diferentes fácies geológicas. Foi seguida a classificação de Dunham (1962) para carbonatos, onde a textura da rocha é a principal característica que as difere. A Figura 2.21 apresenta as diferentes fácies desta classificação.

Textura deposicional reconhecível				Comp. cresceram juntos durante a deposição	Textura deposicional não reconhecível
Suporte pela lama		Suporte pelos grãos	Não contém lama, suporte pelos grãos		
Menos de 10% grãos	Mais de 10% grãos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Cristalina

Figura 2.21. Classificação de Dunham para rochas carbonáticas - adaptado de Dunham (1962).

No caso do Campo B, através de análises de testemunhos, Falcão (2013) identifica que o reservatório de interesse é constituído basicamente por *wackestones* (WCK), *grainstones* (GRN) e *packstones* (PCK). A fácies *packstone* foi detalhada pela autora em 3 subdivisões, as quais foram baseadas nos componentes granulométricos da rocha. Esta fácies foi dividida em *packstone* peloidal com bioclastos e microoncolitos (PCKM), *packstone* peloidal oncolítico com bioclastos

(PCKB) e *packstone* (PCK). Maiores detalhes sobre estas classificações podem ser obtidos em Terra *et al.* (2009).

De acordo com os dados apresentados por Falcão (2013), a fácies *wackestone* (WCK) é o que está em maior quantidade no reservatório carbonático do Campo B. A Figura 2.22 apresenta um diagrama com a proporção de cada fácies.

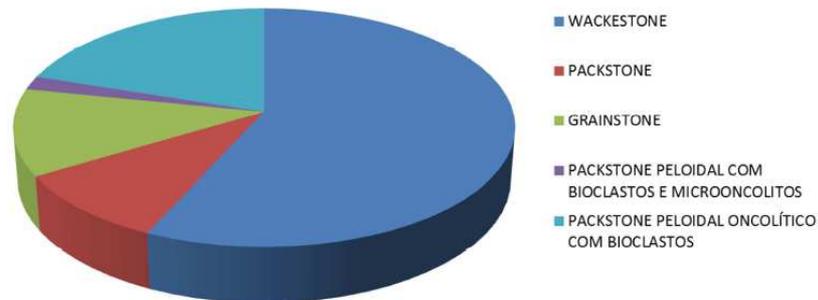


Figura 2.22. Proporção de fácies no reservatório carbonático do Campo B segundo Falcão (2013).

Definido o tipo de fácies ao qual cada amostra de rocha ensaiada pertence, Falcão (2013) seguiu para o ajuste dos modelos numéricos no ABAQUS a partir destes ensaios laboratoriais. Para ilustrar o procedimento empregado pela autora, a Figura 2.23 apresenta o ajuste satisfatório de um ensaio laboratorial de compressão hidrostática realizado em uma amostra pertencente à fácies *packstone* (PCK). Neste caso, o objetivo foi ajustar a curva de porosidade por tensão média aplicada à amostra em todo o trecho de carregamento, que é representativo do aumento da tensão efetiva causada pela queda de pressão no reservatório.

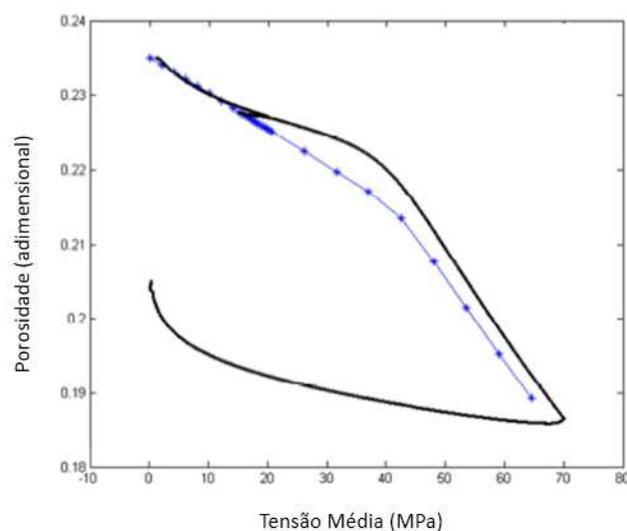


Figura 2.23. Ajuste do ensaio de compressão hidrostática realizado para uma amostra de rocha do tipo *packstone*, mostrando os dados laboratoriais (preto) e a resposta do modelo (azul) - adaptado de Falcão (2013).

Com a realização deste procedimento para amostras representativas das diferentes fácies que compõem o reservatório, foram gerados modelos que representam de forma adequada a variação da porosidade com a variação da tensão média aplicada sobre a amostra, conseqüentemente, também em função da pressão de poros. Este é um dado de interesse para a construção das tabelas de pseudoacoplamento. Além disto, conforme dito anteriormente, com este procedimento Falcão (2013) obteve parâmetros mecânicos para cada fácies, os quais serão aplicados nesta Dissertação e serão apresentados no capítulo 4, onde a construção do MEM para o Campo B é detalhada.

Além dos ensaios numéricos de compressão com os modelos para cada tipo de fácies, também foi realizado o mesmo procedimento utilizando um modelo equivalente. Este modelo consiste em uma amostra que foi construída seguindo a distribuição das diferentes fácies que constituem o reservatório. Cada uma das fácies possui seu próprio conjunto de parâmetros mecânicos, os quais foram obtidos nos ajustes dos testes reais.

Falcão (2013) destaca que a geração de uma fácies equivalente teve o intuito de obter parâmetros que possibilitassem a representação do mesmo comportamento hidromecânico observado no modelo heterogêneo através de um modelo simplificado. Desta forma, é possível obter uma tabela de pseudoacoplamento equivalente a todas as fácies e assim realizar simulações através de representações homogêneas do reservatório. A Figura 2.24 apresenta a composição do modelo equivalente, construído por Falcão (2013).

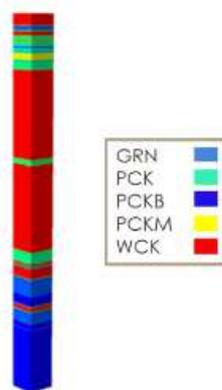


Figura 2.24. Modelo do ABAQUS para a representação da fácies equivalente (FALCÃO, 2013).

Para obter a relação entre porosidade e permeabilidade que deve ser considerada nos ensaios numéricos, os quais deram origem às tabelas de

pseudoacoplamento, Falcão (2013) se baseou nos ensaios de fluxo realizados por Soares (2000) para amostras da fácies *wackestone*. A autora considerou uma única curva ajustada à variação de permeabilidade e porosidade de diferentes amostras, conforme mostra a Figura 2.25. Apesar de existir dispersão nos resultados, foi assumido que a curva obtida é adequada para reproduzir o comportamento global do reservatório, bem como para representar a variação tanto da permeabilidade horizontal, quanto da vertical com a variação de porosidade. Esta última premissa foi adotada com base nos resultados dos ensaios realizados por Soares (2000).

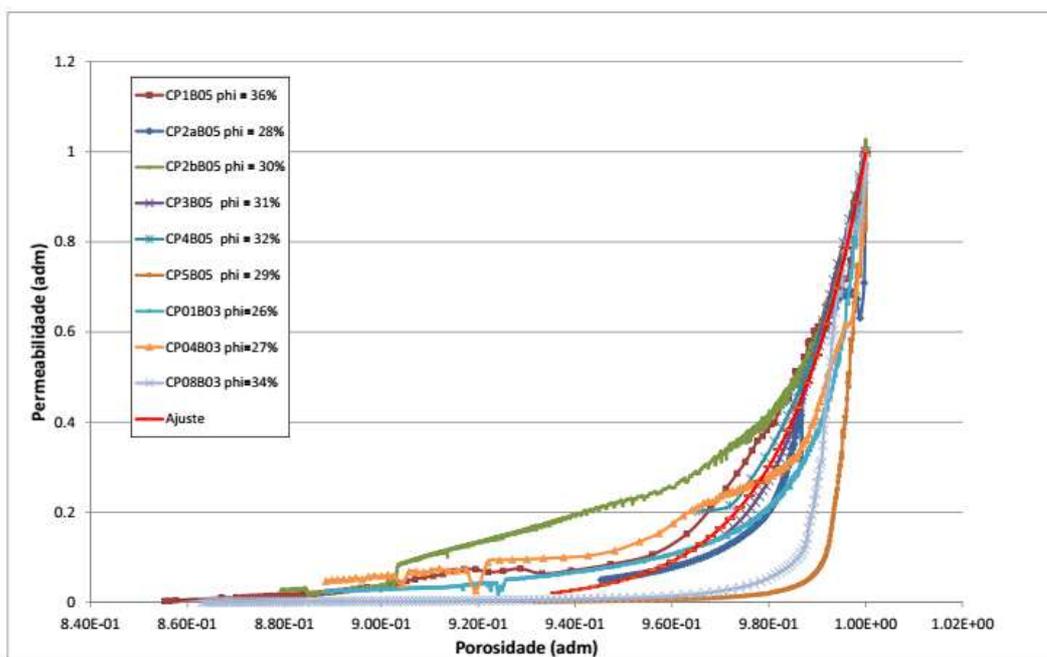


Figura 2.25. Curvas de permeabilidade adimensional *versus* porosidade adimensional para amostras do Campo B, com a curva ajustada por Falcão (2013) (vermelha) para gerar as tabelas de pseudoacoplamento – adaptado de Falcão (2013).

Segundo Falcão (2013), a curva que representa a variação de permeabilidade em função da variação de porosidade para o reservatório carbonático do Campo B, apresentada anteriormente na Figura 2.25, pode ser expressa no formato da Equação 2.88, apresentado por Petunin *et al.* (2011), com expoente $A=60$, mostrando a grande dependência da permeabilidade com a variação de porosidade para a rocha analisada. Desta forma, a Equação 2.105 foi adota para representar o comportamento da permeabilidade com a variação de porosidade.

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^{60} \quad (2.105)$$

Portanto, após o processamento dos resultados dos ensaios numéricos, foram obtidas tabelas de multiplicadores de porosidade e permeabilidades de acordo com a pressão de poros para cada fácies, para o modelo equivalente e para as diferentes trajetórias de tensões consideradas. Na Figura 2.26 estão representados os multiplicadores na forma gráfica para a fácies *wackestone* (WCK), que foram obtidos em um ensaio numérico seguindo trajetória de tensões edométrica, a qual melhor representa o processo de exploração do reservatório. Como Falcão (2013) considerou modelos de plasticidade em seu trabalho, nesta figura está destacada a pressão a partir da qual ocorreria colapso de poros da rocha. Vale destacar que o multiplicador igual a 1 está reportado para a pressão de poros inicial do reservatório, e multiplicadores menores que 1 indicam os efeitos da depleção, os quais são efetivamente aplicados à simulação de fluxo. Multiplicadores maiores que 1 poderiam representar efeitos de injeção em situações onde não houve redução da pressão anterior à injeção, o que não é o caso do Campo B.

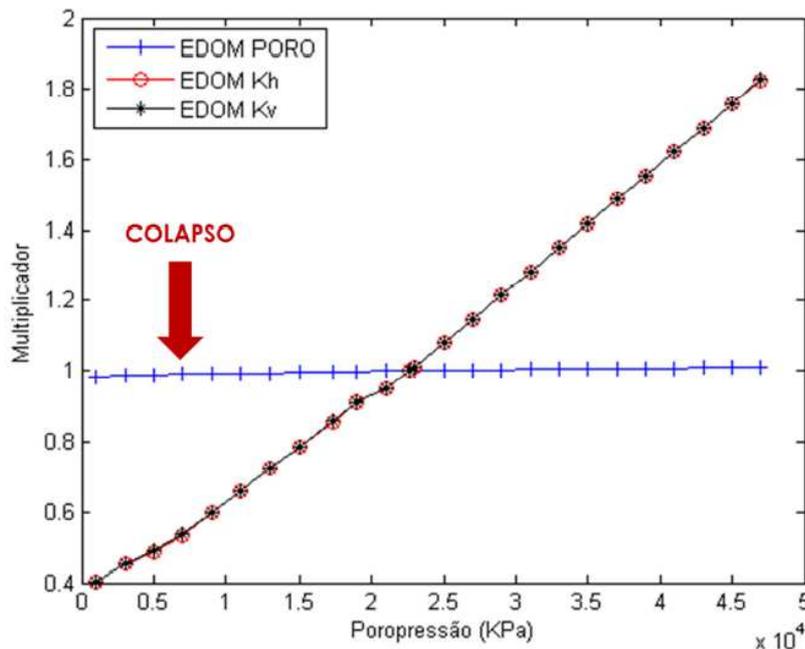


Figura 2.26. Multiplicadores de porosidades (azul), permeabilidade horizontal (vermelho) e permeabilidade vertical (preto) para o ensaio numérico de compressão em trajetória edométrica de tensões para a fácies *wackestone* (FALCÃO, 2013).

Tendo em mãos os modelos para cada tipo de fácies e para a fácies equivalente, Falcão (2013) obteve dos ensaios no ABAQUS valores de compressibilidade de poros para cada tipo de fácies e para o modelo equivalente. Isto foi feito com o intuito de comparar os resultados obtidos através do pseudoacoplamento com os resultados obtidos através da simulação convencional

de reservatórios, onde apenas a compressibilidade de poros é empregada. Para a aplicação da metodologia de pseudoacoplamento no Campo B com o programa de simulação de reservatórios IMEX, Falcão (2013) utilizou um modelo de fluxo com geometria simplificada, sendo este um paralelepípedo com 440 m de lado e 292 m de altura com um poço produtor e um poço injetor, seguindo um esquema clássico de produção $\frac{1}{4}$ de *five-spot*, o qual é detalhado por Rosa *et al.* (2006).

A representação do reservatório foi feita tanto através de um modelo heterogêneo do ponto de vista faciológico, conforme apresentado na Figura 2.27, quanto através de um modelo homogêneo com propriedades equivalentes. O modelo heterogêneo foi construído de forma que para cada fácies foi atribuída sua respectiva tabela de pseudoacoplamento ou sua respectiva compressibilidade de poros, para o caso em que a simulação convencional é aplicada.

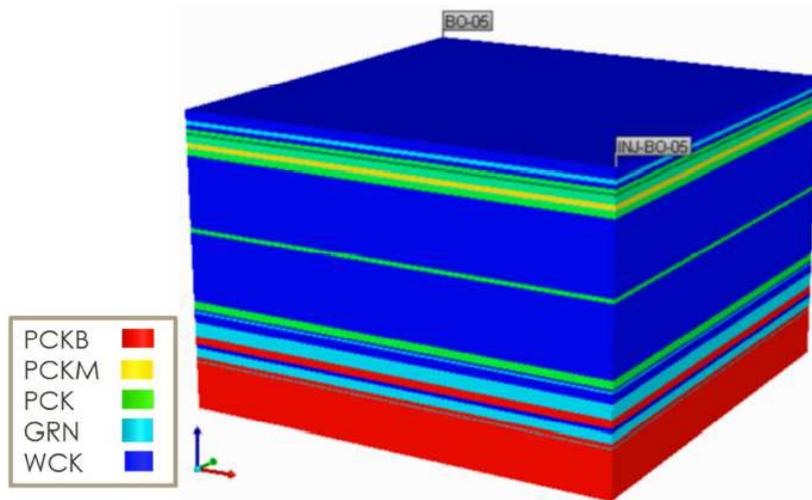


Figura 2.27. Modelo heterogêneo de simulação do IMEX seguindo esquema de produção $\frac{1}{4}$ de *five-spot*. As cores indicam cada uma das fácies (FALCÃO, 2013).

Então, Falcão (2013) realizou a comparação entre a resposta da simulação de quatro modelos: modelo com compressibilidade de poros com descrição heterogênea de fácies (CPOR HET), modelo homogêneo com compressibilidade de poros de rocha equivalente (CPOR HOM), modelo utilizando tabelas de pseudoacoplamento por fácies (RTAB HET) e modelo utilizando apenas uma tabela de pseudoacoplamento de rocha equivalente (RTAB HOM). A autora compara os resultados dos quatro modelos a um caso de referência (CPOR ATIVO), com a compressibilidade de poros advinda do processo de ajuste de histórico do campo. Esta comparação foi realizada utilizando as compressibilidades e tabelas de

pseudoacoplamento que foram geradas em ensaios numéricos tanto para trajetória de tensões hidrostática, quanto edométrica.

A Figura 2.28 mostra o comportamento da pressão média do reservatório para o modelo de referência e para os quatro modelos mencionados, para o caso que estes tiveram seus parâmetros obtidos através de trajetórias de tensões edométrica. Observando o gráfico, percebe-se que as curvas referentes a representação da geomecânica através da compressibilidade de poros CPOR HET e CPOR HOM coincidem, mostrando que o processo de *upscaling* através de experimento numérico é satisfatório. As curvas de pseudoacoplamento RTAB HET e RTAB HOM apresentam maior diferença entre si, mas ambas estão mais próximas da curva de referência (CPOR ATIVO).

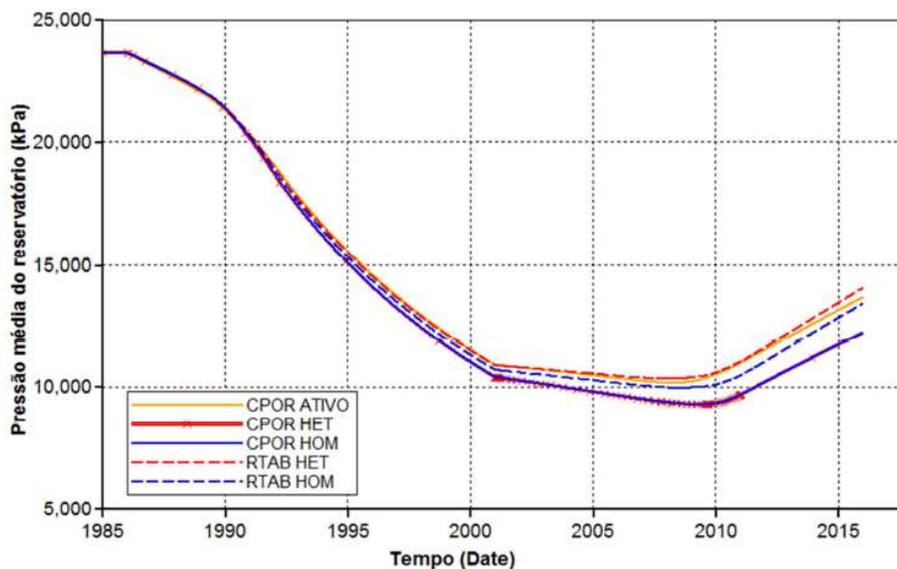


Figura 2.28. Pressão média do reservatório para a trajetória de tensões edométrica (FALCÃO, 2013).

Em vista do que foi exposto, Falcão (2013) mostra que, apesar da pequena diferença entre as curvas de simulação convencional de reservatórios e de pseudoacoplamento, a metodologia de pseudoacoplamento foi satisfatoriamente aplicada ao caso em questão. Um ponto importante destacado pela autora é o tempo de análise, o qual é muito próximo ao tempo das rodadas de simulação convencional de reservatórios.

No entanto, apesar de tratar a geomecânica de forma mais realista, a metodologia de pseudoacoplamento não permite que dados importantes, como, por

exemplo, os deslocamentos das rochas reservatório e adjacentes causados pela produção, sejam avaliados.

Desta maneira, uma alternativa para considerar de forma mais ampla os efeitos geomecânicos na produção do reservatório carbonático do Campo B, incluindo seu próprio modelo de fluxo do reservatório analisado e também suas rochas adjacentes, pode ser a metodologia de acoplamento iterativo GTEP/PUC-Rio.

2.4 Metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio

Grande esforço vem sendo empregado para melhorar a maneira como a geomecânica é considerada em análises de reservatórios de petróleo. À luz destas questões, o grupo de pesquisa em geomecânica computacional do Grupo de Tecnologia e Engenharia de Petróleo da PUC-Rio (GTEP/PUC-Rio), em um projeto de parceria com a Petrobras, propôs uma nova metodologia de acoplamento hidromecânico que visa possibilitar análises geomecânicas tanto em uma, quanto em duas vias. Esta metodologia permite analisar os efeitos geomecânicos no reservatório e nas rochas adjacentes (ALBUQUERQUE, 2014).

Conforme descrito por Albuquerque (2014), na metodologia em questão o MEM do campo é construído e as análises são realizadas em um pacote chamado *Olympus Suite*, o qual consiste em três programas (HERMES, GAIA e CHRONOS) desenvolvidos pelo GTEP/PUC-Rio, cuja execução ocorre dentro do modelador geológico GOCAD (*Geological Object Computer Aided Design*). No ambiente GOCAD são integrados os simuladores de reservatórios e geomecânico de forma automatizada pelo código gerenciador HERMES. Para a análise de reservatórios, podem ser utilizados os simuladores comerciais IMEX ou ECLIPSE. A análise de tensões foi originalmente implementada utilizando o programa de elementos finitos ABAQUS, o qual é executado em CPU. Porém, uma das recentes e maiores contribuições desta metodologia é a utilização de processamento em GPU (*Graphics Processing Unit*) para resolver a análise de tensões em elementos finitos através do programa desenvolvido pelo próprio GTEP/PUC-Rio chamado CHRONOS, o que tem reduzido significativamente o tempo das simulações acopladas. O programa GAIA é o *workflow* desenvolvido internamente no GOCAD onde está a interface de construção do MEM do campo. A construção da malha de

elementos finitos pelo *workflow* é realizada utilizando recursos existentes no próprio GOCAD. A Figura 2.29 ilustra os diferentes programas envolvidos no esquema de acoplamento (ALBUQUERQUE, 2014).

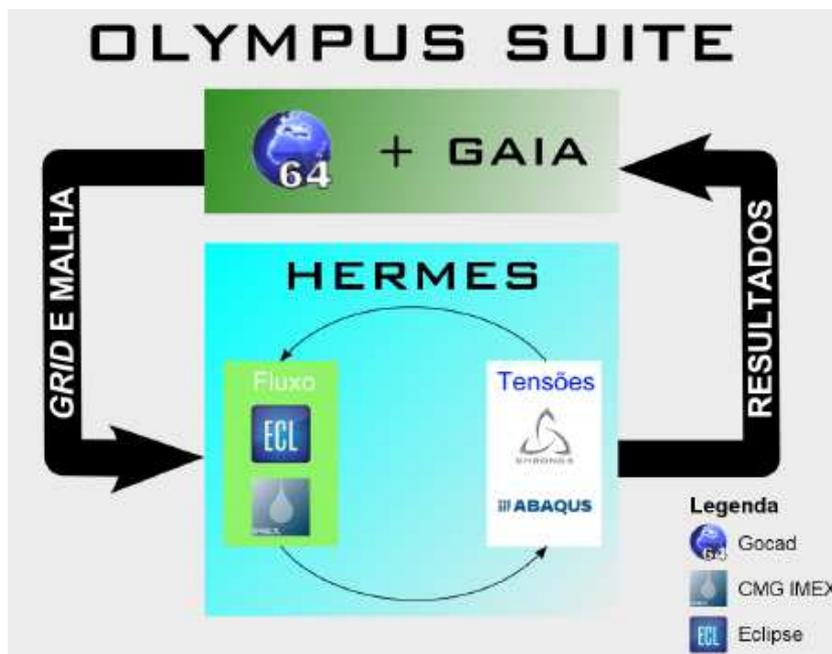


Figura 2.29. Programas envolvidos no esquema de acoplamento GTEP/PUC-Rio (ALBUQUERQUE, 2014).

Nesta Dissertação, a metodologia de acoplamento descrita acima será aplicada ao Campo B. Portanto, é fundamental revisar a filosofia seguida no desenvolvimento da metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio, bem como as aplicações já realizadas até o momento, o que será realizado nos tópicos a seguir.

2.4.1

Fundamentos do esquema de acoplamento hidromecânico parcial GTEP/PUC-Rio

O esquema de acoplamento GTEP/PUC-Rio permite que sejam feitas análises tanto de forma explícita (*one-way*), quanto de forma iterativa (*two-way*). No acoplamento explícito, a simulação de reservatórios é executada até o final do tempo de análise pelos programas IMEX ou ECLIPSE e, após seu término, as pressões de poros são transformadas em carregamentos nodais pelo código de acoplamento HERMES e aplicadas no simulador geomecânico (ABAQUS ou CHRONOS), desta forma obtendo os parâmetros geomecânicos de interesse. Neste caso, o único parâmetro de acoplamento é a pressão de poros e não existe a necessidade de realizar alterações no simulador de reservatórios.

Já no acoplamento iterativo, existe intercâmbio de informações nos dois sentidos e, para que o esquema funcione de forma robusta, é imprescindível que os parâmetros de acoplamento entre o simulador de reservatórios e o geomecânico sejam escolhidos de forma adequada. Assim, Inoue & Fontoura (2009a) e Inoue & Fontoura (2009b) propuseram um esquema de acoplamento em que, com os parâmetros escolhidos é possível, a partir da equação de fluxo da simulação convencional de reservatórios, obter resposta equivalente à equação de fluxo do acoplamento total. Isto é possível graças ao tratamento das equações dado pelos autores, o qual é descrito a seguir.

Como visto anteriormente neste texto, em um esquema de acoplamento total o comportamento mecânico é governado pela Equação 2.37, a qual representa a equação de equilíbrio escrita em termos de deslocamentos e pressão de poros. Como hipótese simplificadora, Inoue & Fontoura (2009b) assumem que os grãos da rocha são incompressíveis, de forma que o fluxo no esquema de acoplamento total é regido pela Equação 2.75 e na equação de equilíbrio o parâmetro de Biot vale 1. Já em um simulador convencional de reservatórios, o fluxo é regido pela Equação 2.85 e não são feitas considerações sobre o comportamento mecânico. Portanto, a Figura 2.30 apresenta um panorama das equações que são resolvidas em um esquema de acoplamento total e em um simulador convencional de reservatórios.

<p>ESQUEMA DE ACOPLAMENTO TOTAL</p> <p>Equilíbrio: $G \nabla^2 \mathbf{u} + \frac{G}{(1-2\nu)} \nabla(\nabla \cdot \mathbf{u}) = \alpha \nabla p$</p> <p>Fluxo: $[c_f \phi^0] \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \nabla^2 p = -\frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t}$</p>
<p>SIMULAÇÃO CONVENCIONAL DE RESERVATÓRIOS</p> <p>Fluxo: $\frac{k}{\mu \phi^0} \nabla^2 p = [c_p + c_f] \frac{\partial p}{\partial t}$</p>

Figura 2.30. Panorama do equacionamento para o esquema de acoplamento total e a simulação convencional de reservatórios- adaptado de GTEP (2010).

No esquema de acoplamento *two-way* proposto por Inoue & Fontoura (2009b), os deslocamentos são resolvidos pelo mesmo equacionamento do esquema de acoplamento total, ou seja, são calculados pela equação de equilíbrio descrita acima.

Para o equacionamento de fluxo, são feitas adaptações na equação do simulador convencional de reservatórios de forma que esta assuma formato similar à equação de fluxo do equacionamento total. Neste caso, é extraído o termo de compressibilidade de poros e incluído o termo de deformação volumétrica, conforme apresentado na Figura 2.31.

ESQUAÇÕES DE FLUXO

Acoplamento total
$$[c_f \phi^0] \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \nabla^2 p = \boxed{\frac{\partial \varepsilon_v}{\partial t}}$$

Simulação Convencional
$$\boxed{\frac{k}{\mu \phi^0} \nabla^2 p} = \boxed{[c_p]} + \boxed{c_f} \frac{\partial p}{\partial t}$$

Termos a adicionar
 Termos a excluir
 Termos iguais

Figura 2.31. Adaptação da equação de fluxo da simulação convencional à equação de fluxo do esquema totalmente acoplado por inclusão e exclusão de termos – adaptado de Lautenschläler (2014).

Como os simuladores de reservatórios utilizados na metodologia são comerciais, não é possível realizar alterações em seus códigos fonte. Então, Inoue & Fontoura (2009b) propuseram um artifício para que fosse possível operacionalizar a compatibilidade destas equações descritas acima. Isto foi realizado através da modificação de parâmetros de entrada que podem ser alterados a cada passo de tempo da análise nos simuladores de reservatórios.

Primeiramente, foi introduzido um termo chamado pseudo compressibilidade (c_{pp}), o qual é inserido no simulador de fluxo, substituindo a compressibilidade de poros, calculado a cada iteração através da Equação 2.106. É preciso destacar que a pseudo compressibilidade é apenas um parâmetro de acoplamento que não guarda relação física com a compressibilidade de poros.

$$c_{pp} = \frac{\varepsilon_v^{n+1} - \varepsilon_v^n}{\phi^n (p^{n+1} - p^n)} \quad (2.106)$$

Além da pseudo compressibilidade, assim como em diferentes métodos de acoplamento hidromecânico iterativo, a porosidade do simulador de reservatórios também é um parâmetro de acoplamento e é reescrita neste simulador a cada iteração. Esta é calculada para cada célula do modelo de fluxo pela Equação 2.107 pelo HERMES.

$$(\phi^*)^{n+1} = (\phi^*)^n + c_f(\phi^*)^n(p^{n+1} - p^n) + (\varepsilon_v^{n+1} - \varepsilon_v^n) \quad (2.107)$$

Neste equacionamento, diferente do que está apresentado em Inoue & Fontoura (2009b), já foram desconsiderados parâmetros referentes à compressibilidade dos grãos da rocha, já que a metodologia utiliza a premissa que os grãos são indeformáveis.

Desta forma, é realizado o acoplamento entre o simulador de reservatórios (IMEX ou ECLIPSE) e o simulador geomecânico (ABAQUS ou CHRONOS) do ponto de vista volumétrico. Caso seja desejável considerar o acoplamento do ponto de vista dinâmico, ou seja, considerando o impacto que a deformação da rocha causa na permeabilidade, é possível utilizar a expressão apresentada por Araújo (2002) (Equação 2.89) ou a expressão proposta por Petunin *et al.* (2011) (Equação 2.88), ambas apresentadas no tópico 2.2.3 desta Dissertação. Assim como a porosidade e a pseudo compressibilidade, a permeabilidade também é reescrita nos arquivos de entrada do simulador de reservatórios pelo HERMES a cada iteração.

Portanto, fica evidente que para o esquema de acoplamento ser executado, existe a necessidade de um código gerenciador. Este programa tem o papel de executar o simulador de reservatórios, calcular as forças nodais a partir da pressão de poros que servirão como carregamento externo para o programa de análise de tensões, disparar o simulador geomecânico e reescrever os parâmetros de acoplamento no simulador de reservatórios. Desta forma, o HERMES é o código gerenciador do pacote *Olympus Suite*, o qual foi implementado em C++ e é executado automaticamente quando uma análise hidromecânica acoplada é disparada, sendo seus comandos repetidos a cada iteração de acoplamento. A Figura 2.32 ilustra o papel do HERMES no esquema de acoplamento.

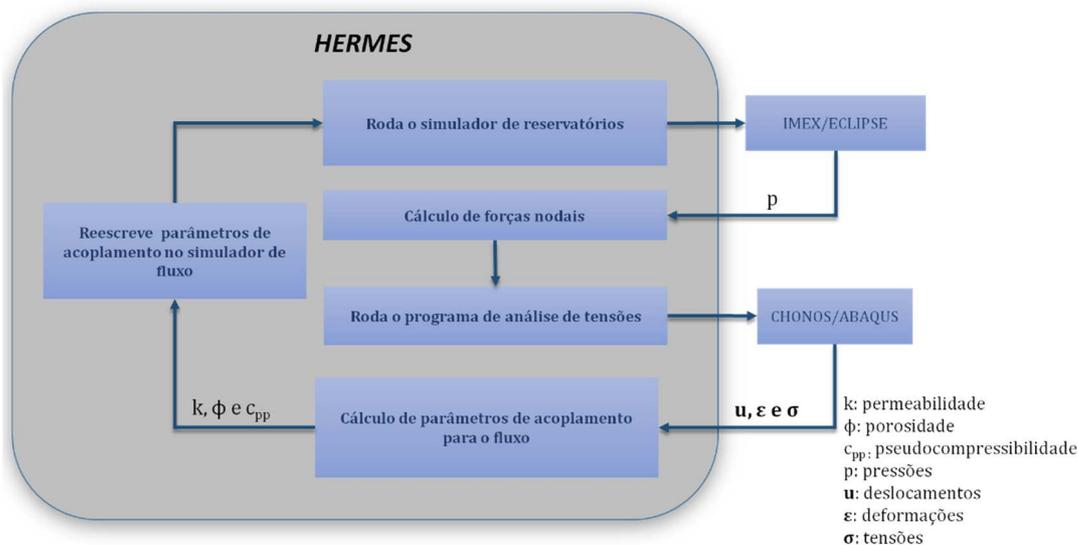


Figura 2.32. Fluxograma de atividades desempenhadas pelo HERMES – adaptado de Inoue & Fontoura (2009b).

Os passos de tempo em que ocorrem iterações entre o simulador de reservatórios e o programa de análise de tensões são definidos a partir de uma simulação completa do simulador de reservatórios para o tempo total da análise. Todos os intervalos de tempo que foram executados na simulação de reservatórios, os quais são definidos pelos critérios internos de convergência deste simulador, são armazenados e posteriormente aplicados na simulação acoplada. Desta forma, busca-se que as iterações de acoplamento estarão sendo realizadas em todos os passos de tempo necessários.

Como a análise é feita de forma iterativa, neste esquema de acoplamento estão disponíveis duas abordagens para que haja evolução da simulação no tempo. A primeira maneira consiste em definir *a priori* quantas iterações entre o simulador de fluxo e o simulador de tensões serão feitas em cada passo de tempo da análise (YAQUETTO, 2011). Esta abordagem pode otimizar o tempo, principalmente, para casos de modelos muito grandes. Porém, apesar da resposta ser mais precisa do que a simulação convencional de reservatórios, não é garantido que ela irá representar a resposta da simulação totalmente acoplada. Yaquetto (2011) mostrou, para um caso simplificado, que duas iterações em um mesmo passo de tempo já foram suficientes para que o acoplamento apresentasse bons resultados.

A segunda abordagem quanto à quantidade de iterações por passo de tempo, envolve a realização de iterações entre o simulador de fluxo e o programa de análise de tensões até que um critério de convergência seja atingido. Na metodologia

proposta, o critério de convergência está baseado na pressão de poros do modelo de reservatórios. É feito o mapeamento das células em que houve variação da pressão de poros entre duas iterações sequenciais e a média destas pressões é obtida e comparada a um valor de tolerância. Quando a tolerância é atingida, a análise é prosseguida para o próximo passo de tempo (RIGHETTO, 2015).

Portanto, quando está sendo realizada a análise de um campo através da metodologia GTEP/PUC-Rio, esta é a filosofia que rege o acoplamento. Entretanto, além de tratar os parâmetros de acoplamento, a metodologia também envolve a possibilidade de realizar a construção do MEM que será utilizado na análise através do *workflow* GAIA que está implementado no modelador geológico GOCAD (ALBUQUERQUE, 2014).

2.4.2

Fluxo de construção do MEM através do *workflow* GAIA

Para a realização de uma simulação hidromecânica parcialmente acoplada, seja ela iterativa ou explícita, é preciso construir um MEM do campo que está sendo analisado, considerando não só o reservatório, mas também as rochas adjacentes. É importante que o MEM represente de forma adequada a geometria destas rochas, suas propriedades e o estado inicial de tensões ao qual estão submetidas (LAUTENSCHÄLER, 2014). Em geral, uma malha de elementos finitos é construída para representar as rochas constituintes do MEM.

Albuquerque (2014) atesta que a geração da malha de elementos finitos para a realização de análises hidromecânicas acopladas é um processo complexo que, além de ser demorado, pode inviabilizar as análises. O autor desenvolveu um *workflow* integrado ao GOCAD denominado GAIA, o qual possibilita a construção de MEMs a partir do *grid* de diferenças finitas do modelo de simulação de reservatórios. Como o processo utiliza ferramentas de construção de malhas do GOCAD, é possível construir modelos complexos incluindo tanto o reservatório, quanto as rochas adjacentes, o que facilita a realização de análises hidromecânicas para casos de campos reais.

A seguir serão discutidos os processos que constituem o *workflow* GAIA, no qual é gerado um MEM para um campo a partir do *grid* de reservatórios, tanto expandindo o mesmo para gerar a malha de elementos finitos para o reservatório e as rochas adjacentes, quanto para popular este modelo com propriedades elásticas

necessárias para a simulação. Além disso, ao final do processo são inseridas as tensões que devem ser consideradas na modelagem.

2.4.2.1

Construção da malha de elementos finitos através do *workflow* GAIA

No *workflow* GAIA, primeiramente são criados elementos finitos hexaédricos coincidentes às células do modelo de reservatórios (diferenças finitas) para gerar a malha de elementos finitos deste objeto. No esquema desenvolvido por Albuquerque (2014), a malha de elementos finitos parte de nós coincidentes aos vértices de cada célula do *grid* de diferenças finitas do modelo de fluxo do reservatório pois, além de respeitar a geometria do reservatório, o mapeamento de propriedades entre o domínio do simulador de fluxo e o domínio do simulador de tensões é facilitado. De forma a ilustrar o ponto de partida da construção da malha de elementos finitos do modelo geomecânico, a Figura 2.33 ilustra um *grid* de diferenças finitas que constitui o domínio da simulação de reservatórios para o Campo de Namorado. Este foi o caso adotado por Albuquerque (2014) para testar o *workflow* criado.

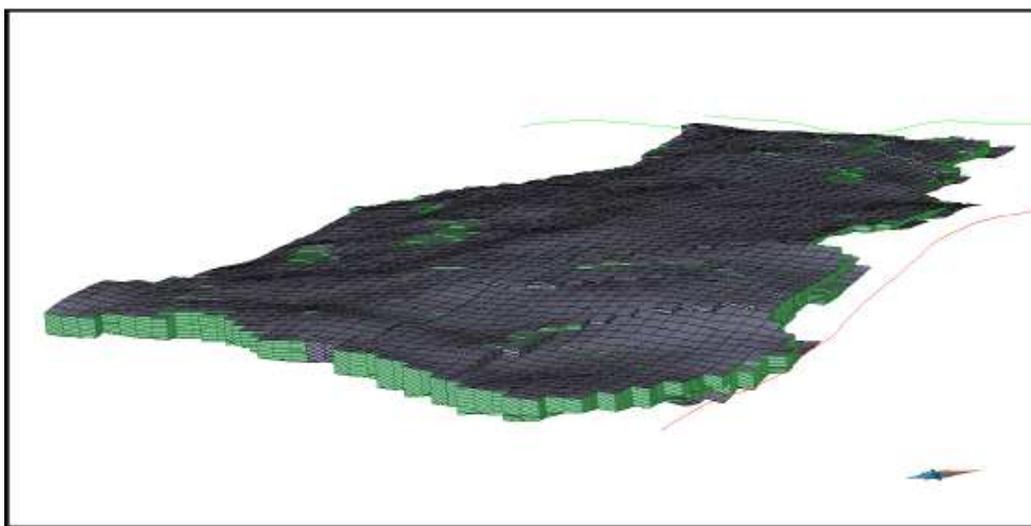


Figura 2.33. Exemplo de um *grid* de diferenças finitas utilizado em simulações de reservatórios (ALBUQUERQUE, 2014).

É comum que nos *grids* dos modelos de simulação de reservatórios estejam presentes elementos como falhas geológicas e estreitamentos (*pinch-outs*), os quais não podem ser incorporados em malhas para análises de elementos finitos por conta de limitações do método (SETTARI, 2005). Desta forma, o primeiro passo adotado por Albuquerque (2014) para a construção da malha de elementos finitos do

reservatório é a remoção destes artefatos através de um processo de suavização das falhas geológicas (Figura 2.34) e de inclusão de uma espessura mínima de aresta na malha de elementos finitos, ou seja, remoção de *pinch-outs* (Figura 2.35). Ao final desta primeira etapa, o *workflow* já está com a malha de elementos finitos definida para a região do reservatório em questão.

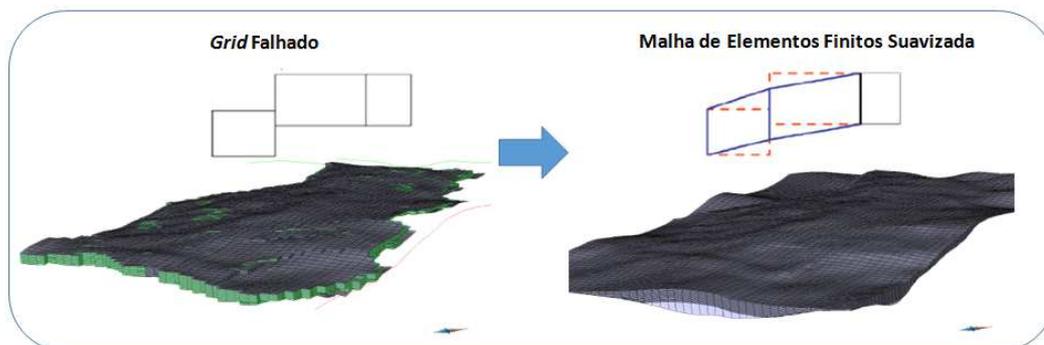


Figura 2.34. Suavização de falhas geológicas na malha de elementos finitos – adaptado de Albuquerque (2014).

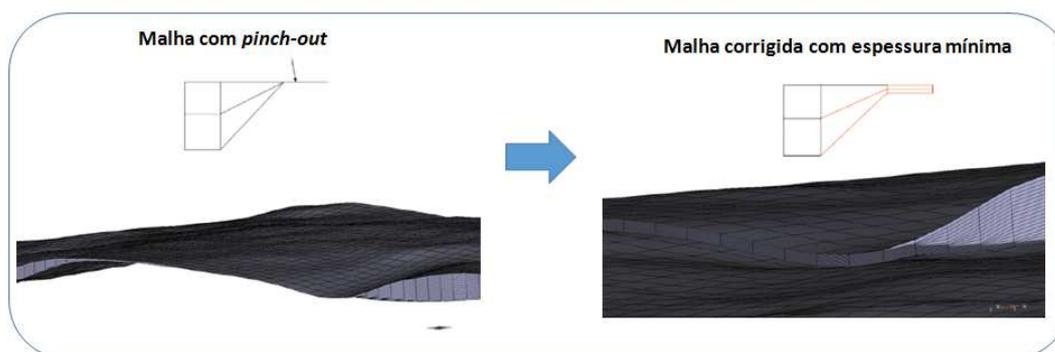


Figura 2.35. Remoção de *pinch-outs* – adaptado de Albuquerque (2014).

Entretanto, como dito anteriormente, o processo de construção da malha de elementos finitos para uma análise hidromecânica acoplada envolve não só o reservatório, mas também suas rochas adjacentes. Desta forma, através do *workflow* é possível incluir as rochas laterais (*sideburden*), inferiores (*underburden*) e superiores (*overburden*) ao reservatório na malha de elementos finitos.

A expansão lateral do modelo é realizada nas duas direções horizontais perpendiculares, seguindo a orientação da malha do reservatório. Para cada direção são definidos o tamanho a ser acrescentado, a quantidade de elementos a serem inseridos no intervalo e o fator de expansão. O fator de expansão é um número real que determina a taxa de crescimento dos elementos novos, mantendo o maior refinamento na proximidade do reservatório (ALBUQUERQUE, 2014). Como os

maiores deslocamentos ocorrem na proximidade do reservatório, onde ocorrem as maiores variações de pressão de poros, esta funcionalidade possibilita que sejam utilizados elementos mais refinados próximos ao reservatório, capturando os maiores deslocamentos de forma detalhada. Longe do reservatório podem ser utilizados elementos mais grosseiros, desta forma otimizando a quantidade total de elementos do modelo. Ao final deste passo do *workflow*, a malha de elementos finitos do reservatório está construída, bem como a das rochas laterais. As expansões laterais estão ilustradas na Figura 2.36 onde está representada a malha do reservatório em verde e as expansões laterais em cinza.

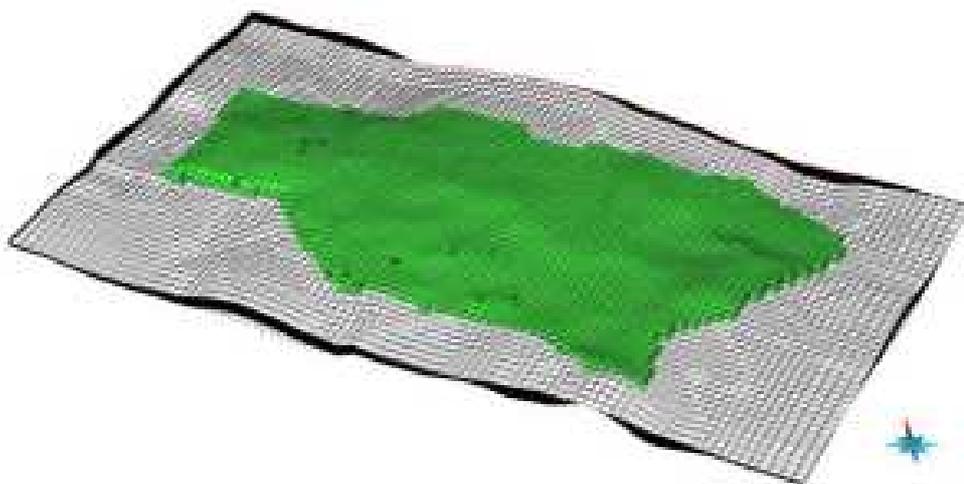


Figura 2.36. Extensão lateral do modelo – adaptado de Inoue *et al.* (2014).

Um ponto que merece destaque e que não é largamente discutido na literatura de geomecânica de reservatórios de petróleo é a magnitude da extensão lateral, ou seja, o quão afastadas do reservatório devem estar as bordas do modelo. Em geral, a condição de contorno dos modelos é de não deslocamento nas bordas, logo é importante que esta extensão seja suficientemente grande para respeitar esta restrição de deslocamentos.

Ferreira (2014) testou diferentes extensões laterais para um mesmo modelo e avaliou o efeito na subsidência observada. Foram utilizados modelos 2D homogêneos, ou seja, com propriedades do reservatório idênticas às das rochas adjacentes, sendo que o reservatório foi representado por uma geometria retangular com queda de pressão uniforme. Na Figura 2.37 está apresentado o modelo utilizado para as análises de extensão lateral. Nesta figura, a extensão lateral é representada pela diferença entre L1 e L2.

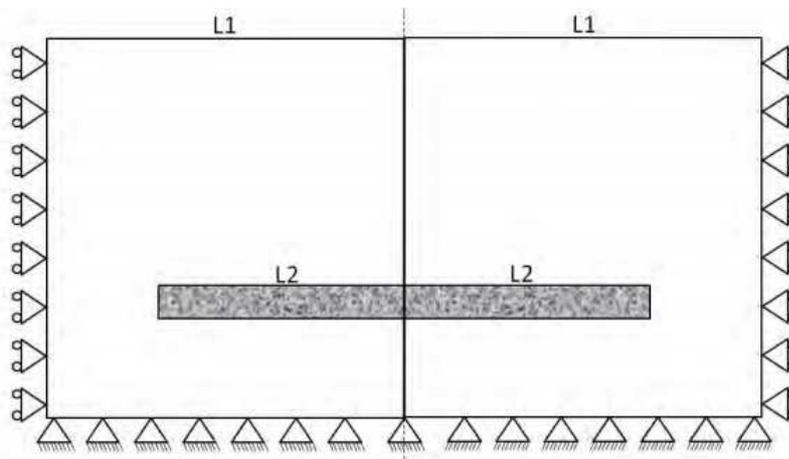


Figura 2.37. Representação do modelo numérico utilizado por Ferreira (2014) para avaliar o impacto da extensão lateral na subsidência, onde L2 é meio comprimento do reservatório e L1 é meio comprimento do modelo (FERREIRA, 2014).

O autor comparou a resposta numérica do modelo em elementos finitos com a resposta de subsidência de um modelo analítico. De acordo com Ferreira (2014), somente com extensões laterais da ordem de cinco vezes o comprimento do reservatório a resposta do modelo numérico coincide com a do modelo analítico.

Segundo as análises feitas pelo autor, quando a extensão lateral não é suficientemente grande para atender a condição de contorno, a subsidência do modelo numérico é maior do que a resposta do modelo analítico. Entretanto, trabalhar com modelos tão grandes pode ser uma limitação para avaliar problemas de casos reais. Desta forma, no Apêndice A desta Dissertação é avaliado o impacto de considerar diferentes expansões laterais ao analisar as respostas do modelo do Campo B.

Após a expansão lateral, é necessário realizar a expansão para baixo. Nesta etapa do *workflow* é realizada a construção da malha para o *underburden*. Neste caso, é determinada uma espessura a ser somada ao nó mais profundo da malha até então construída (reservatório + *sideburden*), a quantidade de elementos e o fator de expansão. Ao final deste processo o modelo já possui o limite inferior, conforme apresentado na Figura 2.38.



Figura 2.38. Inclusão do *underburden* no modelo – adaptado de Inoue *et al.* (2014).

Por fim, a conclusão da construção da malha de elementos finitos que constitui o MEM se dá pela expansão do modelo na direção superior, incluindo as rochas que compõem o *overburden*. Este processo é feito pela expansão da malha até horizontes geológicos superiores ao reservatório. É possível determinar a quantidade de elementos e o fator de expansão entre cada horizonte que é incluído no modelo. Pelo menos o horizonte do fundo do mar deve ser inserido, pois este representa o limite superior do MEM. Esta é a etapa final de construção de malha do *workflow* apresentado por Albuquerque (2014), o qual pode ser seguido para a construção da malha de elementos finitos para diferentes MEMs, tanto de estudos para reservatórios sintéticos, quanto para casos reais. A Figura 2.39 apresenta o modelo ao final das etapas de construção de malha construída pelo autor para analisar o caso do Campo de Namorado.

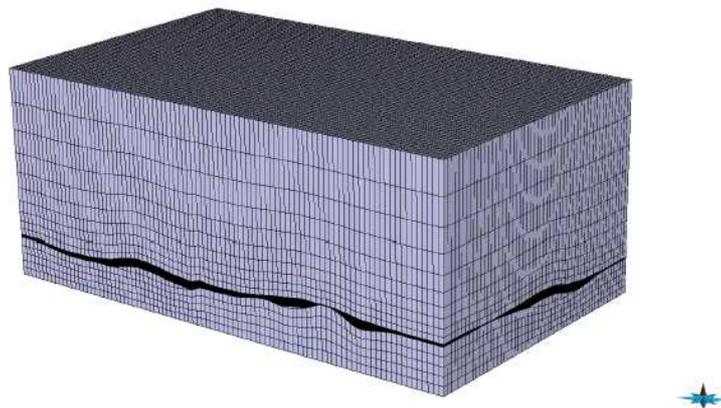


Figura 2.39. Malha de elementos finitos completa do MEM a ser analisado para o Campo de Namorado - adaptado de Albuquerque (2014).

Desta forma, a malha de elementos finitos do MEM está completa, incorporando a geometria do reservatório e das rochas adjacentes. Entretanto, além

da geometria, é necessário que os elementos sejam preenchidos com propriedades mecânicas para os cálculos geomecânicos.

2.4.2.2

Preenchimento da malha de elementos finitos com propriedades mecânicas através do *workflow* GAIA

Para que sejam realizados os cálculos geomecânicos é necessário preencher a malha de elementos finitos com propriedades mecânicas. Na metodologia GTEP/PUC-Rio, só são realizadas análises linear elásticas, ou seja, não são feitos cálculos envolvendo plasticidade. Devido a esta limitação, os elementos são preenchidos apenas com propriedades elásticas, não sendo necessário considerar parâmetros de resistência para as rochas. Além disso, nesta metodologia, as propriedades mecânicas são tratadas de forma isotrópica, de forma que são necessários apenas dois parâmetros elásticos para definir a matriz constitutiva do material. Desta forma, no *workflow* proposto por Albuquerque (2014), só é necessário inserir o módulo de Young e o coeficiente de Poisson para os elementos da malha do MEM.

Idealmente, estas propriedades deveriam ser obtidas diretamente através de ensaios laboratoriais para as diferentes rochas que constituem o MEM como, por exemplo, ensaios triaxiais (LACY, 1997). Neste caso, as medidas laboratoriais de módulo de Young e coeficiente de Poisson são ditas medidas estáticas e são as mais adequadas de serem consideradas na modelagem geomecânica (ZOBACK, 2007).

Entretanto, como a disponibilidade de amostras para a realização de ensaios em todas as rochas que compõem a coluna estratigráfica de um MEM é limitada, os valores destas propriedades podem ser obtidos de maneira indireta através da sísmica ou de perfis elétricos como, por exemplo, os perfis sônicos e o perfil de densidade que são obtidos durante a perfuração dos poços. A amostragem destas ferramentas é significativamente maior do que a proporcionada por amostras de rochas coletadas em poços. Porém, apesar desta ser uma maneira de obter facilmente estas propriedades, o módulo de Young e o coeficiente de Poisson obtidos a partir de perfis elétricos e da sísmica são ditas dinâmicos (ZOBACK, 2007).

Fjær *et al.* (2008) apresentam a Equação 2.108 para calcular o coeficiente de Poisson dinâmico (ν_D) e a Equação 2.109 para obter o módulo de Young dinâmico (E_D), ambas expressões baseadas na teoria da propagação de ondas acústicas e

dependem apenas da velocidade compressional (v_p), da velocidade cisalhante (v_s) e da massa específica (ρ) do meio. Estas propriedades podem ser obtidas de forma indireta a partir de perfis elétricos ou a partir do processamento da sísmica utilizada para caracterizar o campo.

$$v_D = \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{2(v_p^2 - v_s^2)} \quad (2.108)$$

$$E_D = \rho v_s^2 \frac{3v_p^2 - 4v_s^2}{v_p^2 - v_s^2} \quad (2.109)$$

Entretanto, conforme Zoback (2007) afirma, é desejável que sejam utilizados os valores estáticos dos parâmetros elásticos na modelagem geomecânica. Sabendo que a correção dos parâmetros dinâmicos para estáticos é importante, Lacy (1997) obteve correlações para corrigir o módulo de Young dinâmico (E_D) para o módulo de Young estático (E) baseadas em ensaios laboratoriais. O autor comparou valores dinâmicos e estáticos para diferentes tipos de rochas e obteve expressões para realizar a correção. Na Figura 2.40 está apresentado o gráfico onde o autor confronta resultados de Young estático e dinâmico para amostras de folhelhos. Neste gráfico, está a expressão que o autor recomenda para realizar a correção para folhelhos, em que o coeficiente de correlação é 0,9259.

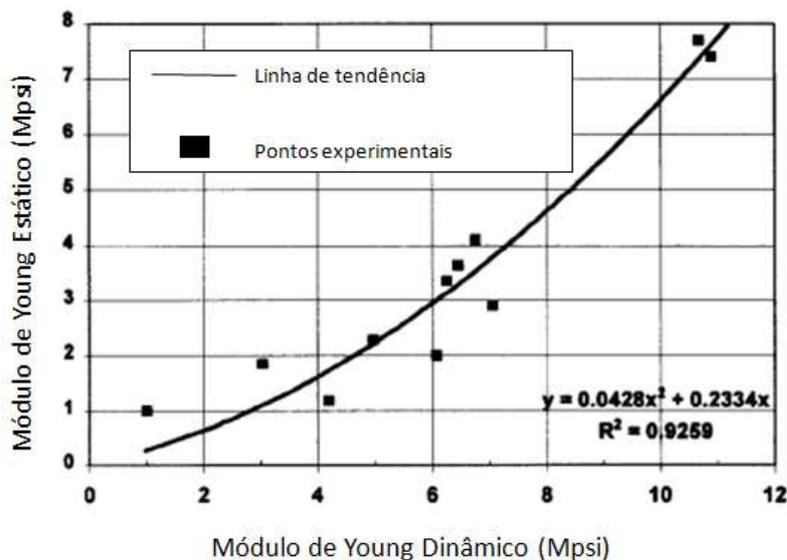


Figura 2.40. Correlação entre módulo de Young estático e dinâmico para amostras de folhelho – adaptado de Lacy (1997).

Portanto, Lacy (1997) recomenda que seja utilizada a Equação 2.110 para corrigir o módulo de Young de folhelhos, a Equação 2.111 para corrigir o módulo de Young de arenitos e uma equação mais geral (Equação 2.112) que poderia ser usada para todos os tipos de litologias, incluindo carbonatos, porém com um ajuste pior do que as anteriores. O autor não apresenta a correção específica para carbonatos.

$$E = 0,0293E_D^2 + 0,4533E_D; \quad (2.110)$$

$$E = 0,0428E_D^2 + 0,2334E_D; \quad (2.111)$$

$$E = 0,018E_D^2 + 0,422E_D, \quad (2.112)$$

onde a unidade do módulo de Young estático e dinâmico é Mpsi.

Diversos trabalhos a respeito de geomecânica de reservatórios que envolvem a determinação de propriedades mecânicas de rochas como Lacy (1997), Zoback (2007), Fjær *et al.* (2008) e Schön (2011) não apresentam expressões para corrigir o Poisson dinâmico para o estático. Em geral, não são obtidas boas correlações para este tipo de correção. Desta forma, a utilização do coeficiente de Poisson dinâmico, obtido diretamente da Equação 2.108 pode ser uma alternativa caso não existam ensaios laboratoriais.

Conforme visto nas equações 2.108 e 2.109 é imprescindível a medida da velocidade cisalhante da onda acústica para determinar as propriedades elásticas de interesse. Entretanto, nem sempre estão disponíveis medidas da velocidade cisalhante no conjunto de perfis elétricos que são obtidos nos poços. Nestes casos, uma maneira de obter a velocidade cisalhante a partir da velocidade compressional é apresentada por Castagna *et al.* (1984) através da Expressão 2.113.

$$\vartheta_s = 0,821\vartheta_p - 1,1724. \quad (2.113)$$

Portanto, após reunir as propriedades elásticas necessárias para a análise geomecânica, é possível popular o MEM com os valores de módulo de Young e coeficiente de Poisson desejados através do *workflow* GAIA de forma simples. O processo é realizado atribuindo propriedades para cada uma das partes do MEM detalhadas no tópico 2.4.2.1 desta Dissertação, possibilitando a construção de modelos heterogêneos do ponto de vista mecânico. Além disso, utilizando

funcionalidades do GOCAD como, por exemplo, ferramentas de geoestatística, é possível atribuir diferentes propriedades mecânicas para cada elemento (ALBUQUERQUE, 2014).

Além da geometria e das propriedades mecânicas, também deve ser definido o estado de tensões *in situ* na construção de um MEM. O *workflow* GAIA permite que isto seja feito.

2.4.2.3

Definição do estado de tensões *in situ* através do *workflow* GAIA

A definição das tensões *in situ* envolve determinar as magnitudes e as direções das tensões principais para todo o domínio do MEM. Segundo Zoback (2007), as tensões principais, para a grande maioria dos casos de geomecânica de reservatórios, são: a tensão vertical e as tensões horizontais maior e menor que agem sobre as rochas. Diferentes maneiras de obtenção das magnitudes e direções das tensões *in situ* podem ser encontradas com grandes detalhes em Zoback (2007) e Fjær *et al.* (2008), não fazendo parte do escopo desta Dissertação discuti-las. Aqui será tratada a maneira como estas tensões são consideradas no método de acoplamento GTEP/PUC-Rio e como são inseridas no MEM através do *workflow* GAIA.

Conforme descrito por Albuquerque (2014), na metodologia GTEP/PUC-Rio é possível inserir o estado inicial de tensões de maneira simplificada. Como todas as análises realizadas pela metodologia são linear elásticas, o estado inicial de tensões *in situ* não influencia os deslocamentos como em uma análise que envolve plasticidade. Em casos em que são considerados cálculos de plasticidade, as tensões vão definir o quão próximo da ruptura a rocha se encontra em seu estado inicial de tensões. No caso em que são realizadas somente análises linear elásticas, os deslocamentos são funções dos parâmetros elásticos, do Biot e da pressão de poros, o que pode ser observado na Equação 2.37.

Na metodologia proposta por Albuquerque (2014), a tensão vertical é inserida através de um peso específico médio das rochas, o qual é internamente integrado na profundidade, somado à tensão vertical causada pela lâmina d'água (para casos de reservatórios *offshore*) e, desta forma, é gerada a tensão vertical que age sobre cada elemento do modelo. Este peso específico é o produto da gravidade pela massa específica média das camadas sobrejacentes ao reservatório.

Já as magnitudes das tensões horizontais são inseridas através de coeficientes que representam multiplicadores da tensão vertical. Sendo a relação entre a tensão vertical e a tensão horizontal maior representada por K_H e a relação entre a tensão vertical e a horizontal menor representada por K_h . Na Figura 2.41 está destacada a forma como as tensões originais *in situ* são inseridas do *workflow* GAIA.

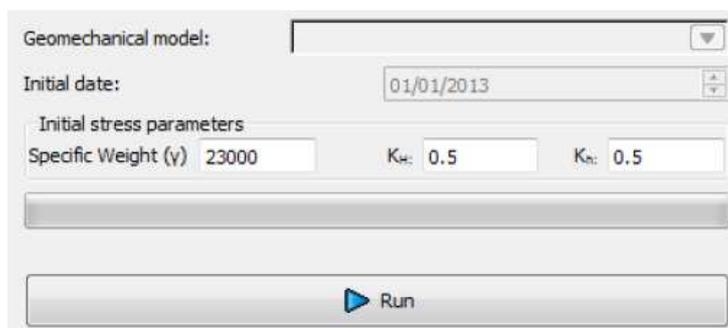


Figura 2.41. Janela para determinação das tensões iniciais do MEM no *workflow* GAIA – adaptado de Albuquerque (2014).

Uma limitação presente na metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio é não ser possível alterar a direção das tensões horizontais. A direção da tensão horizontal maior é tomada como a mesma direção do eixo x do *grid* de simulação de reservatórios, já a direção da tensão horizontal menor é perpendicular a esta. Apesar desta limitação, como descrito anteriormente, sendo a análise linear elástica, não existe influência das tensões iniciais no cálculo dos deslocamentos. Os deslocamentos irão afetar os cálculos da porosidade, permeabilidade, subsidência e compactação analisadas em qualquer estudo de acoplamento hidromecânico realizado através da metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio.

Além disso, na metodologia em questão, o parâmetro de Biot é assumido igual a 1. Esta premissa foi tratada no tópico 2.4.1 quando foram abordados os fundamentos teóricos desta metodologia. Desta forma, não é necessário atribuir este parâmetro aos elementos da malha.

Finalmente, após a construção da malha de elementos finitos que representa o reservatório e as rochas adjacentes, o seu preenchimento com propriedades elásticas e a determinação do estado inicial de tensões, um MEM completo é determinado para o campo de análise através do *workflow* GAIA.

Conforme dito quando estavam sendo tratados os diferentes métodos de acoplamento hidromecânico, a análise acoplada que é feita com o MEM é realizada para muito mais elementos do que apenas as células do reservatório, o que pode

demandar muito tempo de análise (SETTARI, 2005). Portanto, para tentar superar o problema do tempo, a metodologia GTEP/PUC-Rio lançou mão da utilização de processamento em GPU para otimizar as rodadas.

2.4.3

Conceito de processamento em GPU aplicado às análises geomecânicas através da metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio

Diversos autores como, por exemplo, Settari (2005) e Tran *et al.* (2009) afirmam que análises hidromecânicas acopladas demandam tempo de processamento extra significativo frente às simulações convencionais de reservatórios. Geralmente, a análise de tensões é realizada através do método de elementos finitos, sendo o custo computacional alto devido, principalmente, ao tamanho dos modelos, muitas vezes na ordem de milhões de elementos. Esta enorme quantidade de elementos envolve a solução de sistemas de equações lineares cada vez maiores. Desta forma, conforme afirmam Woodhams *et al.* (2015), a utilização de computação de alto desempenho pode ser uma solução adequada para superar os grandes tempos de processamento.

Neste sentido, Inoue *et al.* (2014) salientam que a metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio envolve a utilização de *hardware* com alto poder de processamento e a aplicação de algoritmos otimizados para a solução da análise de tensões, a qual geralmente é o gargalo de análises hidromecânicas acopladas. Todas estas funcionalidades estão presentes no programa de análise de tensões em elementos finitos denominado CHRONOS, desenvolvido para ser executado em GPU. O CHRONOS é uma alternativa ao programa comercial de análise de tensões ABAQUS, também implementado em elementos finitos e que pode ser escolhido como programa de análise de tensões na metodologia GTEP/PUC-Rio. No entanto, o ABAQUS utiliza processamento em CPU (ABAQUS, 2010).

Conforme apresentado por Inoue *et al.* (2014), a possibilidade de utilizar o CHRONOS como programa de análise de tensões visa reduzir os custos computacionais e tornar possível a aplicação de análises hidromecânicas acopladas para casos reais em tempos não impeditivos.

Do ponto de vista de otimização de *hardware*, de acordo com Woodhams *et al.* (2015), a utilização de GPUs vem sendo uma alternativa comumente aplicada na indústria de jogos e de processamento de imagens, pois estas são capazes de

realizar uma quantidade de operações de pontos flutuantes muito maiores do que CPUs. CPUs foram desenvolvidas com o objetivo de lidar com tarefas como, por exemplo, manipulação de banco de dados e editores de texto. Estas são tarefas sequenciais com baixa demanda de operações de pontos flutuantes.

Woodhams *et al.* (2015) apontam que, quando as tarefas envolvem soluções de grandes sistemas de equações lineares, como em simulações geomecânicas, a elevada capacidade de realizar operações de pontos flutuantes das GPUs as torna muito mais atrativas do que CPUs. Na Figura 2.42 está apresentada a evolução da performance, em termos de capacidade da realização de operações de pontos flutuantes, em GPUs NVIDIA e CPUs Intel, onde é possível verificar claramente a superioridade das GPUs neste aspecto.

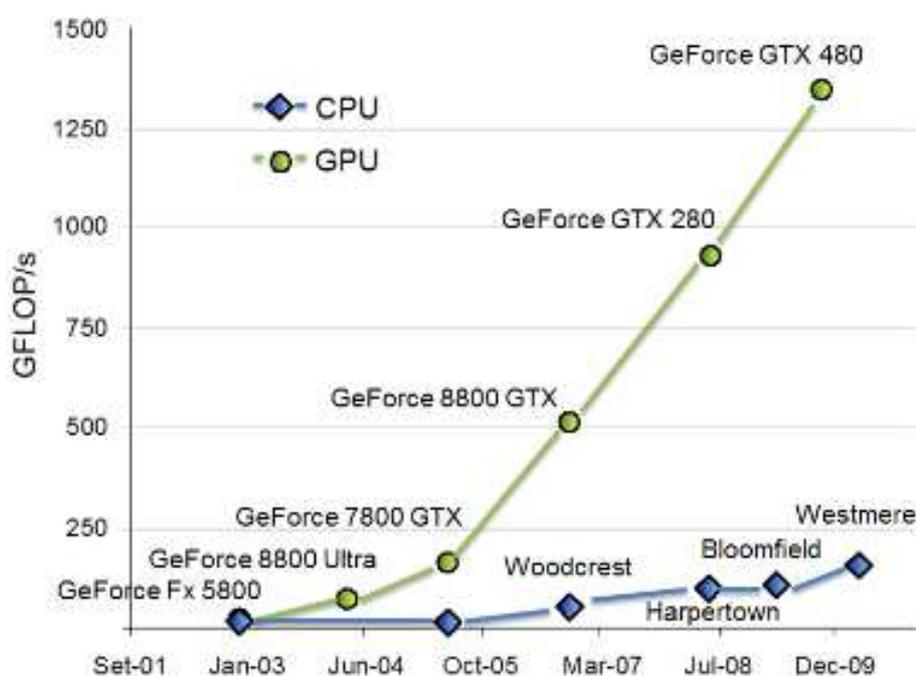


Figura 2.42. Evolução da capacidade de realizar operações de pontos flutuantes em GFLOP/s para GPUs NVIDIA e CPUs Intel (NVIDIA, 2011).

Inoue *et al.* (2014) afirmam que esta grande diferença na capacidade de processamento é devido à enorme quantidade de núcleos (parte do processador responsável pela leitura, escrita e execução de instruções) presentes nas GPUs frente à quantidade destes elementos nas CPUs. Por exemplo, enquanto CPUs Intel Core i3-i7 possuem de 4 a 8 núcleos de processamento, uma GPU AMD Radeon HD 6970 possui 1536 núcleos. Na Figura 2.43 está ilustrada a diferença da quantidade de núcleos em CPUs e GPUs.

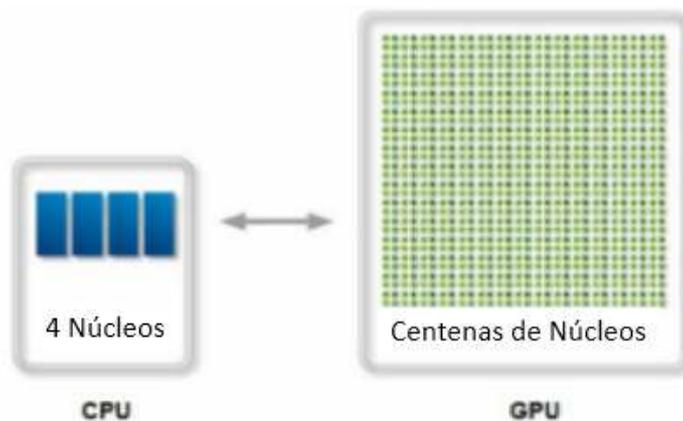


Figura 2.43. Ilustração a respeito da quantidade de núcleos de processamento em uma CPU e em uma GPU – adaptado de NVIDIA (2011).

Além disso, a associação de várias GPUs em paralelo pode aumentar consideravelmente o desempenho das simulações. Woodhams *et al.* (2015) apresentam testes em que foram combinadas quatro GPUs em paralelo e, quando comparados à utilização de apenas uma GPU, foi possível reduzir em até três vezes o tempo gasto na solução de sistemas de equações lineares.

De acordo com o apresentado por Inoue (2015), atualmente na metodologia GTEP/PUC-Rio é possível executar o CHRONOS com 4 GPUs em paralelo. As placas utilizadas são do tipo NVIDIA GeForce GTX Titan (Figura 2.44), sendo que cada uma é constituída por 2880 núcleos de processamento, sendo no total 11520 núcleos de processamento utilizados ao realizar análises com o CHRONOS. Apesar de estar disponível um grande poder de processamento, este *hardware* necessita de pequeno espaço, sendo comportado em um gabinete convencional de um *desktop*, conforme apresentado na Figura 2.45.



Figura 2.44. GPU NVIDIA GeForce GTX Titan (INOUE, 2015).

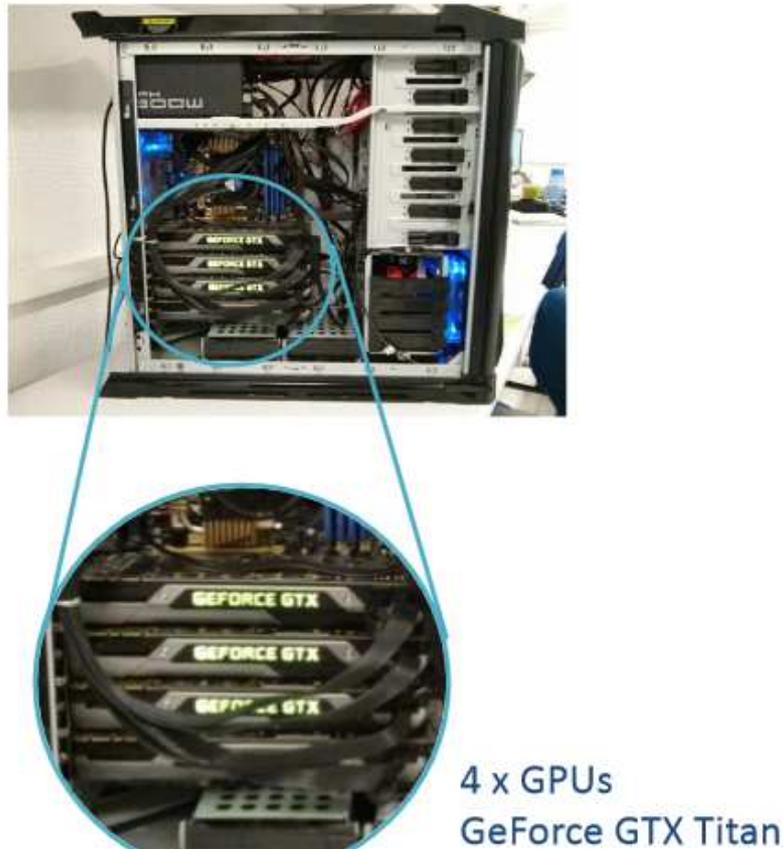


Figura 2.45. GPUs instaladas em um gabinete convencional de um *desktop* (INOUE, 2015).

Além do CHRONOS contar com muitos núcleos de processamento para seus cálculos, proporcionados pela utilização de GPUs, Inoue *et al.* (2014) cita dois pontos principais em que foram implementados algoritmos otimizados para a solução da análise de tensões, os quais contribuem para a rapidez do programa.

O primeiro ponto é o processo de montagem da matriz de rigidez do problema geomecânico. A matriz de rigidez é montada seguindo a lógica de preenchimento por linhas, o que segundo Inoue *et al.* (2014), reduz significativamente o tempo tomado por esta etapa. Além disso, o autor aponta que a solução do sistema de equações lineares através do método dos gradientes conjugados é mais um ponto de otimização do programa. Maiores detalhes a respeito destes procedimentos podem ser encontrados em Inoue *et al.* (2014) e estão além do escopo desta Dissertação.

Para ilustrar o potencial das melhorias de *hardware* e dos algoritmos presentes no CHRONOS, Inoue (2015) compara o resultado da montagem da matriz de rigidez para um modelo de 1.000.000 elementos entre uma simulação com algoritmo otimizado utilizando apenas uma GPU e uma simulação em CPU

utilizando um algoritmo convencional de montagem de matriz de rigidez. Neste caso, o desempenho da GPU foi 261 vezes mais rápido que o do teste feito em CPU.

Para avaliar a performance da solução do sistema de equações lineares, o autor realizou um teste com um modelo de 250.000 elementos, através do método dos gradientes conjugados utilizando apenas uma GPU, e uma simulação em CPU utilizando um algoritmo convencional de solução de sistemas de equações lineares. Neste caso, tempo de processamento da GPU foi 24 vezes mais rápido que o teste feito em CPU. Estes dados mostram o grande potencial das melhorias presentes no CHRONOS no que diz respeito às simulações geomecânicas.

Portanto, a metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio trata as equações de forma robusta, visa facilitar a montagem de modelos para análises hidromecânicas acopladas através do *workflow* GAIA e possui a opção da utilização do CHRONOS como programa de simulação geomecânica, o que reduz o tempo das análises. Esta metodologia foi testada em diferentes modelos, alguns dos quais serão apresentados a seguir.

2.4.4 Casos analisados utilizando a metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio

O primeiro caso em que foi aplicada a metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio apresentado na literatura foi em sua validação realizada por Inoue & Fontoura (2009b). O objetivo dos autores foi mostrar que as variáveis que estão sendo consideradas para o acoplamento são consistentes e que a solução do acoplamento *two-way* proposto nesta metodologia apresenta respostas que se aproximam do acoplamento total.

Para realizar esta validação, a resposta do acoplamento total foi gerada utilizando o módulo de poroelasticidade do ABAQUS, o qual, além de ser um programa de elementos finitos para análise de tensões, é capaz de simular problemas hidromecânicos de forma totalmente acoplada. Entretanto, Inoue & Fontoura (2009b) salientam que o ABAQUS é limitado a realizar análises para casos de escoamento monofásico. Neste teste, os autores validaram o esquema de acoplamento hidromecânico utilizando o simulador de reservatórios ECLIPSE e o módulo de análise de tensões convencional do ABAQUS para realizar as análises geomecânicas.

Inoue & Fontoura (2009b) utilizaram o caso proposto por Dean *et al.* (2006) para validar o esquema de acoplamento. Mais tarde, Lautenschläger *et al.* (2013a) utilizaram este exemplo para testar o mesmo esquema de acoplamento hidromecânico, porém sendo o IMEX o simulador de reservatórios. Desta forma, para ilustrar a validação da metodologia GTEP/PUC-Rio serão apresentados os resultados do trabalho de Lautenschläger *et al.* (2013a), pois este também contempla as conclusões obtidas por Inoue & Fontoura (2009b).

O problema utilizado para validação, baseado no proposto por Dean *et al.* (2006), consiste em um reservatório homogêneo, prismático e saturado apenas de água. Este possui um poço produtor vertical em seu centro, o qual opera com vazão fixa e igual a 7950 m³/d (50000 barris/d) de água por 1200 dias. A geometria do modelo utilizado nas análises, incluindo o reservatório e as rochas adjacentes, está apresentada na Figura 2.46. Esta geometria foi discretizada em uma malha com um total de 5292 elementos, sendo 605 elementos/células correspondentes ao reservatório. Esta malha está representada na Figura 2.47, onde o reservatório foi destacado em vermelho.

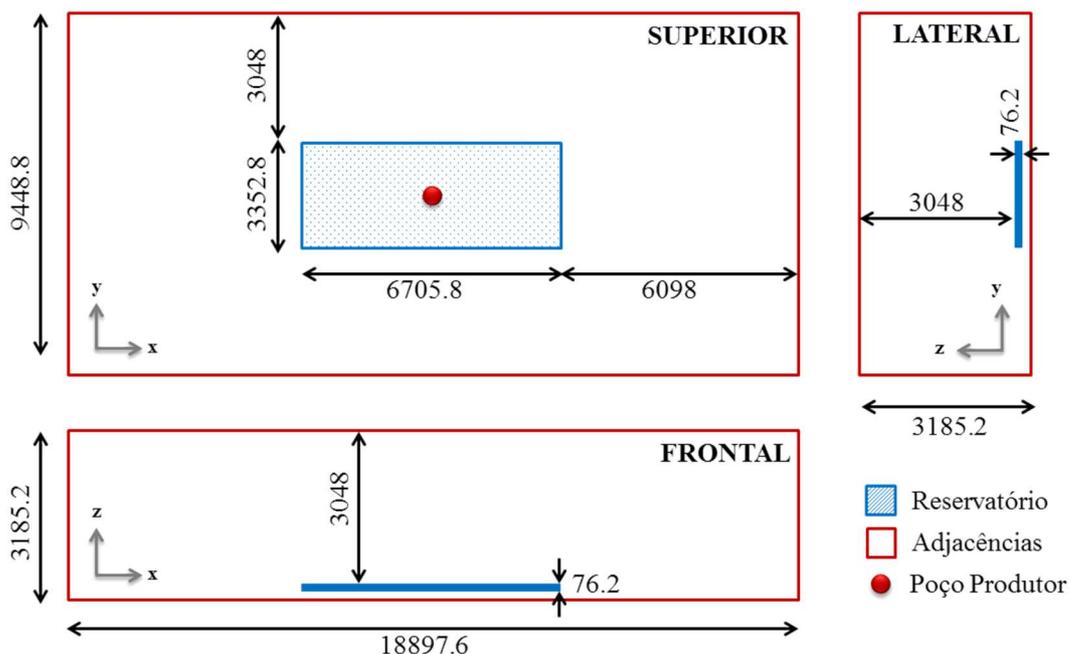


Figura 2.46. Geometria do caso de validação (unidades em metros) - Lautenschläger *et al.* (2013a).

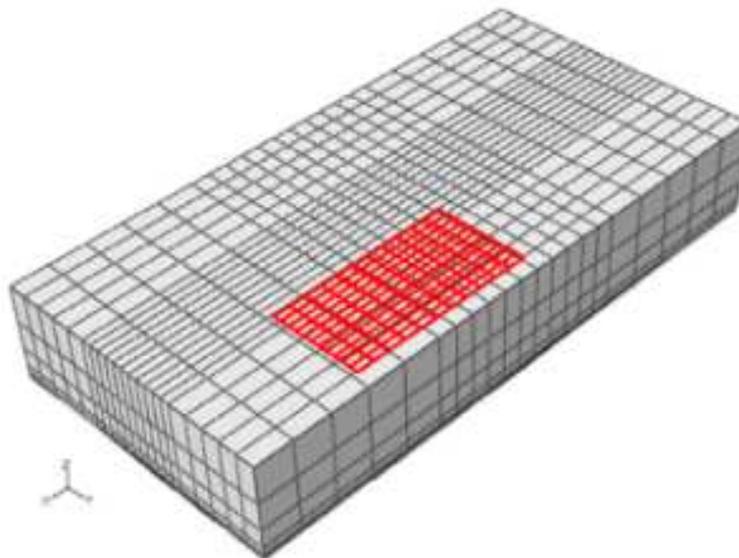


Figura 2.47. Malha de elementos finitos do caso de validação - Lautenschläger *et al.* (2013a).

As principais características deste modelo, quanto a propriedades de fluido e de rocha, estão presentes na Tabela 2.1.

Tabela 2.1. Propriedades de fluido e de rochas utilizadas no caso de validação – adaptado de Lautenschläger *et al.* (2013a).

Propriedades	Valores
Fator de Volume de Formação a 0,1013 MPa	1
Viscosidade	1 cp
Massa Específica do Fluido a 0,1013 MPa	10^3 kg/m ³
Compressibilidade do Fluido	$4,35 \times 10^{-4}$ MPa ⁻¹
Compressibilidade da Rocha (para o caso one-way)	$4,83 \times 10^{-2}$ MPa ⁻¹
Permeabilidade Horizontal	100 mD
Permeabilidade Vertical	10 mD
Porosidade	0,25
Módulo de Young do reservatório	0,69 GPa
Módulo de Young das rochas adjacentes	6,9 GPa
Coefficiente de Poisson	0,25

Na Figura 2.48 estão curvas de pressão média do reservatório ao longo dos 1200 dias de simulação para o acoplamento total e para o acoplamento hidromecânico *two-way*, sendo este último analisado com duas combinações de programas, ABAQUS-ECLIPSE e ABAQUS-IMEX. A mesma comparação consta na Figura 2.49, porém para o acoplamento *one-way*.

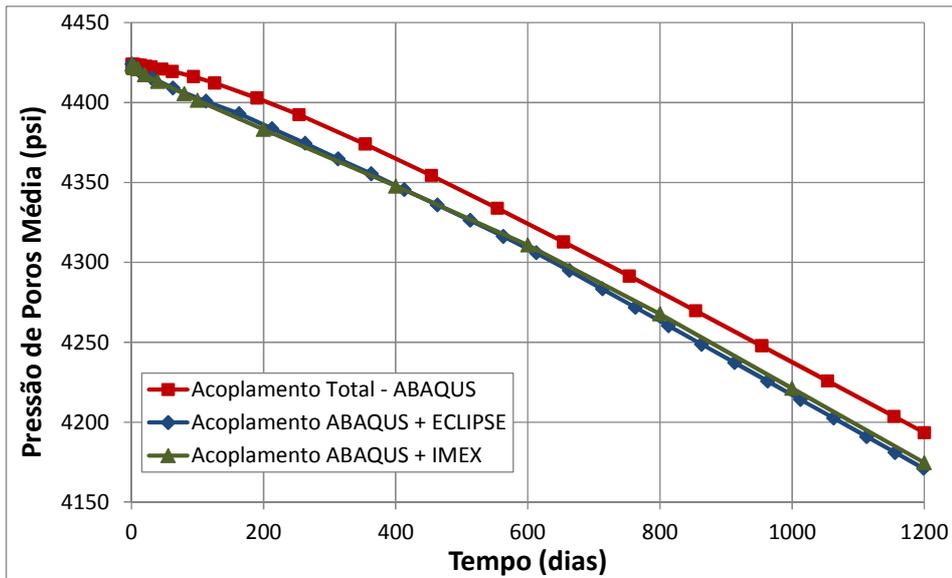


Figura 2.48. Pressão média no reservatório – comparação entre o método totalmente acoplado e o *two-way* para o caso de validação - adaptado de Lautenschläger *et al.* (2013a).

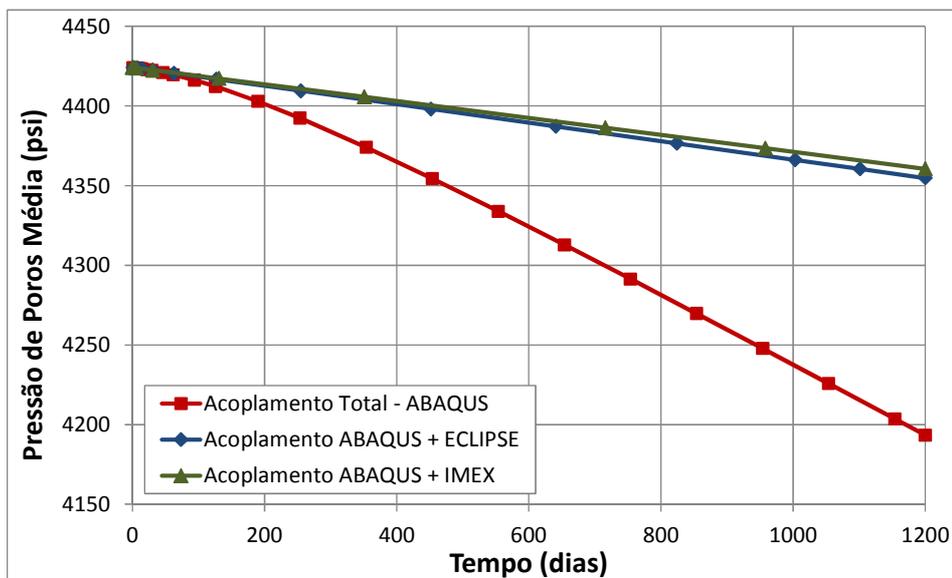


Figura 2.49. Pressão média no reservatório – comparação entre o método totalmente acoplado e o *one-way* para o caso de validação - adaptado de Lautenschläger *et al.* (2013a).

Desta forma, Lautenschläger *et al.* (2013a) mostram que há boa concordância entre o acoplamento *two-way* da metodologia proposta e o acoplamento total para os dois simuladores de reservatórios que foram aplicados nas análises. Já o acoplamento *one-way* apresenta resultado distante do acoplamento total, não se mostrando uma boa alternativa para a solução do caso analisado.

De acordo com os resultados apresentados por Lautenschläger *et al.* (2013a), também houve boa aproximação entre o acoplamento *two-way* e o acoplamento total nas respostas de compactação e subsidência. A Figura 2.50 mostra a

compactação, em um ponto localizado na região central do topo do reservatório, para o acoplamento total e para o acoplamento *two-way*. Novamente foram avaliadas duas combinações de programas, ABAQUS-ECLIPSE e ABAQUS-IMEX. A Figura 2.51 mostra a subsidência (topo do modelo), na mesma posição central em que foi avaliada a compactação.

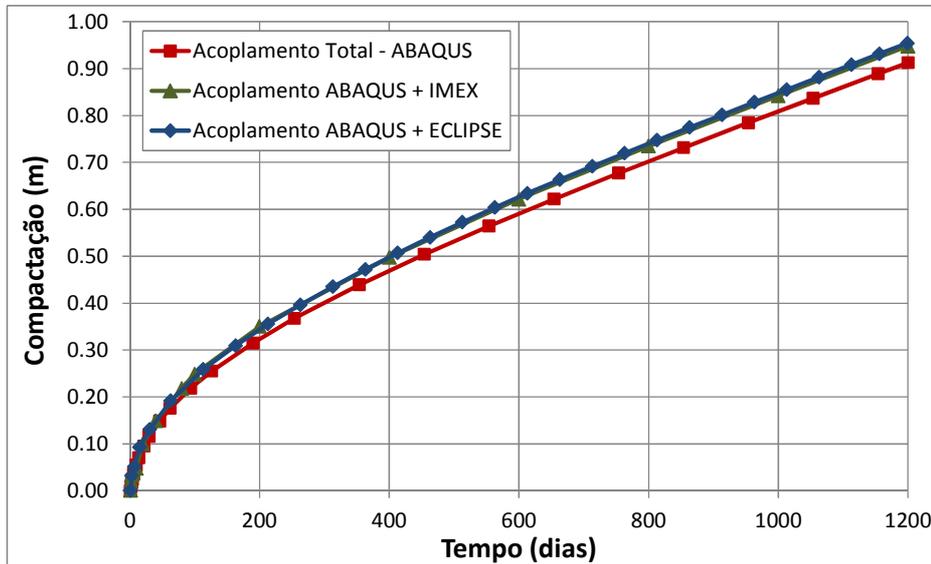


Figura 2.50. Compactação em um ponto no topo do reservatório – comparação entre o método totalmente acoplado e o *two-way* para o caso de validação - adaptado de Lautenschläger *et al.* (2013a).

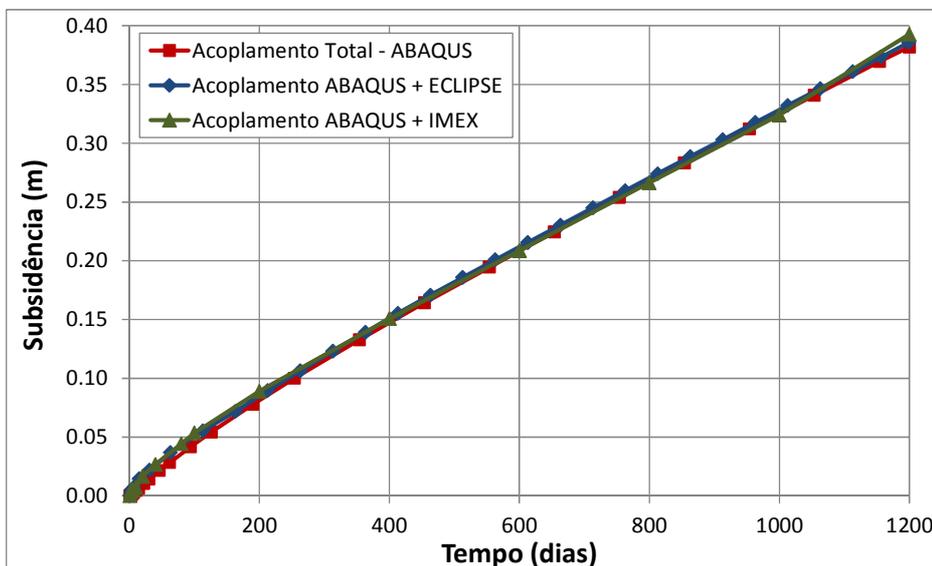


Figura 2.51. Subsidência na superfície do modelo – comparação entre o método totalmente acoplado e o *two-way* para o caso de validação - adaptado de Lautenschläger *et al.* (2013a).

Outros testes envolvendo o mesmo modelo foram apresentados em Lautenschläger (2014), onde foram realizadas sensibilidades quanto à vazão do poço produtor, além de ter sido mais detalhada a análise de deslocamentos. Os

resultados obtidos confirmaram a aproximação das respostas do modelo *two-way* ao acoplamento total. Desta forma, os autores consideram o esquema de acoplamento *two-way* proposto, implementado na metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio, validado pelo acoplamento total.

Após a validação do esquema de acoplamento em um caso monofásico, Lautenschläger *et al.* (2013b) fizeram estudos em casos envolvendo um modelo de reservatório *black-oil*, em que o objetivo principal foi entender como o acoplamento hidromecânico é impactado em situações onde a pressão do reservatório vai abaixo de sua pressão de bolha e, conseqüentemente, ocorre o aparecimento de gás livre em condições de reservatório, um fluido com compressibilidade muito maior que a óleo. Neste caso, foi comparada a resposta *two-way*, onde o IMEX foi utilizado como simulador de fluxo e o ABAQUS adotado como simulador geomecânico, com a de uma simulação convencional de reservatórios apenas com o IMEX.

Lautenschläger *et al.* (2013b) utilizaram o mesmo modelo de reservatório e rochas adjacentes apresentado anteriormente no caso de validação, porém o fluido foi modificado de água para óleo com 27° API e pressão de bolha igual a 5000 psi. O reservatório está inicialmente subsaturado, ou seja, até que sua pressão atinja a pressão de bolha não há gás livre. Nesta análise, foi mantido apenas um poço produtor com vazão fixa e igual a 7950 m³/d de óleo. A Figura 2.52 apresenta a evolução, ao longo dos 1200 dias de simulação, das pressões em uma célula no topo do reservatório e das vazões de gás em condições de reservatórios para as simulações *two-way* (ABAQUS-IMEX) e convencional (IMEX). Como pode ser verificado, a pressão de poros da simulação convencional possui menor taxa de redução do que a simulação com acoplamento *two-way*, conseqüentemente, a rodada com o IMEX apresenta liberação de gás livre 160 dias mais tarde.

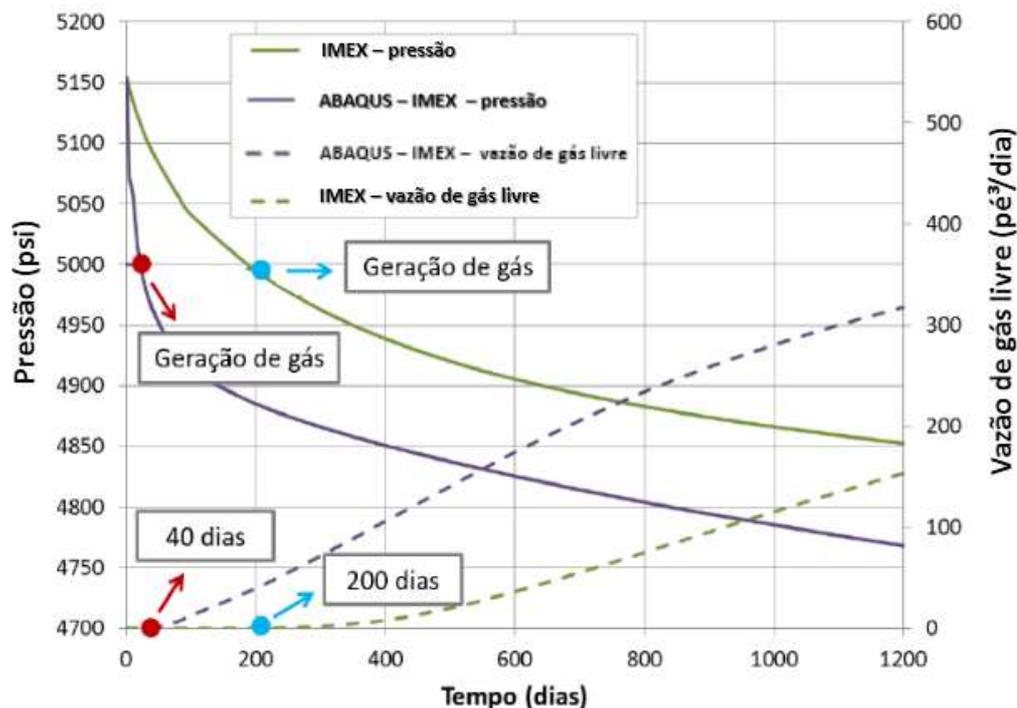


Figura 2.52. Variação da vazão de gás livre do produtor e da pressão de poros em uma célula no topo do reservatório para uma simulação convencional de reservatórios (IMEX) e para o acoplamento *two-way* (ABAQUS-IMEX) – adaptado de Lautenschläger *et al.* (2013b).

Lautenschläger *et al.* (2013b) observam que as taxas de decaimento da pressão de poros nas duas simulações se aproximam conforme gás livre aparece nos modelos, mostrando o impacto que este fluido de alta compressibilidade possui nos resultados das simulações. A Figura 2.53 apresenta as taxas de decaimento de pressão de poros nos dois casos, destacando que a partir de 100 dias as simulações tem comportamentos similares. Isto mostra o efeito de ter um fluido altamente compressível em condições de reservatório. Nesta análise é possível ver como a realização de uma simulação hidromecânica acoplada pode ser importante para o gerenciamento do reservatório.

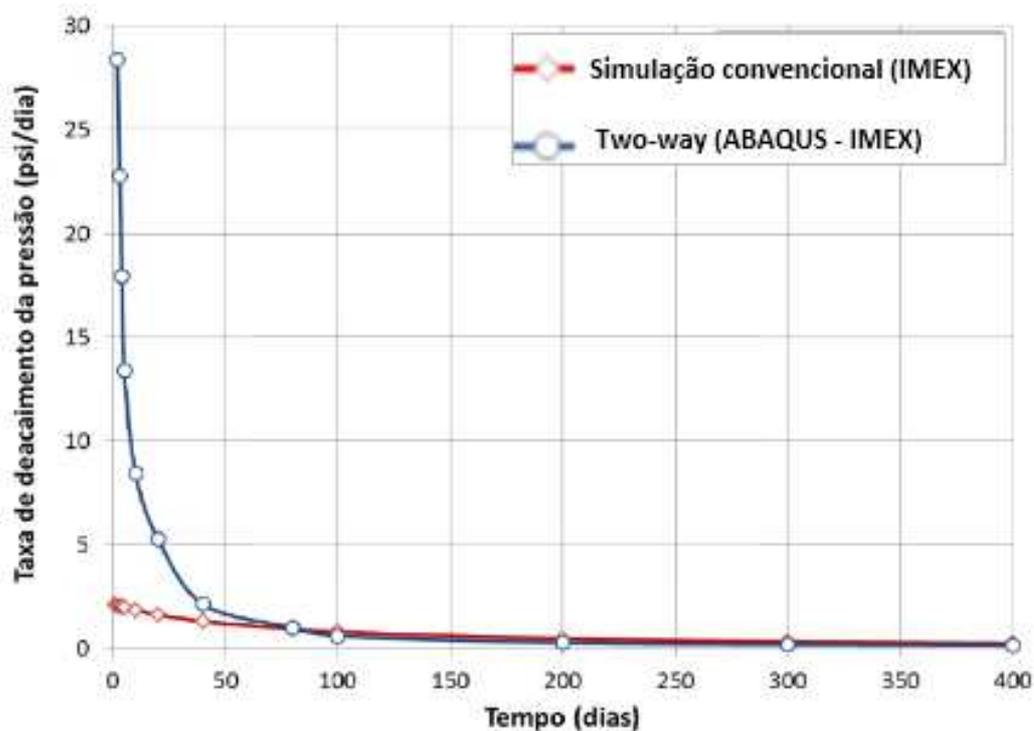


Figura 2.53. Taxa de queda de pressão de poros por tempo de simulação para uma simulação convencional de reservatórios (IMEX) e para o acoplamento *two-way* (ABAQUS-IMEX) – adaptado de Lautenschläger *et al.* (2013b).

Logo, o esquema de acoplamento GTEP/PUC-Rio foi validado e testado com modelos sintéticos em diferentes trabalhos. Para avaliar o seu desempenho em casos mais próximos de campos de petróleo reais, Inoue *et al.* (2011a) e Inoue *et al.* (2011b) fizeram análises utilizando um modelo simplificado do reservatório turbidítico do Campo de Namorado da Bacia de Campos. Em Inoue *et al.* (2011a) e Inoue *et al.* (2011b) foi utilizada a combinação ABAQUS-ECLIPSE para comparar resultados de pressão média, compactação e subsidência entre simulações *one-way* e *two-way* para o campo em questão. Análises similares com o mesmo modelo foram realizadas por Lautenschläger (2014), porém o autor aplicou a combinação de programas ABAQUS-IMEX na solução dos problemas.

Além das diversas análises utilizando o ABAQUS como *software* de elementos finitos para cálculos geomecânicos, também foram realizados estudos com o CHRONOS. Com o intuito de validar este programa, Inoue (2015) apresentou resultados de subsidência calculados através dos dois softwares para o modelo do Campo de Namorado. A Figura 2.54 ilustra a trajetória do modelo utilizada para avaliar a subsidência, bem como o gráfico comparando os valores calculados entre o ABAQUS e o CHRONOS, validando os resultados deste último.

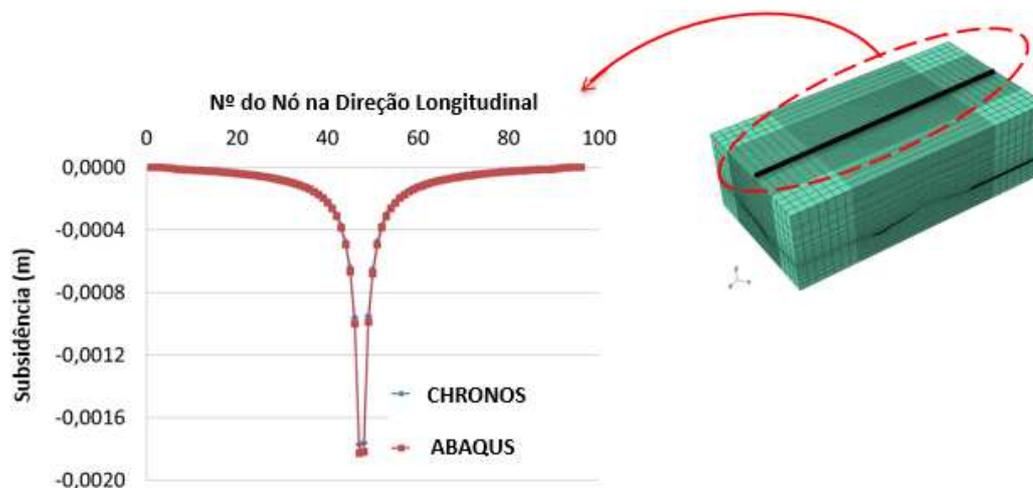


Figura 2.54. Validação do *software* CHRONOS através da subsidência (esquerda) calculada em uma trajetória do modelo do Campo de Namorado (direita) – adaptado de Inoue (2015).

Albuquerque (2014) utilizou o modelo do Campo de Namorado para testar a criação de um MEM através do *workflow* GAIA. Apesar de descrever a forma de criação do MEM, conforme apresentado no tópico 2.4.2.1 desta Dissertação, não foram utilizados horizontes geológicos, propriedades mecânicas e o estado de tensões representativos das rochas deste campo. Por exemplo, para as propriedades elásticas, o autor considerou que todo o reservatório possui módulo de Young igual a 1 GPa e coeficiente de Poisson igual a 0,25. Para todas as rochas adjacentes foi utilizado o mesmo coeficiente de Poisson do reservatório e módulo de Young igual a 70 GPa. O autor realizou as rodadas de acoplamento *two-way* aplicando a combinação de programas CHRONOS-IMEX para o campo de Namorado. Na Figura 2.55 é possível observar os deslocamentos verticais que o autor encontrou como resposta de uma simulação de produção de 1200 dias com acoplamento *two-way*, onde as cores mais frias indicam maiores deslocamentos verticais para baixo.

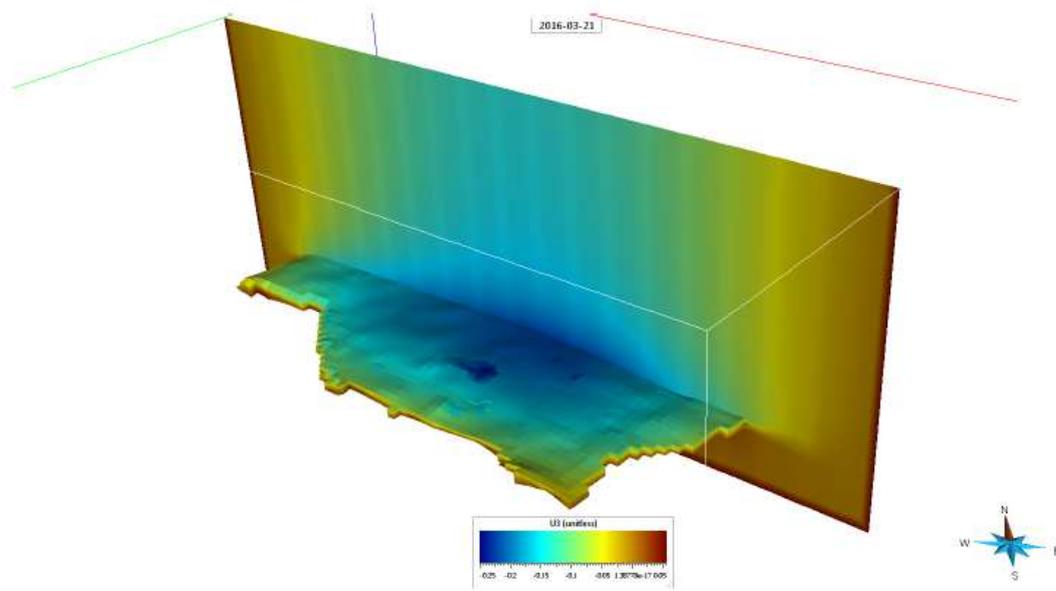


Figura 2.55. Deslocamentos verticais para o Campo de Namorado - Albuquerque (2014).

Apesar da metodologia GTEP/PUC-Rio ter sido utilizada em diferentes trabalhos, até o momento não foram realizados estudos para analisar casos em que estavam disponíveis informações de campos reais que permitissem montar MEMs representativos das rochas desses campos. Além disso, não foram realizadas análises que pudessem mostrar o impacto de considerar a modificação do campo de permeabilidade através do acoplamento hidromecânico em casos de campos reais. Desta forma, nesta Dissertação estes pontos serão abordados.

3

Construção do MEM do Campo B através da metodologia GTEP/PUC-Rio

O foco deste estudo é o reservatório carbonático de um campo de petróleo da Bacia de Campos, aqui denominado Campo B. Suas informações, em parte cedidas pela Petrobras e em parte presentes em Falcão (2013), possibilitaram a construção de um MEM representativo do campo de estudo. Para atingir este objetivo foi utilizada a metodologia de construção de MEMs apresentada por Albuquerque (2014) e previamente discutida no tópico 2.4 desta Dissertação.

Neste capítulo será realizada uma descrição do Campo B, com informações relevantes ao entendimento da metodologia e dos resultados obtidos.

Primeiramente, será apresentado o modelo convencional de simulação de fluxo utilizado. Este foi cedido pela Petrobras, sendo fundamental para os estudos desta Dissertação. O fato de ter sido adotado o próprio modelo de simulação de fluxo do reservatório de estudo traz muitos ganhos, pois particularidades reais como, por exemplo, diferentes regiões de depleção podem ser avaliadas.

Em seguida é discutida a construção da malha de elementos finitos para o Campo B, considerando o reservatório e suas rochas adjacentes. Além do modelo de simulação de fluxo, horizontes geológicos do campo, também fornecidos pela Petrobras, foram utilizados nesse processo para tornar a malha do MEM geometricamente representativa das rochas do Campo B.

Um ponto muito importante em qualquer análise hidromecânica acoplada é a origem das informações utilizadas para gerar as propriedades mecânicas do MEM. Para o reservatório carbonático do Campo B estão disponíveis informações de parâmetros elásticos em Falcão (2013). Além disso, a Petrobras disponibilizou informações de perfis elétricos de poços perfurados neste campo, os quais foram utilizados para o cálculo das propriedades mecânicas para as rochas do *overburden*, *sideburden* e *underburden*.

As informações disponíveis para o Campo B também foram utilizadas para definir de forma simplificada o estado de tensões *in situ* a ser considerado no estudo.

Portanto, ao final deste capítulo, é reunido o conjunto de informações necessárias para realizar análises hidromecânicas acopladas para o Campo B.

3.1 Descrição do Campo B

Descoberto pela Petrobras em 1977, o Campo B está localizado na porção do Rio de Janeiro da Bacia de Campos, a cerca de 85 km da costa. Sua lâmina d'água está em torno de 150 m e ele ocupa cerca de 12 km². É composto por diferentes reservatórios, sendo que o principal está em uma profundidade média de 2500 m, um carbonato de idade Albiano. Este reservatório é o foco deste estudo.

A Figura 3.1 apresenta a profundidade e a geometria do reservatório de interesse, além dos 25 poços produtores e 1 poço injetor que estão presentes nesta acumulação. Como pode ser observado, a estrutura é composta por duas regiões altas e uma porção intermediária rebaixada. Os poços estão distribuídos nos altos, em boa parte concentrados na porção mais elevada, a qual está à sudoeste do reservatório. Quanto à geometria, alguns dos poços do campo são verticais, porém a maioria é horizontal.

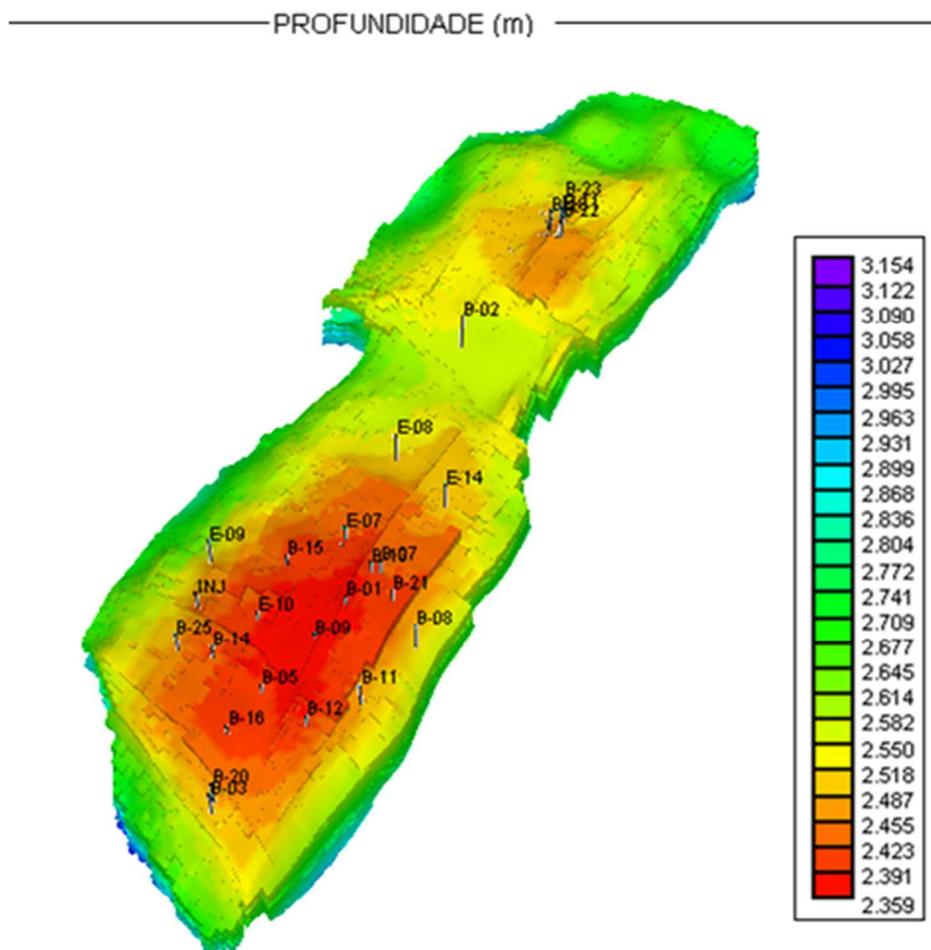


Figura 3.1. Profundidade e poços presentes no reservatório carbonático do Campo B.

As propriedades deste carbonato apontam que esta é uma rocha heterogênea. Por exemplo, as medidas de porosidade e permeabilidade possuem grande dispersão entre as diferentes amostras de rochas disponíveis. Na Figura 3.2, Falcão (2013) apresenta valores dessas propriedades para amostras coletadas em 9 poços deste reservatório. A permeabilidade pode variar de 0,01 mD até 1000 mD, enquanto a porosidade também apresenta grande variação, com casos que ultrapassa 35 % e outros em que não alcança 5%.

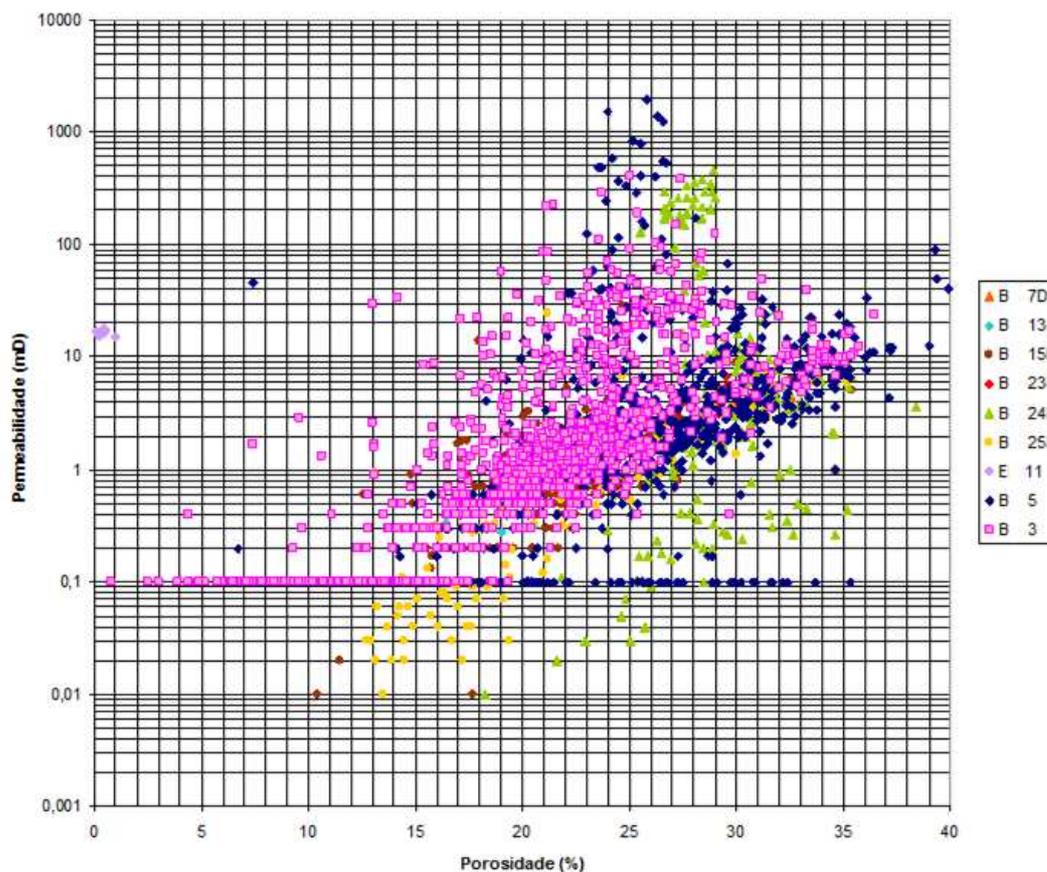


Figura 3.2. Relação entre porosidade e permeabilidade para diversas amostras de rocha do reservatório carbonático do Campo B – adaptado de Falcão (2013).

A descrição das diferentes fácies geológicas que compõem o reservatório foi realizada no tópico 2.3.2.4, tendo sido discutida como parte do trabalho de Falcão (2013). A presença destas fácies, com diferentes porosidades, permeabilidades e propriedades elásticas afeta tanto o fluxo, quanto o comportamento mecânico. Neste aspecto, é importante que os estudos considerem esta característica no modelo de fluxo e também no MEM.

Além da heterogeneidade, outra particularidade desse reservatório de grande interesse do ponto de vista geomecânico é a grande sensibilidade que a sua

permeabilidade possui às deformações sofridas pela rocha devido à depleção. Os resultados de ensaios laboratoriais obtidos por Soares (2000) e Soares & Ferreira (2002), previamente apresentados no tópico 2.2.3 desta Dissertação, destacam este efeito.

Quanto a propriedades de fluido, o óleo desta acumulação é classificado como petróleo médio, pois possui 24 °API, um típico *black-oil*.

Antes do início da produção, o fluido estava subsaturado, ou seja, não existia gás livre no reservatório. Em condições originais, a razão gás-óleo (RGO) do óleo é 119 m³/m³. Porém, conforme será apresentado a seguir, devido à produção sua pressão cai abaixo de sua pressão de saturação. Logo, gás livre aparece em condições de reservatório, um fluido cuja compressibilidade é muito maior que a dos demais que inicialmente saturavam o meio poroso. De acordo com Rosa *et al.* (2006), o aparecimento de gás livre pode ser observado quando a RGO de produção do reservatório aumenta continuamente além da RGO original do fluido. Isto pode ter impacto significativo nas análises hidromecânicas acopladas deste campo.

Segundo Falcão (2013), os geofísicos, geólogos e engenheiros de reservatórios responsáveis por gerenciar este campo relatam que a produção do mesmo sempre esteve abaixo da prevista pelos modelos de simulação. Neste sentido, a utilização de uma abordagem hidromecânica acoplada, utilizando o próprio modelo de simulação do campo, pode ajudar a explicar este comportamento.

3.2

Simulação convencional de fluxo do reservatório carbonático do Campo B com o IMEX

Na metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio, o modelo de fluxo do reservatório é o ponto de partida para construção do MEM. Logo, de forma a contribuir para o melhor entendimento do campo, tanto características geológicas, quanto particularidades relacionadas aos parâmetros de produção do reservatório serão discutidas a seguir.

Antes de iniciar a descrição do modelo de fluxo, segue um comentário importante. No dia a dia, da mesma forma que a maioria dos reservatórios é modelado, tanto a previsão de produção, quanto o gerenciamento deste reservatório são realizados utilizando simulação de fluxo convencional. O simulador de fluxo

utilizado pelos engenheiros de reservatórios deste campo é o IMEX, o que facilitou de forma significativa os estudos deste trabalho, pois é um programa que já estava incorporado na metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio.

No *grid* do modelo de fluxo, o reservatório está discretizado em 51 divisões em I, 142 divisões em J e 49 divisões em K. Entretanto, deste total de 354858 células, somente 191394 células são ativas, ou seja, são efetivamente consideradas durante uma simulação de fluxo. Para representar a geologia do reservatório de forma adequada, este *grid* é extremamente complexo, estando nele representadas muitas falhas geológicas e também *pinch-outs*. Na Figura 3.3 está apresentada uma vista 3D do *grid* de simulação do reservatório, onde as falhas geológicas que o cortam estão destacadas em preto. Nesta figura, a propriedade representada nas células é a profundidade e só estão sendo mostradas as células ativas. Na Figura 3.4 (a) estão exemplos das falhas geológicas do *grid* e na Figura 3.4 (b) um exemplo de *pinch-out*.

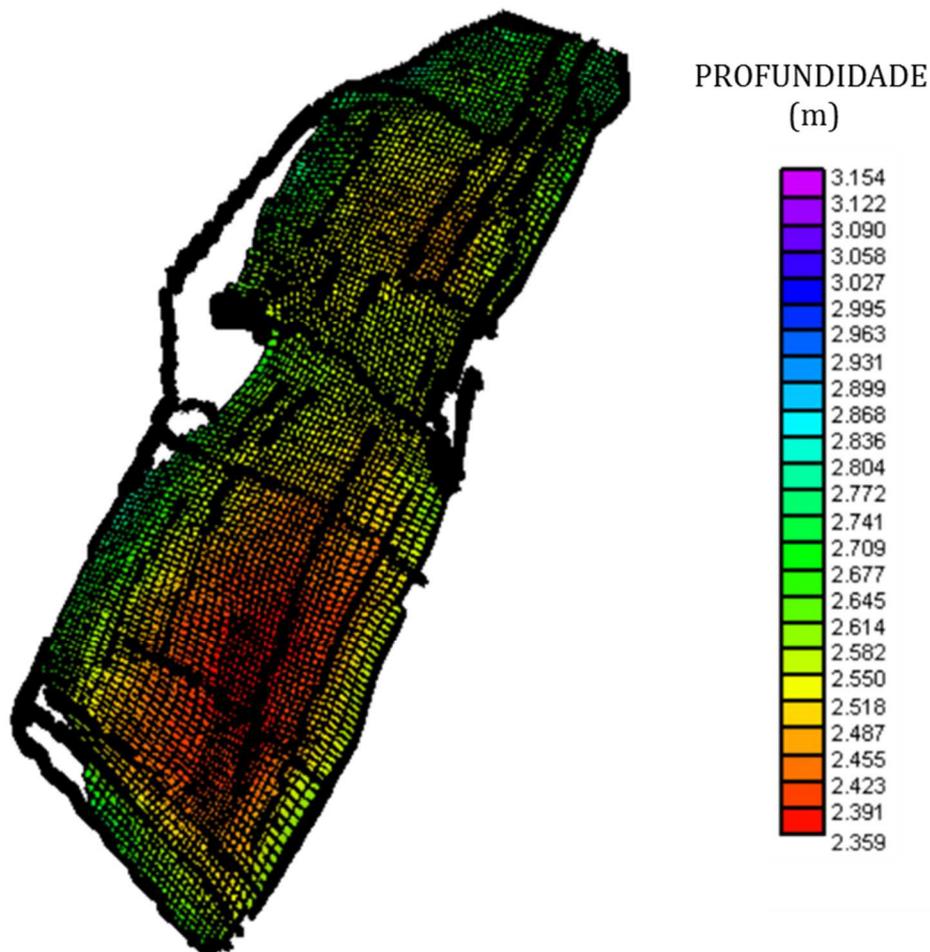


Figura 3.3. *Grid* de simulação de fluxo do reservatório carbonático do Campo B.

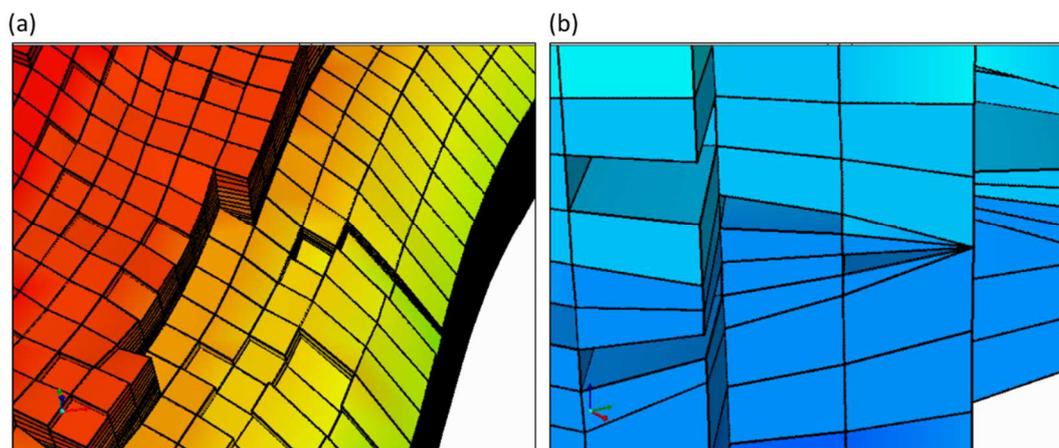


Figura 3.4. (a) Falhas geológicas e (b) *pinch-out* no *grid* de simulação de fluxo.

Com a geometria do *grid* de simulação de fluxo, incluindo os artefatos apresentados anteriormente na Figura 3.4, a complexidade estrutural deste reservatório é muito bem capturada. Entretanto, também é necessário haver uma adequada representação de sua heterogeneidade interna. Desta forma, as diferentes fácies deste reservatório também devem ser consideradas.

Conforme descrito no tópico 2.3.2.4, Falcão (2013) identifica que este carbonato é constituído basicamente por *wackestones* (WCK), *grainstones* (GRN), *packstone* peloidal com bioclastos e microoncolitos (PCKM), *packstone* peloidal oncolítico com bioclastos (PCKB) e *packstones* (PCK). No modelo utilizado neste trabalho existe uma simplificação, pois todas as variações de fácies *packstones* estão agrupadas em um único fácies PCK. Na Figura 3.5 está a proporção de cada uma das fácies representadas no modelo de fluxo. De maneira coerente com o observado por Falcão (2013), WCK é o que está em maior quantidade.

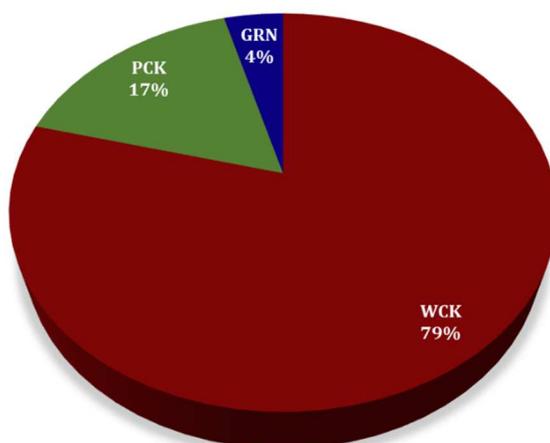


Figura 3.5. Proporção de fácies considerada no modelo de simulação de fluxo do reservatório carbonático do Campo B.

Estas fácies são distribuídas no *grid* de simulação de forma coerente com o entendimento geológico do reservatório pelos geólogos responsáveis pelo campo. Informações como, por exemplo, os perfis dos poços, os testemunhos e a sísmica do Campo B auxiliam nesta distribuição. Na Figura 3.6 (a) está a distribuição das fácies geológicas no modelo de fluxo utilizado nesta Dissertação. Na Figura 3.6 (b), para facilitar a visualização, estas estão representadas separadamente.

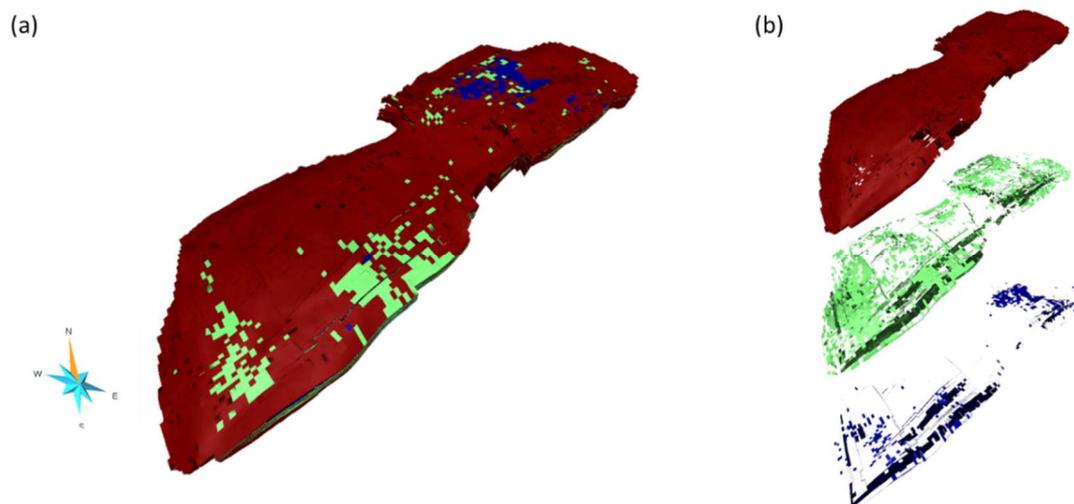


Figura 3.6. (a) Distribuição das fácies WCK (vermelho), GRN (verde) e PCK (azul) no modelo de fluxo. (b) Representação de cada fácies separadamente.

Como discutido no capítulo 2, nas simulações de fluxo convencionais a compressibilidade de poros é o parâmetro responsável por computar, de maneira simplificada e com limitações, os efeitos geomecânicos que ocorrem no reservatório durante a produção. No reservatório em questão, a cada uma das fácies geológicas é atribuído um valor de compressibilidade de poros, os quais foram obtidos diretamente do modelo fornecido pela Petrobras. A Tabela 3.1 apresenta o valor de compressibilidade de cada fácies do modelo.

Tabela 3.1 Compressibilidade de poros de cada fácies do modelo de fluxo.

Fácies	Compressibilidade de poros (KPa ⁻¹)
Wackestone	0,37x10 ⁻⁶
Packstone	0,51x10 ⁻⁶
Grainstone	1,12x10 ⁻⁶

Desta forma, utilizando o simulador de reservatórios IMEX foi gerada uma curva de produção com o modelo de fluxo apresentado anteriormente. Foram

considerados todos os 25 poços produtores e 1 poço injetor que estão no reservatório, respeitando seus posicionamentos originais, já apresentados na Figura 3.1.

Na análise realizada nesta Dissertação não foram consideradas curvas de fluxo vertical multifásico para gerar as condições de produção para os poços. Estas curvas representam as perdas de carga sofridas pelos fluidos desde o fundo do poço até as facilidades de produção. Neste aspecto, foi realizada uma simplificação no modelo de fluxo original fornecido pela Petrobras com o intuito de facilitar as análises e isolar efeitos que não estão no escopo deste trabalho.

Para cada poço produtor foi definida uma vazão inicial de óleo máxima e uma pressão de fundo mínima. Desta forma, quando o poço não tem potencial para produzir a vazão máxima, este trabalha com vazão de operação que respeita a pressão mínima de fundo. Os valores de vazão de óleo máxima e pressão de fundo mínima variam poço a poço, mas, em média, a vazão adotada foi de 1000 m³/d de óleo e a pressão de fundo mínima de 100 kgf/cm². Para o único poço injetor foi definida uma vazão de injeção máxima de 5000 m³/d de água. É importante destacar que esta simplificação não invalida e nem mesmo prejudica as análises que serão realizadas nesta Dissertação.

Portanto, adotando as premissas anteriores, foi realizada uma simulação convencional de fluxo com o programa IMEX considerando 600 dias de produção do reservatório carbonático do Campo B. A curva de produção de óleo total está apresentada na Figura 3.7. Pode ser observado que no início a produção era superior a 20000 m³/d, porém com o declínio natural de produção, esta chega a cerca de 8000 m³/d ao final de 600 dias. A mudança na taxa de declínio da vazão a partir de 240 dias pode estar associada ao efeito combinado entre o aumento da saturação de gás no reservatório, à chegada de água em alguns dos poços produtores e da própria variação de propriedades do óleo devido à queda de pressão como, por exemplo, sua viscosidade.

Vale destacar que para executar estes 600 dias de simulação, o IMEX realizou 117 passos de tempo. Apesar de originalmente terem sido definidos 20 passos com 30 dias cada, o IMEX adota passos de tempos reduzidos para atender seus critérios de convergência.

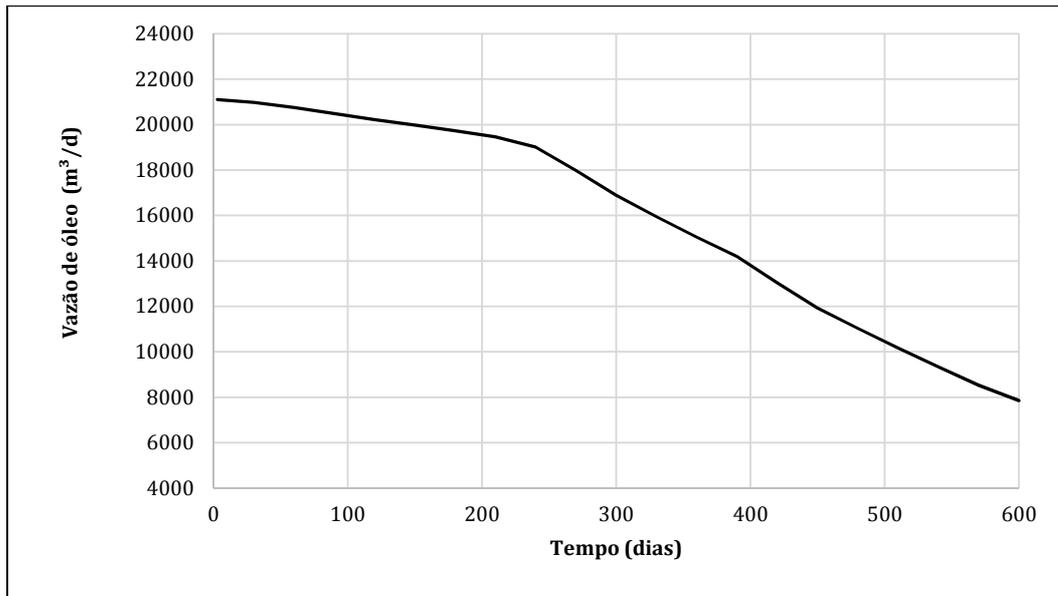


Figura 3.7. Vazão de produção de óleo para o reservatório carbonático do Campo B na simulação de fluxo convencional.

Na Figura 3.8 está representada a evolução da pressão de poros média deste reservatório ao longo dos 600 dias de produção. Conforme pode ser observado, sua pressão média original era 280 kgf/cm², a qual atinge 190 kgf/cm² ao final da simulação. Portanto, este carbonato está submetido a uma depleção de 90 kgf/cm², sendo que localmente este valor pode ser ainda mais elevado.

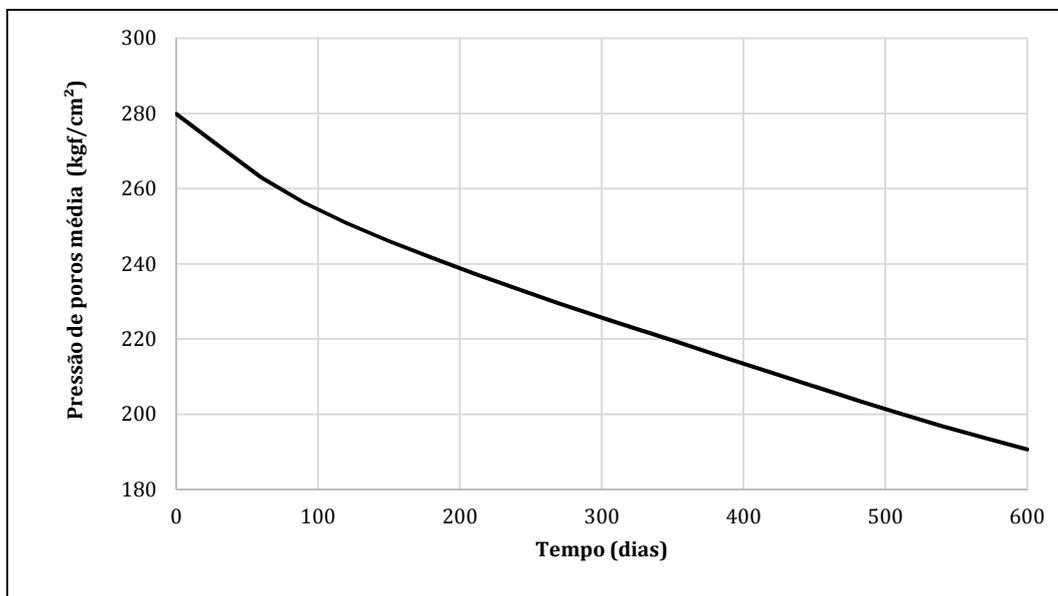


Figura 3.8. Pressão de poros média do reservatório carbonático do Campo B na simulação de fluxo convencional.

Na Figura 3.9 (a) é possível avaliar a pressão de poros no final da simulação no modelo 3D do reservatório, em uma de suas camadas (Figura 3.9 (b)) e também em um corte longitudinal seguindo seu maior comprimento (Figura 3.9 (c)). Existe grande diferença na pressão de poros a depender da região que está sendo analisada. Considerando que a pressão inicial média era 280 kgf/cm², enquanto algumas porções sequer têm variação de pressão, outras apresentam depleção superior a 270 kgf/cm².

PRESSÃO (kgf/cm²)

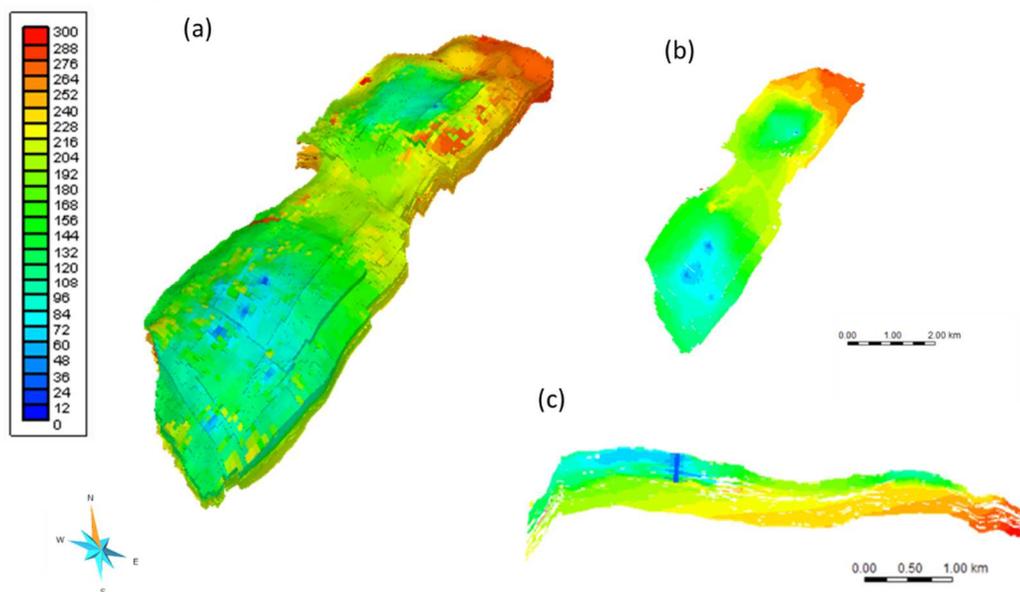


Figura 3.9. Pressão de poros ao final dos 600 dias de simulação no reservatório carbonático do Campo B em (a) modelo 3D, (b) em uma camada do modelo de simulação e (c) em um corte longitudinal.

Portanto, como o reservatório é um carbonato heterogêneo e os poços não estão distribuídos de forma uniforme, a queda de pressão de poros tem grande dispersão. Desta forma, é desejável observar o valor da depleção não apenas pela média, mas também em diferentes regiões do reservatório.

Com esta motivação, o *grid* de simulação foi dividido em setores. Estes setores são utilizados pelos engenheiros de reservatórios que gerenciam o campo para auxiliar o entendimento do mesmo. Na Figura 3.10 estão representadas estas divisões, sendo que as células de cada setor estão destacadas em rosa. Dois setores dividem o reservatório em área, sendo um ao Norte e outro ao Sul da principal falha geológica que corta o campo. Esta divisão está representada na Figura 3.10 (a). Em profundidade, como pode ser observado na Figura 3.10 (b), o reservatório é dividido em setor superior, intermediário e médio, sendo que esta divisão está relacionada a

diferentes características geológicas. Conforme descrito por Falcão (2013), neste reservatório, quanto maior a profundidade, pior a qualidade da rocha.

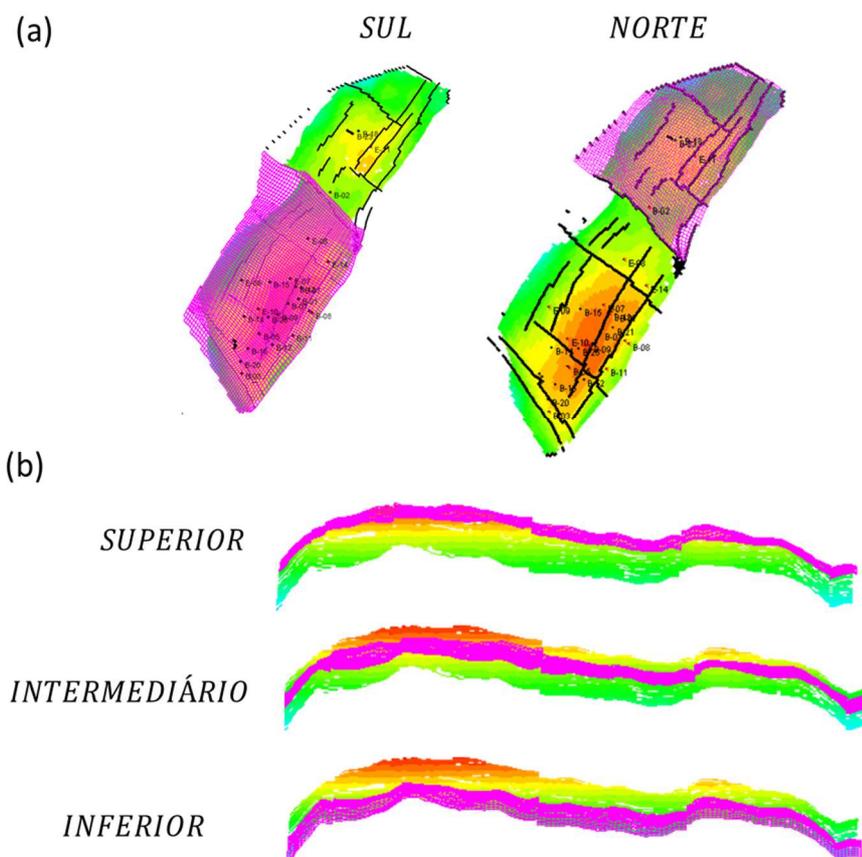


Figura 3.10. Setores que dividem o modelo de fluxo (a) em área e (b) em profundidade.

Vale salientar que, como o setor Sul é o que contempla a maior quantidade de poços, é nele que se observa a maior queda de pressão. Na vertical, como o setor superior é o que possui melhor qualidade de rocha, a maior parte da produção vem dele, conseqüentemente, a maior depleção está nesta região.

Na Tabela 3.2 estão apresentadas as pressões médias de cada setor ao final dos 600 dias. Observar estas peculiaridades é importante não só do ponto de vista de modelagem de fluxo, mas também do ponto de vista geomecânico, pois as regiões com maiores depleções tendem a apresentar os maiores deslocamentos.

Tabela 3.2. Variação de pressão por setor do reservatório.

Setor	Variação de pressão de poros (ΔP) (kgf/cm ²)
Norte	54
Sul	100
Superior	125
Intermediário	86
Inferior	60

Portanto, como a queda de pressão é acentuada, é esperado que a RGO de produção aumente ao longo da simulação, pois a pressão de poros cai abaixo da pressão de saturação, o que causa a presença de gás livre no reservatório. Na Figura 3.11 é possível observar que a RGO parte do valor original igual a 119 m³/m³ e ultrapassa 1200 m³/m³ em 600 dias. Esta é uma indicação clara da presença de gás livre no reservatório, um fluido muito mais compressível que qualquer outro componente do sistema rocha-fluido.

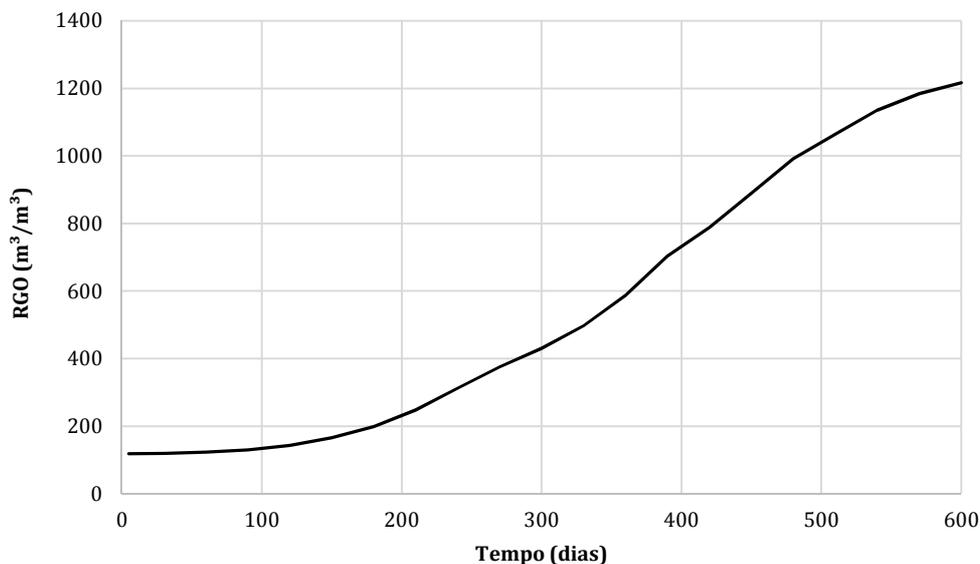


Figura 3.11. Razão gás-óleo (RGO) de produção do reservatório carbonático do Campo B na simulação de fluxo convencional.

Na Figura 3.12 (a) está apresentada a saturação de gás no meio poroso ao final dos 600 dias de simulação no modelo 3D e na Figura 3.12 (b) em um corte longitudinal ao reservatório. As porções com maior saturação de gás são aquelas em que os poços produtores estão concentrados, sendo exatamente os setores em

que houve maior queda de pressão, o que está de acordo com o esperado. Na interseção entre o setor superior e o setor Sul, a saturação de gás chega a atingir 20%. Conforme discutido no tópico 2.4.4 desta Dissertação, o aparecimento deste fluido no reservatório pode ter influência nos resultados das análises de acoplamento hidromecânico.

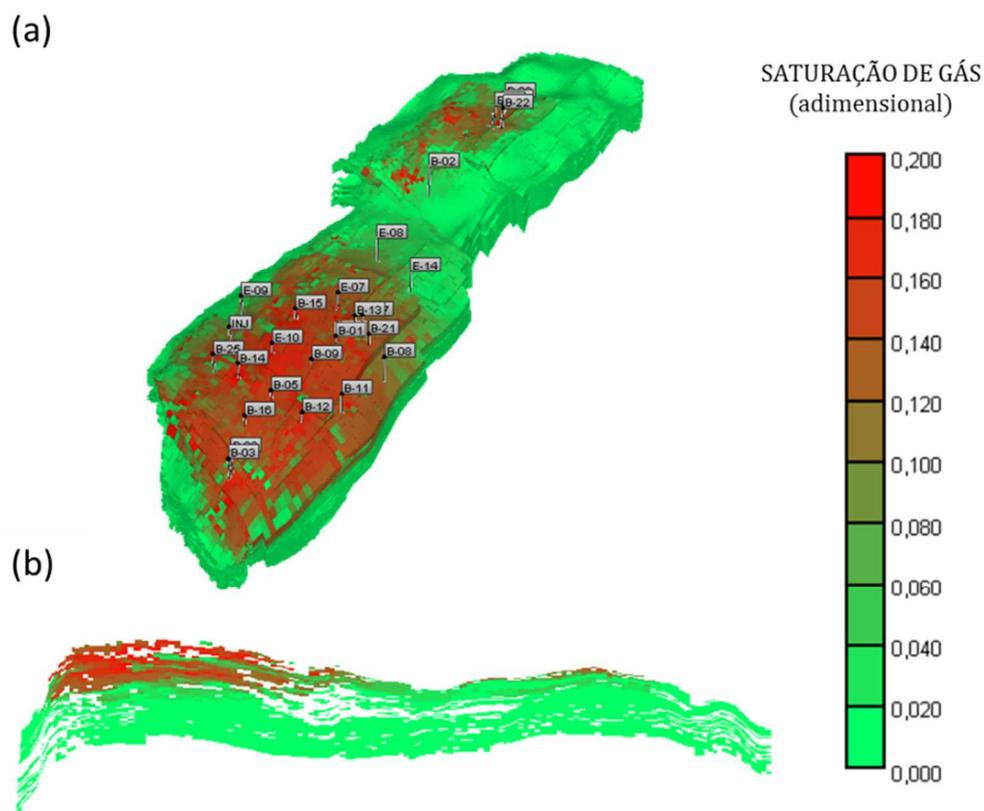


Figura 3.12. Saturação de gás ao final de 600 dias de produção do reservatório carbonático do Campo B em (a) modelo 3D e em (b) um corte longitudinal.

Portanto, o modelo de fluxo do reservatório foco deste trabalho pode ser considerado complexo, tanto do ponto de vista estrutural, quando do ponto de vista de produção, o que é natural quando se trata de um caso real.

O detalhamento apresentado, principalmente o destaque dado a como se comportam os fluidos e a pressão de poros deste reservatório, é fundamental para que as análises dos resultados das simulações hidromecânicas acopladas sejam feitas de forma adequada.

3.3

Construção da malha de elementos finitos para o MEM do Campo B através do *workflow* GAIA

A construção da malha de elementos finitos para um *Mechanical Earth Model* (MEM) de um campo é uma tarefa extremamente importante, pois é nesta malha que estará representada a geometria do problema para os cálculos do simulador geomecânico.

A construção da malha de elementos finitos do Campo B foi feita no *workflow* GAIA, implementado por Albuquerque (2014) no modelador geológico GOCAD e apresentado no tópico 2.4.2.1 desta Dissertação.

É importante que o MEM construído para uma análise hidromecânica acoplada leve em conta tanto o reservatório, quanto as rochas adjacentes.

Para construir a parte da malha de elementos finitos referente ao reservatório é utilizado o próprio modelo de fluxo apresentado no tópico anterior. Nesta etapa é montada uma malha cujo número de elementos é igual à quantidade total de células do *grid* de diferenças finitas do modelo de fluxo. Entretanto, este *grid* possui artefatos que impediriam as análises em elementos finitos (*falhas geológicas e pinch-outs*). No próprio *workflow* GAIA é possível remover estes problemas, conforme procedimento descrito no tópico 2.4.2.1 desta Dissertação.

No caso do reservatório carbonático do Campo B, foi introduzida uma espessura mínima de 0,5 m de aresta nas células que possuíam *pinch-out* e foram suavizadas as falhas geológicas. A Figura 3.13 ilustra a malha obtida após este processo, incluindo um destaque para uma das regiões onde foram removidos *pinch-outs*.

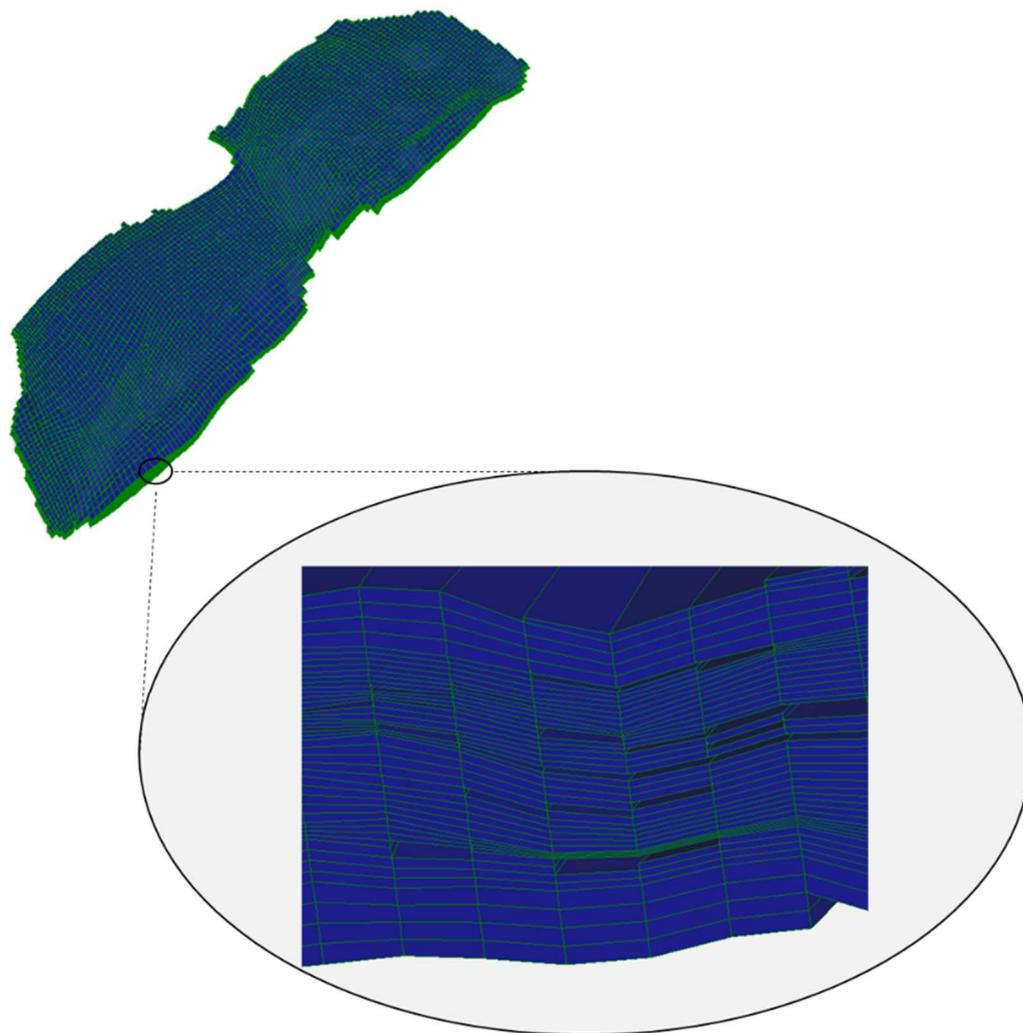


Figura 3.13. Malha de elementos finitos para o reservatório carbonático do Campo B, com detalhe para a remoção de *pinch-out*.

É importante destacar que nesta metodologia a malha de elementos finitos, contendo o reservatório e as rochas adjacentes, só é utilizada pelo simulador geomecânico. Para o cálculo dos parâmetros de produção, o reservatório continua sendo tratado através do *grid* de diferenças finitas do IMEX. É feito um mapeamento entre os diferentes domínios para garantir o intercâmbio de propriedades entre eles. Desta forma, o processo de suavização realizado no *grid* através do *workflow* GAIA não afeta os resultados da simulação de fluxo.

Além disso, esta etapa mostra a importância de possuir um gerador de malhas capaz de lidar com os problemas do *grid* de simulação de fluxo.

Uma vez construída a malha do reservatório, o próximo passo é estender esta malha lateralmente para representar as rochas que compõem o *sideburden*.

Neste momento é necessário definir as dimensões, a quantidade de elementos e o fator de expansão das extensões laterais.

Para o MEM do Campo B foi adotada extensão de 1,5 vezes o maior comprimento do reservatório para cada direção lateral. Conforme apresentado pela Figura 3.14, o reservatório possui, aproximadamente, 7 km em sua maior dimensão. Portanto, para cada uma das direções laterais foram acrescentados 10,5 km de rochas adjacentes. Após este processo, o MEM possui 28 km (direção I) por 24 km (direção J). Estes são valores aproximados, pois a borda do reservatório não é retilínea.

Vale salientar que não seria computacionalmente viável realizar expansões laterais da ordem de cinco vezes o maior comprimento do reservatório, conforme sugerido por Ferreira (2014) e discutido no tópico 2.4.2.1 desta Dissertação. No Apêndice A está apresentada uma análise de sensibilidade quanto à extensão lateral adotada para o MEM do Campo B e sua influência em parâmetros de fluxo e geomecânicos. Esta análise mostra que as dimensões adotadas neste estudo estão adequadas.

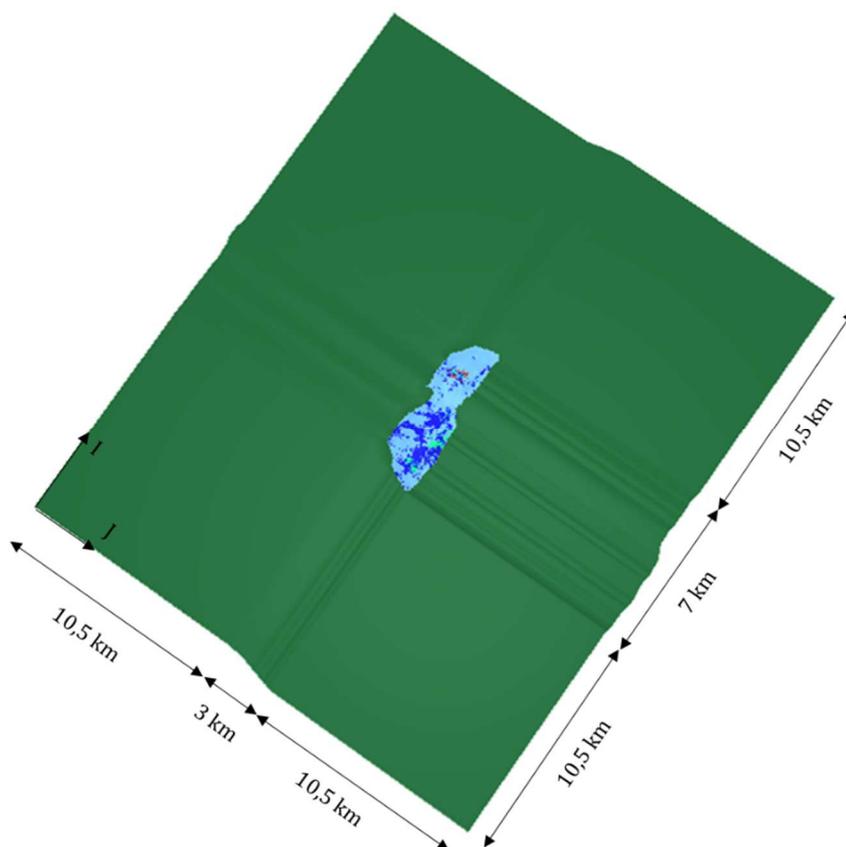


Figura 3.14. Dimensões adotadas para as rochas adjacentes (verde) no MEM do Campo B.

Para realizar a discretização do *sideburden* em elementos finitos foram acrescentadas à malha do reservatório 60 divisões em cada direção lateral (60 em I e 60 em J), utilizando 1,1 de fator de expansão. Desta forma, foi possível criar uma malha com elementos de arestas não uniformes. Os elementos próximos ao reservatório, onde ocorrem os maiores deslocamentos, são mais refinados que os elementos próximos a borda do modelo. Na Figura 3.15 está a representação da malha após a extensão lateral, com destaque para a região próxima ao reservatório.

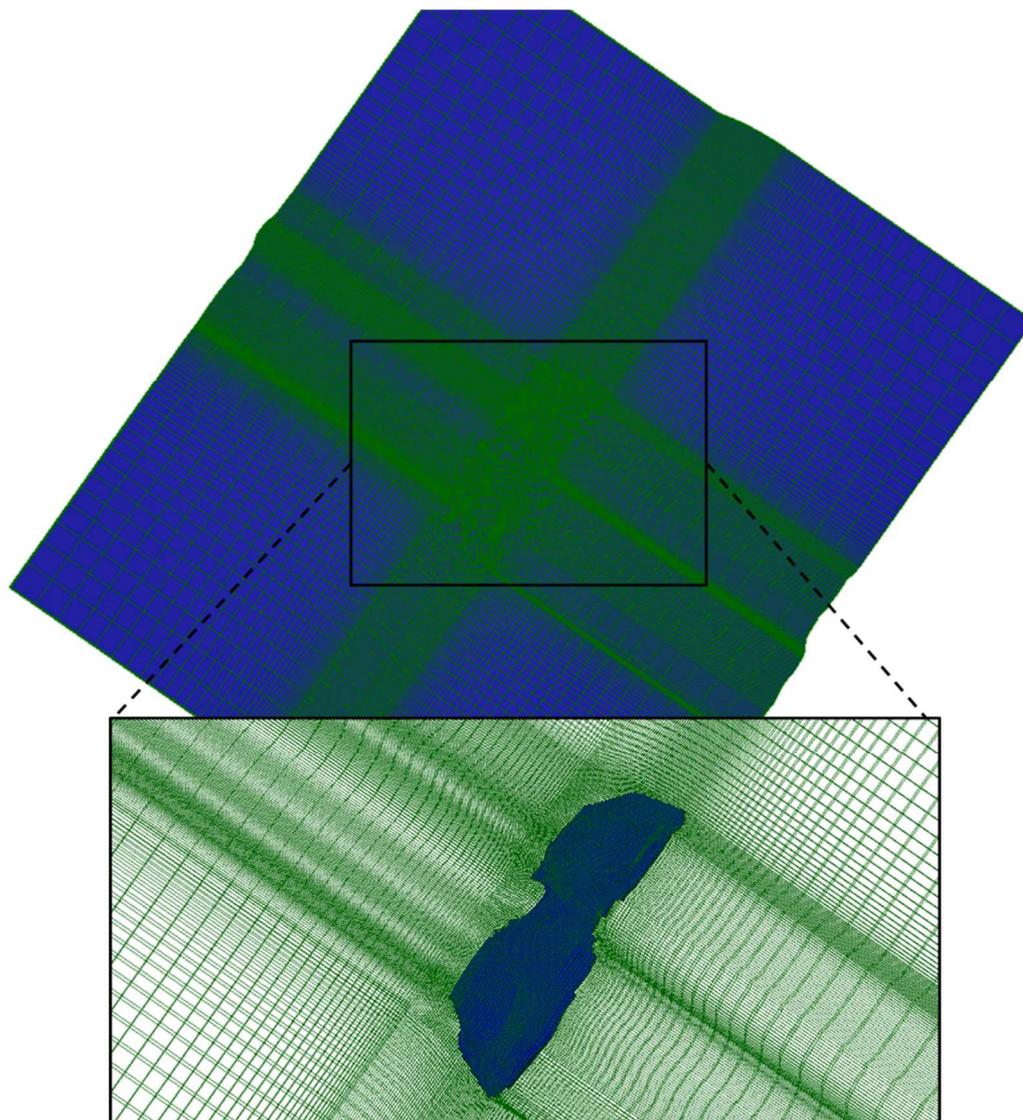


Figura 3.15. Malha de elementos finitos do MEM do Campo B após extensão lateral com destaque para a região próxima ao reservatório.

Após as extensões laterais, é necessário incorporar as rochas do *underburden* e do *overburden* à malha de elementos finitos do MEM. De forma a contribuir com este processo, a Petrobras disponibilizou três horizontes geológicos superiores ao reservatório carbonático do Campo B, sendo eles: o horizonte do fundo do mar, o

horizonte A e o horizonte B (Figura 3.16). Estas informações são fundamentais para garantir que a topografia de cada uma das camadas seja representativa das rochas do campo.

Nesta etapa não é necessário definir o comprimento da expansão, pois o *workflow* GAIA respeita a profundidade de cada horizonte e sua topografia. Para determinar o limite inferior do modelo foi adotado um horizonte de embasamento a cerca de 3000 m abaixo do reservatório. Desta forma, uma vez que o reservatório está a uma profundidade média de 2500 m, o MEM possui, aproximadamente, 5500 m de espessura. Na Figura 3.16 estão representados os horizontes geológicos utilizados para realizar as expansões, bem como o reservatório e a trajetória de alguns dos poços presentes na área.

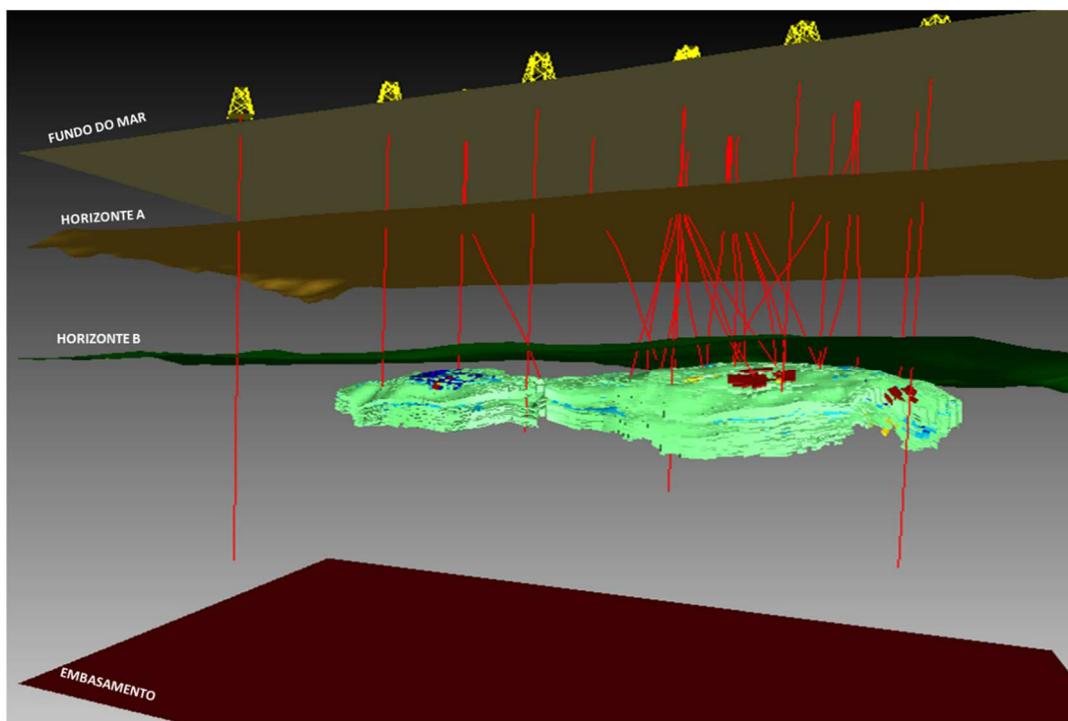


Figura 3.16. Horizontes geológicos, reservatório carbonático e alguns dos poços do Campo B.

Portanto, a Figura 3.17 representa o MEM 3D do Campo B após a incorporação das rochas do *overburden* e *underburden*. Na Figura 3.18 estão identificadas suas diferentes regiões. Como pode ser observado, o *overburden* foi dividido em zonas. Entre o fundo do mar e o horizonte A foi criada a Zona A; entre o horizonte A e o horizonte B, a Zona B; entre o horizonte B e o topo do reservatório, a Zona C. Vale notar na Figura 3.18 que o topo de cada zona possui topografia irregular coerente com o observado nos horizontes geológicos.

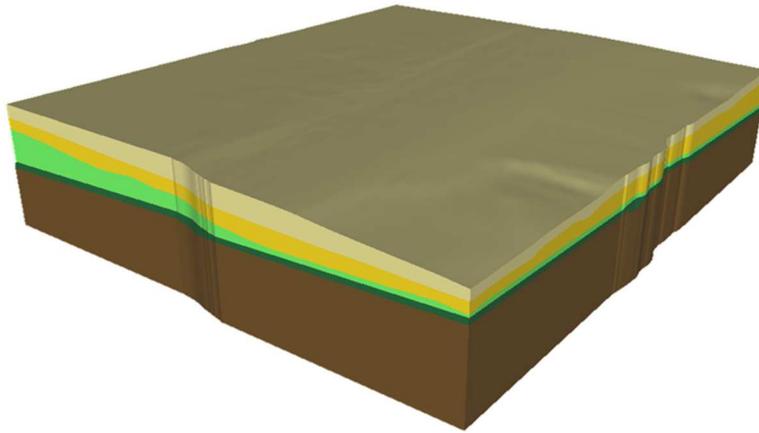


Figura 3.17. MEM 3D do Campo B.

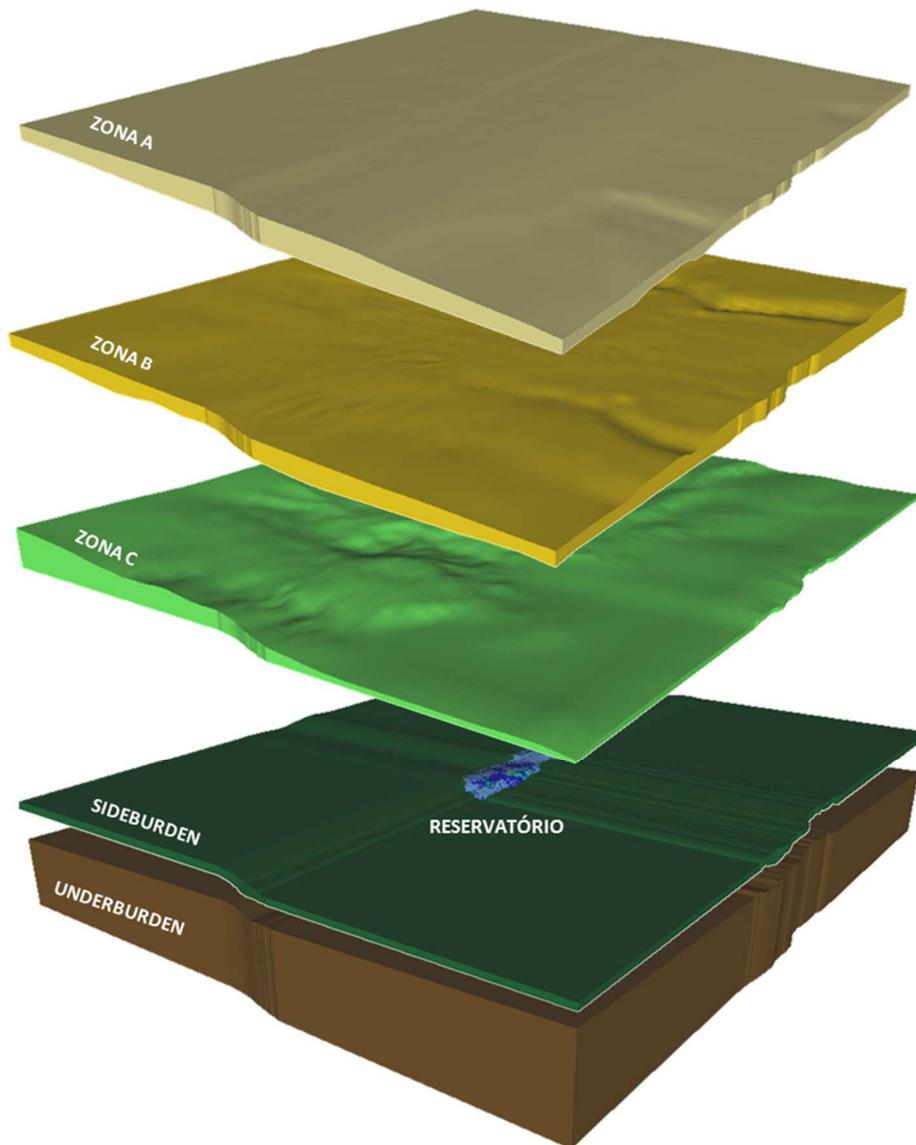


Figura 3.18. Regiões do MEM 3D do Campo B.

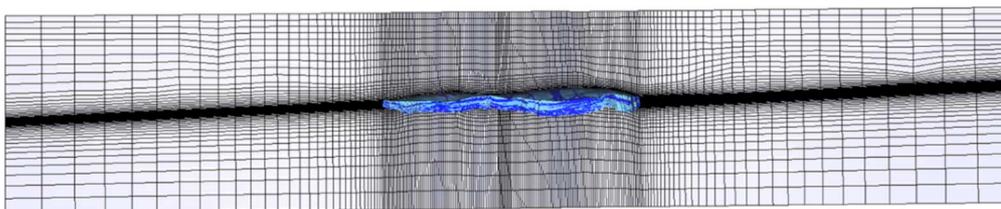
O processo de discretização do MEM na vertical, ou seja, a criação da malha de elementos finitos, é similar ao que foi feito para o *sideburden*. Desta forma, para as expansões verticais foram atribuídas quantidades de divisões e fatores de expansão para cada uma das zonas do *overburden* e para o *underburden*. Na Tabela 3.3 estão presentes os parâmetros geométricos adotados em cada uma das regiões.

Neste caso, o objetivo foi deixar a malha mais refinada próxima ao topo e à base do reservatório, onde ocorrem os maiores deslocamentos. Na Figura 3.19 (a) está representado um corte do MEM seguindo a maior dimensão do reservatório (direção I) e na Figura 3.19 (b) está representado um corte seguindo a menor dimensão do reservatório (direção J), onde é possível constatar o refinamento da malha próximo ao reservatório.

Tabela 3.3. Número de divisões e fator de expansão para as expansões verticais do MEM do Campo B.

Zona		Número de divisões	Fator de expansão
<i>Overburden</i>	Zona A	5	1
	Zona B	5	1
	Zona C	10	1,2
<i>Underburden</i>		20	1,2

(a)



(b)

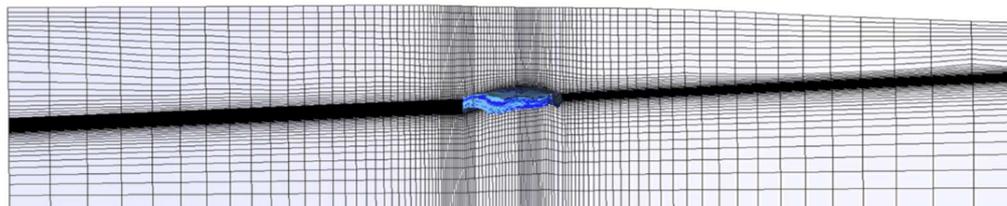


Figura 3.19. (a) Corte do MEM seguindo a maior dimensão do reservatório (direção I) e (b) Corte do MEM seguindo a menor dimensão do reservatório (direção J).

Portanto, ao final de processo, a malha de elementos finitos do MEM 3D do Campo B possui 111 divisões na direção I, 202 na direção J e 89 na direção vertical K. Ao todo, esta malha possui 1999558, ou seja, aproximadamente, 2 milhões de elementos finitos com dimensões individuais variáveis. Na Figura 3.20 está apresentada a malha de elementos finitos do MEM 3D para o Campo B com o reservatório ao centro.

Dois milhões é uma quantidade expressiva de elementos para uma solução numérica. Este é um dos motivos pelos quais trabalhos como, por exemplo, Falcão (2013) afirmam que a solução de problemas hidromecânicos acoplados, principalmente em duas vias, pode ser inviável para ser utilizado de forma rotineira. A autora destaca que este tipo de análise pode aumentar o custo computacional em uma ordem de grandeza frente à simulação convencional. Nesta Dissertação, a solução da parcela geomecânica através de processamento em GPU visa sanar este problema.

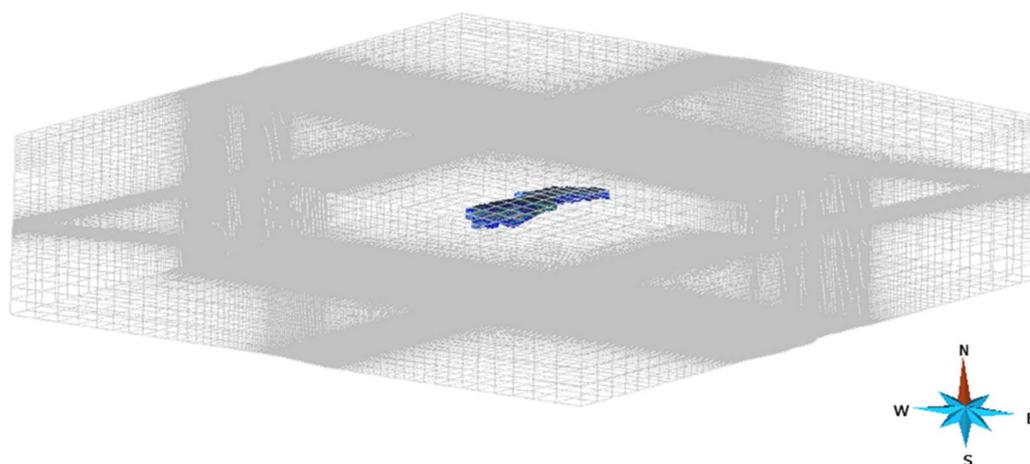


Figura 3.20. Malha de elementos finitos do MEM 3D para o Campo B.

Para que análises hidromecânicas acopladas sejam feitas de maneira adequada, além de ser construída uma malha de elementos finitos representativa das rochas do campo, a malha deve ser preenchida com propriedades mecânicas coerentes com o reservatório e suas rochas adjacentes.

Neste sentido, o próximo tópico desta Dissertação descreve como foram atribuídas propriedades mecânicas ao MEM do Campo B.

3.4

Atribuição de propriedades mecânicas ao MEM do Campo B

Atualmente, na metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio, os cálculos geomecânicos não consideram nenhum tipo de plasticidade. Além disso, não é considerada anisotropia das propriedades mecânicas. Logo, para as análises do Campo B, precisam ser determinadas e atribuídas ao MEM apenas duas propriedades elásticas. Desta forma, definir o módulo de Young e o coeficiente de Poisson para a malha é suficiente para prosseguir com os estudos.

É muito importante que estas propriedades sejam as mais representativas possíveis de cada uma das rochas que compõem o Campo B. Neste caso, foram adotadas estratégias diferentes para obter as propriedades elásticas do reservatório e das rochas adjacentes.

No caso do reservatório, Falcão (2013) utilizou ensaios laboratoriais de mecânica de rochas para determinar tanto o módulo de Young, quanto o coeficiente de Poisson para cada uma das fácies geológicas que constituem este reservatório. Estes valores estão reunidos na Tabela 3.4. Detalhes a respeito do procedimento realizado para obter estes parâmetros podem ser encontrados em Falcão (2013).

Tabela 3.4. Propriedades elásticas das diferentes fácies geológicas do reservatório (FALCÃO, 2013).

Fácies	Módulo de Young (E) (GPa)	Coefficiente de Poisson (ν)
<i>Wackestone</i>	5,0	0,2
<i>Packstone</i>	5,2	0,13
<i>Grainstone</i>	5,8	0,22

Conforme foi apresentado no tópico 3.2, as diferentes fácies estão definidas dentro do reservatório carbonático do Campo B pelo modelo de fluxo. Portanto, nesta Dissertação, as propriedades elásticas do MEM referentes ao reservatório foram atribuídas de acordo com os valores apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, seguindo a distribuição espacial de fácies que está determinada no modelo de fluxo.

Uma vez definidas as propriedades elásticas para o reservatório, é necessário preencher o MEM com módulo de Young e coeficiente de Poisson das rochas adjacentes. Para realizar esta tarefa foram utilizadas informações de perfis elétricos

de poços que estão perfurados no Campo B. Estas informações, fornecidas pela Petrobras, foram essenciais para que as propriedades elásticas das rochas constituintes do *overburden*, *sideburden* e *underburden* fossem representativas do próprio campo em questão.

Foram disponibilizados os perfis de densidade e tempo de trânsito compressional para os poços perfurados no Campo B. Aqui, vale um parêntese a respeito do perfil de densidade. Culturalmente, este perfil é chamado desta forma, porém ele fornece a massa específica da rocha.

Na Figura 3.21 estão apresentados estes perfis elétricos para um dos poços que foi utilizado no estudo, estando nela marcado onde o poço cruza cada um dos horizontes geológicos deste modelo. É possível verificar que neste poço existem informações de perfis desde a zona mais rasa até a zona mais profunda dentre as definidas no MEM do Campo B.

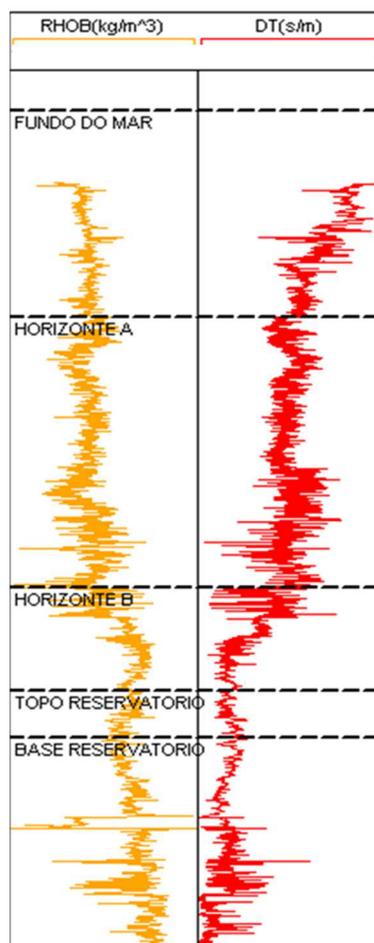


Figura 3.21. Perfil elétrico de densidade (amarelo) e de tempo de trânsito compressional (vermelho) para um dos poços do Campo B.

Portanto, para obter os parâmetros elásticos para cada poço a partir dos perfis apresentados anteriormente, foi necessário seguir os passos que serão descritos a seguir.

Primeiramente, a velocidade compressional (v_p) é obtida a partir do perfil de tempo de trânsito compressional, o que é feito simplesmente calculando seu inverso. Após este procedimento, é aplicada a Equação 2.113, sugerida por Castagna *et al.* (1984) para o cálculo da velocidade cisalhante (v_s) a partir de v_p .

Com as velocidades compressional e cisalhante em mãos, o coeficiente de Poisson dinâmico é calculado através da Equação 2.108. Baseado no que foi discutido no tópico 2.4.2.2 desta Dissertação, não é feita correção do Poisson dinâmico para o estático, sendo o próprio valor do coeficiente de Poisson dinâmico adotado para as análises.

A partir dos perfis de velocidade compressional, velocidade cisalhante e densidade, é obtido o módulo de Young dinâmico através da Equação 2.109. Posteriormente, é realizada a correção desta propriedade para o módulo de Young estático através da Equação 2.110, proposta por Lacy (1997) para realizar este tipo de correção para folhelhos. Como, em geral, as rochas adjacentes ao reservatório são folhelhos, esta é a equação mais adequada dentre as propostas pelo autor a ser adotada neste momento.

Após este procedimento, para cada um dos poços da área são obtidos perfis de módulo de Young estático e coeficiente de Poisson ao longo de sua trajetória. Na Figura 3.22 está o exemplo dos perfis existentes para cada um dos poços após o procedimento detalhado anteriormente. Nesta figura é possível observar o aumento do módulo de Young e a redução do coeficiente de Poisson com a profundidade, deixando claro que a utilização de valores constantes destas propriedades para todas as rochas adjacentes não representaria de forma adequada o contexto geológico em que se encontra o Campo B.

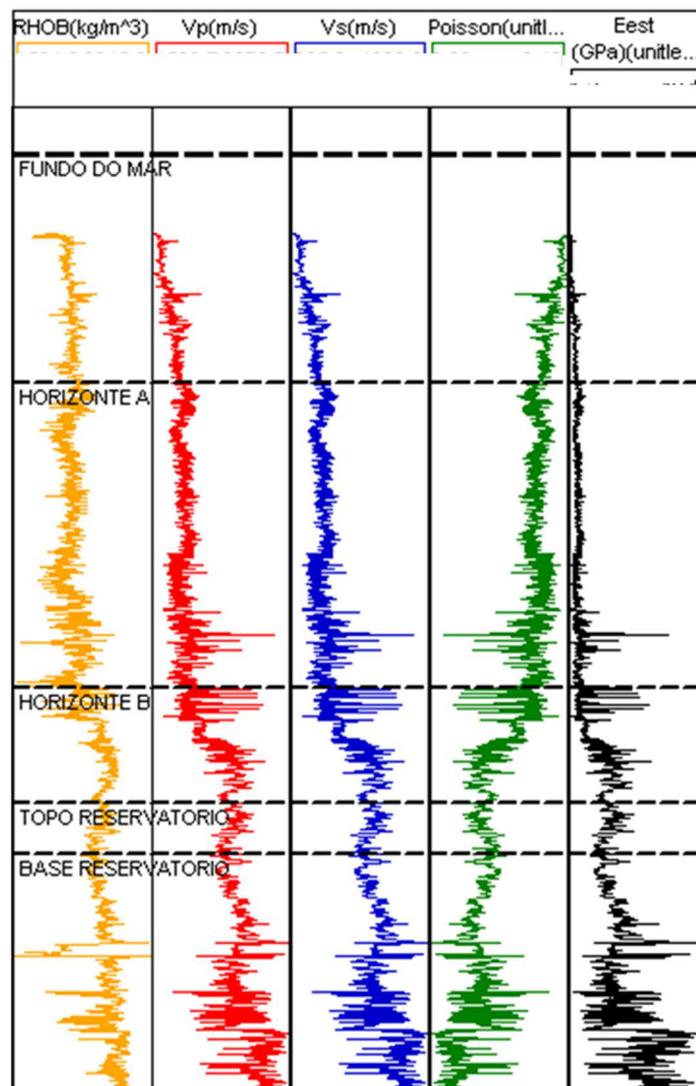


Figura 3.22. Perfil de densidade (amarelo), velocidade compressional (vermelho), velocidade cisalhante (azul), coeficiente de Poisson (verde) e módulo de Young estático (preto) para um dos poços do Campo B.

Uma vez obtidos os parâmetros elásticos ao longo da trajetória dos poços, é preciso distribuir estas propriedades na malha de elementos finitos do MEM. Isto foi feito aproveitando a divisão por zonas apresentada anteriormente.

Utilizando o modelador geológico GOCAD, é possível definir para os poços as porções de seus perfis que estão compreendidas entre cada uma das zonas do MEM. Vale destacar que nem todos os poços possuem perfis em todas as zonas, mas mesmo assim foi possível obter valores representativos para todas as regiões. Na Figura 3.23 está apresentado um panorama dos poços que cruzam estas zonas e que possuem informações de perfis, as quais serão utilizadas para o cálculo das propriedades elásticas das rochas adjacentes.

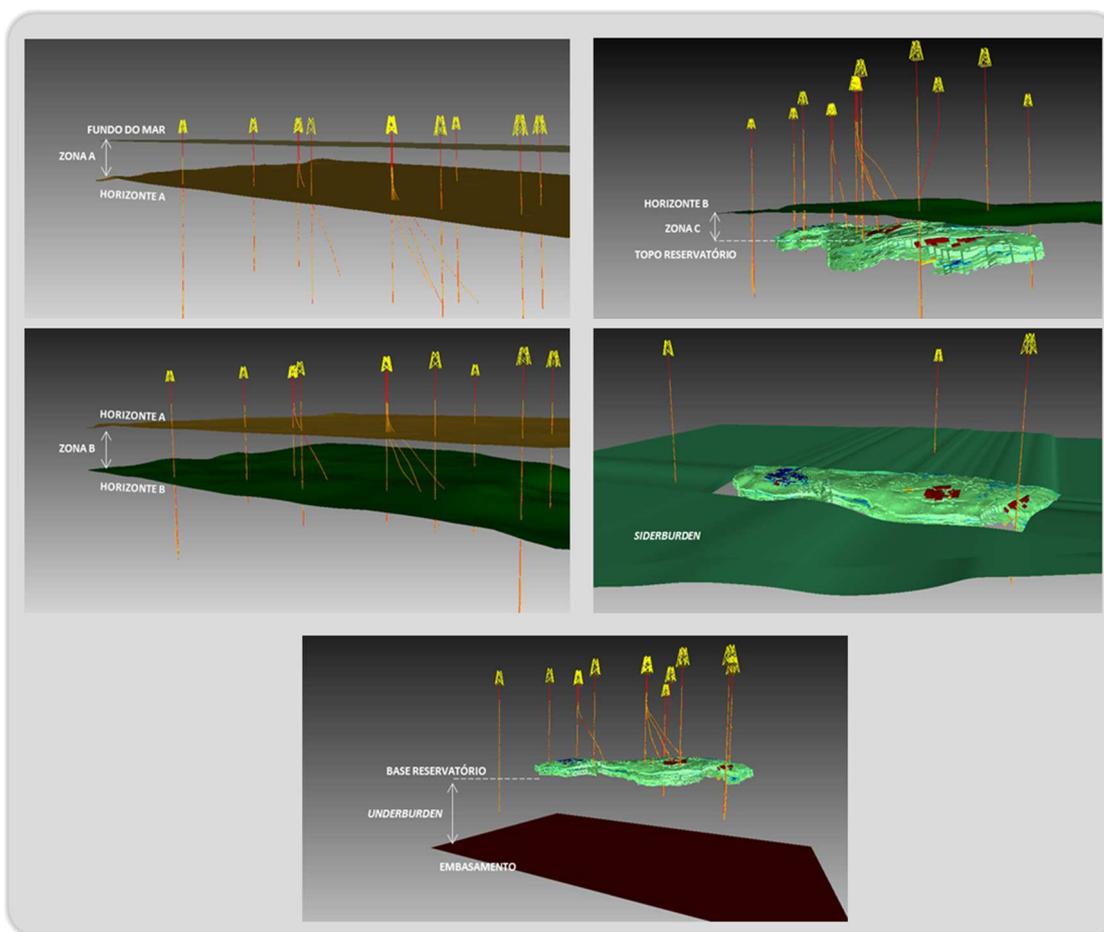


Figura 3.23. Zonas do MEM com as trajetórias dos poços (vermelho) e os traços dos perfis (laranja) utilizados para o cálculo de propriedades elásticas das rochas adjacentes.

Desta forma, foram gerados histogramas de módulo de Young estático e coeficiente de Poisson para cada uma das zonas utilizando o GOCAD. Estes histogramas estão disponíveis no Apêndice B desta Dissertação.

Portanto, para as rochas adjacentes, a média de cada uma das propriedades elásticas foi atribuída ao MEM do Campo B em suas respectivas zonas. Na Tabela 3.5 estão reunidos valores médios e os desvios padrão das propriedades por zona. Vale destacar que em algumas zonas o desvio padrão das propriedades é elevado, o que pode ser um indicativo de que o modelo deveria ser discretizado em mais regiões ou que as propriedades possuem variabilidade lateral. Porém, como não foram disponibilizados outros horizontes geológicos e a aplicação de geoestatística não está no escopo deste trabalho, a discretização utilizada foi considerada satisfatória e representativa do Campo B.

Tabela 3.5. Valores médios e desvios padrão das propriedades elásticas por zonas do MEM do Campo B.

Zona		Módulo de Young (E) (GPa)		Coeficiente de Poisson (ν)	
		Média	Desvio Padrão	Média	Desvio Padrão
<i>Overburden</i>	Zona A	2,56	1,07	0,44	0,03
	Zona B	4,06	1,44	0,39	0,03
	Zona C	6,9	4,06	0,36	0,08
<i>Sideburden</i>		15,5	6,61	0,25	0,05
<i>Underburden</i>		19,8	9,6	0,22	0,06

Portanto, ao final deste processo, o MEM do Campo B, além de ter sido discretizado em uma malha de elementos finitos, já possui propriedades elásticas representativas tanto do reservatório, quanto de suas rochas adjacentes.

Porém, antes que as análises hidromecânicas acopladas possam ser realizadas com este MEM, é necessário determinar as tensões *in situ* que agem sobre as rochas presentes no Campo B.

3.5 Determinação das tensões originais *in situ* no MEM do Campo B

Na metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio, as tensões originais *in situ* são inseridas de maneira simplificada. Conforme discutido no tópico 2.4.2.3, nesta metodologia a tensão vertical é inserida através do peso específico médio das rochas e as magnitudes das tensões horizontais são inseridas através de coeficientes que representam multiplicadores da tensão vertical. Sendo a relação entre a tensão vertical e a tensão horizontal maior representada por K_H e a relação entre a tensão vertical e a horizontal menor representada por K_h .

Não é necessário inserir a direção das tensões horizontais, pois a direção da tensão horizontal maior é tomada como igual à direção x do *grid* de simulação de reservatórios e a direção da tensão horizontal menor é perpendicular a esta.

A pressão de poros é definida como hidrostática para as rochas adjacentes e para o reservatório são extraídos os valores de pressão do simulador de fluxo.

Vale mais uma vez destacar que todas as análises realizadas nesta metodologia são linear elásticas, logo o estado inicial de tensões *in situ* não influencia os deslocamentos como em uma análise que envolve plasticidade.

Como neste trabalho não estão sendo observadas as tensões, pois o foco está tanto em análises dos parâmetros de produção (vazão, pressão de poros e razão gás-óleo), quanto nos deslocamentos, as tensões originais *in situ* não terão influência nos resultados.

Para determinar o peso específico médio das camadas foram utilizados os perfis de densidade disponíveis nos poços. Entretanto, como foi apresentado na Figura 3.21, estes perfis não são obtidos até o fundo do mar. Logo, é necessário realizar extrapolações até esta profundidade, onde foi assumido que a massa específica das rochas é 1700 kgf/cm^3 (ZOBACK, 2007). A seguir este processo de extrapolação será descrito.

Os dados dos poços foram reunidos em um mesmo gráfico (Figura 3.24), onde no eixo vertical é colocado o soterramento e no eixo horizontal é tomada a diferença entre a massa específica medida em perfil e a massa específica das rochas do fundo marinho (1700 kgf/cm^3), obtendo a chamada massa específica relativa. Então, para determinar o valor representativo da massa específica relativa em função do soterramento é traçada uma linha de tendência dos pontos do gráfico gerado.

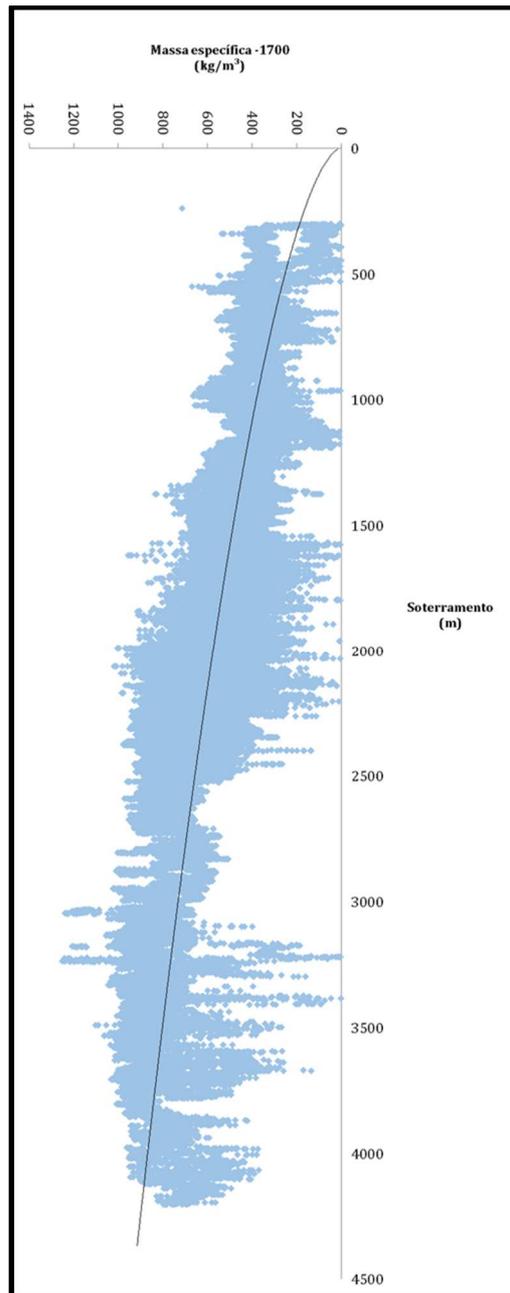


Figura 3.24. Massa específica menos a massa específica das rochas no fundo marinho por soterramento para os 26 poços do Campo B.

A partir desta função é possível determinar a relação entre a massa específica e o soterramento para as rochas do Campo B, bastando somar à função obtida o valor 1700 kgf/cm^2 , conforme Equação 3.1.

$$\rho = 6,278(\text{Soterramento})^{0,5944} + 1700, \quad (3.1)$$

em que a massa específica está em kg/m^3 e o soterramento em metros.

Portanto, foi tomado o soterramento médio do reservatório e obtida a massa específica através da Equação 3.1. Desta forma, 2333 kgf/cm² foi o valor assumido como massa específica representativa das rochas do Campo B. Ao ser multiplicado pela gravidade, é calculado o peso específico que deve ser inserido no *workflow* GAIA. Este foi o processo realizado para considerar a tensão vertical do MEM.

Para as tensões horizontais, foram utilizados valores de multiplicadores obtidos de Falcão (2013). Neste caso, foi adotada a relação entre a tensão horizontal maior e a tensão vertical igual a 0,9 ($K_H = 0,9$) e a relação entre a tensão horizontal menor e a tensão vertical igual a 0,7 ($K_h = 0,7$).

Finalmente, utilizando o *workflow* GAIA e as funcionalidades do GOCAD, todo o processo de construção do MEM para o Campo B foi concluído. Este processo envolveu a criação de uma malha de elementos finitos, a distribuição das propriedades elásticas para o reservatório e suas rochas adjacentes e a definição das tensões originais *in situ*. Desta forma, o MEM já pode ser utilizado para as análises hidromecânicas acopladas para o Campo B.

4

Análises hidromecânicas acopladas para o Campo B

Em geral, as análises realizadas pelos engenheiros de reservatórios para o Campo B envolvem apenas simulações de fluxo convencionais com o simulador IMEX. Entretanto, respostas como os deslocamentos causados pela depleção do reservatório e o impacto que estas possuem na previsão de produção não podem ser obtidas sem que seja realizada uma simulação hidromecânica acoplada.

Após a construção do MEM do Campo B pelo *workflow* GAIA, é possível utilizar a metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio para realizar análises deste campo tanto com acoplamento em uma via (*one-way*), quanto em duas vias (*two-way*). Neste trabalho foi adotada a combinação CHRONOS-IMEX para realizar as simulações nos dois tipos de acoplamento.

O CHRONOS foi escolhido para realizar os cálculos geomecânicos ao invés do ABAQUS devido à sua capacidade de otimizar o tempo das análises através da utilização de 4 GPUs em paralelo, totalizando 11520 núcleos de processamento. Maiores detalhes a respeito do ganho de usar GPUs foram discutidos no tópico 2.4.3 desta Dissertação. O IMEX foi adotado para realizar os cálculos que envolvem fluxo, pois o modelo do reservatório foi originalmente construído neste simulador.

Como a metodologia possibilita um amplo espectro de análises, os estudos foram divididos em dois blocos principais, os quais serão descritos a seguir.

Em um primeiro momento, foram feitas análises comparando alguns parâmetros de produção de interesse (vazão, pressão de poros e RGO) entre as simulações *two-way* e *one-way*. Cabe salientar que neste momento a abordagem *two-way* foi executada sem considerar a permeabilidade como parâmetro de acoplamento. Desta forma, assim como em uma simulação convencional, esta propriedade do reservatório é mantida constante durante todo o tempo. Também foi avaliada a evolução dos deslocamentos em diversas posições do MEM através do acoplamento *two-way*. Em seguida, foram confrontados os resultados dos deslocamentos entre as duas formas de acoplamento apenas nas principais trajetórias do MEM. Por fim, o desempenho computacional das análises foi verificado.

Em um segundo momento, foram comparados os resultados da metodologia de acoplamento *two-way* sem a atualização de permeabilidade e a metodologia *two-way* com atualização de permeabilidade. Para esta última, foram avaliadas duas maneiras diferentes de atualizar este parâmetro. Basicamente, a comparação foi feita avaliando os mesmos parâmetros observados no primeiro momento, ou seja, parâmetros de produção, deslocamentos e desempenho computacional.

4.1

Resultados das simulações *one-way* e *two-way* sem atualização de permeabilidade para o Campo B

4.1.1

Comparação entre as metodologias de acoplamento *one-way* e *two-way* sem atualização de permeabilidade com foco em parâmetros de produção

As primeiras análises realizadas com o MEM construído para o Campo B envolveram a comparação entre a metodologia de acoplamento hidromecânico *two-way* sem atualização de permeabilidade e a metodologia *one-way*.

Do ponto de vista de parâmetros de produção, as curvas da metodologia *one-way* são exatamente as mesmas curvas da simulação convencional de fluxo, já que nesse caso nenhum resultado do CHRONOS é alimentado no IMEX. Estas curvas, bem como as premissas adotadas para gerá-las, foram discutidas no tópico 3.2 desta Dissertação, quando foi apresentado o modelo de simulação convencional de fluxo do reservatório carbonático do Campo B.

Para a análise *two-way* foi executada uma simulação com o mesmo modelo da simulação convencional de fluxo, respeitando todas suas premissas e os mesmos 600 dias de simulação. Neste caso, o HERMES é responsável por atualizar a porosidade e a pseudo compressibilidade do IMEX através das deformações calculadas pelo CHRONOS. Estes parâmetros de acoplamento foram discutidos com maiores detalhes no tópico 2.4.1 desta Dissertação.

No acoplamento *two-way* adotado foram consideradas duas iterações para cada um dos passos de tempo executados pela simulação convencional no IMEX. Desta forma, como a simulação original possui 117 passos de tempo, foram realizadas 234 rodadas de acoplamento CHRONOS-IMEX para chegar aos 600 dias de produção. Este esquema de acoplamento está ilustrado na Figura 4.1

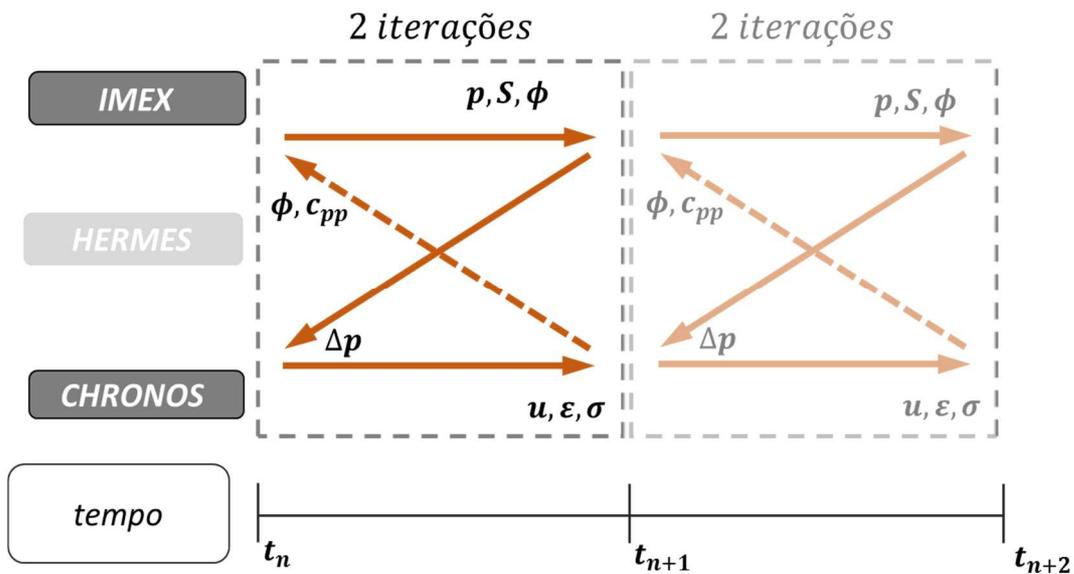


Figura 4.1. Esquema adotado para as simulações *two-way* do Campo B.

Na Figura 4.2 estão apresentadas as curvas de vazão de produção de óleo do reservatório carbonático do Campo B tanto para a simulação *one-way*, quanto para a *two-way*. Não houve diferenças significativas entre os resultados dos dois tipos de acoplamento, as vazões iniciais foram idênticas, assim como os seus respectivos declínios. Este é um indicativo de que, para este caso, considerar o acoplamento apenas com parâmetros volumétricos (porosidade e pseudo compressibilidade) não tem grande influência nas vazões de produção dos poços, conseqüentemente, não causa impacto na produção total do reservatório.

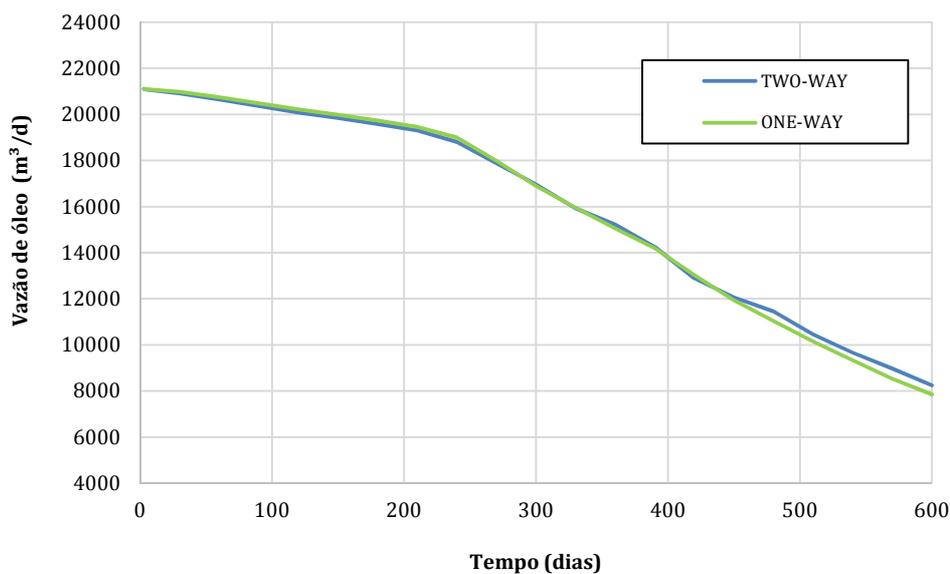


Figura 4.2. Vazão total de produção de óleo para o reservatório carbonático do Campo B com o acoplamento *two-way* (azul) e *one-way* (verde).

Também foi feita a comparação entre a evolução da pressão de poros média para os dois tipos de acoplamento. Na Figura 4.3 é possível ver que, assim como a vazão de óleo, a pressão de poros média não tem grandes diferenças quando comparados os dois tipos de acoplamento hidromecânico. Notadamente, no início da análise a diferença de pressão entre as duas simulações é crescente, porém com o passar do tempo, a diferença entre as curvas é quase constante. Ao final do tempo de produção, esta diferença não chega a 4 kgf/cm².

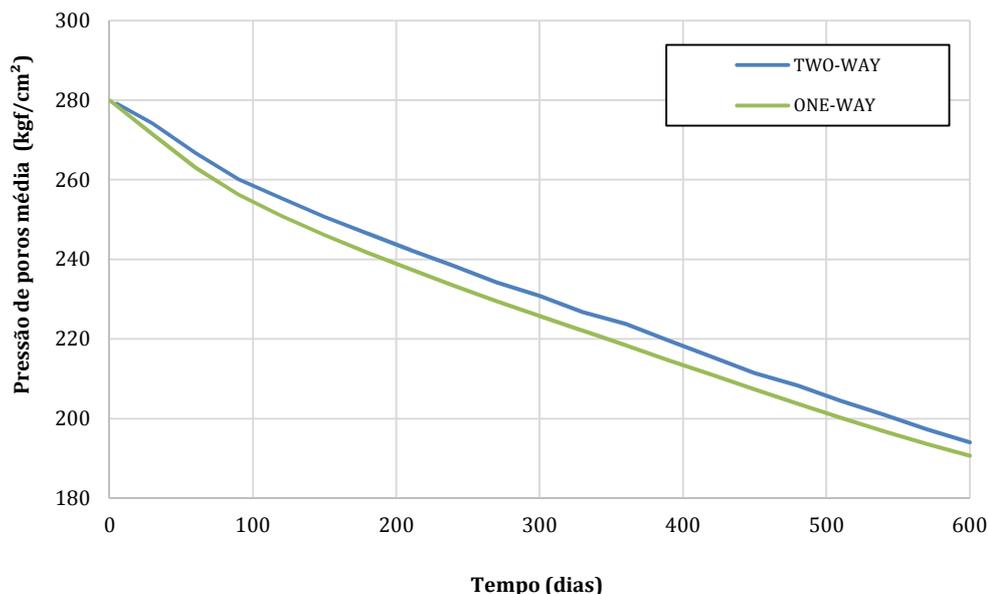


Figura 4.3. Pressão de poros média para o reservatório carbonático do Campo B com o acoplamento *two-way* (azul) e *one-way* (verde).

Apesar da média não mostrar grandes diferenças, localmente existem pequenas divergências entre os resultados dos métodos de acoplamento. Na Figura 4.4 estão apresentadas as depleções (Δp) para os acoplamentos *two-way* e *one-way* ao final dos 600 dias de simulação no modelo 3D do reservatório, em uma determinada camada vertical e em um corte que segue a maior dimensão do reservatório. Nesta figura podem ser observadas algumas regiões onde a depleção no método *one-way* é mais acentuada que no *two-way*.

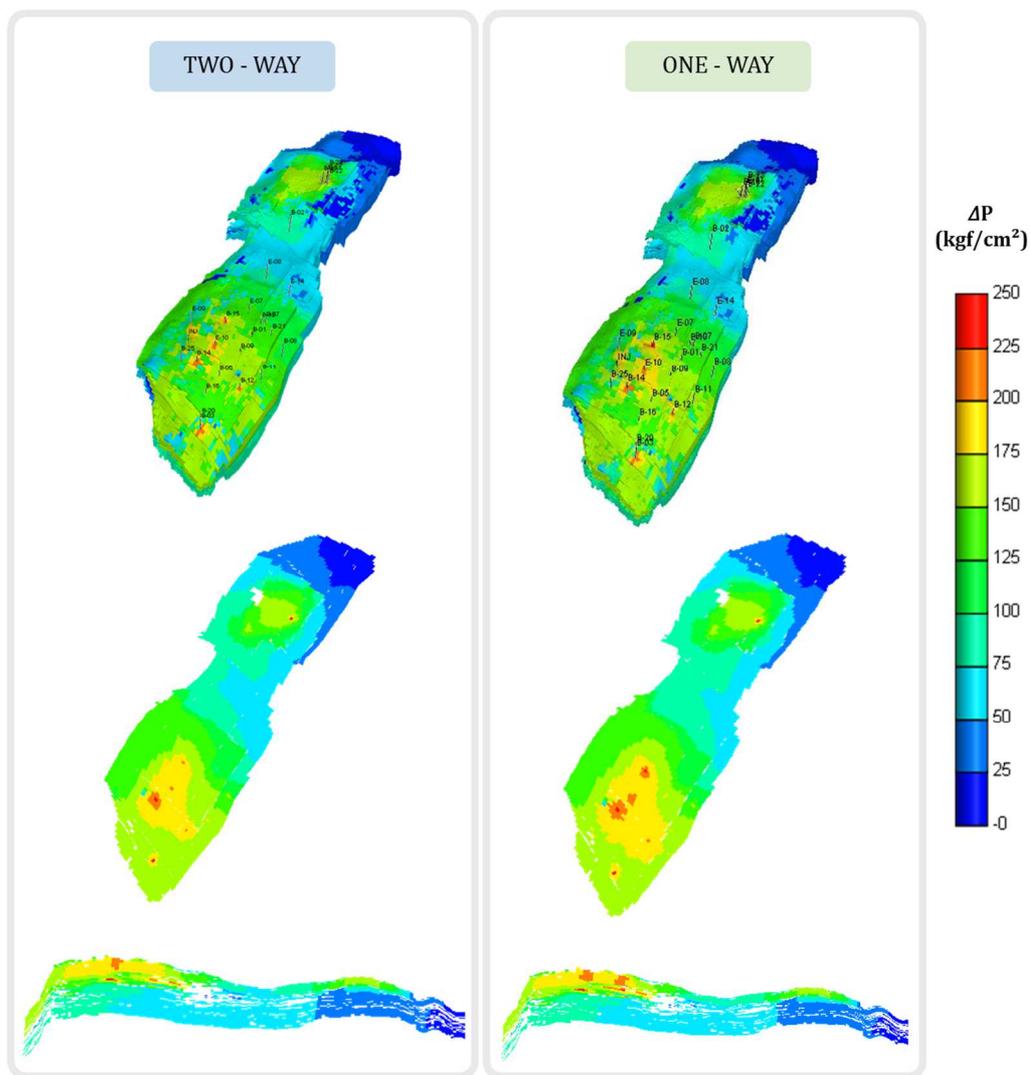


Figura 4.4. Depleção ao final de 600 dias de simulação na simulação *two-way* (esquerda) e *one-way* (direita).

Motivado pelas diferenças presentes na análise anterior, foi avaliada de forma quantitativa a diferença de resposta entre os dois métodos de acoplamento em regiões distintas do reservatório.

Na Tabela 4.1 estão reunidas as pressões de poros para o final dos 600 dias de simulação para os setores deste reservatório, os quais foram apresentados anteriormente na Figura 3.10. Em área, o setor Sul, onde ocorre a maior parte da variação de pressão do reservatório, foi o que apresentou maior diferença, porém esta não chegou a 5 kgf/cm², o que representa menos de 3% da pressão final da simulação *one-way*. Nos setores verticais, o intermediário foi o que apresentou maior diferença, com 3% de divergência entre o resultado da simulação *two-way* e *one-way*. Portanto, as diferenças localizadas observadas na Figura 4.4 não foram capturadas quantitativamente por estes setores.

Tabela 4.1. Diferença de pressão de poros ao final de 600 dias de simulação entre o acoplamento *two-way* e *one-way* para os setores do reservatório.

Setor	Pressão de poros final (kgf/cm ²)		Diferença (kgf/cm ²)	Diferença (%)
	<i>Two-way</i>	<i>One-way</i>		
Norte	193,1	191,8	1,3	0,7
Sul	179,1	174,5	4,6	2,6
Superior	147,6	143,3	4,3	3,0
Intermediário	193,1	189,6	3,5	1,8
Inferior	229,2	227,7	1,5	0,7

Entretanto, avaliando os modelos com um pouco mais de detalhe, começam a surgir maiores divergências. Por exemplo, um dado muito importante do ponto de vista de engenharia de reservatórios é a pressão de fundo do poço. Esta informação é utilizada para fazer ajustes de histórico no campo.

Logo, também foi avaliada a diferença entre os dois métodos de acoplamento quanto à pressão de fundo de cada poço do reservatório. Na Figura 4.5 estão apresentadas estas diferenças, para cada poço, após os 600 dias de simulação. Como este parâmetro é extremamente localizado, nesta comparação foram observadas maiores divergências entre as simulações realizadas pelo método *two-way* e pelo método *one-way*. Para quatro poços esta diferença ultrapassou 10%, sendo que para o B-15 ficou perto de 40%.

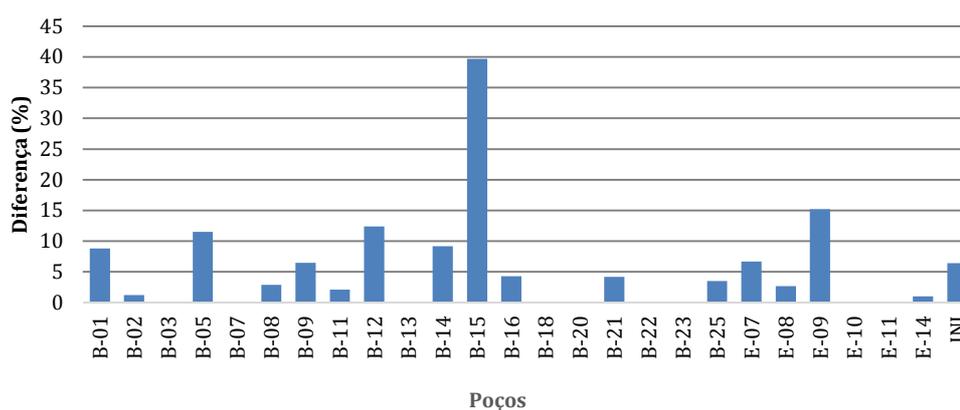


Figura 4.5. Diferença entre a pressão de fundo de cada poço do reservatório entre os métodos de acoplamento *one-way* e *two-way* após 600 dias de simulação.

Portanto, apesar de haver diferenças muito localizadas, em geral as depleções são similares nos dois métodos de acoplamento. Logo, é esperado que a RGO do método *two-way* também se comporte de forma parecida à observada no método

one-way, onde foi verificado significativo crescimento desse parâmetro ao longo dos 600 dias de simulação.

A Figura 4.6 apresenta o gráfico comparativo entre a RGO nos dois métodos de acoplamento. As duas respostas são semelhantes. Entretanto, vale destacar que ao final da simulação, a RGO do acoplamento *one-way* é levemente maior do que a do *two-way*, o que está coerente com a maior depleção ocorrida no *one-way*.

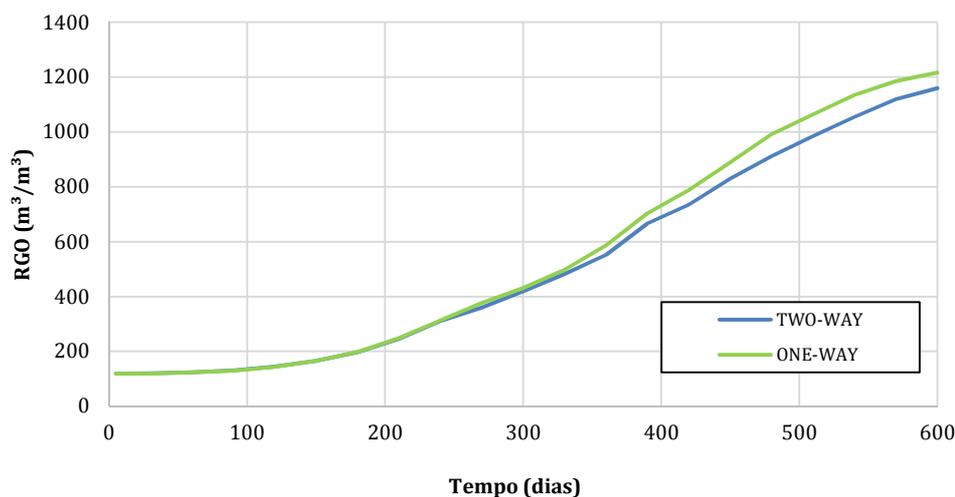


Figura 4.6. RGO de produção total para o reservatório carbonático do Campo B com o acoplamento *two-way* (azul) e *one-way* (verde).

Desta forma, como indica a curva de RGO, é esperado que no acoplamento *two-way* haja uma grande presença de gás livre ao final da simulação, assim como observado no *one-way*. De fato, isto pode ser observado na Figura 4.7, a qual ilustra a saturação de gás no reservatório para os dois tipos de acoplamento ao final dos 600 dias.

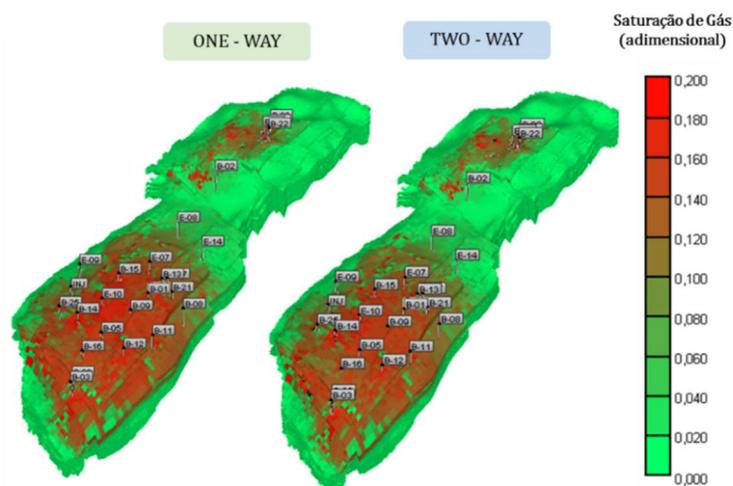


Figura 4.7. Saturação de gás ao final de 600 dias de simulação para os acoplamentos *one-way* e *two-way*.

Portanto, como o gás é um fluido muito mais compressível que qualquer outro componente do sistema rocha-fluido, é provável que seu aparecimento tenha um papel importante na pequena diferença observada entre os parâmetros de produção dos dois tipos de acoplamento. Neste caso, a variação de porosidade causada pela queda de pressão se torna um componente secundário na compressibilidade total do sistema.

Em um esquema de acoplamento *two-way* sem atualização de permeabilidade, a única diferença prática para o acoplamento *one-way* é como a porosidade varia com a pressão de poros. Desta forma, se a variação de porosidade não é dominante no comportamento de produção, realmente é esperado que não haja diferenças significativas entre as duas metodologias. Este efeito foi observado por Lautenschläger *et al.* (2013b) em um reservatório simplificado, conforme apresentado no tópico 2.4.4.

A Figura 4.8 apresenta a diferença de pressão de poros média entre o método de acoplamento *two-way* (sem atualização de permeabilidade) e o *one-way* para as simulações apresentadas anteriormente, com destaque para os 300 primeiros dias. Nela também está presente a curva de RGO do método *two-way*, a qual é muito similar à do método *one-way*. A partir de cerca de 100 dias, a diferença entre as pressões tende a ficar constante, mesmo momento em que a RGO já está levemente maior que o valor inicial, indicando a presença de gás livre no reservatório. À luz do observado, de fato há um forte indicativo que o aparecimento de gás livre seja o causador da pequena diferença entre os resultados de pressão média entre os dois tipos de acoplamento.

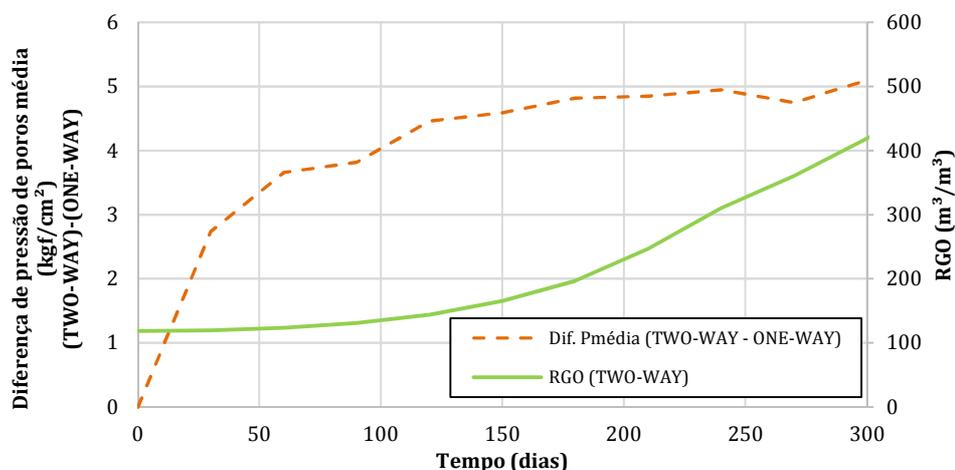


Figura 4.8. Diferença de pressão de poros média entre o método de acoplamento *two-way* e o *one-way* (laranja). A curva de RGO do método *two-way* (verde).

4.1.2 Resultados do acoplamento *two-way* sem atualização de permeabilidade quanto a parâmetros geomecânicos

A realização de simulações hidromecânicas acopladas possibilita que, além das análises referentes a parâmetros de produção, sejam feitos estudos voltados para respostas geomecânicas.

Observadas as elevadas depleções resultantes da produção do reservatório carbonático do Campo B, foi aplicada a metodologia de acoplamento *two-way* para investigar a evolução dos deslocamentos verticais nas camadas do MEM correspondentes aos principais horizontes geológicos, com destaque para o topo do reservatório, região que sofre os maiores deslocamentos. Ao analisar a subsidência no fundo marinho e a compactação em diferentes horizontes geológicos, este trabalho vai ao encontro da maioria dos trabalhos sobre acoplamento hidromecânico da literatura, conforme foi apresentado por Hernandez (2011) e discutido no tópico 2.3.1 do capítulo 2.

Logo, a Figura 4.9 ilustra uma das trajetórias em que foram avaliados os deslocamentos verticais. Assim como está destacado pela seta vermelha, o caminho analisado segue a direção do maior comprimento do reservatório ($J=60$). Esta trajetória é iniciada no *sideburden* em uma das extremidades do modelo e vai até a posição 28 km oposta a esta. Vale destacar que o início do reservatório está a 10,5 km e seu final a 17,5 km de distância da borda do modelo, onde $I=0$. Como pode ser observado, esta trajetória passa pelas posições com maiores depleções do reservatório.

Na Figura 4.10 está o gráfico de evolução dos deslocamentos verticais na trajetória descrita anteriormente. Neste trabalho, os valores negativos indicam deslocamentos verticais para baixo. Assim como esperado, fica claro que os deslocamentos acompanham o aumento da depleção ao longo do tempo nas diferentes regiões do reservatório. Na porção Sul (aproximadamente, entre 10,5 km e 14 km de distância), a compactação máxima está em torno de 0,70 m e na Norte (aproximadamente, entre 14 km e 17,5 km de distância) atinge no máximo 0,4 m ao final da simulação. Quando foram comparados os valores de depleção entre essas regiões, a região Sul apresentou cerca de o dobro da queda de pressão da região Norte, tendência que está sendo acompanhada pela compactação.

Além disso, no *sideburden*, mesmo a uma pequena distância do reservatório, os deslocamentos são muito menores. Isto ocorre porque as rochas laterais são mais rígidas que o reservatório e também pela ausência de variação da pressão de poros nestas áreas.

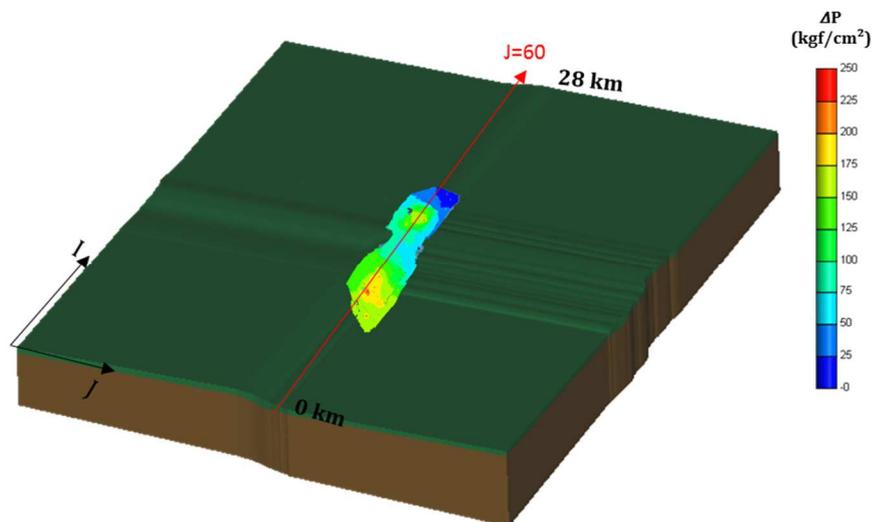


Figura 4.9. Camada do MEM correspondente ao horizonte que inclui o topo do reservatório. Seta vermelha (J=60) indicando a trajetória em que foi avaliada a compactação. Também está representada a depleção do reservatório ao final de 600 dias.

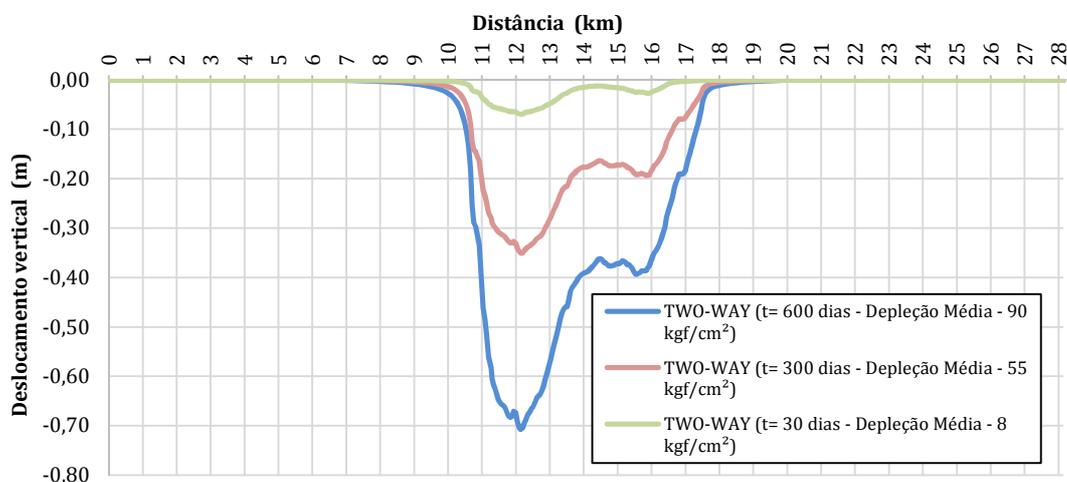


Figura 4.10. Evolução dos deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.9 (J=60) para os tempos 30 dias (verde), 300 dias (vermelho) e 600 dias (azul).

Ainda na camada do MEM correspondente ao topo do reservatório, a mesma análise foi realizada em uma trajetória perpendicular à anterior, a qual é ilustrada pela Figura 4.11. Nesta, o caminho analisado passa pelo menor comprimento do reservatório e apenas sobre a sua região Sul (I=71). Neste caso, a trajetória possui 24 km e o reservatório está compreendido entre 10,5 km e 13,5 km de distância da borda do modelo, onde J=0.

Na Figura 4.12 está o gráfico de evolução dos deslocamentos verticais nesta segunda trajetória analisada. Fica ainda mais evidente que no *sideburden* os deslocamentos são muito pequenos. Este é um indicativo de que o valor adotado para as extensões laterais das rochas adjacentes foi adequado, já que mesmo muito próximo ao reservatório as condições de contorno de não deslocamento estão sendo atendidas. No Apêndice A este assunto é discutido com mais detalhes. Vale destacar que esta trajetória não passa exatamente por cima do mesmo ponto da análise anterior, por isso os deslocamentos máximos para cada passo de tempo não são rigorosamente os mesmos.

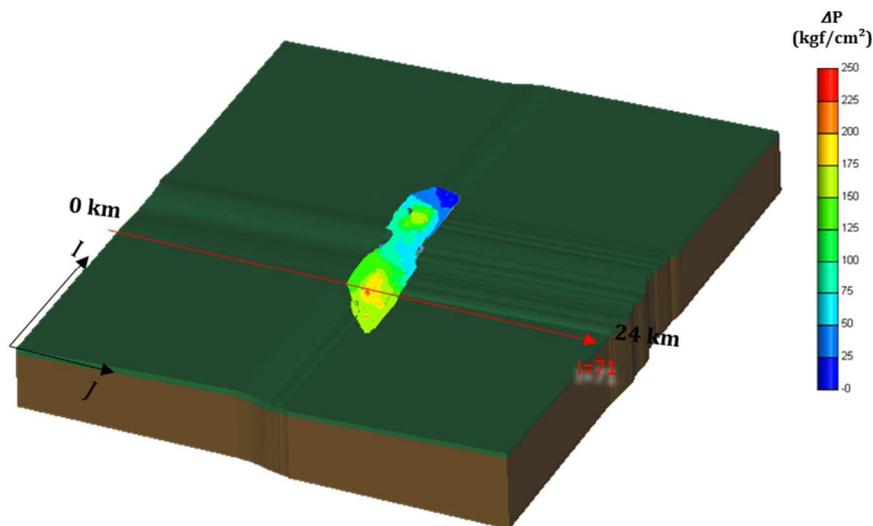


Figura 4.11. Camada do MEM correspondente ao horizonte que inclui o topo do reservatório. Destaque, através da seta vermelha (I=71), para a trajetória em que foi avaliada a compactação. No reservatório está representada a depleção ao final de 600 dias.

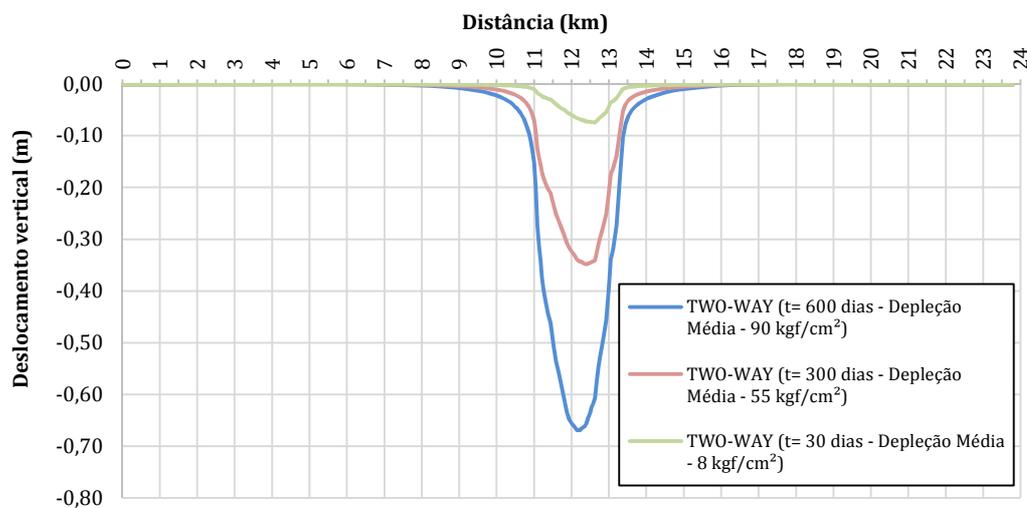


Figura 4.12. Evolução dos deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.11 (I=71) para os tempos 30 dias (verde), 300 dias (vermelho) e 600 dias (azul).

Além de investigar os efeitos geomecânicos ao longo de um horizonte específico como o topo do reservatório, conhecê-los em uma trajetória vertical do MEM também é importante. Esta é uma forma de avaliar a evolução dos deslocamentos na profundidade de cada horizonte e, eventualmente, ao longo da trajetória de poços.

Deste modo, foi observado como os deslocamentos verticais se comportam ao longo do tempo em uma linha traçada desde o fundo do mar até a base do MEM do Campo B, conforme ilustrado na Figura 4.13. Esta trajetória cruza o reservatório em sua região de maior depleção (região Sul), passando pelos principais horizontes do MEM, já apresentados na Figura 3.16

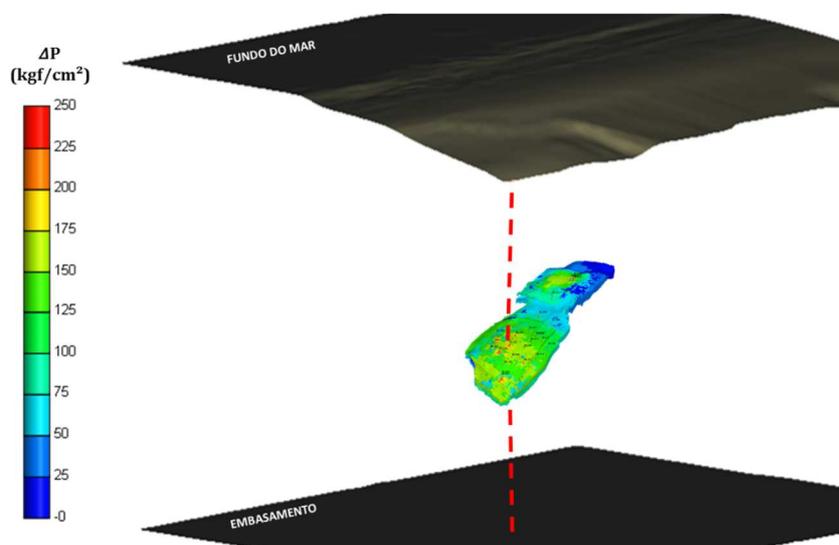


Figura 4.13. Trajetória em que foi avaliada a evolução dos deslocamentos verticais ao longo da profundidade do MEM do Campo B (linha tracejada vermelha). No reservatório está representada a depleção ao final de 600 dias.

Na Figura 4.14 estão apresentados os deslocamentos verticais para 30, 300 e 600 dias de simulação ao longo da trajetória descrita na Figura 4.13. Em 600 dias, o ponto de maior deslocamento para baixo corresponde ao topo do reservatório, o qual está a -2390 m de profundidade na posição analisada e apresenta compactação próxima a 0,7 m. Já a sua base está a -2700 m, sendo o ponto do gráfico com maior soerguimento, subindo cerca de 0,1 m. Logo, a variação de espessura do reservatório é, aproximadamente, 0,8 m em 310 metros de espessura inicial, o que resulta em uma deformação vertical de apenas 0,26%.

O perfil dos deslocamentos é interessante, pois devido ao elevado módulo de Young do *underburden* em relação ao *overburden*, o topo se desloca muito mais que a base. Este efeito também é influenciado pela condição de contorno do

problema, a qual deixa o fundo do mar se deslocar livremente, mas mantém os nós da base do MEM fixos.

Além disso, é possível observar que, enquanto a compactação do reservatório é cerca de 0,7 m, a subsidência é, aproximadamente, 0,23 m. Isto indica que as camadas superiores ao reservatório absorvem os deslocamentos gerados pela depleção. Na Tabela 4.2 estão os deslocamentos verticais nos principais horizontes do MEM ao final da simulação na trajetória analisada anteriormente.

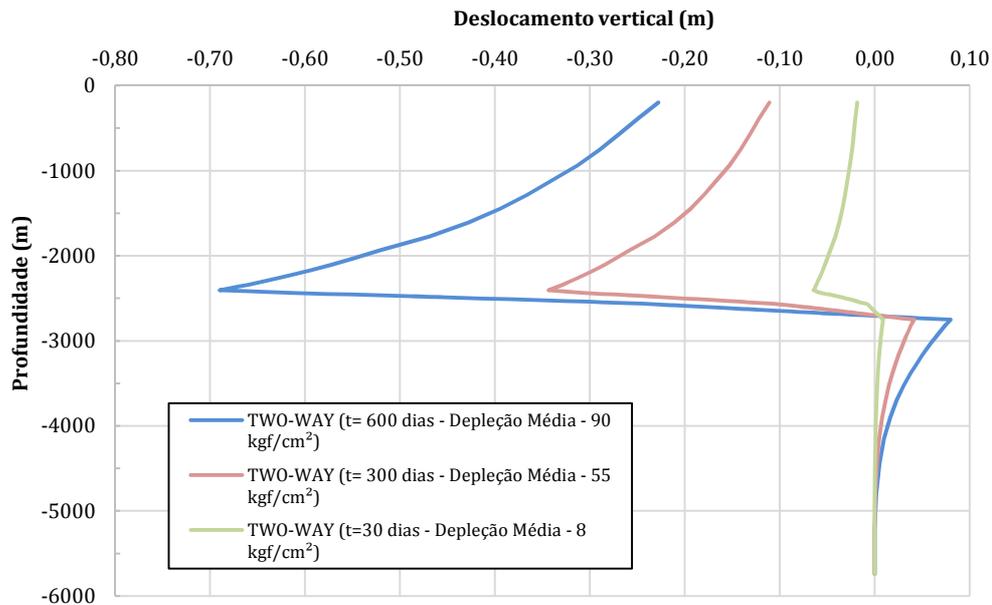


Figura 4.14. Evolução dos deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.13 para os tempos 30 dias (verde), 300 dias (vermelho) e 600 dias (azul).

Tabela 4.2. Profundidade onde a trajetória apresentada na Figura 4.13 cruza os horizontes do MEM do Campo B e os deslocamentos verticais ao final de 600 dias de simulação.

Horizonte	Profundidade (m)	Deslocamento vertical em 600 dias (m)
Fundo do Mar (Topo da Zona A)	-200	-0,23
A (Topo da Zona B)	-1100	-0,34
B (Topo da Zona C)	-1750	-0,47
Topo do Reservatório	-2390	-0,69
Base do Reservatório	-2700	+0,08

A Figura 4.15 traz um panorama 3D da distribuição dos deslocamentos verticais no topo de cada uma das zonas do MEM superiores ao reservatório, ao final dos 600 dias de análise. Nesta figura é interessante destacar que nas zonas superiores, quanto menos profunda, menos intensos são os deslocamentos verticais. Porém, é nessas zonas mais rasas em que os deslocamentos apresentam maiores

alcances laterais. Na Figura 4.16, é representada uma vista lateral da Figura 4.15, em que pode-se ver que os deslocamentos verticais alcançam cerca de 8,8 km de extensão lateral no fundo do mar, sendo que nessa direção o reservatório possui apenas 7 km de comprimento.

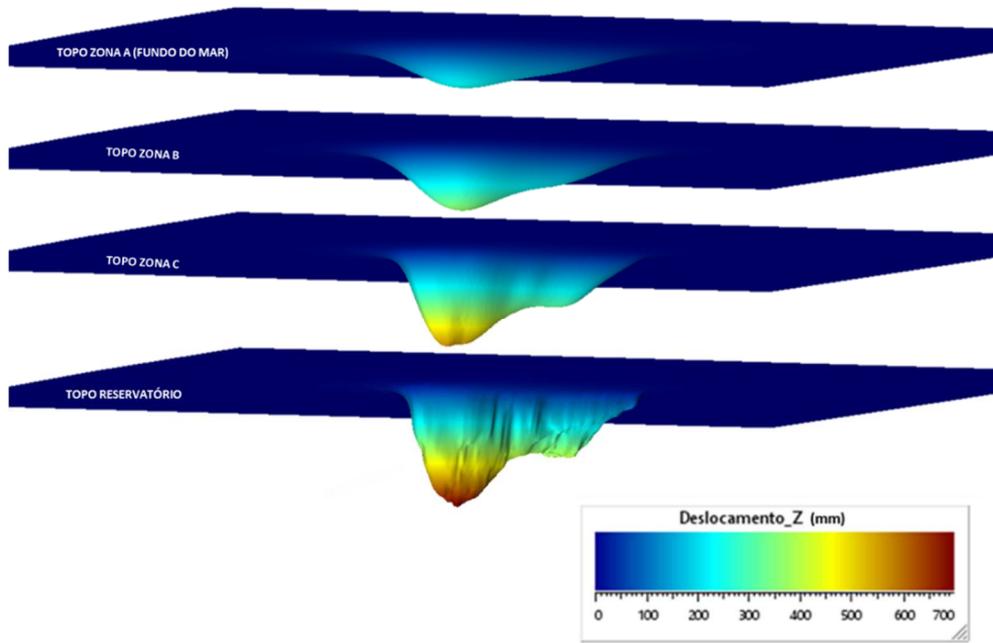


Figura 4.15. Distribuição 3D dos deslocamentos verticais no topo das principais zonas do MEM do Campo B.

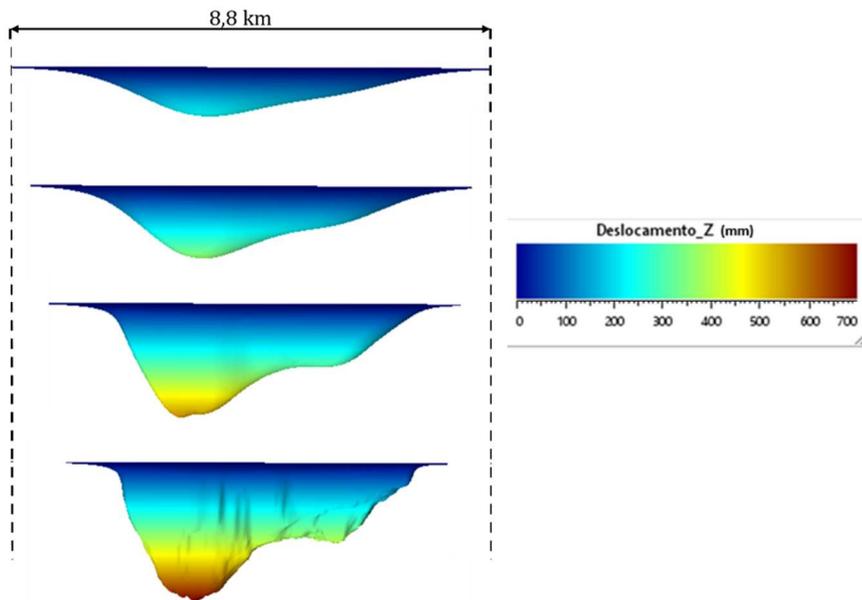


Figura 4.16. Vista lateral da Figura 4.15 com indicação do alcance lateral dos deslocamentos no fundo do mar.

Portanto, tomando os deslocamentos verticais como sendo as principais variáveis de interesse geomecânico no caso do Campo B, através de um esquema

de acoplamento *two-way* foi possível avaliar estes deslocamentos em diferentes posições no MEM em diferentes tempos da simulação.

4.1.3

Comparação entre as metodologias de acoplamento *one-way* e *two-way* sem atualização de permeabilidade com foco em parâmetros geomecânicos

Assim como foram realizadas análises geomecânicas através do esquema de acoplamento *two-way*, a metodologia GTEP/PUC-Rio também possibilita que sejam feitas análises dos parâmetros geomecânicos seguindo o esquema *one-way*.

Desta forma, é possível comparar a resposta da simulação geomecânica entre os dois tipos de acoplamento da mesma forma que foi feito para os parâmetros de produção (vazão, pressão de poros e RGO). O principal objetivo desta comparação é avaliar para o Campo B se, assim como as variáveis de produção, as variáveis geomecânicas (compactação e subsidência) também apresentam pouca diferença entre os dois métodos de acoplamento.

Para o método *two-way* são utilizadas as respostas das simulações apresentadas no tópico anterior desta Dissertação (4.1.2). Para a simulação *one-way* foram realizadas rodadas de acoplamento CHRONOS-IMEX em cada um dos 117 passos de tempo, completando 600 dias de análise. Vale lembrar que neste esquema de acoplamento todos os parâmetros de produção são os mesmos de uma simulação de fluxo convencional, pois as pressões são passadas do IMEX para o CHRONOS, mas nenhuma informação é trocada no outro sentido.

Logo, na análise *one-way* não seria mandatório enviar informações do IMEX para o CHRONOS em todos os 117 passos de tempo, poderia ter sido feito o acoplamento apenas nos tempos de interesse. Porém, como a performance do CHRONOS é muito otimizada se preferiu realizar os cálculos geomecânicos em todos os tempos. Então, enquanto a simulação *two-way* realizou 234 rodadas de acoplamento para alcançar o total de 117 passos de tempo, na *one-way* o número de passos de acoplamento foi o mesmo dos passos de tempo.

Para realizar esta análise comparativa foram confrontadas as respostas de deslocamento vertical dos dois tipos de acoplamento ao final dos 600 dias de simulação, apenas nos principais horizontes do MEM do Campo B. Seguindo a mesma filosofia adotada no tópico 4.1.2, os deslocamentos foram comparados em seções que cortam o reservatório em regiões onde estão as maiores depleções.

Neste caso, assim como ilustra a Figura 4.17, foram confrontados os deslocamentos verticais no topo de cada uma das zonas do MEM em dois cortes diferentes. O primeiro segue o maior comprimento do reservatório, ao longo da direção I, quando $J=60$. O segundo é perpendicular a este, passando pela região Sul do reservatório, ou seja, quando $I=71$. Portanto, estas trajetórias são semelhantes às utilizadas na análise feita no tópico 4.1.2, a primeira com 28 km e a segunda com 24 km de extensão.

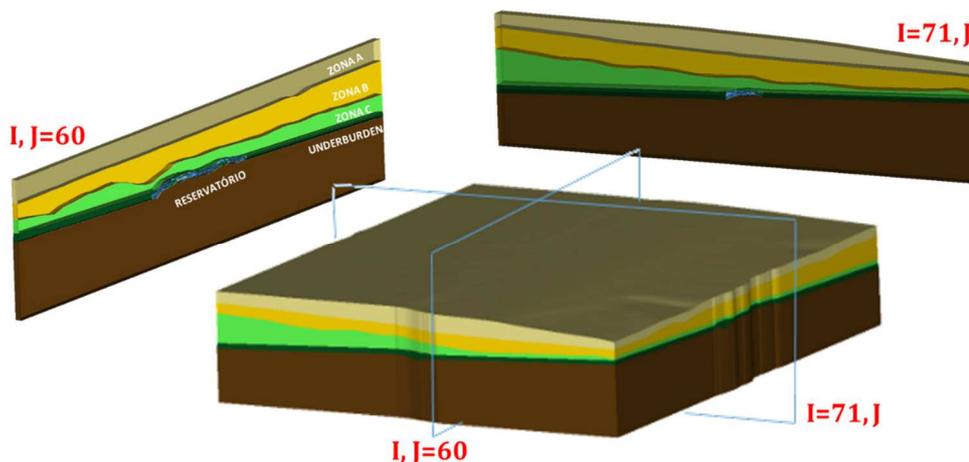


Figura 4.17. Cortes do MEM onde foram feitas as comparações entre os deslocamentos verticais calculados na metodologia *one-way* e *two-way*.

A Figura 4.18 e a Figura 4.19 apresentam os deslocamentos verticais seguindo o maior comprimento do reservatório ($I, J=60$) ao final de 600 dias de simulação para os horizontes do *overburden* e para a base do reservatório, respectivamente. Para facilitar o entendimento, nestas figuras as cores das curvas são correspondentes às cores de cada zona na Figura 4.17. O mesmo foi feito para a trajetória perpendicular à anterior ($I=71, J$) e os resultados estão apresentados na Figura 4.21 (horizontes do *overburden*) e na Figura 4.22 (base do reservatório).

De modo geral, quanto aos deslocamentos verticais, em todos os horizontes está claro que não há diferença significativa entre os dois tipos de acoplamento. Dada a pequena diferença da depleção final entre os dois casos, a qual foi anteriormente observada no tópico 4.1.1, era esperado que os deslocamentos tivessem o mesmo comportamento. Como a simulação *one-way* teve uma depleção levemente maior que a *two-way*, os deslocamentos desta última são um pouco menores. A maior diferença encontrada está na compactação do topo do reservatório, a qual é extremamente pequena, aproximadamente, 2 cm.

É interessante verificar que a diferença nos resultados reduz à medida que vão sendo observados horizontes menos profundos. Avaliando cada horizonte de forma individual, pode ser constatado que a diferença na resposta das simulações é maior onde a depleção é mais acentuada (região Sul do reservatório), ficando imperceptível a medida que se afasta dela (Figura 4.18).

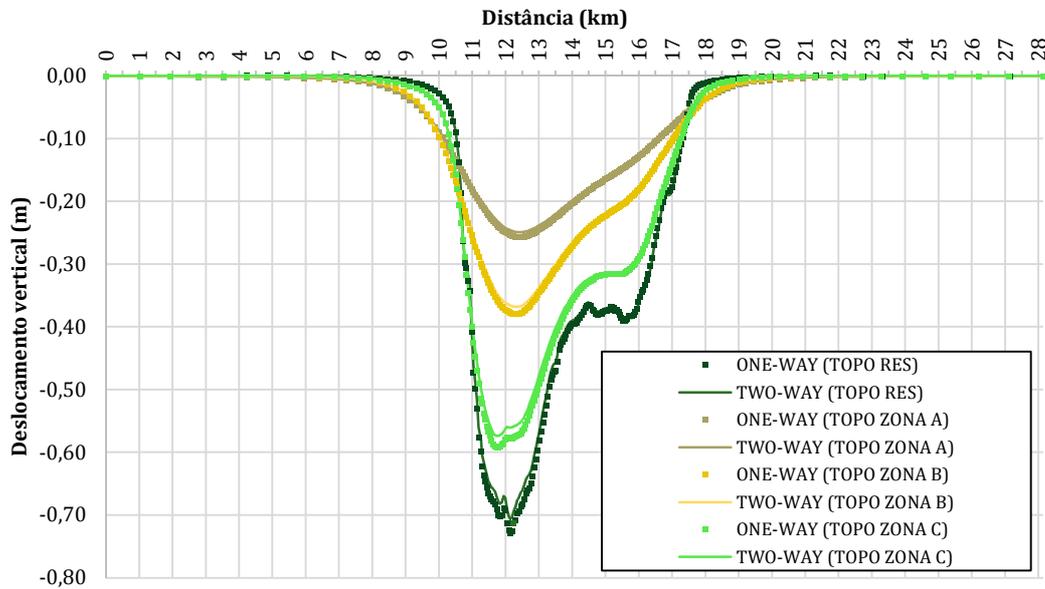


Figura 4.18. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação *two-way* (linhas contínuas) e *one-way* (pontos). Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).

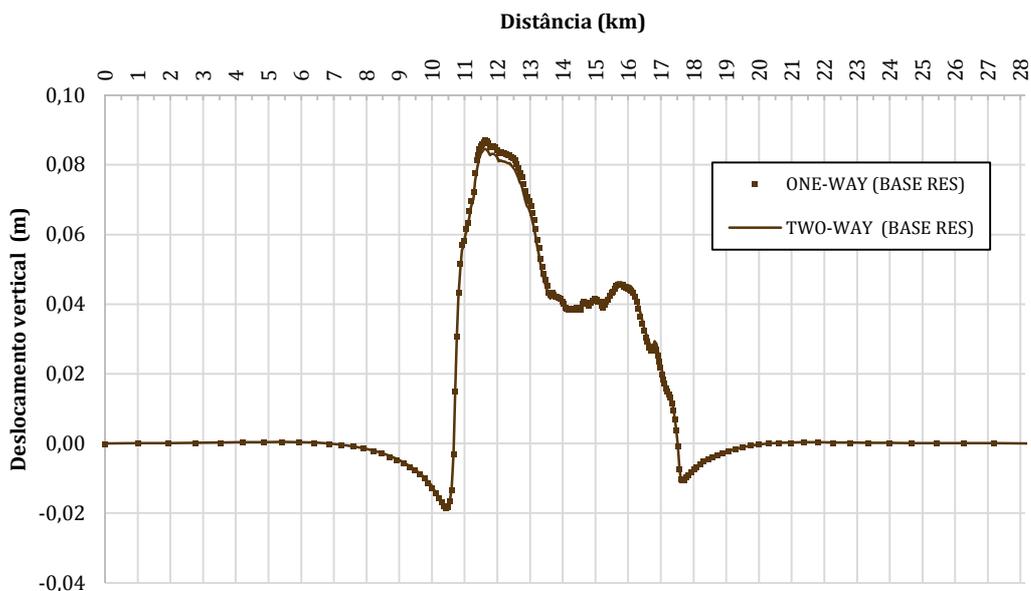


Figura 4.19. Deslocamentos verticais da camada do MEM correspondente à base do reservatório ao final de 600 dias para a simulação *two-way* (linhas contínuas) e *one-way* (pontos). Curva da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).

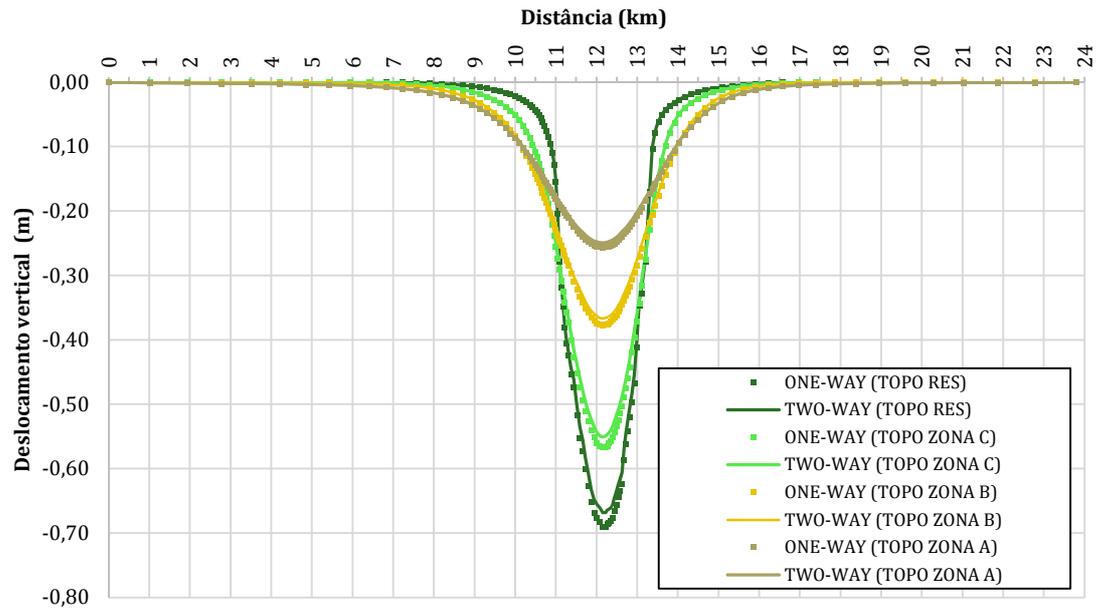


Figura 4.20. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação *two-way* (linhas contínuas) e *one-way* (pontos). Curvas da trajetória que segue a menor dimensão do reservatório (I=71,J).

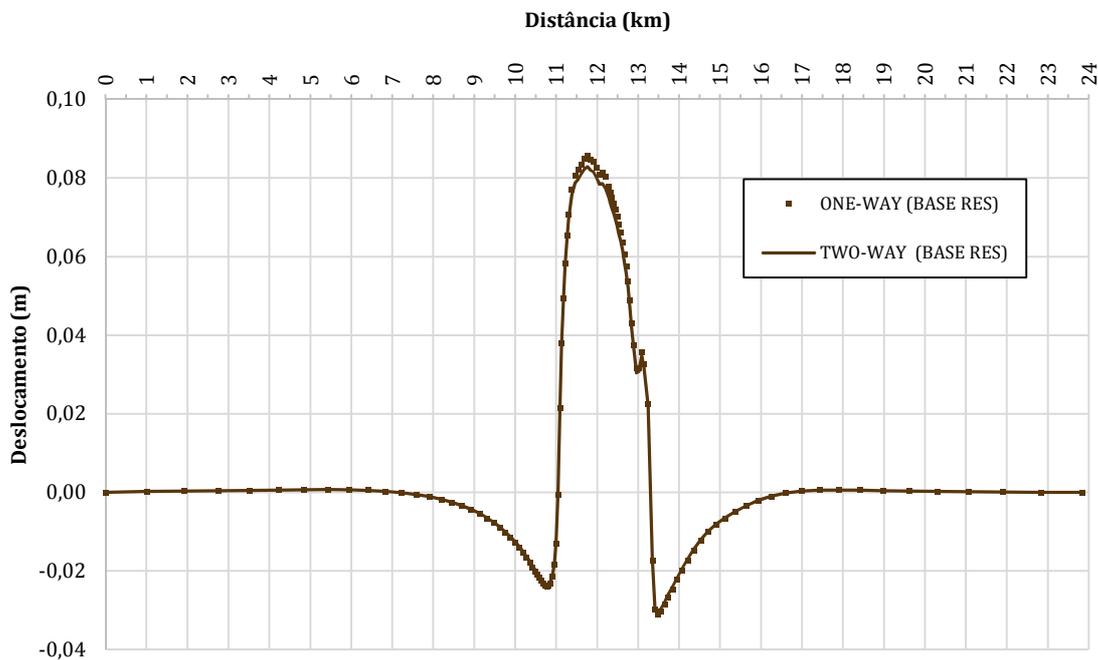


Figura 4.21. Deslocamentos verticais da camada do MEM correspondente à base do reservatório ao final de 600 dias para a simulação *two-way* (linhas contínuas) e *one-way* (pontos). Curva da trajetória que segue a menor dimensão do reservatório (I=71,J).

Também foi feita uma análise comparando as respostas entre as duas metodologias de acoplamento seguindo a trajetória vertical que foi apresentada

anteriormente na Figura 4.13. Na Figura 4.22 está o gráfico que mostra os deslocamentos verticais ao longo da profundidade para a simulação *one-way* e *two-way* ao final dos 600 dias nesta trajetória. Neste gráfico fica mais claro que em profundidades mais rasas a divergência entre os resultados dos dois esquemas de acoplamento é mínima. No topo do reservatório, o qual está -2390 m de profundidade na posição analisada, a compactação obtida pelo método *two-way* foi -0,69 m e no *one-way* -0,71 m, ou seja, apenas 0,02 m de diferença. No fundo do mar, a subsidência obtida pelos dois métodos foi -0,23 m.

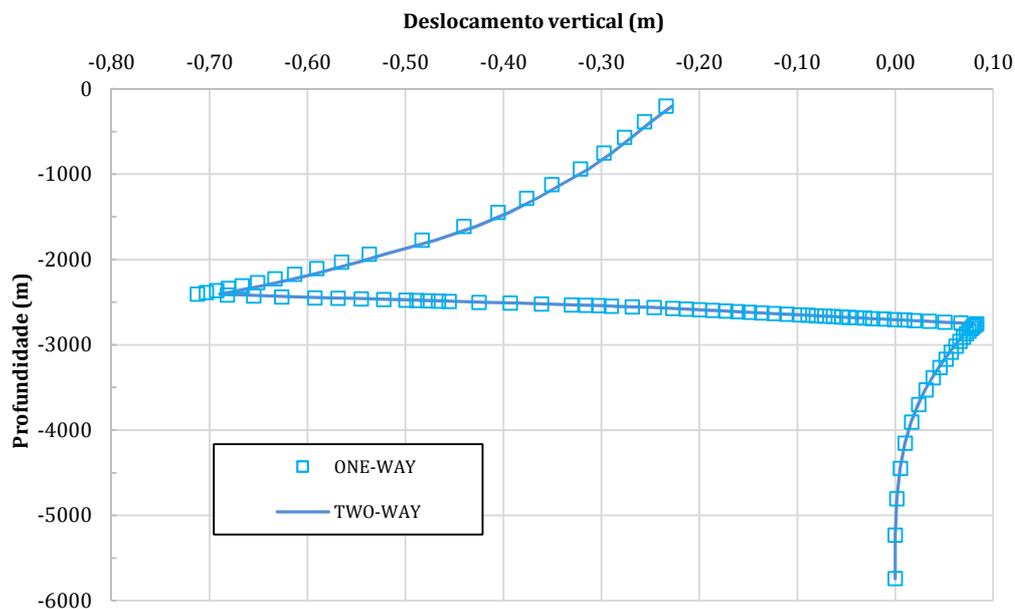


Figura 4.22. Deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.13 para o acoplamento *one-way* e *two-way* ao final de 600 dias de simulação.

Portanto, apesar de localmente haver pequenas divergências, em termos práticos as respostas geomecânicas observadas nos dois métodos analisados são equivalentes.

Desta forma, para o Campo B é possível dizer que aplicar a metodologia de acoplamento hidromecânico *one-way* ou *two-way* sem atualização de permeabilidade gera resultados similares tanto para as variáveis geomecânicas analisadas (compactação e subsidência), quanto para as variáveis de produção. No tópico 4.2 desta Dissertação será apresentado o impacto de incluir a permeabilidade como parâmetro de acoplamento.

4.1.4 Avaliação quanto ao desempenho computacional

Além de realizar análises quanto às variáveis de produção e geomecânicas, nesta Dissertação também foi avaliado o desempenho computacional de cada método de acoplamento hidromecânico utilizado.

Vale mencionar que não é uma pretensão que as simulações hidromecânicas parcialmente acopladas tenham a mesma performance que a simulação convencional de fluxo, a qual é realizada com o IMEX em apenas cerca de 200 mil células ativas. Nas análises hidromecânicas são feitos cálculos com quase 2 milhões de elementos para as simulações geomecânicas com o CHRONOS e também são feitos os cálculos de fluxo com o *grid* original de simulação com o IMEX. Além da questão do tamanho do problema, em uma simulação hidromecânica acoplada são calculadas mais variáveis do que em uma simulação de fluxo. Desta forma, não seria possível que simulações através de esquemas de acoplamento *two-way* ou, mesmo *one-way*, levassem o mesmo tempo de execução do que simulações convencionais.

Entretanto, analisar o desempenho computacional de cada tipo de acoplamento é um ponto de interesse pois, em geral, os cálculos geomecânicos são muito onerosos. Porém, como está sendo usado o CHRONOS, um código de elementos finitos em GPU de elevado desempenho computacional, é esperado que mesmo para problemas muito grandes seja possível realizar análises *one-way* e *two-way* em tempos razoáveis, mostrando que é factível sua aplicação em análises práticas.

Neste trabalho, tanto na análise *one-way*, quanto na *two-way* foram feitas simulações de produção do reservatório carbonático do Campo B por 600 dias em 117 passos de tempo com um MEM de, aproximadamente, 2 milhões de elementos. Neste caso, o acoplamento *one-way* levou 3,39 horas enquanto o *two-way* foi concluído em 9,29 horas.

Portanto, apesar da análise *two-way* levar quase três vezes mais tempo que a *one-way*, é importante lembrar que na primeira o esforço computacional é muito maior, não só por estar sendo realizada mais de uma iteração a cada passo de tempo, mas também devido à necessidade de trocar informações nos dois sentidos de acoplamento. Neste caso em especial, em que a análise *one-way* teve resultados muito próximos da análise *two-way* sem atualização da permeabilidade, talvez não

se justifique tempo a mais demandado pela análise *two-way*, a não ser que seja interesse do analista realizar estudos muito detalhados.

No entanto, é possível concluir que, dadas as dimensões do problema, os dois tipos de acoplamento hidromecânico rodaram em tempo excelentes, pois em muito menos do que um dia é possível executar qualquer um dos métodos. Para o caso do Campo B, cuja malha do MEM possui cerca de 2 milhões de elementos, é difícil imaginar que isto seria possível utilizando programas convencionais de elementos finitos com processamento em CPU.

A Tabela 4.3 apresenta um panorama da composição do tempo total das rodadas para cada um dos esquemas de acoplamento.

Tabela 4.3. Tempo para simulação de 600 dias de produção do reservatório carbonático do Campo B para os acoplamentos *one-way* e *two-way*.

Parâmetro		<i>One-way</i>	<i>Two-way</i>
Passos de tempo		117	117
Iterações de acoplamento		117	234
Tempo (minutos)	IMEX	7,55	161,6
	HERMES	24,8	58,4
	CHRONOS	170,9	337,2
Tempo médio por passo de tempo (minutos/ passo de tempo)		1,7	4,8
Tempo total (horas)		3,4	9,3

O primeiro ponto que será destacado é o aumento de tempo do IMEX no acoplamento *two-way* frente ao *one-way*. Neste último, o IMEX leva exatamente o tempo de uma simulação convencional. Já no acoplamento *two-way*, o aumento significativo é devido ao processo de leitura de arquivos de entrada a cada iteração, ou seja, toda vez que o HERMES reescreve as porosidades e pseudo compressibilidades nos arquivos de entrada do IMEX, este precisa ler novamente todos dados e realizar o processo de reinicialização. Este processo é denominado *restart*, o qual onera significativamente o tempo de execução deste simulador. Mais detalhes sobre este processo podem ser encontrados em no manual do IMEX, CMG (2010).

No HERMES é natural que o *two-way* seja mais demorado, pois este programa é responsável por lidar com as variáveis de acoplamento alimentadas na simulação de fluxo (porosidade e pseudo compressibilidade) e também com as

pressões de poros, as quais ele transforma em forças nodais e incorpora na simulação geomecânica. Já no acoplamento *one-way*, apenas este último processo descrito é executado.

Para os cálculos geomecânicos, o CHRONOS leva quase que exatamente o dobro do tempo de execução na simulação *two-way*. Isto ocorre pois, nesta última são resolvidas duas iterações de acoplamento a cada passo de tempo.

Uma informação de destaque é o tempo levado a cada passo de tempo nos dois tipos de acoplamento. Mesmo no caso mais demorado, o tempo médio foi menor que 5 minutos. Esta performance é extremamente interessante, dadas as dimensões da malha de elementos finitos.

Na Figura 4.23 temos a proporção do tempo gasto por cada programa. Pode ser destacado que, apesar de ser muito otimizado, o CHRONOS continua sendo o programa mais demorado nas duas análises. Chama a atenção que no acoplamento *two-way*, o CHRONOS contribui apenas com o dobro do tempo do IMEX, mostrando que o simulador de fluxo também contribui significativamente para o aumento do custo computacional.

Quanto ao HERMES, no *two-way*, este é o processo que menos toma tempo, ou seja, o gerenciamento dos parâmetros de acoplamento não tem grande impacto no tempo total desta análise. Porém, no acoplamento *one-way*, este processo é 3 vezes mais lento que a simulação de fluxo.

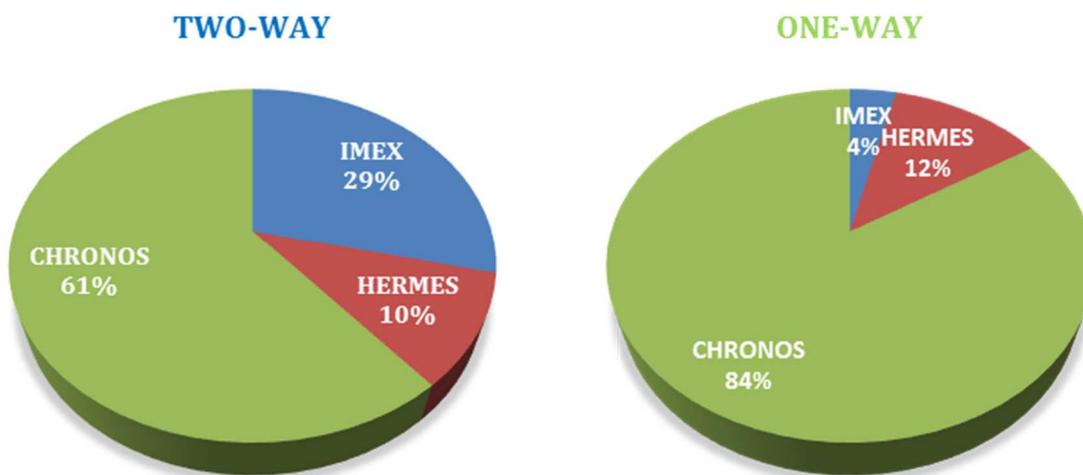


Figura 4.23. Proporção de cada programa no tempo total das simulações no acoplamento *two-way* e *one-way*.

4.1.5 Discussão

A partir das análises apresentadas anteriormente, é possível dizer que a metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio foi aplicada satisfatoriamente para analisar o Campo B tanto em um esquema de acoplamento *one-way*, quanto em um esquema de acoplamento *two-way*.

Com base nas comparações de parâmetros de fluxo e parâmetros geomecânicos, foi constatado que, para o Campo B, não houve diferenças significativas nas respostas em linhas gerais. Entretanto, localmente o método *two-way* apresentou queda de pressão levemente menor que o *one-way*. Isto foi refletido em uma pequena diferença nos deslocamentos verticais calculados pelas duas metodologias, sendo que o acoplamento *one-way* apresentou deslocamentos sutilmente maiores.

Uma possível justificativa para a pequena diferença entre os dois tipos de acoplamento é o aparecimento de gás livre em condições de reservatório nos dois casos. A elevada depleção causa o aparecimento deste fluido extremamente compressível no reservatório, fazendo com que a variação da porosidade decorrente da produção tenha um impacto secundário na variação de pressão de poros. Especialmente no caso discutido no tópico 4.1, isto tem uma consequência extremamente importante, já que não foi considerada a permeabilidade como parâmetro de acoplamento e apenas efeitos volumétricos são contabilizados.

Foi observado que qualquer um dos métodos poderia ser aplicado no Campo B sem que o tempo de rodadas seja um problema. Apesar do método *two-way* ser mais demorado que o *one-way*, o que é esperado, os dois foram simulados em menos de 1 dia.

Entretanto, como já foi mencionado, as permeabilidades das rochas constituintes do reservatório carbonático do Campo B são fortemente dependentes da variação de porosidades. Logo, nos tópicos a seguir será avaliado o impacto de incluir a permeabilidade como parâmetro de acoplamento nas análises *two-way* realizadas para o Campo B.

4.2

Resultados das simulações two-way com e sem atualização de permeabilidade para o Campo B

Conforme observado por Falcão (2013), Soares (2000) e Soares & Ferreira (2002) e como foi discutido nos tópicos 2.2.3 e 2.3.2.4 desta Dissertação, as permeabilidades das rochas constituintes do reservatório carbonático do Campo B são extremamente sensíveis aos efeitos da depleção. Soares (2000) ressaltou que nos ensaios de compressão, durante o carregamento das amostras, suas permeabilidades foram reduzidas de forma severa.

Conhecendo esta característica da rocha, considerar a permeabilidade constante durante toda a simulação pode levar a erros significativos na previsão de parâmetros de produção e, conseqüentemente, de variáveis geomecânicas. Neste aspecto, apesar de ser vastamente difundida na indústria, a simulação convencional de fluxo pode não ser suficiente para analisar o comportamento deste reservatório. Seguindo esta lógica, mesmo uma simulação hidromecânica acoplada *two-way* pode sofrer do mesmo problema. Obviamente, isto ocorre caso não seja considerada a permeabilidade como parâmetro de acoplamento, premissa que é comumente encontrada em diversos trabalhos sobre acoplamento hidromecânico da literatura.

De acordo com o que foi discutido no tópico 2.4 desta Dissertação, na metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio, quando adotado o esquema *two-way*, além de porosidade e pseudo compressibilidade, é possível considerar a permeabilidade como um terceiro parâmetro de acoplamento. Da mesma forma que os outros dois, a permeabilidade modificada é alimentada no IMEX pelo HERMES a cada iteração de acoplamento.

Nos estudos relativos ao Campo B foram consideradas duas maneiras distintas de atualizar a permeabilidade ao longo da simulação como uma forma de avaliar o impacto desta propriedade como parâmetro de acoplamento.

Originalmente, a metodologia GTEP/PUC-Rio utilizava apenas a expressão apresentada por Araújo (2002) para atualizar a permeabilidade em função do coeficiente de Poisson e da deformação volumétrica sofrida pela rocha. Esta expressão foi discutida no tópico 2.2.3 deste trabalho e apresentada na Equação 2.89. As simulações executadas através deste método de atualização da permeabilidade serão chamadas de “TWO-WAY COM PERM - GTEP”.

Além disso, neste trabalho o código do programa HERMES foi modificado de forma que fosse possível considerar a atualização da permeabilidade através da expressão introduzida por Petunin *et al.* (2011), a qual foi apresentada através da Equação 2.88. Conforme abordado no tópico 2.3.2.4, Falcão (2013) calibrou o expoente (A) desta expressão de acordo com ensaios disponíveis para o reservatório carbonático do Campo B e concluiu que $A = 60$ é o melhor expoente para caracterizar estas rochas. Portanto, as simulações executadas através deste método de atualização da permeabilidade serão identificadas neste trabalho por “TWO-WAY COM PERM -A=60”.

A Figura 4.24 apresenta um panorama das equações para atualização de permeabilidade discutidas anteriormente.

Expressão de Araújo (2002) - GTEP

$$\frac{k}{k_0} = \left\{ 1 \mp \frac{1}{2} \left[\frac{9\pi(1 - \nu^2)}{2} (\Delta\varepsilon_v)^2 \right]^{1/3} \right\}^2$$

Expressão de Petunin et al. (2011) com expoente ajustado por Falcão (2013) para o Campo B - A=60

$$\frac{k}{k_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^{60}$$

Figura 4.24. Panorama das equações utilizadas para atualização da permeabilidade do reservatório carbonático do Campo B.

Vale destacar que a simulação “TWO-WAY COM PERM - A=60” utiliza uma expressão que tem origem em ensaios de redução de permeabilidade com o aumento da tensão confinante para amostras das próprias rochas em questão. Logo, acredita-se que esta seja a simulação que melhor representa o comportamento do reservatório carbonático do Campo B.

Neste trabalho, assim como em Falcão (2013), não foi considerada anisotropia na variação da permeabilidade, ou seja, a mesma expressão utilizada para atualizar as permeabilidades horizontais foi aplicada para modificar as permeabilidades verticais do modelo de fluxo.

Portanto, para avaliar o efeito de considerar a permeabilidade como parâmetro de acoplamento nas análises de realizadas para o Campo B foram

analisados resultados de parâmetros de produção e geomecânicos. Foram confrontadas as respostas de três diferentes maneiras de acoplamento *two-way*: *two-way* sem atualização de permeabilidade, identificado apenas por “TWO-WAY”, o qual foi aplicado anteriormente neste trabalho, o método “TWO-WAY COM PERM - GTEP” e o “TWO-WAY COM PERM- A=60”.

Também foi verificado o desempenho computacional destas análises. A preocupação é garantir que a inclusão de mais um parâmetro de acoplamento não onere o tempo das simulações.

Por fim, foram feitas mais duas simulações de acoplamento *two-way* considerando diferentes expoentes da expressão introduzida por Petunin *et al.* (2011). Segundo os autores, $A = 3$ é o expoente para a expressão clássica de Kozeny-Carman e $A = 21$ o expoente representativo de um carbonato analisado em seu trabalho. Logo, uma análise de sensibilidade foi realizada com estes dois expoentes para observar o efeito nas respostas de interesse do acoplamento hidromecânico do Campo B.

4.2.1

Comparação entre as simulações TWO-WAY, TWO-WAY –PERM GTEP e TWO-WAY –PERM A=60 com foco em parâmetros de produção

Utilizando o mesmo MEM das análises anteriores, foram feitas simulações de acoplamento hidromecânico *two-way* com atualização da permeabilidade para o reservatório carbonático do Campo B pelos mesmos 600 dias que haviam sido considerados no acoplamento *one-way* e *two-way* sem atualização de permeabilidade. Neste caso, também são realizadas 2 iterações de acoplamento CHRONOS-IMEX a cada um dos 117 passos de tempo. As novas simulações utilizaram as mesmas premissas de produção (quantidade de poços, pressão mínima de fundo e vazão máxima de óleo) que as anteriores.

A Figura 4.25 apresenta a curva de produção total de óleo para as três simulações destacadas neste momento. Nos tempos iniciais as vazões de óleo de todos as três simulações são idênticas, indicando que a variação de permeabilidade ainda não é impactante. Entretanto, este comportamento é mantido por um tempo muito curto.

A simulação “TWO-WAY COM PERM-A=60” é a mais impactada pela inclusão da permeabilidade como parâmetro de acoplamento. A partir de 150 dias,

sua vazão de óleo começa a ter valores inferiores às demais, tendência que segue até 600 dias. No final, a diferença entre esta simulação e o caso *two-way* sem atualização de permeabilidade é de 2500 m³/d, o que representa 30% da vazão deste último. Vale reforçar que durante 450 de um total de 600 dias a vazão do caso “TWO-WAY COM PERM-A=60” foi significativamente inferior às demais, o que resulta em um grande impacto no volume total de óleo produzido.

A simulação “TWO-WAY COM PERM – GTEP” apresenta comportamento intermediário ao das outras duas, descolando da curva de produção do caso “TWO-WAY” em 210 dias, sendo que no final a diferença entre estas curvas é de 1600 m³/d, o que significa uma divergência de 19% na vazão de óleo. Neste caso, apesar do impacto na produção não ser tão acentuado quanto na análise “TWO-WAY COM PERM-A=60”, a redução apresentada também é considerável.

De uma forma geral, as duas expressões utilizadas para atualizar a permeabilidade tiveram impacto relevante na produção de óleo. Além disso, como a expressão para atualização da permeabilidade utilizada na simulação “TWO-WAY COM PERM-A=60” foi baseada em ensaios das próprias rochas do reservatório em questão, seus resultados ressaltam a importância de considerar a permeabilidade como parâmetro de acoplamento na modelagem do reservatório carbonático do Campo B.

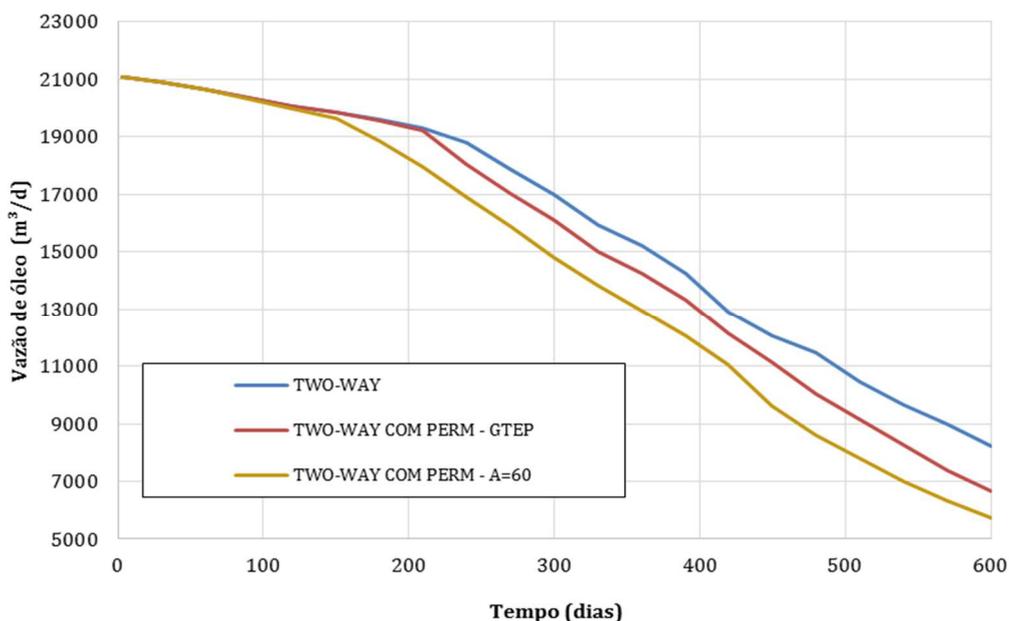


Figura 4.25. Vazão total de produção de óleo para o reservatório carbonático do Campo B para o acoplamento *two-way* sem atualização de permeabilidade (azul) e para as simulações com atualização de permeabilidade “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (vermelho) e “TWO-WAY COM PERM – A=60” (amarelo).

A redução da vazão observada nos casos “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM-A=60” foi causada pela diminuição de permeabilidade da rocha, a qual é fruto da queda de pressão de poros que ocorre no Campo B. A Figura 4.26 apresenta a variação da pressão de poros média devido à produção para os três casos analisados. Assim como ocorre para a simulação *two-way* com permeabilidade constante, as outras duas também têm depleção acentuada.

Nos casos em que foi considerada a variação de permeabilidade, a depleção foi levemente menor, o que é natural devido à menor produção. Ao final de 600 dias de simulação, enquanto para o caso “TWO-WAY” a pressão de poros média ficou em 194 kgf/cm², no caso “TWO-WAY COM PERM – GTEP” estava em 197 kgf/cm² e no “TWO-WAY COM PERM-A=60” igual a 203 kgf/cm². Cabe salientar que a grande diferença observada na vazão de produção de óleo entre as três simulações não é acompanhada por uma divergência na pressão de mesma magnitude, pois existem efeitos como, por exemplo, a expansão do gás livre no reservatório, que influenciam a variação da pressão de poros ao longo do tempo.

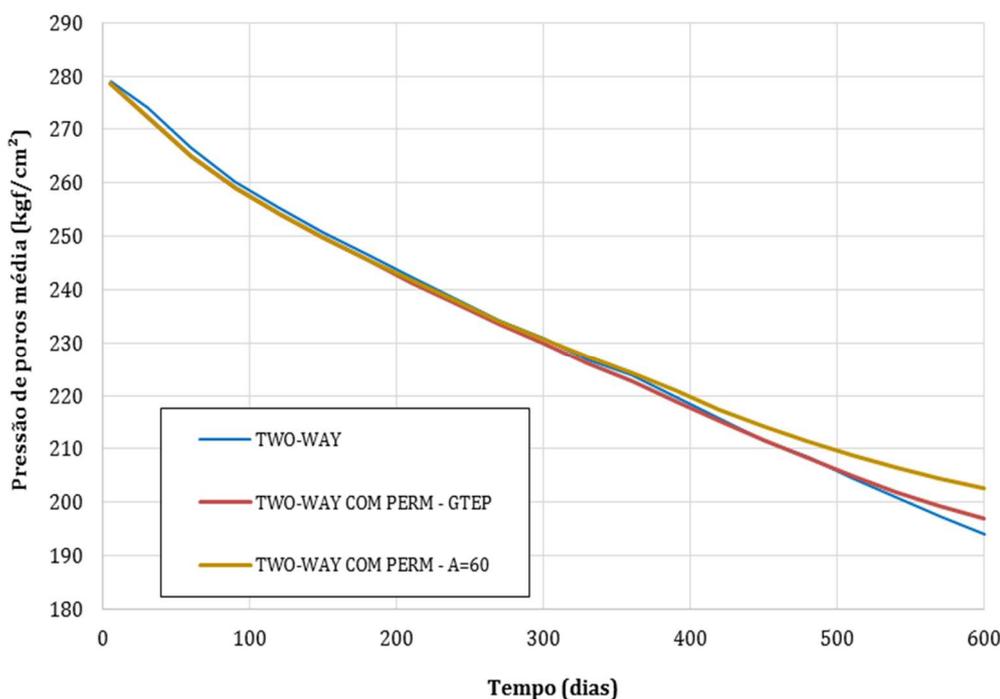


Figura 4.26. Pressão de poros média para o reservatório carbonático do Campo B para o acoplamento *two-way* sem atualização de permeabilidade (azul) e para as simulações com atualização de permeabilidade “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (vermelho) e “TWO-WAY COM PERM – A=60” (amarelo).

Buscando uma comparação um pouco mais detalhada, a Tabela 4.4 apresenta a pressão de poros ao final de 600 dias para cada um dos setores do modelo de fluxo

do reservatório, anteriormente indicados na Figura 3.10. Como pode ser observado, todos seguem a tendência da pressão média, ou seja, a simulação “TWO-WAY COM PERM-A=60” foi a que terminou com a maior pressão, seguida pela “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e a simulação “TWO-WAY” apresentou as menores pressões.

É interessante notar que o setor Norte foi onde as pressões das simulações com atualização de permeabilidade mais divergiram da simulação com permeabilidade constante. A simulação “TWO-WAY COM PERM-A=60” chega a apresentar 15 kgf/cm² de diferença. É possível que este maior contraste entre as pressões neste local do reservatório apareça também como uma diferença de deslocamentos verticais na análise geomecânica.

Tabela 4.4. Pressão de poros em cada um dos setores do reservatório para a simulação “TWO-WAY”, “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM – A=60” ao final de 600 dias de simulação.

Setor	Pressão de poros final (kgf/cm ²)		
	TWO-WAY	TWO-WAY COM PERM – GTEP	TWO-WAY COM PERM-A=60
Norte	193,1	200,2	208,2
Sul	179,1	181,0	186,1
Superior	147,6	149,3	155,1
Intermediário	193,1	196,1	200,6
Inferior	229,2	232,2	234,1

Como foi mencionado, a grande variação de pressão de poros que ocorre no reservatório faz com que sua permeabilidade seja reduzida. Em especial, no reservatório carbonático do Campo B este efeito é acentuado e, como visto nas curvas anteriores, indica um impacto extremamente significativo na previsão de produção.

A Figura 4.27 ilustra a distribuição de permeabilidades horizontais, ao final do tempo de análise, para o modelo 3D de cada uma das três simulações que estão sendo discutidas neste tópico. No caso da simulação “TWO-WAY”, como a permeabilidade é mantida constante, este parâmetro pode servir de base para avaliar o quanto as outras duas sofreram de redução.

Nesta figura, é possível observar, pelo aparecimento de cores mais frias no modelo “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e, de forma ainda mais evidente, no

caso “TWO-WAY COM PERM-A=60”, o impacto que a consideração da permeabilidade como parâmetro de acoplamento gera no reservatório. Por exemplo, algumas células que estão vermelhas no modelo “TWO-WAY”, indicando que a permeabilidade é cerca de 1000 mD, aparecem amarelas no modelo “TWO-WAY COM PERM – GTEP”, o que seria equivalente a 700 mD. Já no modelo “TWO-WAY COM PERM-A=60”, as mesmas células aparecem em tom azulado, indicando permeabilidades da ordem de 400 mD.

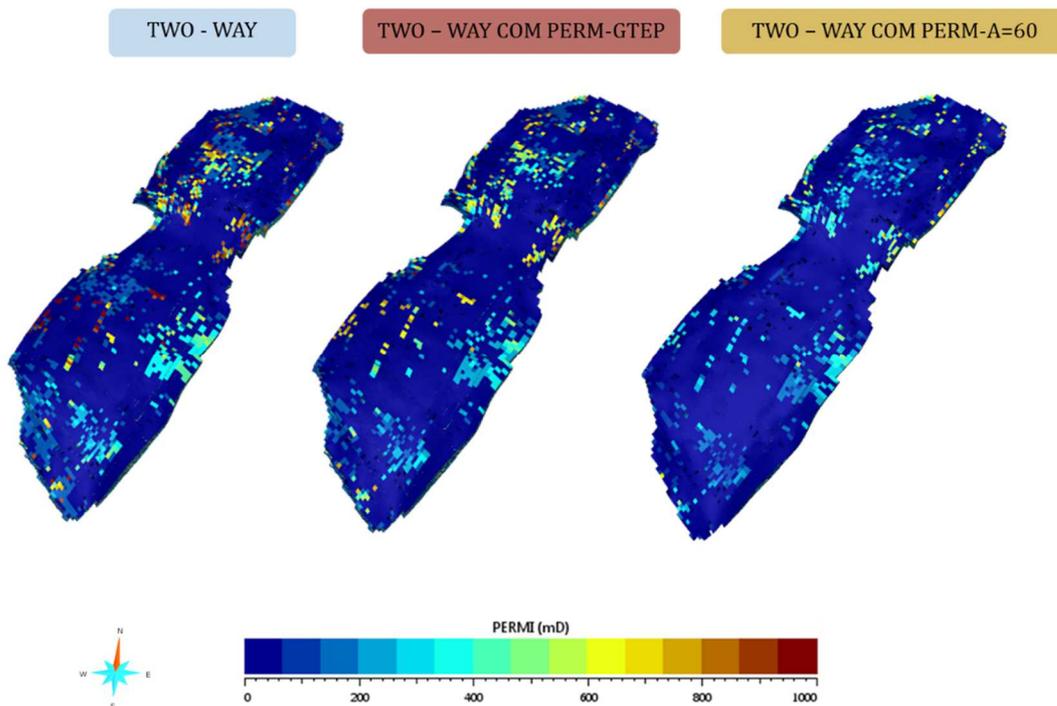


Figura 4.27. Distribuição de permeabilidades horizontais no modelo 3D do reservatório carbonático do Campo B após 600 dias de produção para os casos “TWO-WAY” (esquerda), “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (meio) e “TWO-WAY COM PERM-A=60” (direita).

Utilizando os recursos de pós-processamento disponíveis no GOCAD, foram gerados os histogramas das permeabilidades horizontais dos modelos ao final do tempo de simulação, ilustrados na Figura 4.28. Há grande dispersão dos valores em todos os 3 casos, reforçando a heterogeneidade deste carbonato. Nos casos com atualização de permeabilidade é possível ver o aumento da proporção de células com esta propriedade mais baixa. Estes histogramas quantificam o que pode ser percebido na Figura 4.27, por exemplo, o modelo “TWO-WAY” apresenta células com 1000 mD, as quais tem frequência muito baixa no caso “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e não ocorrem no “TWO-WAY COM PERM-A=60”.

Apesar da grande dispersão nos valores, a média obtida nos histogramas é um indicativo global do comportamento da redução de permeabilidade em todos os

modelos. Neste caso, a permeabilidade horizontal média do caso *two-way* sem atualização de permeabilidade é 176,9 mD. A simulação “TWO-WAY COM PERM – GTEP” apresenta 22% de redução quando comparado ao modelo anterior, com 137,2 mD ao final de 600 dias. Já a simulação “TWO-WAY COM PERM-A=60” foi a que teve redução mais acentuada desta propriedade, ficando com 105,1 mD, 41% menor do que a inicial.

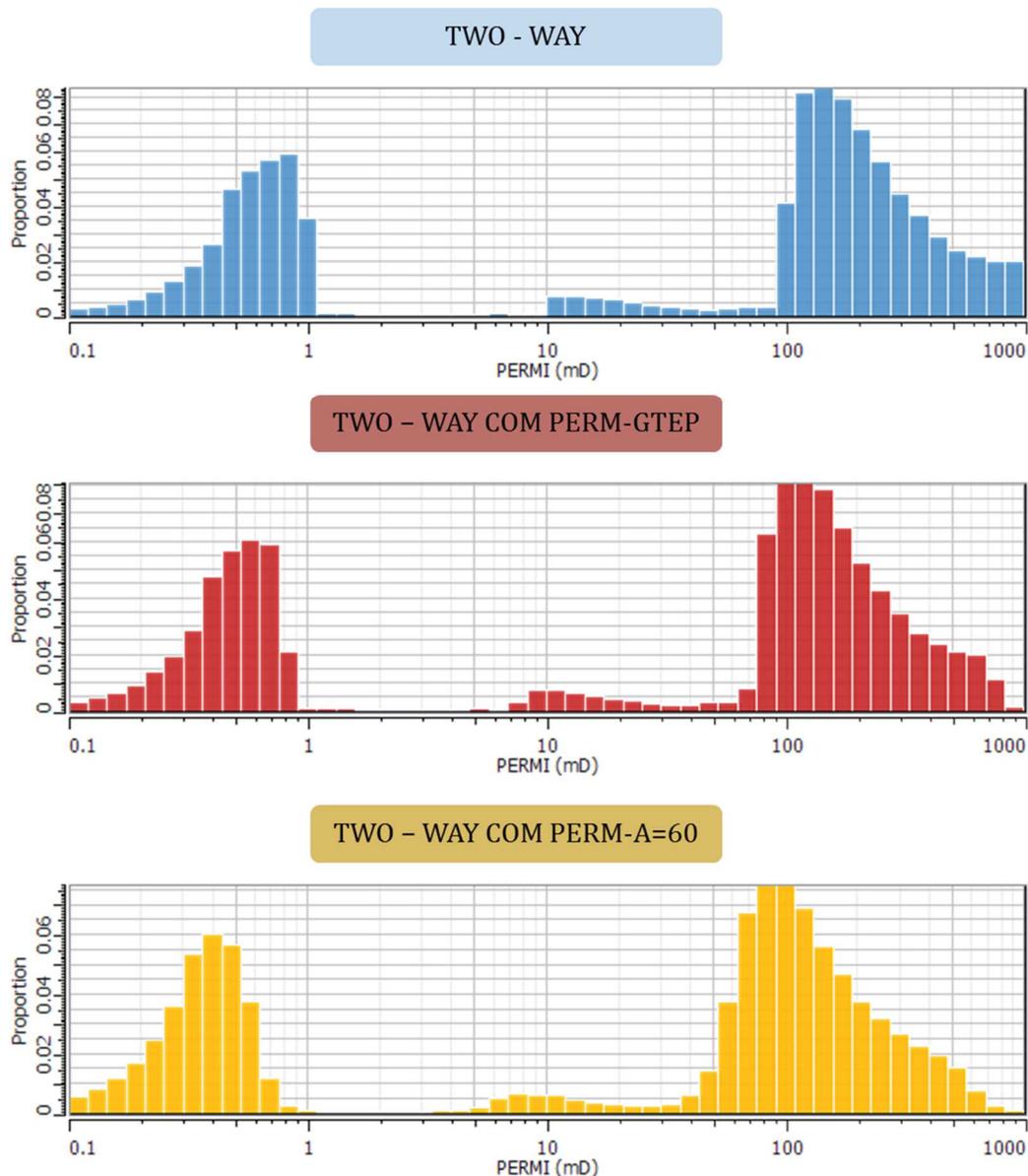


Figura 4.28. Histogramas de permeabilidades horizontais do reservatório carbonático do Campo B após 600 dias de produção para os casos “TWO-WAY” (azul), “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (vermelho) e “TWO-WAY COM PERM-A=60” (amarelo).

Este mesmo procedimento foi realizado para avaliar o impacto na permeabilidade vertical. O comportamento foi similar à horizontal, mostrando redução significativa nos casos em que há atualização desta propriedade. Como foi

utilizada a mesma expressão para atualizar a permeabilidade em todas as direções, as reduções das médias de permeabilidades verticais nestes casos ficaram muito parecidas com as que foram mostradas para a permeabilidade horizontal. O método “TWO-WAY COM PERM – GTEP” apresentou queda de 21% e o “TWO-WAY COM PERM-A=60” redução de 39%, quando comparadas à média dos valores iniciais de permeabilidade vertical.

Desta forma, é evidente que as produtividades dos poços das simulações em que há atualização de permeabilidade estão sendo afetadas pela queda do valor desta propriedade ao longo do tempo. Nestes casos, este seria o motivo pela grande queda na vazão total de produção do reservatório.

Avaliando este efeito com mais detalhes, foi analisado o impacto da atualização de permeabilidade na produtividade de um dos poços produtores do modelo, o poço B-15. Conforme ilustrado na Figura 4.29, no entorno deste poço a redução das permeabilidades ao final dos 600 dias é grande. Enquanto no “TWO-WAY” as células estão predominantemente com cerca de 800 mD, no “TWO-WAY COM PERM – GTEP” estão com, aproximadamente, 500 mD e no “TWO-WAY COM PERM-A=60”, 300 mD.

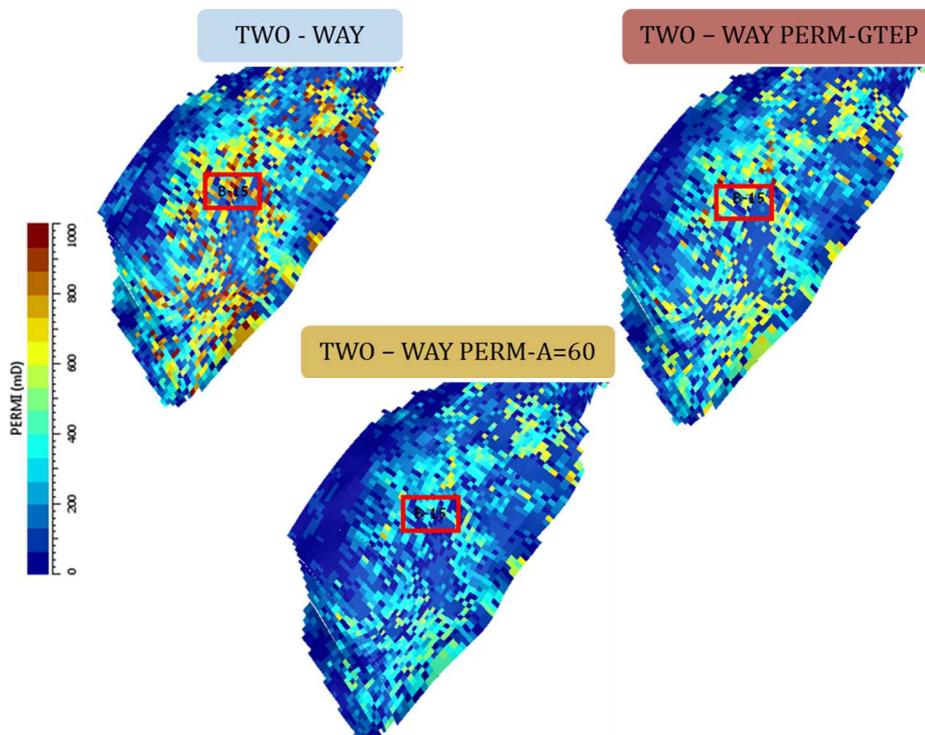


Figura 4.29. Distribuição de permeabilidades horizontais no modelo 3D no entorno do poço B-15 após 600 dias de produção para os casos “TWO-WAY” (azul), “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (vermelho) e “TWO-WAY COM PERM-A=60” (amarelo). Posição do poço destacada pelo retângulo vermelho.

Dada essa grande diferença entre os modelos, foi analisada a evolução do índice de produtividade (IP) do poço B-15. Este parâmetro é um indicativo do seu potencial de produção. Conforme já mencionado, o IP é influenciado tanto por propriedades do fluido como, por exemplo, sua viscosidade, quanto por propriedades da rocha, como a permeabilidade. A Figura 4.30 apresenta o IP do poço B-15 normalizado pelo seu valor inicial. Portanto, pode-se ver que ocorre queda deste parâmetro em todas as simulações, o que é esperado devido a variações de propriedades do fluido conforme a produção. Entretanto, nos casos com atualização de permeabilidade, a queda é maior. Os IPs de todos os casos seguem juntos até cerca de 70 dias, então começam a divergir, até que em 600 dias o IP do “TWO-WAY” é 26% do inicial, no “TWO-WAY COM PERM – GTEP” 15% e no caso “TWO-WAY COM PERM-A=60” é apenas 10%.

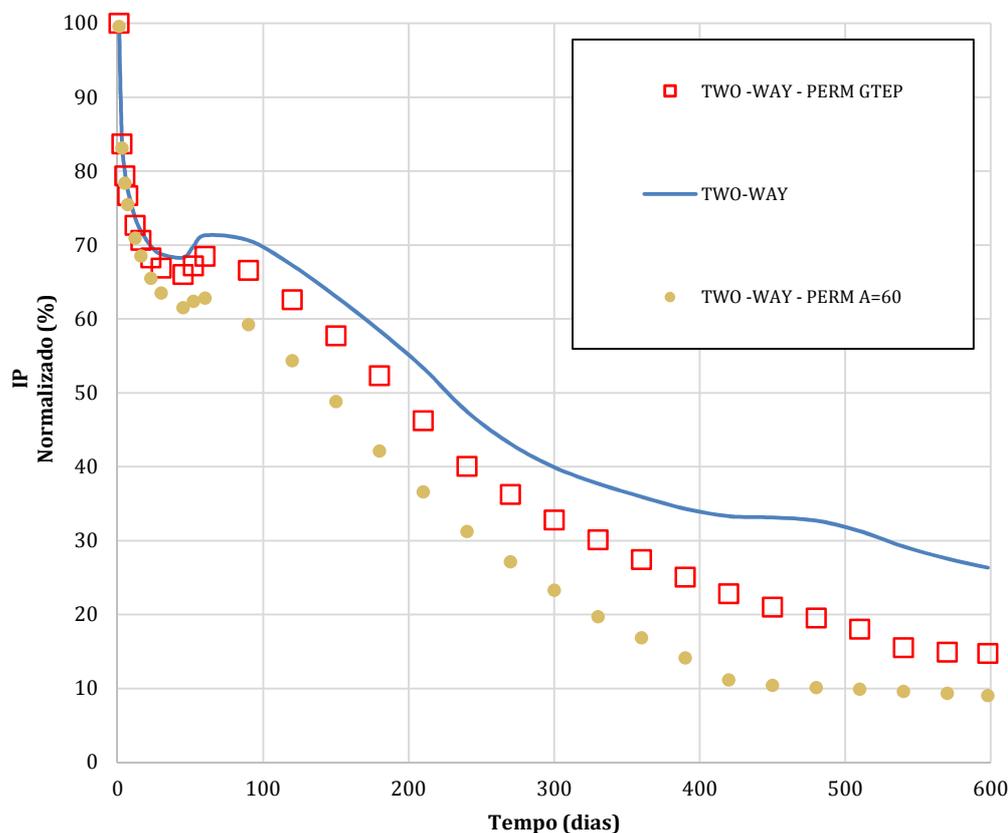


Figura 4.30. Índice de produtividade (IP) do poço B-15 normalizado pelo valor inicial para as simulações “TWO-WAY” (linha), “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (quadrados) e “TWO-WAY COM PERM-A=60” (pontos).

Portanto, com esta análise fica ainda mais claro que a razão da menor produção das simulações com atualização da permeabilidade é a redução desta

propriedade da rocha ao longo do tempo. Deste modo, caso isto não seja considerado na modelagem do reservatório carbonático do Campo B, a produtividade de seus poços pode ser superestimada e, conseqüentemente, também sua produção total.

Dada a diferença nos parâmetros de produção, assim como foi feito entre as simulações *two-way* sem atualização de permeabilidade e *one-way*, serão avaliadas as respostas geomecânicas entre os casos tratados neste tópico.

4.2.2

Comparação entre as simulações *TWO-WAY*, *TWO-WAY –PERM GTEP* e *TWO-WAY –PERM A=60* com foco em parâmetros geomecânicos

Com o objetivo de verificar se as diferenças encontradas nos parâmetros de produção entre as simulações *two-way* com e sem atualização de permeabilidade também se refletem em diferenças de parâmetros geomecânicos, foram confrontados os deslocamentos verticais, os quais representam compactações e subsidência, ao final de 600 dias nos principais horizontes do MEM do Campo B. Vale lembrar que em todos estes casos foi utilizado o CHRONOS para realizar as análises geomecânicas.

As trajetórias que já haviam sido utilizadas para comparar as simulações *two-way* e *one-way*, as quais estão apresentadas na Figura 4.17, também serviram para as análises a seguir. Como dito no tópico 4.1.3, estas cortam o MEM nas regiões onde ocorrem as maiores variações de pressão de poros, sendo então os pontos com maiores deslocamentos. De forma a simplificar os estudos, não foram avaliados os deslocamentos ao longo da camada do MEM referente à base do reservatório. Entretanto, foi feita a comparação na linha vertical que corta a região Sul do reservatório, anteriormente apresentada na Figura 4.13, onde é possível avaliar o máximo de soerguimento da base.

Primeiramente, foram comparadas as respostas obtidas para as simulações “*TWO-WAY*” e “*TWO-WAY COM PERM – GTEP*”, tanto para a trajetória que corta o maior comprimento do reservatório (Figura 4.31), quanto para a trajetória perpendicular a esta (Figura 4.32), a qual passa pelo reservatório em seu setor Sul. Como a diferença de depleção entre estas simulações foi muito pequena, os deslocamentos verticais nos horizontes analisados são muito semelhantes.

No gráfico apresentado na Figura 4.31, o reservatório está localizado entre 10,5 km e 17,5 km, sendo a região Sul entre 10,5 km e 14 km e a região Norte de 14 km a 17,5 km. Na Figura 4.32 o reservatório fica entre 10,5 km e 13,5 km. É interessante observar na Figura 4.31 que a região Norte é a única em que é possível notar uma mínima divergência (cerca de 1 cm) entre os deslocamentos calculados em cada uma das simulações. Isto tem relação com o fato de esta ser a região com maior diferença de pressão entre os dois métodos (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**). Na região Sul, apesar de ser onde o reservatório mais depleta, não há diferença perceptível. A Figura 4.32 e a Figura 4.33 indicam que no setor Sul os deslocamentos são os mesmos entre os dois tipos de simulações, mostrando que há coerência com os resultados verificados para a pressão de poros.

Entretanto, de forma geral, pode-se dizer que não há divergência prática entre os resultados das duas simulações do ponto de vista de compactação e subsidência (deslocamentos verticais).

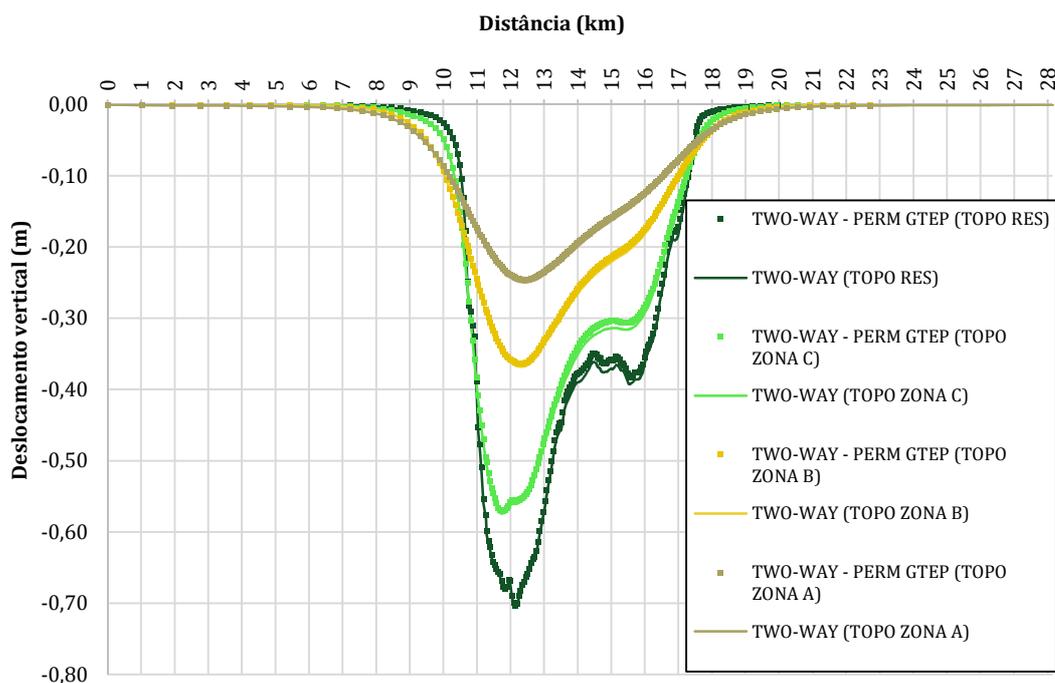


Figura 4.31. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY” (linhas contínuas) e “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (pontos). Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (L,J=60).

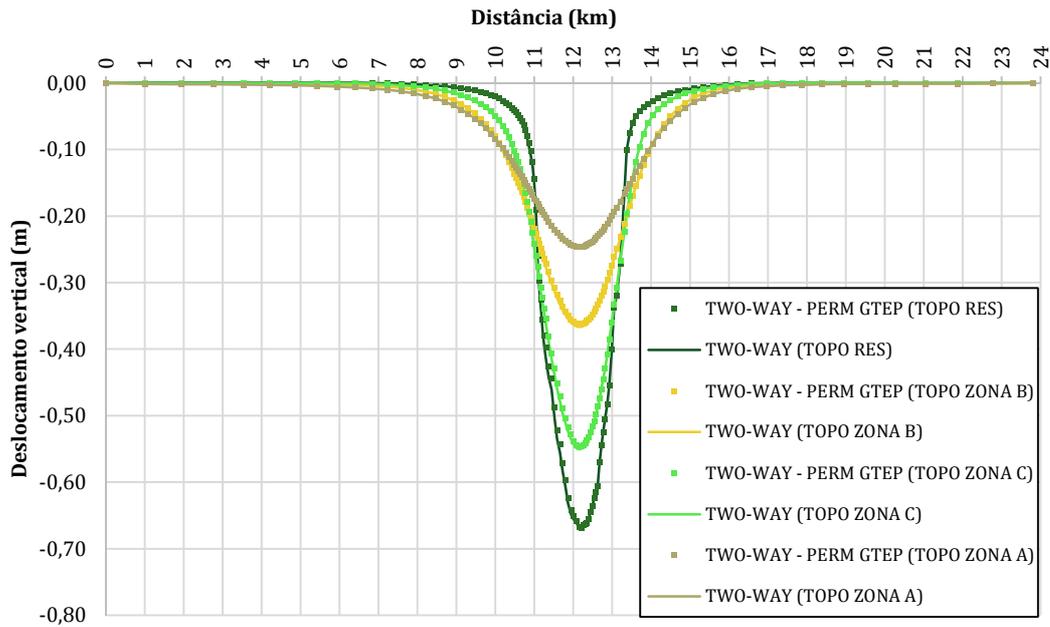


Figura 4.32. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY” (linhas contínuas) e “TWO-WAY COM PERM – GTEP” (pontos). Curvas da trajetória que segue a menor dimensão do reservatório (I=71,J).

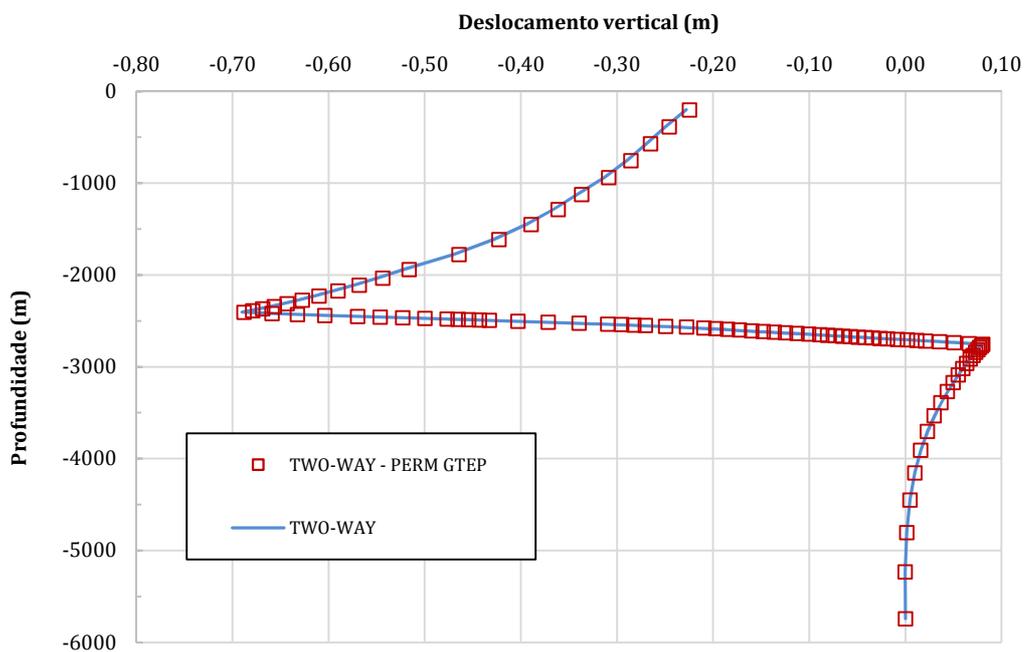


Figura 4.33. Deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.13 para a simulação “TWO-WAY” e “TWO-WAY COM PERM – GTEP” ao final de 600 dias de simulação.

Também foi feita a comparação entre as simulações “TWO-WAY” e “TWO-WAY COM PERM – A=60”, utilizando exatamente as mesmas trajetórias para avaliar os deslocamentos verticais que vêm sendo aplicadas nos casos anteriores.

Na Figura 4.34, onde está representada a trajetória que corta o maior comprimento do reservatório, é possível observar que a divergência entre as respostas ocorre ao longo de todo o comprimento do reservatório, diminuindo à medida que se afasta lateralmente dele e também conforme os horizontes vão ficando menos profundos, sendo a menor de todas no fundo do mar (topo da zona A). A máxima diferença entre os deslocamentos ocorre na região Norte no horizonte do topo do reservatório, onde alcança cerca de 4 cm. Mesmo esta tendo sido a maior diferença encontrada entre todas as análises realizadas neste trabalho, ainda sim é um valor muito pequeno em termos práticos.

A Figura 4.35 apresenta esta comparação para a trajetória perpendicular à anterior, a qual cruza o reservatório em sua região Sul e a Figura 4.36 mostra os deslocamentos ao longo da profundidade do MEM, o cruzando também no setor Sul do reservatório. Estas duas figuras corroboram o que havia sido observado na Figura 4.34.

Apesar de ter havido grande diferença da curva de produção de óleo entre os casos “TWO-WAY” e “TWO-WAY COM PERM – A=60”, como isso não se refletiu em uma divergência muito grande na depleção, os deslocamentos verticais ao final dos 600 dias em todos os horizontes são semelhantes.

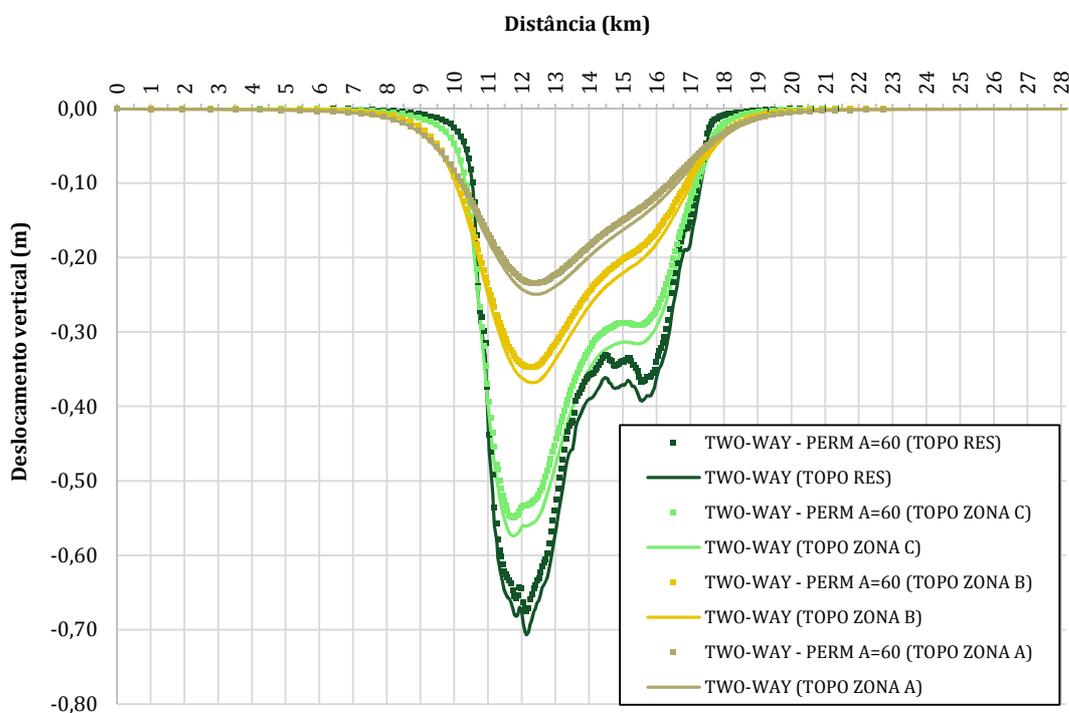


Figura 4.34. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY” (linhas contínuas) e “TWO-WAY COM PERM – A=60” (pontos). Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).

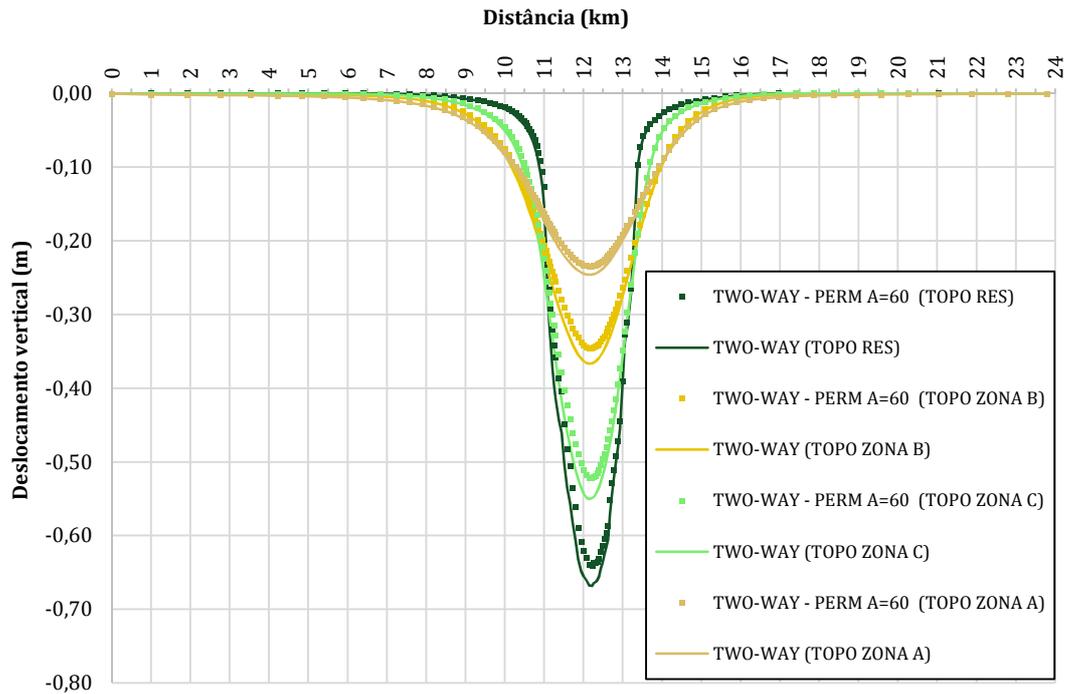


Figura 4.35. Deslocamentos verticais dos horizontes geológicos superiores ao reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY” (linhas contínuas) e “TWO-WAY COM PERM – A=60” (pontos). Curvas da trajetória que segue a menor dimensão do reservatório (I=71,J).

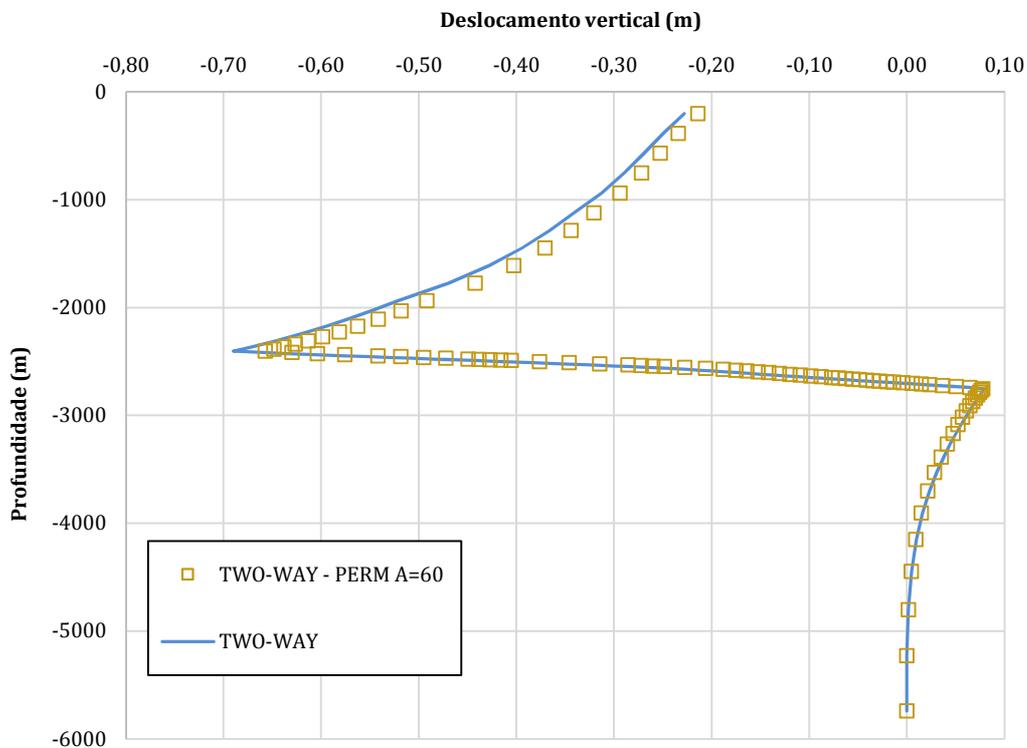


Figura 4.36. Deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.13 para a simulação “TWO-WAY” e “TWO-WAY COM PERM – A=60” ao final de 600 dias de simulação.

Portanto, no caso do Campo B, a inclusão da permeabilidade como parâmetro de acoplamento gerou diferenças significativas nos parâmetros de produção entre os casos com e sem atualização deste parâmetro ao longo da simulação. Esta divergência foi muito mais pronunciada na curva de produção total de óleo do reservatório do que na curva de pressão média do reservatório. Em algumas regiões específicas as pressões médias das zonas ao final da simulação não foram tão semelhantes, porém isto não foi suficiente para que pudessem ser observadas grandes discrepâncias de compactação e subsidência.

4.2.3

Avaliação quanto ao desempenho computacional

Anteriormente, foi apresentado que considerar a permeabilidade como um parâmetro de acoplamento tem um impacto relevante para o caso do Campo B, principalmente no que diz respeito à previsão de produção.

Como uma das preocupações desta Dissertação é avaliar a metodologia utilizada quanto ao tempo de análise, é importante mostrar a influência que a inclusão de mais um parâmetro de acoplamento gera no tempo das simulações hidromecânicas acopladas feitas com os programas CHRONOS-IMEX.

Na Tabela 4.5 estão detalhados os tempos levados para executar 600 dias e 117 passos de tempo de simulação em cada um dos três esquemas de acoplamento tratados neste tópico.

Como pode ser observado, enquanto o caso sem atualização de permeabilidade levou 9,3 horas, o “TWO-WAY COM PERM – GTEP” rodou em 9,4 horas e o “TWO-WAY COM PERM – A=60” em 8,9 horas. Portanto, considerar a permeabilidade no acoplamento não onerou o tempo das análises.

É interessante que a simulação TWO-WAY COM PERM – A=60” toma menos tempo que as demais, mesmo com um parâmetro extra de acoplamento sendo considerado. Desta forma, se faz necessária uma discussão mais detalhada da composição do tempo total das rodadas.

A inclusão da permeabilidade como parâmetro de acoplamento onera o tempo de execução do HERMES, pois são mais processos de leitura e escrita em arquivo. Conforme visto na tabela, nos dois casos que há atualização desse parâmetro, o tempo de execução deste programa é maior que o caso “TWO-WAY”.

Entretanto, é importante lembrar que outros efeitos também influenciam o tempo total. Por exemplo, os casos “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY”, os quais tiverem respostas de deslocamentos verticais muito semelhantes, tiveram praticamente o mesmo tempo de execução do CHRONOS. No entanto, no caso “TWO-WAY COM PERM – A=60”, a simulação em elementos finitos foi mais rápida, o que faz sentido uma vez que esta apresentou menores variações de deslocamentos, o que acelera a convergência do CHRONOS. Além disso, o caso “TWO-WAY COM PERM – A=60” levou menos tempo durante a execução do IMEX, o que pode estar relacionado a este caso ter apresentado menores variações de pressão e menor curva de produção (menor variação de saturações).

Um outro fator, o qual não pode ser desconsiderado nesta análise de desempenho computacional, é a condição que o equipamento está durante as simulações. Como a máquina realiza outras tarefas enquanto as simulações são executadas, este processo também pode influenciar, mesmo que pouco, a comparação que está sendo feita.

Porém, esta influência não invalida a principal conclusão obtida neste momento, ou seja, é possível afirmar que a consideração da permeabilidade como parâmetro de acoplamento não onera o tempo das simulações. O impacto no tempo ao considerar este parâmetro no acoplamento acaba sendo secundário frente à relevância que este tem nas respostas das análises.

Tabela 4.5. Tempo para simulação de 600 dias de produção do reservatório carbonático do Campo B para as simulações “TWO-WAY”, “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM-A=60”.

Parâmetro		TWO-WAY	TWO-WAY COM PERM- GTEP	TWO-WAY COM PERM- A=60
Passos de tempo		117	117	117
Iterações de acoplamento		234	234	234
Tempo (minutos)	IMEX	161,6	158,1	147,9
	HERMES	58,4	68,5	63,6
	CHRONOS	337,2	334,2	320,5
Tempo médio por passo de tempo (minutos/passos de tempo)		4,8	4,8	4,5
Tempo total (horas)		9,3	9,4	8,9

Por fim, a Figura 4.37 ilustra de forma clara que em cada um dos casos com atualização de permeabilidade o HERMES passou a ter uma parcela um pouco maior na composição do tempo das análises, porém nada que seja significativo.

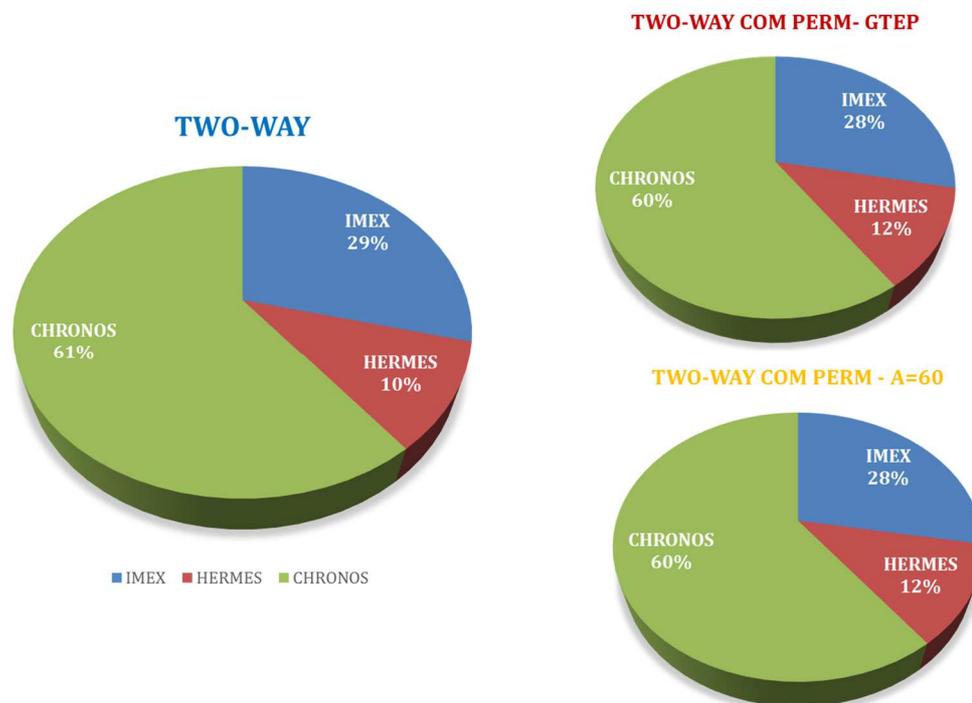


Figura 4.37. Proporção de cada programa no tempo total das simulações “TWO-WAY”, “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM-A=60”.

4.2.4 Sensibilidade quanto ao expoente A da equação de Petunin *et al.* (2011)

Na análise anterior foi verificado que utilizar a expressão apresentada por Araújo (2002) para atualização da permeabilidade gera menor redução desta propriedade do que o método introduzido por Petunin *et al.* (2011) com expoente $A = 60$. Um ponto interessante é que esta última introduz um parâmetro (A) que possibilita a comparação de diferentes reservatórios quanto à severidade da redução de permeabilidade com a queda de pressão. Como nesta Dissertação foi implementada esta expressão para atualização de permeabilidades no HERMES, é possível realizar sensibilidades quanto a este parâmetro.

Para verificar o impacto de considerar diferentes expoentes (A) da expressão de Petunin *et al.* (2011), foram feitas mais duas simulações de acoplamento *two-way* com atualização de permeabilidade. Em uma foi aplicado o expoente $A = 3$, que segundo os autores é o expoente correspondente à equação clássica de Kozeny-

Carman. Também foi realizada uma simulação com $A = 21$, expoente representativo do comportamento de uma rocha carbonática analisada por Petunin *et al.* (2011). Logo, uma análise de sensibilidade foi realizada considerando estas duas simulações adicionais, além de todos os casos *two-way* que já haviam sido avaliados neste trabalho. Para esta análise foram mantidos 600 dias de simulação e as mesmas premissas de produção adotadas nos casos anteriores.

Na Figura 4.38 está apresentada a vazão de produção total de óleo para o caso *two-way* sem atualização de permeabilidade e para os outros quatro casos em que foi considerada a variação deste parâmetro ao longo do tempo, analisados neste trabalho.

Nesta figura, um primeiro ponto a ser destacado é que a simulação “TWO-WAY COM PERM – $A=3$ ”, ou seja, a que representaria a expressão clássica de Kozeny-Carman, reduz tão pouco a permeabilidade que a sua curva de produção é muito próxima à do caso em que esta propriedade é constante (“TWO-WAY”). Outro fato que chamou a atenção foi a semelhança entre as curvas de produção “TWO-WAY COM PERM – $A=21$ ” e “TWO-WAY COM PERM – GTEP”, sendo possível afirmar que considerar o expoente $A = 21$ é equivalente a utilizar a expressão proposta por Araújo (2002).

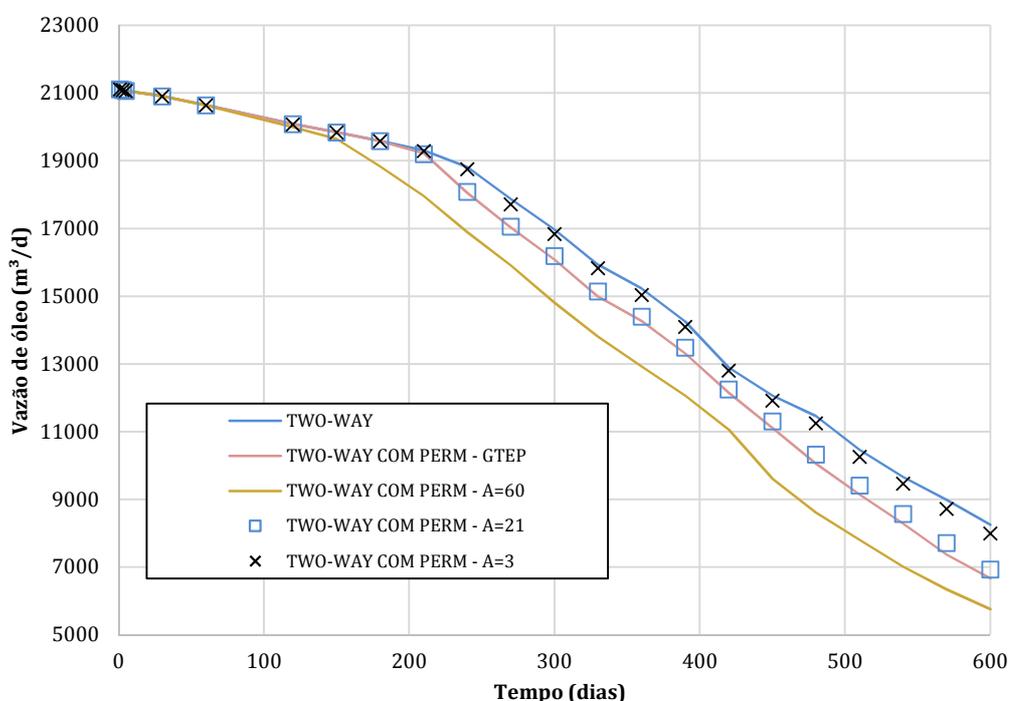


Figura 4.38. Vazão total de produção de óleo para o reservatório carbonático do Campo B para o acoplamento *two-way* sem atualização de permeabilidade e para as outras 4 simulações *two-way* com atualização de permeabilidade.

A Figura 4.39 traz a evolução da pressão de poros média para todos os casos que estão sendo avaliados. Logo, da mesma forma que a vazão total de óleo, a pressão média da simulação com $A = 3$ ficou muito similar à do caso “TWO-WAY”, bem como a curva da simulação com $A = 21$ fica sobreposta à da “TWO-WAY COM PERM – GTEP”.

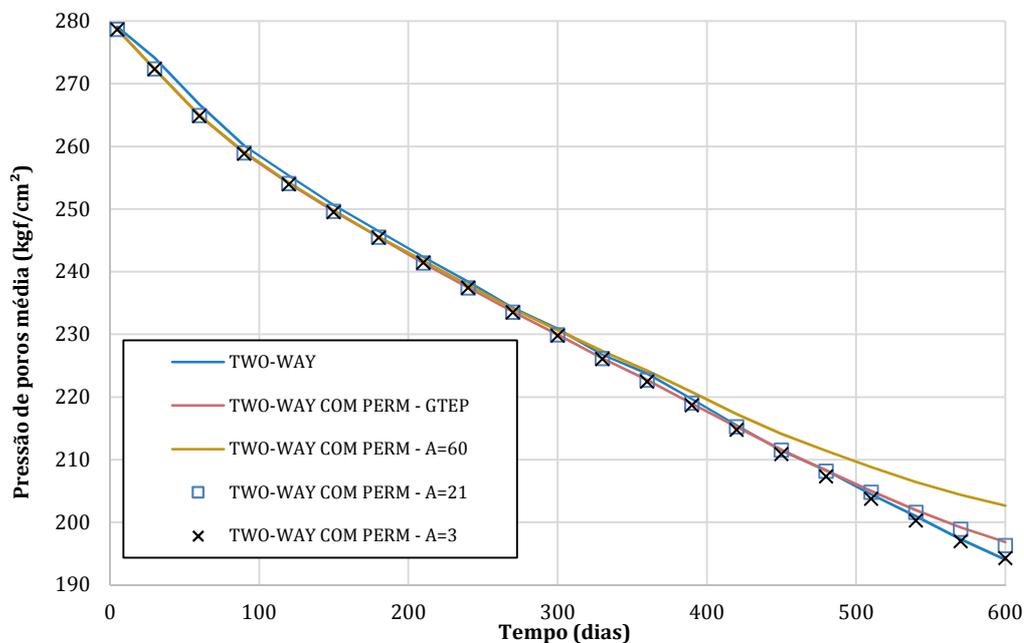


Figura 4.39. Pressão de poros média do reservatório carbonático do Campo B para o acoplamento *two-way* sem atualização de permeabilidade e para as outras 4 simulações com atualização de permeabilidade.

É esperado que os casos que tiveram curvas de produção e de pressão similares tenham apresentado valores próximos de permeabilidade ao final da simulação. Isto pode ser constatado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, a qual traz a permeabilidade horizontal média em 600 dias e a redução que esta propriedade apresentou em relação ao seu valor inicial para cada uma das simulações analisadas.

O caso “TWO-WAY COM PERM – A=3” apresenta redução de apenas 1% de sua permeabilidade média horizontal, justificando o motivo pelo qual é tão semelhante ao caso que mantém a permeabilidade constante. As outras simulações que ficaram com respostas equivalentes também tiveram quedas de permeabilidade parecidas, como está apresentado na Tabela 4.6, os casos “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM – A=21” apresentaram 22% e 17,8%, respectivamente. Já a simulação que foi feita utilizando o expoente calibrado com

os dados do próprio reservatório em questão (TWO-WAY COM PERM – A=60”) teve redução de 41%, com impacto muito mais severo que as demais.

Tabela 4.6. Permeabilidade horizontal média ao final de 600 dias e sua redução em relação à permeabilidade inicial para o caso *two-way* sem atualização de permeabilidade e para as outras 4 simulações com atualização de permeabilidade.

Simulação	Permeabilidade horizontal média final (mD)	Redução em relação à permeabilidade inicial
TWO-WAY	176,9	0%
TWO-WAY COM PERM-A=3	175	1%
TWO-WAY COM PERM-GTEP	137,2	22%
TWO-WAY COM PERM-A=21	145,5	17,8%
TWO-WAY COM PERM-A=60	105,1	41%

Do ponto de vista geomecânico, estes casos foram comparados de forma simplificada. Foi avaliada apenas a compactação no horizonte do MEM referente ao topo do reservatório, somente na trajetória que corta o seu maior comprimento (Figura 4.17). Assim, a Figura 4.40 apresenta a equivalência das respostas geomecânicas dos casos “TWO-WAY” e “TWO-WAY COM PERM – A=3”. Da mesma forma, a Figura 4.41 o faz para os casos “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM – A=21”.

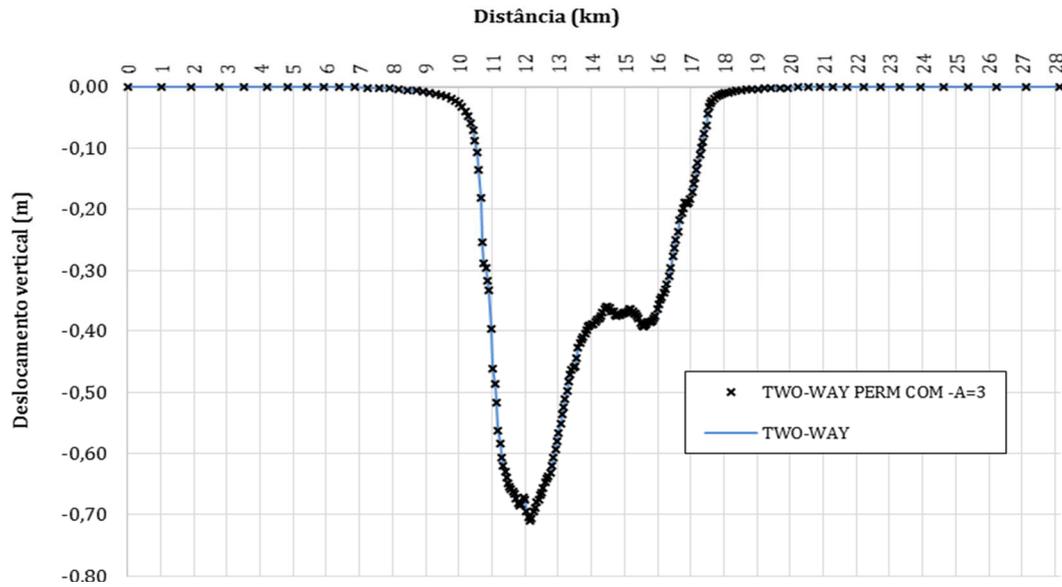


Figura 4.40. Compactação do horizonte de topo do reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY” e “TWO-WAY COM PERM – A=3”. Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).

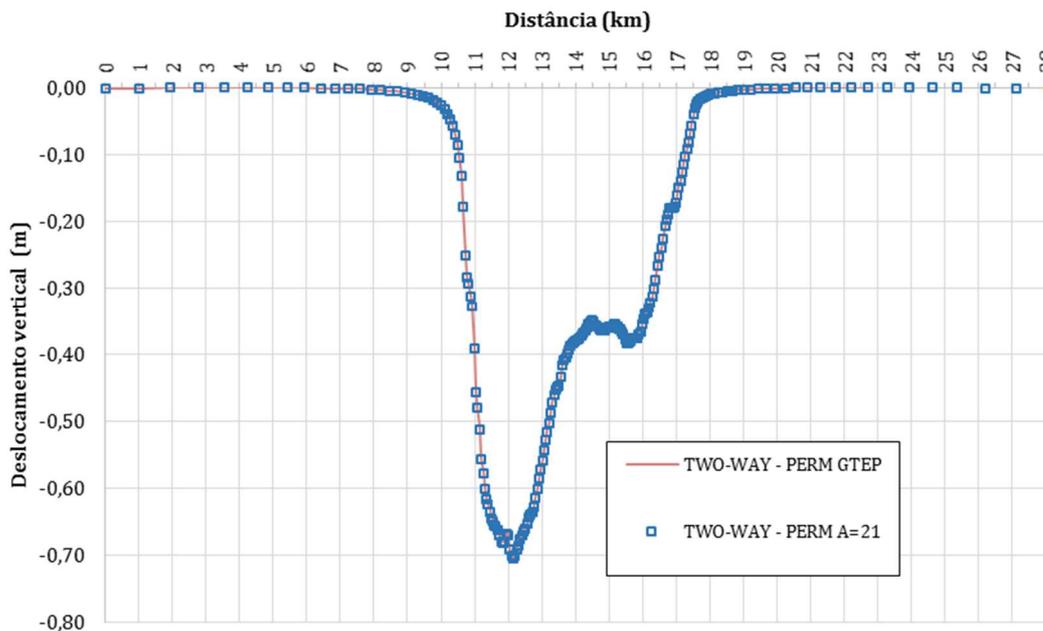


Figura 4.41. Compactação do horizonte de topo do reservatório ao final de 600 dias para a simulação “TWO-WAY COM PERM – GTEP” e “TWO-WAY COM PERM – A=21”. Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).

Portanto, com estas análises simplificadas foi possível obter uma sensibilidade do expoente (A) da expressão introduzida por Petunin *et al.* (2011) quanto ao seu impacto em parâmetros de produção e na compactação do reservatório.

Uma conclusão importante que se pode chegar após os resultados é que a utilização do expoente $A = 3$, a qual os autores dizem representar uma equação clássica da literatura, não possuiu impacto prático na atualização de permeabilidade no caso do Campo B. Além disso, a utilização do expoente $A = 21$ gerou resultados equivalentes aos obtidos pela expressão apresentada por Araújo (2002).

4.2.5 Discussão

A comparação entre o método de acoplamento *one-way* e *two-way* sem atualização de permeabilidade mostrou que os resultados destas análises são muito semelhantes.

Entretanto, as permeabilidades das rochas constituintes do reservatório carbonático do Campo B são fortemente dependentes das variações de porosidades, conseqüentemente, da variação de pressão de poros. Logo, foram realizadas mais duas simulações *two-way*, nas quais foi considerada a permeabilidade como parâmetro de acoplamento para avaliar se os resultados seriam impactados de forma relevante.

A primeira expressão aplicada é baseada no trabalho de Araújo (2002), sendo a variação de permeabilidade função da variação da deformação volumétrica e do coeficiente de Poisson. A outra expressão foi proposta por Petunin *et al.* (2011) e nela a variação de permeabilidade é dada por uma lei de potência em função da variação de porosidade, em que o expoente (A) dessa lei é função de cada tipo de rocha. No caso da rocha do reservatório carbonático do Campo B, Falcão (2013) propôs que fosse utilizado $A = 60$.

Desta maneira, foi verificado grande impacto ao considerar a permeabilidade como parâmetro de acoplamento nos resultados referentes às variáveis de fluxo, principalmente na vazão de produção de óleo total do reservatório. Neste caso, as simulações com atualização de permeabilidade apresentaram vazões de óleo inferiores ao caso *two-way* com permeabilidade constante. A simulação que considerou a expressão de Petunin *et al.* (2011) com expoente igual a 60 foi a que apresentou menor curva de produção, sendo esta expressão a que provavelmente melhor representa o comportamento do reservatório em questão, já que foi baseada em ensaios laboratoriais de suas rochas.

Este grande impacto na vazão de produção pode ser explicado pelo o que foi constatado na verificação da redução de permeabilidade que a depleção causou no reservatório. No caso em que foi utilizada a expressão de Araújo (2002), a permeabilidade horizontal média ao final dos 600 dias de simulação teve 22% de redução, já a simulação que aplicou o expoente 60 da equação de Petunin *et al.* (2011), apresentou 41% de queda. As permeabilidades verticais se comportaram da mesma maneira.

Ao analisar a variação do índice de produtividade de um poço produtor (B-15), foi demonstrado o alto impacto que este parâmetro sofre pela atualização de permeabilidade, logo sua vazão de produção é penalizada. Ao considerar este efeito para todos os poços produtores se explica a queda na curva de produção global do reservatório.

Entretanto, do ponto de vista geomecânico, tanto a compactação quanto a subsidência não foram impactadas de forma relevante pelas diferenças geradas ao ser considerada a atualização de permeabilidade. Isto ocorreu porque a depleção apresentada em todos os casos foi similar. Em todas estas simulações ocorre grande queda de pressão de poros, fazendo com que gás seja liberado no reservatório, um fluido extremamente compressível que influencia de forma significativa a variação de pressão no mesmo.

Além disso, foi comprovado que incluir a permeabilidade como um parâmetro de acoplamento extra no esquema *two-way* da metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio não onera o tempo das simulações.

Por fim, foi realizada uma análise de sensibilidade quanto ao parâmetro A da expressão de Petunin *et al.* (2011). Ao considerar $A = 3$ os resultados gerais foram análogos ao caso em que não foi considerada variação de permeabilidade. Já o caso rodado com expoente $A = 21$ apresentou respostas similares ao caso em que foi utilizada a expressão de Araújo (2002).

Portanto, de maneira geral, é possível afirmar que a inclusão da permeabilidade como parâmetro de acoplamento é muito importante para as análises do Campo B, principalmente, porque poderá melhorar a previsibilidade da curva de produção. Além do mais, isto se justifica, pois considerar a variação desta propriedade não implica em custo computacional que tornaria impeditiva a realização dos estudos frente a uma análise *two-way* sem variação de permeabilidade.

5 Considerações finais

Na presente Dissertação foram obtidas conclusões importantes sobre a aplicação da metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio nas análises do Campo B. Neste capítulo serão apresentadas as principais conclusões deste estudo, bem como sugestões para trabalhos futuros.

5.1 Conclusões

Foi aplicada a metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio para realizar simulações hidromecânicas parcialmente acopladas em uma e duas vias com o foco de avaliar o impacto de considerar efeitos geomecânicos na simulação de produção do reservatório carbonático do Campo B. Além disso, se buscou entender o comportamento dos deslocamentos que ocorrem nos principais horizontes geológicos deste campo devido à sua exploração. Nas análises foram incluídas verificações quanto ao tempo das simulações, a fim de mostrar que seriam tempos razoáveis de engenharia.

Logo, com as análises realizadas nesta Dissertação se buscou respostas a respeito do Campo B que as simulações convencionais de reservatórios não são capazes de fornecer.

O ponto de partida deste estudo foi a construção de um MEM representativo do campo em questão.

Para iniciar a construção do MEM, primeiramente foi feita uma descrição do Campo B e do modelo de simulação de fluxo do seu reservatório carbonático, o qual foi cedido pela Petrobras para estes estudos. Nesta etapa, foi considerada uma curva gerada a partir do próprio modelo de fluxo convencional no IMEX com 600 dias de simulação. Além de ter sido feita uma descrição detalhada da queda de pressão no reservatório, a qual em média foi de 90 kgf/cm². Também foi verificado que, em detrimento da acentuada depleção, ocorre aparecimento de gás livre nas principais regiões produtoras.

Após esta etapa, foram expostos os passos realizados para a construção da malha de elementos finitos do MEM considerado nos cálculos geomecânicos. Este

procedimento foi feito através do *workflow* GAIA, implementado no modelador geológico GOCAD por Albuquerque (2014). A malha de elementos finitos para o reservatório foi baseada no próprio *grid* do modelo de fluxo do IMEX, sendo necessário realizar a remoção de artefatos como *pinch-outs* e falhas geológicas.

Com a malha de elementos finitos do reservatório pronta, foram realizadas expansões laterais para a inclusão do *sideburden* no MEM. Com o objetivo de garantir que a resposta não estaria influenciada por condições de contorno, foram incluídas 10,5 km de rochas adjacentes em cada direção lateral, comprimento que representa 1,5 vezes a maior dimensão do reservatório.

A magnitude das expansões laterais utilizadas foi respaldada pelo estudo apresentado no Apêndice A desta Dissertação. Nesta análise, foram geradas malhas de menor extensão lateral que a citada anteriormente e avaliados os impactos em respostas geomecânicas e de produção através de simulações feitas com a combinação de programas CHRONOS-IMEX. Assim, foi confirmado que a malha utilizada neste trabalho é adequada.

A etapa seguinte envolveu a inclusão das rochas que estão acima e abaixo do reservatório no MEM, ou seja, o *overburden* e o *underburden*, respectivamente. Na construção do *overburden* foram considerados horizontes geológicos reais do campo, conferindo ao modelo a localização e a geometria correta das rochas que estão sobre o reservatório. Três zonas superiores ao reservatório foram criadas entre estes horizontes. Para o *underburden* foi definido um horizonte de embasamento a cerca de 3 km abaixo do reservatório. Ao todo, o modelo foi dividido em 6 zonas, o *sideburden*, o *underburden*, o próprio reservatório e três que compõem o *overburden*.

O MEM foi discretizado de forma que as células mais refinadas estivessem próximas ao reservatório, onde ocorrem os maiores deslocamentos. Ao final, a malha do MEM do Campo B contém, aproximadamente, 2 milhões de elementos finitos.

A metodologia de acoplamento hidromecânico parcial GTEP/PUC-Rio não está preparada para análises com plasticidade, por isso, para os cálculos geomecânicos só foi necessário preencher a malha de elementos finitos do MEM com propriedades elásticas. Para os elementos correspondentes ao reservatório foram considerados módulo de Young e coeficiente de Poisson por fácies, os quais foram obtidos diretamente de Falcão (2013). Para as rochas adjacentes foram

utilizadas correlações para o cálculo destas propriedades a partir de perfis elétricos de poços perfurados no campo. Foram gerados histogramas de módulo de Young e coeficiente de Poisson para cada uma das zonas do MEM referentes às rochas adjacentes ao reservatório, sendo a média dos valores atribuída à sua zona correspondente. Existem grandes diferenças entre as propriedades das diferentes zonas, o que ressalta a importância de popular o modelo de forma heterogênea.

A última etapa da construção do MEM do Campo B foi definir, de forma simplificada, o estado de tensões originais *in situ* a ser considerado no estudo. Os perfis de densidade dos poços foram utilizados para o cálculo da tensão de sobrecarga. Para as tensões horizontais foram utilizados multiplicadores da tensão vertical obtidos do trabalho de Falcão (2013). Vale destacar que neste caso a definição das tensões originais não impacta os resultados de deslocamentos, já que são realizados somente cálculos linear elásticos.

Após a construção do MEM do Campo B pelo *workflow* GAIA, a metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio foi aplicada para realizar análises deste campo tanto com acoplamento em uma via, quanto em duas vias. Foi adotada a combinação de programas CHRONOS-IMEX para realizar as simulações nos dois tipos de acoplamento.

Em um primeiro momento, foram feitas análises comparando as simulações *one-way* e *two-way*, sendo que nesta última foram considerados apenas porosidades e pseudo compressibilidades como parâmetros de acoplamento, ou seja, assim como a grande maioria dos trabalhos sobre acoplamento em duas vias apresentados na literatura, não foi considerada a variação da permeabilidade ao longo da simulação. Do ponto de vista dos parâmetros de produção de interesse, ou seja, vazão de óleo, pressão de poros e RGO, os resultados foram muito similares. Apenas quando confrontadas partes muito localizadas do modelo houve diferenças relevantes, isto ocorreu, por exemplo, na pressão de fundo dos poços. O aparecimento de gás livre em condições de reservatório nas duas simulações foi apontado como o principal motivo pela pequena diferença entre os resultados.

Na sequência, utilizando o acoplamento *two-way* sem atualização de permeabilidade foram avaliadas as evoluções da compactação e da subsidência calculadas pelo CHRONOS. Ao final de 600 dias, na posição com maior variação de pressão de poros, a compactação do reservatório alcançou cerca de 0,7 m e a subsidência 0,23 m.

Também foram calculados os deslocamentos verticais utilizando o CHRONOS através do acoplamento *one-way*. Então, foram comparados os valores ao final dos 600 dias de produção com os obtidos pelo acoplamento *two-way* nas principais posições do MEM. Da mesma forma que não haviam sido encontradas diferenças significativas entre os parâmetros de produção, as respostas geomecânicas se mostraram similares entre estas duas metodologias de acoplamento hidromecânico.

Qualquer um dos métodos pode ser aplicado ao caso do Campo B sem que o tempo de rodadas seja um problema. O método *two-way* levou 9,29 horas e o *one-way* 3,39 horas para executar a simulação de 600 dias em 117 passos de tempo. Apesar do método *two-way* ser mais demorado que o *one-way*, o que é esperado, ambos foram simulados em tempos razoáveis ao considerar que o MEM do Campo B é extremamente grande, contendo quase 2 milhões de elementos finitos.

Merece ser destacado que o detalhamento dos tempos de simulação mostrou que o processo mais oneroso é o cálculo geomecânico. Logo, a boa performance computacional obtida só foi possível devido à utilização do CHRONOS, o qual se vale de 4 GPUs (11520 núcleos de processamento) em paralelo para os cálculos em elementos finitos.

Apesar da comparação entre os métodos *one-way* e *two-way* sem atualização de permeabilidade ter mostrado que seus resultados são equivalentes, novas análises foram feitas explorando os recursos disponíveis na metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio.

Uma peculiaridade do reservatório carbonático do Campo B é que os ensaios realizados em suas rochas apontam para uma severa dependência de sua permeabilidade com as deformações causadas pela depleção. Isto motivou a realização de duas novas análises através do método *two-way*, agora considerando a permeabilidade como parâmetro de acoplamento. Seus resultados foram confrontados com os da simulação *two-way* que considera esta propriedade constante.

Uma das novas simulações foi com a atualização de permeabilidade baseada na expressão apresentada por Araújo (2002), sendo esta função da variação da deformação volumétrica e do coeficiente de Poisson. A outra simulação considerou a expressão proposta por Petunin *et al.* (2011) com expoente $A = 60$, o qual foi propoerto por Falcão (2013) para representar as rochas do reservatório carbonático

do Campo B. Estas expressões foram aplicadas na atualização tanto das permeabilidades horizontais, quanto das verticais.

Os dois novos casos mostraram que variação de permeabilidade é extremamente relevante. Estes apresentaram vazões de óleo significativamente inferiores ao caso *two-way* com permeabilidade constante. Sendo que a simulação que considerou a expressão de Petunin *et al.* (2011) com expoente igual a 60 foi a que apresentou menor curva de produção.

Foi verificada a queda de permeabilidade horizontal média em cada uma das novas análises ao final do tempo de simulação. O caso que utilizou a expressão de Araújo (2002), teve 22% de redução e a simulação que aplicou o expoente 60 da equação de Petunin *et al.* (2011) apresentou 41% de queda.

Buscando entender a forma como esta redução de permeabilidade impacta a curva de produção, foi analisada a variação do índice de produtividade de um poço produtor ao longo dos 600 dias. Ficou claro que as simulações em que foram consideradas variações desta propriedade têm o IP reduzido de forma mais drástica que a simulação *two-way* com permeabilidade constante, o que justifica a queda de produção global mais acentuada.

No entanto, quando confrontados os deslocamentos verticais entre os casos *two-way*, seja com ou sem atualização de permeabilidade, todos tiveram resultados equivalentes.

É importante destacar que a inclusão de mais um parâmetro de acoplamento nas análises *two-way* não onerou seu desempenho computacional.

Além dos estudos previamente citados, foram realizadas outras duas simulações com o intuito de ter uma sensibilidade quanto ao impacto de utilizar diferentes expoentes da equação de Petunin *et al.* (2011) para atualizar a permeabilidade. Ao considerar $A = 3$ os resultados gerais foram análogos ao caso em que não foi considerada variação de permeabilidade. Já o caso rodado com expoente $A = 21$ apresentou respostas similares ao caso em que foi utilizada a expressão de Araújo (2002).

Portanto, a aplicação da metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio se mostrou uma alternativa viável para analisar o Campo B, possibilitando que todos os objetivos propostos nesta Dissertação fossem alcançados.

Através desta metodologia foi possível realizar análises acopladas em uma e duas vias em tempos razoáveis. Graças a realização de simulações com diferentes métodos de acoplamento, foi comprovado que mesmo o acoplamento *two-way*, quando realizado apenas com parâmetros volumétricos, não é suficiente para representar o comportamento do caso em questão.

Está claro que os estudos desenvolvidos ao longo desta Dissertação, principalmente a constatação do grande impacto gerado pela inclusão da permeabilidade como parâmetro de acoplamento, podem ajudar os engenheiros de reservatórios que trabalham com o Campo B a explicar questões que a simulação convencional de fluxo não possibilitaria.

Por fim, a aplicação da metodologia de acoplamento GTEP/PUC-Rio em um campo real mostra o potencial que esta ferramenta possui para contribuir com a melhora do entendimento do comportamento de reservatórios de petróleo.

5.2 Sugestões para próximos trabalhos

Os efeitos causados pela plasticidade podem ser bastante relevantes em campos de petróleo. Desta forma, incluir novos modelos constitutivos no esquema de acoplamento GTEP/PUC-Rio é fundamental para melhorar a modelagem hidromecânica acoplada não só do Campo B, mas também de outros casos.

A inicialização de tensões para estudos de geomecânica é um tema constantemente discutido no meio científico. Quando as simulações geomecânicas deixam de ser linear elásticas, as tensões originais *in situ* passam a ter um papel muito importante no comportamento dos deslocamentos sofridos pelas rochas. Logo, estudos com o objetivo de melhorar a inicialização de tensões na metodologia utilizada nesta Dissertação podem trazer muitos ganhos.

Mais uma questão que tem grande potencial de agregar valor às análises feitas através da metodologia aplicada neste trabalho é o tratamento de falhas geológicas nas simulações hidromecânicas acopladas. Estes componentes geológicos influenciam tanto no fluxo, já que podem ser barreiras ou condutos para os fluidos presentes no reservatório, quanto em parâmetros geomecânicos, podendo impactar os deslocamentos e a forma como ocorrem as variações de tensões.

Dado o elevado desempenho computacional que o CHRONOS confere à metodologia de acoplamento hidromecânico GTEP/PUC-Rio, é possível que sejam

realizadas análises de sensibilidades quanto aos parâmetros mecânicos utilizados em estudos de casos reais. É muito difícil encontrar na literatura análises paramétricas que proporcionem o entendimento a respeito do impacto que cada propriedade mecânica tem em respostas de fluxo e geomecânicas.

Além das melhorias da metodologia que foram citadas anteriormente, outros trabalhos podem ser realizados utilizando recursos já disponíveis, inclusive para enriquecer a modelagem do próprio Campo B.

Com relação a distribuição das propriedades mecânicas utilizadas para preencher a malha de elemento finitos do MEM, podem ser realizadas simulações utilizando ferramentas de geostatística presentes no GOCAD de forma a caracterizar as rochas do campo de forma mais detalhada.

Como o Campo B já está em produção há anos, a realização de análises em duas vias com variação de permeabilidade para o ajuste de histórico de seu reservatório carbonático pode trazer respostas para perguntas que ainda estão em aberto.

Um outro estudo interessante a respeito das diferentes maneiras de considerar a geomecânica em estudos de reservatórios é a comparação dos resultados obtidos nesta Dissertação com análises pseudo acopladas com as tabelas geradas por Falcão (2013).

6

Referências bibliográficas

ABAQUS. (2010). *ABAQUS User's Manual*. Providence, Rhode Island, USA: Dassault Systèmes. Simulia Corporation ABAQUS vs. 6.10.

Aghabarati, H., Dumitrescu, C. C., Lines, L., & Settari, A. (2008). Combined Reservoir Simulation And Seismic Technology, A New Approach For Modeling CHOPS. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, Calgary, Alberta, Canada.

Albuquerque, R. C. A. (2014). *Simulação de fluxo e tensões em reservatórios aplicada a casos reais*. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Ali, A. H., Brown, T., Delgado, R., Lee, D., Plumb, D., Smirnov, N., Stouffer, T. (2003). Watching Rocks Change - Mechanical Earth Modeling. *Oilfield Review - Schlumberger*, pp. 22-39.

Araújo, E. M. P. (2002). *Influência da variação de permeabilidade na estabilidade de poços de petróleo*. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Aziz, K., & Settari, A. (1979). *Petroleum reservoir simulation*. Londres: Applied Science Publishers. 476 p.

Bai, M., & Elsworth, D. (1994). Modeling of subsidence and stress-dependent hydraulic conductivity for intact and fractured porous media. *Journal of Rock Mechanics and Rock Engineering*, pp. 209-234.

Biot, M. A. (1941). General Theory of Three-dimensional Consolidation. *Journal of Applied Physics*, Vol.12, pp. 155-164.

Castagna, J. P., Batzle, M. L., & Eastwood, R. L. (1984). Relationship Between Compressional And Shear-wave Velocities In Classic Silicate Rocks. *Society of Exploration Geophysicists*, pp. 582-584.

Chin, L. Y., Raghavan, R., & Thomas, L. K. (2000). Fully Coupled Geomechanics and Fluid-Flow Analysis of Wells With Stress-Dependent Permeability. *SPE International Conference and Exhibition*, China.

Chin, L. Y., Thomas, L. K., Sylte, J. E., & Pierso, R. G. (2002). Iterative coupled analysis of geomechanics and fluid flow for rock compaction in reservoir simulation. *Oil & Gas Science and Technology*, Vol. 57, No. 5, pp. 485-497.

CMG. (2010). *IMEX User's Manual*. Computer Modeling Group (CMG). IMEX® vs. 2010.1. Calgary, Alberta, Canada.

Davies, J. P., & Davies, D. K. (2001). Stress-Dependent Permeability: Characterization and Modeling. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, USA.

Dean, R., Gai, X., Stone, C., & Minkoff, S. (2006). A Comparison of Techniques for Coupling Porous Flow and Geomechanics. *Society of Petroleum Engineering Journal*, 11 (1), pp. 132-140.

Denney, D. (1998). Sand Production and SAGD To Produce Heavy Oil. *Journal of Petroleum Technology*, pp. 92-94.

Detournay, E., & Cheng, A. (1993). *Fundamentals of poroelasticity*, *Comprehensive Rock Engineering: Principles, Practice and Projects*, V II, Pergamon Press, pp. 113-117.

Dung, T. Q. (2007). *Coupled fluid flow-geomechanics simulation applied to compaction and subsidence estimation in stress sensitive and heterogeneous reservoirs*. Australia: Tese de Doutorado - The University of Adelaide.

Dunham, R. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional textures. *AAPG Memoir 1*, pp. 108-121.

Dusseault, B. M. (2013). Geomechanical Aspects of Shale Gas Development. *EUROCK 2013 - International Society for Rock Mechanics*, pp. 39-56.

Ertekin, T., Abou-Kassem, J. H., & King, G. R. (2001). *Basic applied reservoir simulation*. Richardson: *SPE Textbook Series*, vol. 7.

Falcão, F. O. L. (2002). *Efeitos geomecânicos na simulação de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Falcão, F. O. L. (2013). *Simulação hidromecânica de reservatório carbonático de petróleo através de pseudoacoplamento*. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Ferreira, F. H. (2014). *Subsidência por compactação de rochas-reservatório: da teoria aos problemas de integridade de poço*. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Fjær, E., Holt, R., Horshud, P., Raaen, A., & Risnes, R. (2008). *Petroleum Related Rock Mechanics* (2ª ed.). Amsterdam - The Netherlands: Elsevier.

Fredrich, J. T., Holland, J. F., Fossum, A. F., & Bruno, M. S. (2001). One-way coupled reservoir geomechanical modeling of the lost hills oil field, California. *ISBN 2001 - American Rock Mechanics Association*, pp. 181 – 188.

Frydman, M. (1996). *Iniciação e propagação de fraturas em poços de petróleo*. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Geertsma, J. (1957). The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks. *SPE Petroleum Branch Fall Meeting*, Los Angeles, USA, pp. 331-340.

GTEP. (2010). *Relatório Interno - Estudo do Acoplamento entre um Simulador de Fluxo e Tensão*. Grupo de Tecnologia em Engenharia de Petróleo - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Gutierrez, M., & Lewis, R. W. (1998). The Role of Geomechanics in Reservoir Simulation. *SPE/ISRM EUROCK'96 Conference*, Trondheim, Norway, pp. 439 - 448.

Haro, C. F. (2006). Permeability Modeling. Setting Archie and Carman-Kozeny Right. *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition*, Viena, Austria.

Heffer, K. J., Koutsabeloulis, N. C., & Wong, S. K. (2004). Coupled geomechanical, thermal and fluid flow modelling as an aid to improving waterflood sweep efficiency. *EUROCK 1994 SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference*, pp. 447 – 454.

Hermansen, H., Thomas, L. K., Sylte, J. E., & Aasboe, B. T. (1997). Twenty Five Years of Ekofisk Reservoir Management. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, pp. 873 – 885.

Hernandez, I. I. R. (2011). Numerical Reservoir Simulation Coupled with Geomechanics State of the Art and Application in Reservoir Characterization. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, USA.

IBAMA. (2011). *Informações dos órgãos federais que compõem o grupo de acompanhamento do incidente no campo do Frade*. Disponível em: <http://www.ibama.gov.br/publicadas/informacoes-dos-orgaos-federais-que-compoem-o-grupo-de-acompanhamento-do-incidente-no-campo-do-frade>.

Acessado em: 21 de Abril de 2016.

Inoue, N. (2015). Speeding up a finite element computation on GPU. *GPU Technology Conference*, Silicon Valley, EUA.

Inoue, N., & Fontoura, S. A. B. (2009a). Explicit Coupling Between Flow and Geomechanical Simulators. *International Conference on Computational Methods for Coupled Problems in Science and Engineering*, Ischia Island, Italy.

Inoue, N., & Fontoura, S. A. B. (2009b). Answers to Some Questions About the Coupling Between Fluid Flow and Rock Deformation in Oil Reservoirs. *SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference*, Abu Dhabi, UAE.

Inoue, N., Fontoura, S. A. B., Albuquerque, R. A. C., Lautenschläger, C. E. R., & Righetto, G. L. (2014). Model Building and Computational Processing Applied to Reservoir Geomechanics. *VI Brazilian Symposium on Rock Mechanics – SBMR - 2014 – Rock Mechanics for Natural Resources and Infrastructure*, Goiânia.

Inoue, N., Fontoura, S. A. B., Righetto, G. L., & Lautenschläger, C. E. R. (2011a). Assessment of the Geomechanical Effects In a Real Reservoir. *45th U.S. Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*, San Francisco, CA, USA.

Inoue, N., Fontoura, S. A. B., Righetto, G. L., Lautenschläger, C. E. R., Meurer, G. B., Ribeiro, E. J. B., & Souza, A. L. S. (2011b). Assessment of Different Numerical Methodologies Applied To Reservoir Geomechanics. *XXXII CILAMCE - Iberian Latin American Congress on Computational Methods in Engineering*, Ouro Preto, Minas Gerais, Brasil.

Jin, M., Somerville, J., & Smart, B. G. D. (2000). Coupled Reservoir Simulation Applied to the Management of Production Induced Stress-Sensitivity. *SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition*, Beijing, China.

Koutsabeloulis, N. C., & Hope, S. A. (1998). “Coupled” Stress/Fluid/Thermal Multi-Phase Reservoir Simulation Studies Incorporating Rock Mechanics. *SPE/ISRM EUROCK'96*, Trondheim, Norway.

Koutsabeloulis, N., & Zhang, X. (2009). 3D Reservoir Geomechanical Modeling in Oil/Gas Field Production. *SPE Technical Symposium and Exhibition*, AlKhobar, Saudi Arabia.

Lacy, L. L. (1997). Dynamic Rock Mechanics Testing for Optimized Fracture Designs. *SPE Annual Technical Conference*, San Antonio, Texas, EUA, pp. 23-36.

Lautenschäler, C. E. R. (2014). *Efeitos do desenvolvimento de reservatórios sobre a integridade de poços de petróleo: uma análise parcialmente acoplada e multi-escala*. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Lautenschläger, C. E. R., Righetto, G. L., Inoue, N., & Fontoura, S. A. B. (2013a). Advances on Partial Coupling in Reservoir Simulation: A New Scheme of Hydromechanical Coupling. *Proceedings of the North Africa Technical Conference & Exhibition 2013* (p. 12). Cairo, Egito: Society of Petroleum Engineers.

Lautenschläger, C. E. R., Righetto, G. L., Inoue, N., & Fontoura, S. A. B. (2013b). Influence of Fluid-Mechanical Coupling in Gas Generation in Undersaturated Petroleum Reservoirs. *Proceedings of the V International Conference on Computational Methods for Coupled Problems in Science and Engineering*, (p. 12). Ibiza, Espanha.

Lewis, R. W., & Schrefler, B. A. (1987). *The finite element method in the deformation and consolidation os porous media*. Great Britain: John Wiley & Sons - 2° ed.

Li, P., Chalaturnyk, R. J., & Tan, T. B. (2003). Coupled Reservoir Geomechanical Simulations For the SAGD Process. *Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference*, Calgary, Alberta, Canada.

Mainguy, M., & Longuemare, P. (2002). Coupling Fluid Flow and Rock Mechanics. Formulations of the Partial Coupling Between Reservoir and Geomechanics. *Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles*, pp. 355-367.

Mascia, N. T. (2006). *Notas de aula sobre teoria das tensões*. Campinas: Universidade Estadual de Campinas.

Meurer, G. B., Correa, A. C., Newman, R. B., Naveira, V. P., de Souza, A. L. S., Araujo, T., Herwanger, J. J. & Silva, A. A. C. (2013). Integrated Modeling for 3D Geomechanics and Coupled Simulation of Fractured Carbonate Reservoir. *Offshore Technology Conference*, Rio de Janeiro, Brasil.

Nelson, P. H. (1994). Permeability-porosity Relationships In Sedimentary Rocks. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*.

Newman, G. H. (1973). Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading. *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*, Denver, Colorado, USA.

NVIDIA. (2011). *CUDA C Programming Guide*, Version 4.0.

Obi, E., Eberle, N., Fil, A., & Cao, H. (2014). Giga Cell Compositional Simulation. *International Petroleum Technology Conference*, Doha, Qatar.

Pastor, J. A. (2001). *Modelagem de reservatórios de petróleo utilizando formulação acoplada de elementos finitos*. Rio de Janeiro: Tese de Doutorado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Pereira, L. C. (2007). *Simulação de fluxo em reservatórios sob efeito da compactação*. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado- Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Pereira, L. C. (2015). *Quantificação de incertezas aplicada à geomecânica de reservatórios*. Recife: Tese de Doutorado - Universidade Federal de Pernambuco.

Petunin, V. V., Tutuncu, A. N., Prasad, M., Kazemi, H., & Yin, X. (2011). An Experimental Study For Investigating the Stress Dependence of Permeability In Sandstones And Carbonates. *45th U.S. Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*, San Francisco, CA, USA.

Pinilla, J. F., Trevisan, O. V., & Tinoco, F. L. (1997). Reservoir and Geomechanics to Interpret Tidal Effects in a Well Test. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, USA.

Pinzon, C. L., Chen, H. Y., & Teufel, L. W. (2001). Numerical Well Test Analysis of Stress-Sensitive Reservoirs. *SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference*, Keystone, Colorado, USA.

Righetto, G. L. (2015). *Acoplamento termo-hidro-mecânico-químico na injeção e armazenamento de CO2 em reservatórios*. Rio de Janeiro: Proposta de Tese de Doutorado - Pontífica Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Rosa, J. A., Carvalho, R. S., & Xavier, J. A. D. (2006). *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência – 1° ed.

Samier, P., & Gennaro, S. (2007). Practical Iterative Coupling of Geomechanics with Reservoir Simulation. *SPE Reservoir Simulation Symposium*, (p. 10p.). Houston, Texas, U.S.A.

Schlumberger. (2007). *Schlumberger Market Analysis*.

Schön, J. H. (2011). *Physical properties of rocks: a workbook*. Elsevier – 1° ed.

Schutjens, P., Hindriks, K., & Myers, M. (2008). Depletion-induced reservoir compaction: Two geomechanical models and their application in the planning of subsidence monitoring. *42nd US Rock Mechanics Symposium*, San Francisco, California, USA.

Souza, A. L. S., & Falcão, F. O. L. (2015). R&D in Reservoir Geomechanics in Brazil: Perspectives and Challenges. *Offshore Technology Conference*, Rio de Janeiro, Brasil.

Settari, A. (2005). Geomechanics and subsidence. *8th International Forum on Reservoir Simulation*, Borromees, Italy.

Settari, A., & Walters, D. A. (1999). Advances in Coupled Geomechanical and Reservoir Modeling With Applications to Reservoir Compaction. *SPE Reservoir Simulation Symposium*, Houston, Texas, USA.

Settari, A., & Mourits, F. M. (1994). Coupling of Geomechanics and Reservoir Simulation Models. *8th Internecional Conference on Computer Methods and Advances in Geomechanics*, Morgantown, VA, USA, pp. 2151-2158.

Soares, A. C. (2000). *Um estudo experimental para definição de colapso de poros em rochas carbonáticas*. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Soares, A. C., & Ferreira, F. H. (2002). An Experimental Study for Mechanical Formation Damage. *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette, Louisiana, USA.

Souza, K. F., & Werneck, D. (2015). Risk Assessment Methodologies Applied to Exploration and Production of Brazilian Pre-Salt Layer. *Offshore Technology Conference*, Rio de Janeiro, Brasil.

Stone, T., Bowen, G., Papanastasiou, P., & Fuller, J. (2000). Fully Coupled Geomechanics in a Commercial Reservoir Simulator. *SPE European Petroleum Conference*, Paris, France.

Temizel, C., Gorucu, S. E., Erdogan, S. S., & Tiwari, A. (2015). Optimization of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Under Geomechanics-Dependent Permeability. *SPE Russian Petroleum Conference*, Moscow, Russia.

Terra, G., Spadini, A., França, A., Sombra, C., Zambonato, E., Juschaks, L., & Arienti, L. (2009). *Classificação de rochas carbonáticas aplicável às bacias sedimentares brasileiras*. Boletim de geomecências da Petrobras.

Thomas, L. K., Chin, L. Y., Pierson, R. G., & Sylte, J. E. (2002). Coupled Geomechanics and Reservoir Simulation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas.

Timoshenko, S. (1934). *Theory of Elasticity*. New York: McGraw-Hill.

Tran, D., Nghiem, L., & Buchanan, L. (2005). An Overview of Iterative Coupling Between Geomechanical Deformation and Reservoir Flow. *SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, Calgary, Alberta, Canada.

Tran, D., Nghiem, L., & Buchanan, L. (2009). Aspects of Coupling Between Petroleum Reservoir Flow And Geomechanics. *43rd US Rock Mechanics Symposium*, North Carolina, USA.

Tran, D., Settari, A. T., & Nghiem, L. (2012). Predicting Growth and Decay of Hydraulic Fracture Width in Porous Media Subjected to Isothermal and Nonisothermal Flow. *SPE Canadian Unconventional Resources Conference*, Calgary, Alberta, Canada.

Tran, D., Settari, A., & Nghiem, L. (2002). New Iterative Coupling Between a Reservoir Simulator and a Geomechanics Module. *SPE/ISRM Rock Mechanics Conference*, Texas, USA.

Van den Hoek, P. J., Mahani, H., Hustedt, B., Zwarts, D., & Sobera, M. (2008). Dynamic Induced Fractures in Waterflooding and EOR. *SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia.

Wang, H. F. (2000). *Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hydrogeology*. New Jersey, USA: Princeton University Press.

Watts, J. (1997). Reservoir Simulation: Past, Present and Future. *SPE Reservoir Simulation Symposium*, Dallas, Texas, USA, pp. 171-176.

Woodhams, P., Jönsthövel, T., Walsh, D., Pearce, A., & Preisser, D. (2015). GPU Acceleration for Geomechanical Simulations. *SPE Reservoir Simulation Symposium*, Dallas, Texas, USA.

Yaquetto, N. P. (2011). *Avaliação de esquemas de acoplamento na simulação de reservatórios de petróleo*. Rio de Janeiro: Dissertação de Mestrado - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Zienkiewicz, O., Chan, A. H., Pastor, M., Schrefler, B. A., & Shiomi, T. (1999). *Computational Geomechanics with Special Reference to Earthquake Engineering* (1^a ed.). England: John Wiley & Sons.

Zoback, M. (2007). *Reservoir Geomechanics* (1^a ed.). New York - USA: Cambridge University Press.

Apêndice A

A consideração das rochas adjacentes ao reservatório é fundamental para a construção de um MEM. Porém, o quanto este modelo deve ser estendido horizontalmente, além das fronteiras do reservatório que está sendo estudado, é um assunto não consolidado pela literatura de geomecânica de reservatórios de petróleo. Em geral, a condição de contorno dos modelos é de não deslocamento nas bordas, logo é importante que a extensão lateral seja suficientemente grande para respeitar esta restrição de deslocamentos.

Conforme discutido no tópico 2.4.2.4, Ferreira (2014) testou diferentes extensões laterais para um mesmo modelo 2D com propriedades mecânicas do reservatório idênticas às das rochas adjacente e avaliou o efeito na subsidência observada.

O autor comparou a resposta numérica do modelo em elementos finitos com a resposta de subsidência de um modelo analítico, concluindo então que somente com extensões laterais da ordem de cinco vezes o comprimento do reservatório a resposta do modelo numérico coincide com a do modelo analítico. Além disso, foi destacado que quando a extensão lateral não é suficientemente grande para atender a condição de contorno, a subsidência do modelo numérico pode ser superestimada.

Entretanto, trabalhar com modelos tão grandes pode ser uma limitação para avaliar problemas de casos reais, no caso do Campo B uma extensão lateral de cinco vezes o maior comprimento do reservatório seria equivalente a um *sideburden* com 35 km. Logo, neste tópico será avaliado se a extensão lateral aplicada no MEM utilizado nas análises desta Dissertação foi adequada.

A.1

Construção de malhas de elementos finitos com diferentes extensões laterais para o MEM do Campo B

Para realizar a construção das novas malhas de elementos finitos com diferentes extensões laterais para o MEM do Campo B foi aplicado o *workflow* GAIA. Tendo sido seguidas todas as etapas da construção do modelo previamente utilizado nesta Dissertação para estas duas novas malhas, porém atribuindo a elas

menores extensões laterais. É importante destacar que foram mantidas as demais características do MEM original como, por exemplo, suas propriedades elásticas, de forma que qualquer diferença entre os resultados estivesse sendo influenciada apenas pela extensão lateral.

A malha original do MEM foi estendida 10,5 km (1,5 vezes o maior comprimento do reservatório) em cada direção lateral a partir do reservatório, de forma que o MEM ficou com comprimentos laterais de 28 km na direção I e 24 km na direção J, conforme foi apresentado na Figura 3.14 no tópico 3.3. Para realizar a discretização da malha em elementos finitos foram acrescentadas à malha do reservatório 60 divisões em cada direção lateral (60 em I e 60 em J), utilizando 1,1 de fator de expansão. Após a inclusão do *underburden* e do *overburden*, este modelo, o qual será chamado de “grande”, é constituído de 1999558, ou seja, aproximadamente, 2 milhões de elementos finitos.

Um dos novos modelos foi estendido o equivalente a 1 vez o maior comprimento do reservatório, ou seja, 7 km em cada direção lateral, ficando então com 21 km na direção I e 17 km na direção J. Neste caso, foram consideradas 52 divisões em cada direção do *sideburden*, com fator de expansão 1,1, para compor a malha de elementos finitos lateral ao reservatório. Após as expansões verticais este modelo, que será denominado “médio”, encerrou em 1778398 elementos, ou seja, cerca de 1,8 milhões de elementos finitos.

Para o outro novo modelo, denominado modelo “pequeno”, foi considerada extensão lateral de apenas 0,5 vezes o maior comprimento do reservatório em cada direção lateral. Neste caso foram aplicadas 40 divisões em cada uma das direções I e J com fator de expansão 1,1. Ao final do processo de construção do MEM, este caso ficou com 1474018, quase 1,5 milhões de elementos finitos.

Vale destacar que as dimensões citadas são valores aproximados, pois as bordas do reservatório não seguem linhas retas, tal qual as bordas do MEM.

A Figura A.1 apresenta os três MEMs descritos anteriormente, os quais foram utilizados para verificar se as análises desta Dissertação, realizadas com o modelo grande, tiveram seus resultados influenciados por interferências entre o tamanho da malha e as condições de contorno.

Além disso, a Figura A.2 ilustra as bordas dos três MEMs, grande, médio e pequeno, com o reservatório ao centro.

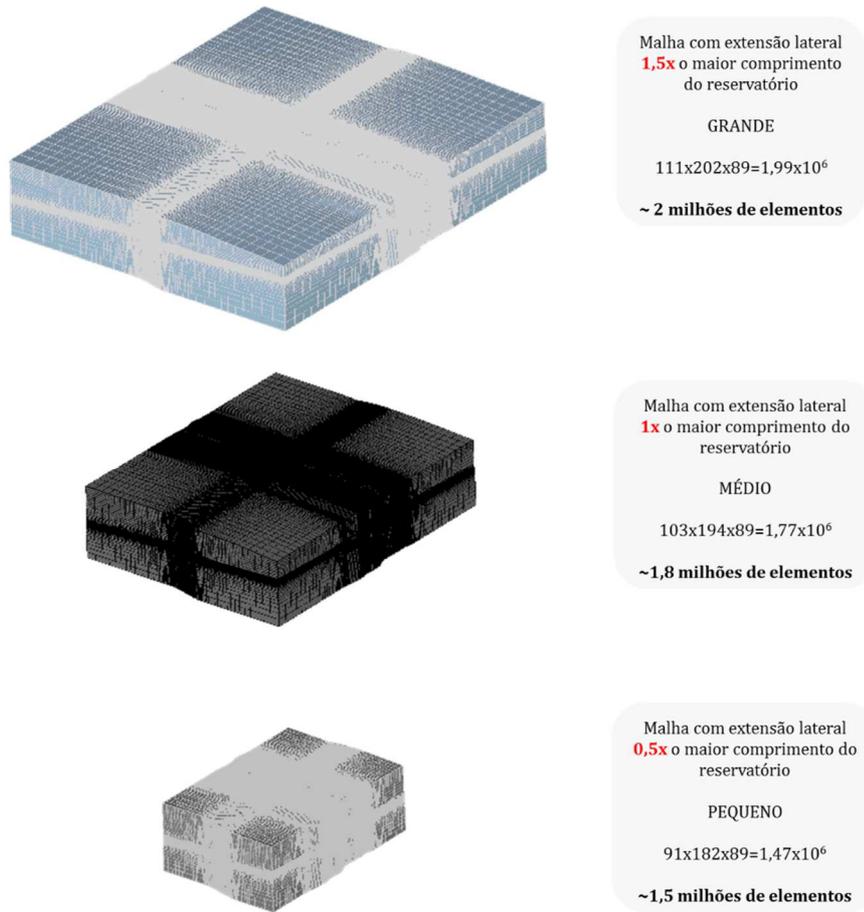


Figura A.1. MEMs grande, médio e pequeno utilizados para a verificação proposta no Apêndice A.

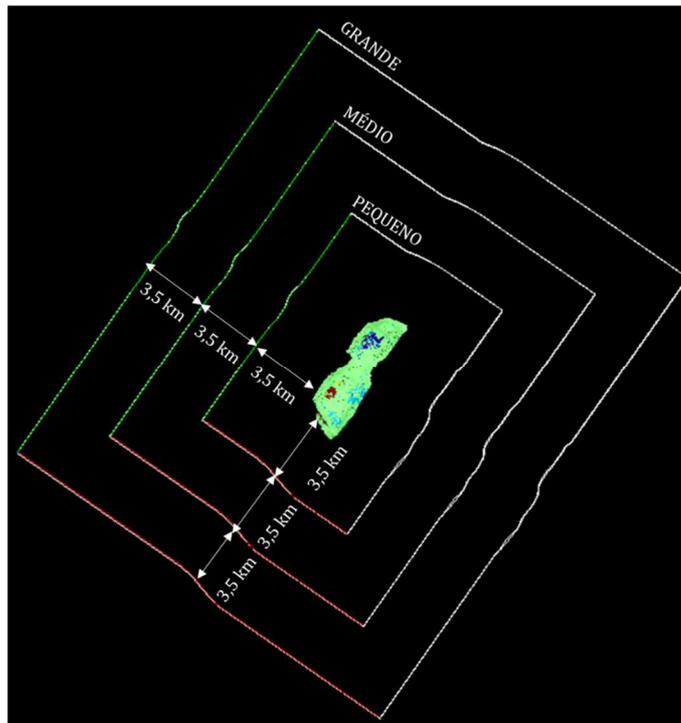


Figura A.2 Contornos dos MEMs grande, médio e pequeno. Reservatório ao centro.

Nos menores modelos foi mantido o maior refinamento da malha próximo ao reservatório. Exatamente por isso, a quantidade de elementos nos menores MEMs não diminuiu na mesma proporção que são reduzidas as dimensões do *sideburden*. Na Figura A.3 este aspecto fica claro, já que os elementos que são eliminados nas malhas menores são os mais grosseiros. Além disso, nesta figura pode ser observado que houve uma preocupação para tentar manter os nós coincidentes entres os diferentes casos, criando um efeito de sobreposição.

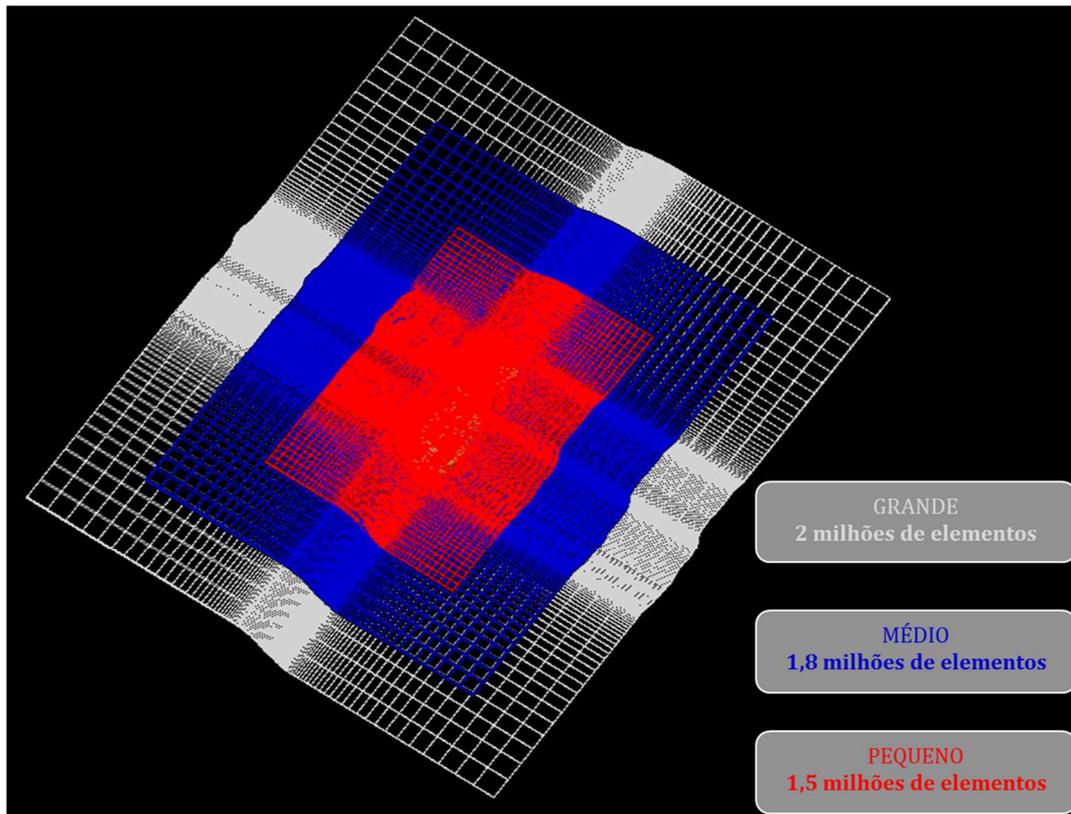


Figura A.3. Vista superior da malha de elementos finitos dos MEMs grande (branco), médio (azul) e pequeno (vermelho).

Portanto, com estes três MEMs foram verificados parâmetros de produção e geomecânicos para avaliar o impacto da redução da extensão lateral.

A.2

Comparação entre os resultados das malhas de elementos finitos com diferentes extensões laterais

Com o objetivo de demonstrar que a malha utilizada nos estudos desta Dissertação (grande) foi adequada, foram realizadas análises *two-way* com os modelos de diferentes tamanhos apresentados anteriormente.

Da mesma forma que os demais estudos realizados neste trabalho, tanto parâmetros de fluxo, quanto geomecânicos serviram para a comparação entre os MEMs. Entretanto, análises mais simplificadas do que as aplicadas em comparações anteriores se mostraram suficientes para atingir os objetivos desta verificação. Além disso, vale ressaltar que a permeabilidade não foi incluída como um dos parâmetros de acoplamento na metodologia *two-way* utilizada neste tópico.

Logo, com cada um dos MEMs foram feitas simulações de acoplamento hidromecânico *two-way* sem atualização da permeabilidade para o reservatório carbonático do Campo B pelos mesmos 600 dias que haviam sido considerados nos estudos anteriores. Foram realizadas 2 iterações de acoplamento CHRONOS-IMEX a cada um dos 117 passos de tempo. As novas simulações utilizaram as mesmas premissas de produção (quantidade de poços, pressão mínima de fundo e vazão máxima de óleo) que as anteriores.

A Figura A.4 apresenta a curva de produção total de óleo do reservatório carbonático do Campo B para as simulações com os três tamanhos de MEM diferentes. Como pode ser observado, as curvas são idênticas.

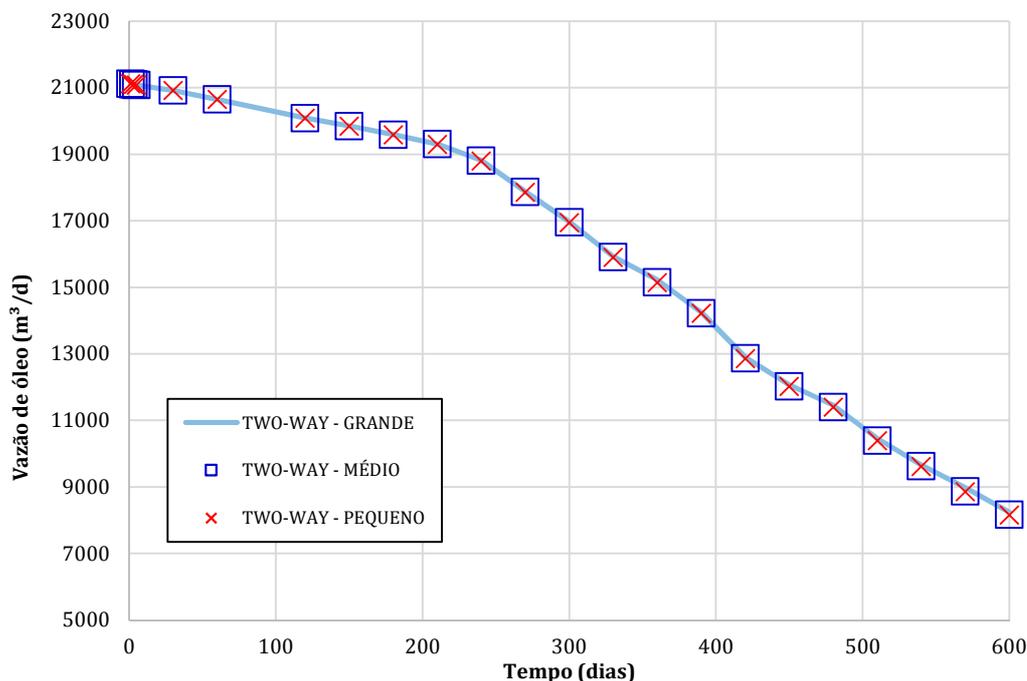


Figura A.4. Vazão total de produção de óleo do reservatório carbonático do Campo B para os MEMs grande, médio e pequeno.

Assim como observado na vazão de produção, o mesmo comportamento foi identificado na evolução de pressão média do reservatório durante as simulações,

ou seja, não foi possível identificar diferenças. A Figura A.5 ilustra as curvas de pressão de poros média para os três casos em questão.

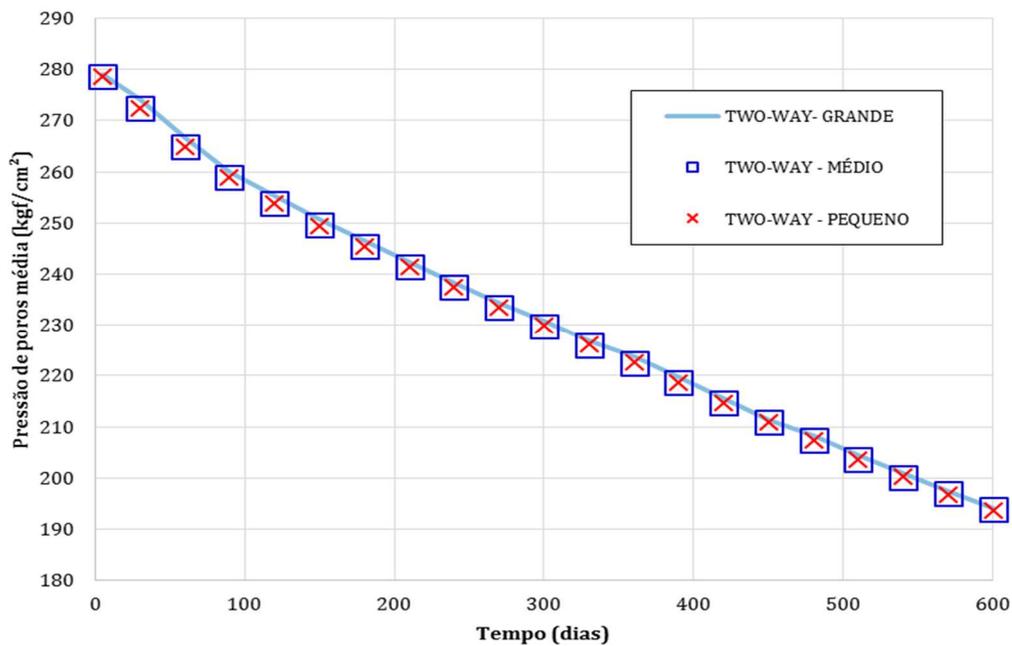


Figura A.5. Pressão de poros média para o reservatório carbonático do Campo B para os MEMs grande, médio e pequeno.

Portanto, do ponto de vista dos parâmetros de fluxo analisados, os MEMs tiveram a mesma resposta, ou seja, o tamanho da malha de elementos finitos não influenciou os resultados.

Do ponto de vista geomecânico, estes casos foram comparados de forma simplificada. Foi avaliada a compactação no horizonte do MEM referente ao topo do reservatório e a subsidência no fundo do mar (topo da zona A do MEM), somente na trajetória que corta o seu maior comprimento (Figura 4.17) ao final dos 600 dias de produção, quando são atingidos os maiores deslocamentos.

A fim de facilitar o entendimento das análises vale destacar que, para compor os resultados dos diferentes MEMs em um mesmo gráfico, o ponto de distância 0 km foi considerado como a borda inicial do maior modelo, sendo que o MEM médio está compreendido entre 3,5 km e 24,5 km, enquanto o modelo pequeno está entre 7 km e 21 km de distância. Desta forma, estão sendo observados pontos de deslocamentos referentes às mesmas posições em todos os MEMs.

Logo, a Figura A.6 apresenta os valores de compactação do reservatório para os três diferentes tamanhos de malha, mostrando que as respostas foram as mesmas, ou seja, todos os casos apresentaram deslocamentos verticais máximos da ordem de

0,7 m no topo do reservatório, os quais ficam localizados em sua região que sofre maior depleção (Sul).

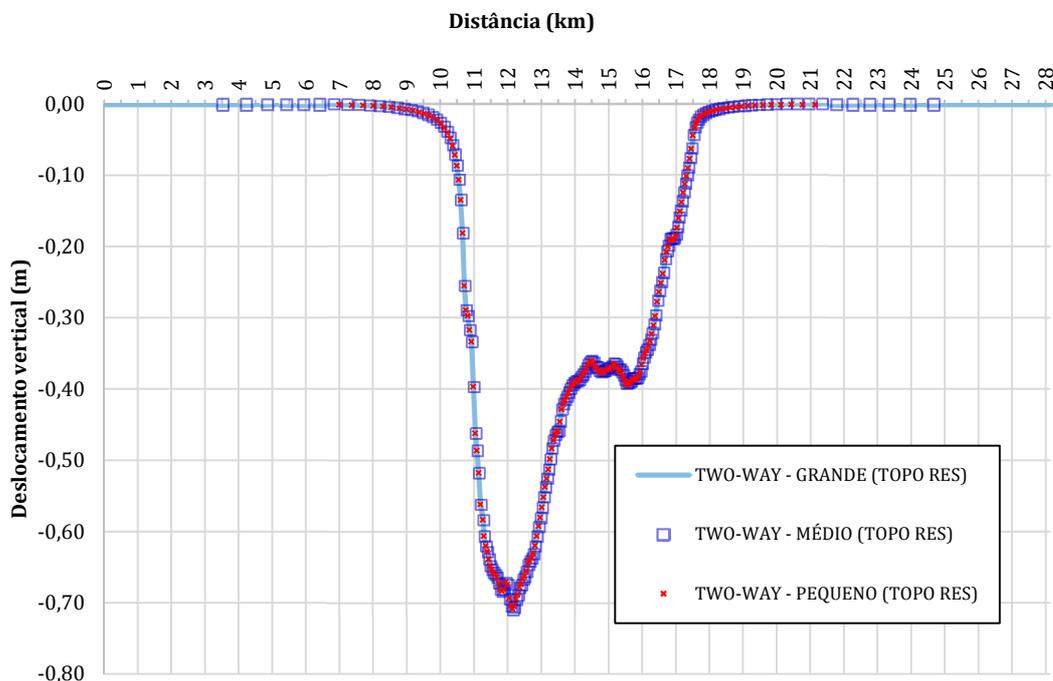


Figura A.6. Compactação do horizonte de topo do reservatório ao final de 600 dias para os MEMs grande, médio e pequeno. Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).

A Figura A.7 apresenta a curva da subsidência para os MEMs grande, médio e pequeno. Os resultados mostram que a subsidência, da mesma forma que a compactação, não foi influenciada pelo tamanho das malhas. Apenas o menor modelo apresentou uma pequena divergência próximo às suas bordas.

Para detalhar estes pequenos desvios encontrados no modelo menor e mostrar que eles não têm impacto prático, foram avaliadas duas trajetórias verticais, uma que cruza o MEM na região de maior depleção do reservatório, a qual vem sendo estudada ao longo desta Dissertação e foi exemplificada através da Figura 4.13, e outra em um ponto externo ao reservatório. A Figura A.8 apresenta estes dois pontos sobre um mapa de depleção do reservatório, sendo o ponto vermelho (Figura A.8 (a)) referente à trajetória da Figura 4.13, o qual está a uma distância de 12 km da borda do modelo maior, e o ponto verde (Figura A.8(b)) referente à trajetória externa ao reservatório, que está a cerca de 8 km de distância da borda do modelo maior.

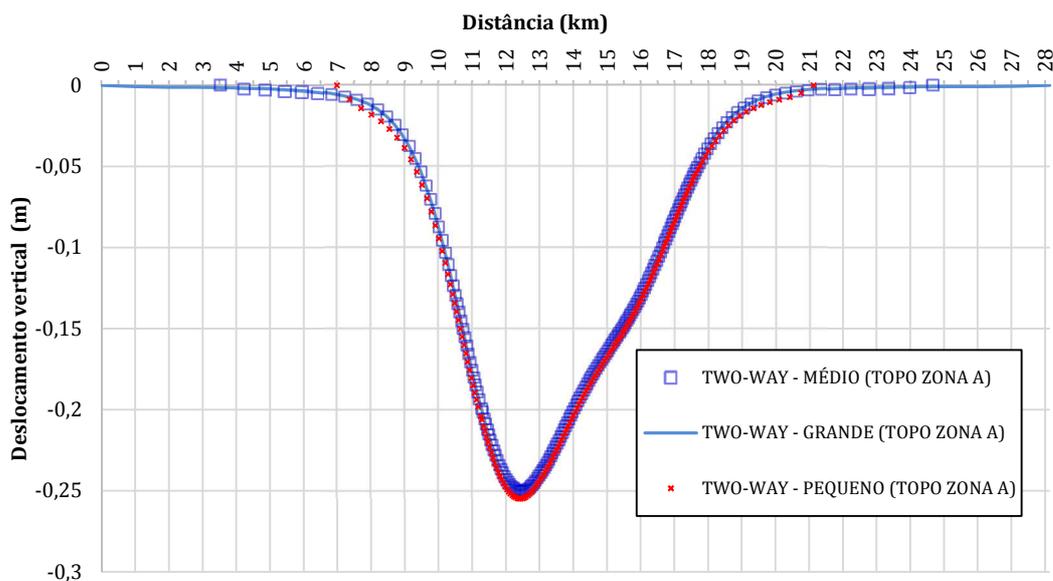


Figura A.7. Subsidência no fundo do mar ao final de 600 dias para os MEMs grande, médio e pequeno. Curvas da trajetória que segue a maior dimensão do reservatório (I,J=60).

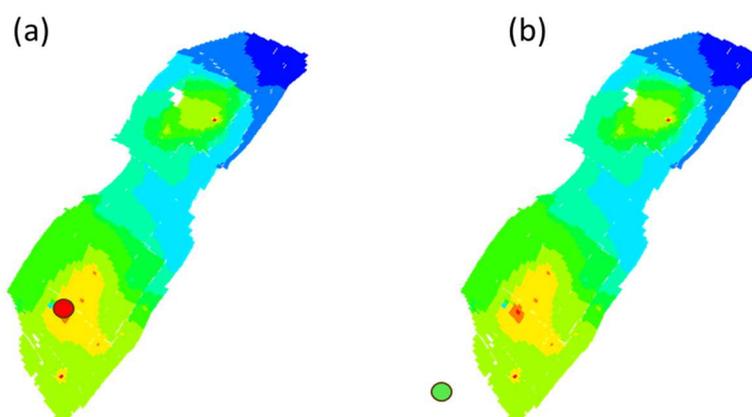


Figura A.8 Ponto indicando a posição onde a trajetória vertical analisada corta o reservatório (a) em sua região de maior depleção e (b) em uma região externa ao reservatório. Cores quentes nos mapas indicam maiores depleções ao final de 600 dias de análise.

A Figura A.9 ilustra o gráfico dos deslocamentos verticais pela profundidade para a posição indicada na Figura A.8 (a) ao final do tempo de simulação. Em -200 m, profundidade correspondente ao fundo do mar nesta posição, existe pequena diferença (<1 cm) entre o resultado do modelo menor e o dos demais, sendo que os modelos médio e grande têm comportamentos idênticos. O gráfico vai apenas até -2000 m de profundidade, pois a medida que vão sendo analisadas posições mais profundas, mesmo as pequenas diferenças vão ficando imperceptíveis. Vale lembrar que o reservatório está a cerca de -2500 m de profundidade, posição em que a Figura A.6 mostrou que não é possível fazer nenhuma distinção entre os resultados dos três modelos.

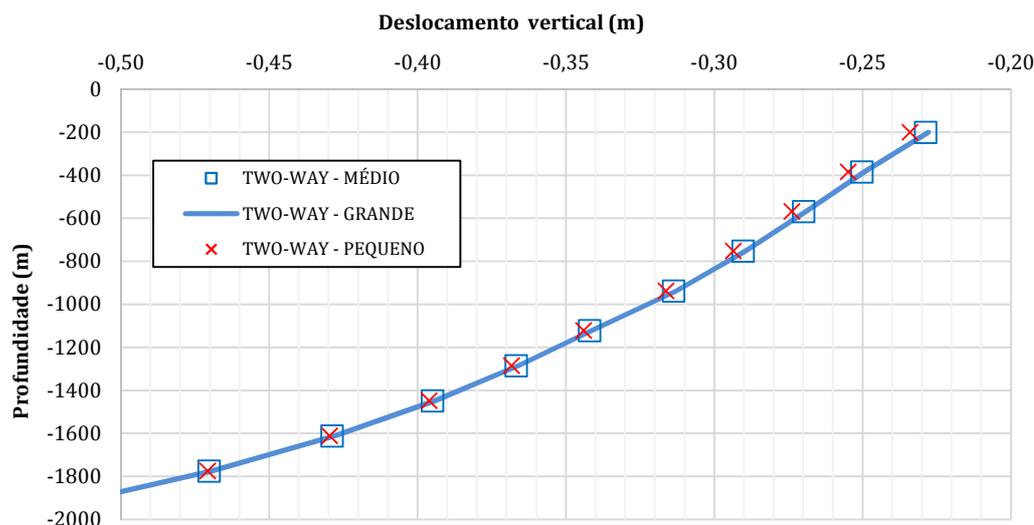


Figura A.9. Deslocamentos verticais na trajetória descrita na Figura 4.13, e também indicada pela Figura A.8 (a) ao final de 600 dias de simulação para os MEMs grande, médio e pequeno.

A Figura A.10 ilustra os deslocamentos verticais ao longo da profundidade para a posição referente à Figura A.8 (b), a qual cruza o modelo em uma região externa ao reservatório e mais perto da borda do menor MEM. Neste caso, os modelos grande e médio têm exatamente os mesmos deslocamentos verticais para toda a profundidade. Apenas o modelo menor que, para a profundidade mais rasa, apresenta cerca de 1 cm de diferença em relação aos demais. Como nesta posição a subsidência é da ordem de 4 cm, seria uma divergência de 25%. Porém, em termos práticos, analisando os valores absolutos, esta diferença não é relevante.

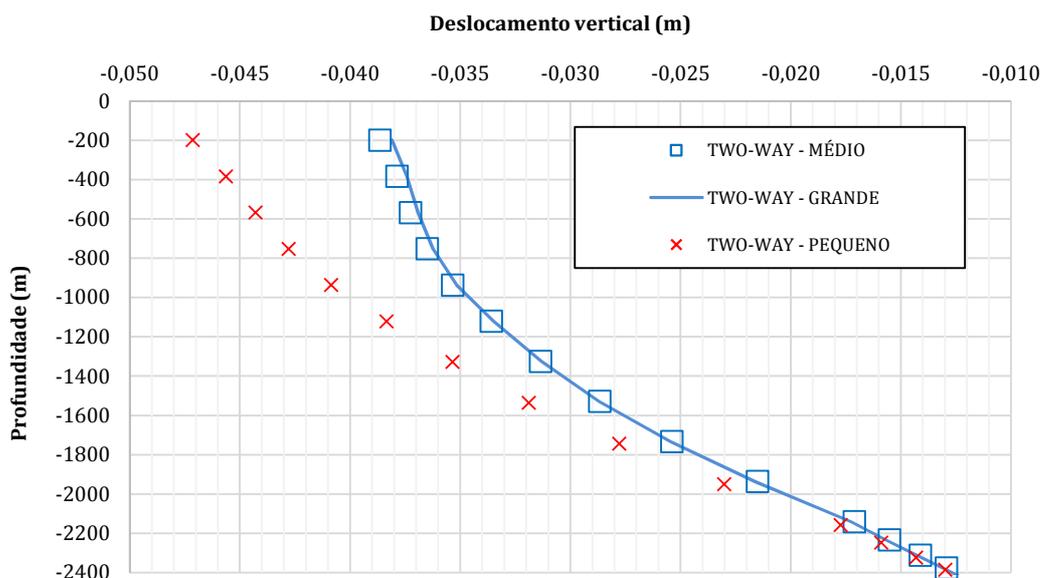


Figura A.10. Deslocamentos verticais na trajetória descrita pela Figura A.8 (b) ao final de 600 dias de simulação para os MEMs grande, médio e pequeno.

Com o intuito de elucidar o motivo da pequena diferença apresentada anteriormente no valor de subsidência do modelo pequeno, foi feita mais uma análise. A Figura A.11 representa uma vista superior do maior MEM, em que está ilustrada sua subsidência ao final de 600 dias de simulação, além dos contornos dos outros dois MEMs. Todos os deslocamentos menores que 0,5 cm estão em azul, enquanto os maiores estão em vermelho. Este foi o valor considerado como limite inferior perceptível de deslocamentos verticais. Logo, a borda do modelo médio está a cerca de 2 km de onde ocorrem deslocamentos verticais abaixo de 0,5 cm. Por outro lado, o modelo pequeno não atende a este critério, sendo que deslocamentos maiores que 0,5 cm ultrapassam sua fronteira.

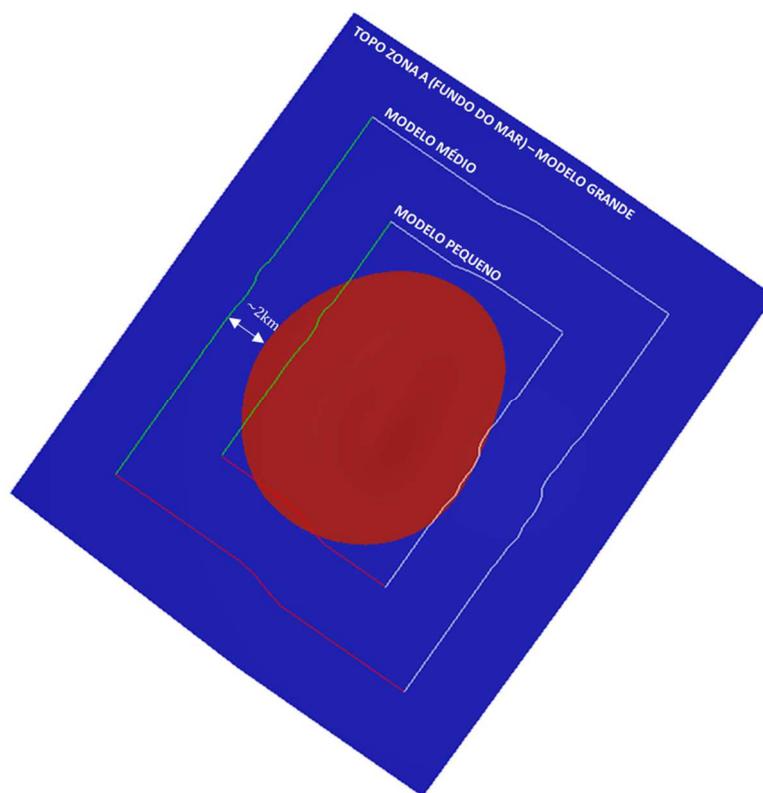


Figura A.11. Vista superior do MEM do modelo grande com suas subsidências ao final de 600 dias de simulação. Deslocamentos menores que 0,5 cm estão em azul, enquanto os demais estão em vermelho. Também estão presentes as bordas dos modelos médio e pequeno.

Porém, apesar destas pequenas divergências apontadas, as análises com os três diferentes tamanhos de MEM mostraram resultados tanto quanto aos parâmetros de fluxo, quanto aos parâmetros geomecânicos equivalentes. Na grande maioria das vezes, sendo imperceptíveis quaisquer diferenças.

Desta forma, para o caso do Campo B é possível concluir que o modelo utilizado ao longo desta Dissertação possui dimensões adequadas, mesmo não tendo

sido considerado um MEM com extensão lateral 5 vezes o comprimento do reservatório. Além disso, com as análises realizadas neste tópico é possível afirmar que até mesmo modelos com extensões laterais menores teriam gerado os mesmos resultados.

Por fim, como a quantidade de elementos finitos que compõem a malha do MEM tem impacto significativo no tempo das análises, foi avaliado o tempo de cada uma das simulações *two-way* realizadas com tamanhos diferentes de MEM. A Tabela A.1 apresenta os resultados para 600 dias de simulação.

Tabela A.1. Tempo para simulação de 600 dias de produção do reservatório carbonático do Campo B para os MEMs grande, médio e pequeno.

Parâmetro		MEM do Campo B		
		Grande	Médio	Pequeno
Número aproximado de elementos finitos		2 milhões	1,8 milhões	1,5 milhões
Passos de tempo		117	117	117
Iterações de acoplamento		234	234	234
Tempo (minutos)	IMEX	161,6	161,1	162,8
	HERMES	58,4	58,9	58,0
	CHRONOS	337,2	303,2	253,1
Tempo médio por passo de tempo (minutos/ passo de tempo)		4,8	4,5	4,1
Tempo total (horas)		9,3	8,7	7,9

Portanto, pode ser verificado que uma diferença de 500 mil elementos entre o maior e o menor modelo acelerou em mais de uma hora as análises, sendo que os resultados práticos foram muito similares entre estes casos.

Vale destacar que o responsável pela variação de tempo entre os diferentes tamanhos de MEM foi exclusivamente o CHRONOS. Ele é o único programa que tem o tempo de execução reduzido pela menor quantidade de elementos. Isto é natural, já que somente este programa analisa todos os pontos do MEM, tanto o HERMES quanto o IMEX são influenciados pelas variações que ocorrem no reservatório. Como as alterações ocorridas no reservatório são muito semelhantes nos três casos analisados, estes programas não são impactados.

A Figura A.12 deixa ainda mais claro o que foi exposto acima, pois conforme a quantidade de elementos finitos fica menor, o CHRONOS fica mais rápido, passando a ser menor sua proporção na composição do tempo total das análises.

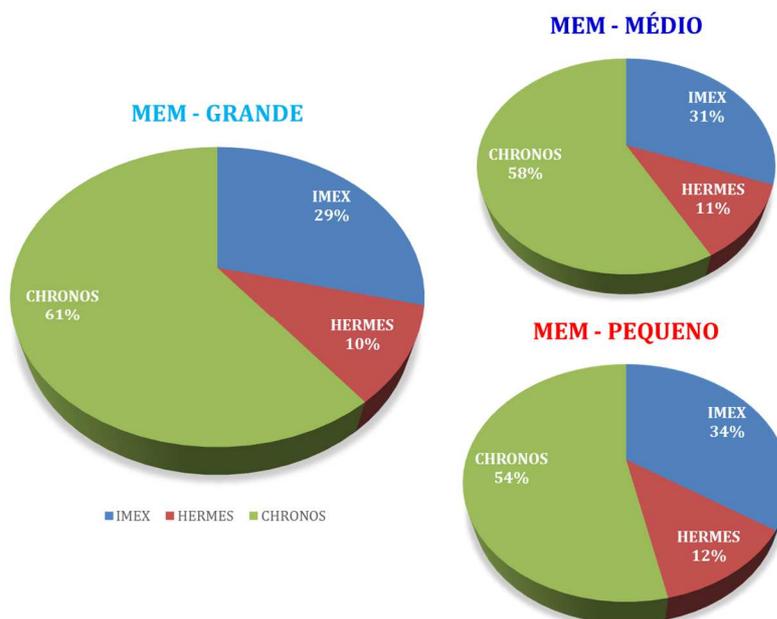


Figura A.12. Proporção de cada programa no tempo total das simulações two-way para os MEMs grande, médio e pequeno.

Após estas simulações, o número de elementos de cada MEM, bem como seu respectivo tempo total de simulação foi colocado no gráfico representado pela Figura A.13. Logo, para o espectro de tamanhos de MEM testados neste trabalho, uma relação linear pode ser muito bem ajustada entre a quantidade de elementos finitos na malha do MEM e o tempo total de simulação. Esta relação está destacada na própria figura.

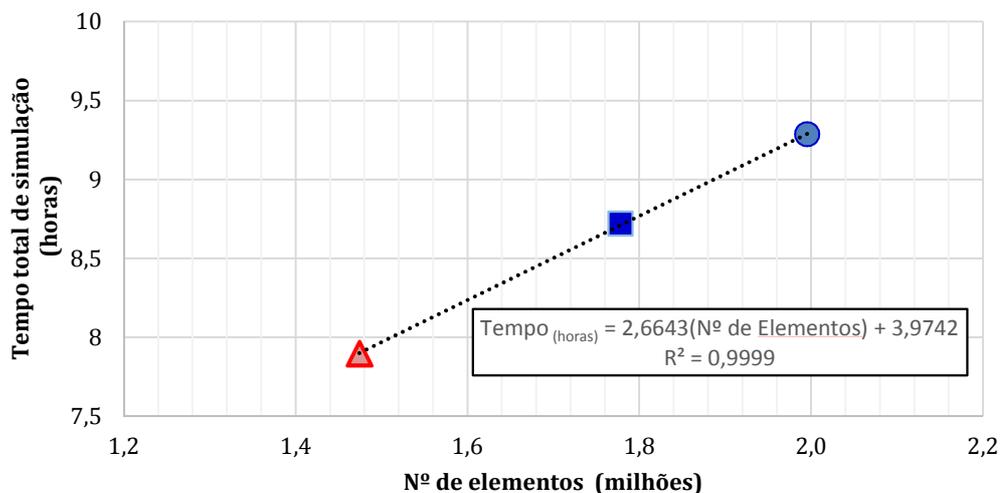


Figura A.13 Gráfico de tempo total de simulação por quantidade de elementos para os casos two-way analisados.

Apêndice B

No Capítulo 3 foram obtidas propriedades elásticas para cada uma das zonas constituintes do MEM do Campo B.

Para as rochas adjacentes ao reservatório foram calculados módulo de Young estático e coeficiente de Poisson através de informações de perfis elétricos dos poços perfurados na área. Com o auxílio ao software GOCAD foram gerados histogramas destas propriedades para cada uma das zonas referentes às rochas adjacentes. A média destes valores foi atribuída às suas zonas correspondentes.

Entretanto, devido à heterogeneidade do Campo B, além dos valores serem significativamente diferentes entre as zonas, dentro de cada uma das zonas existe uma grande dispersão dos valores das propriedades elásticas.

Desta forma, com o intuito de apresentar a possível fonte de erro ao assumir a hipótese simplificadora de utilização da média por zona dessas propriedades, neste apêndice estão apresentados os histogramas de módulo de Young estático e coeficiente de Poisson para cada zona do MEM correspondente às rochas adjacentes ao reservatório.

○ **Zona A**

Zona do MEM compreendida entre o fundo do mar e o horizonte geológico A, conforme ilustrado pela Figura B.1.

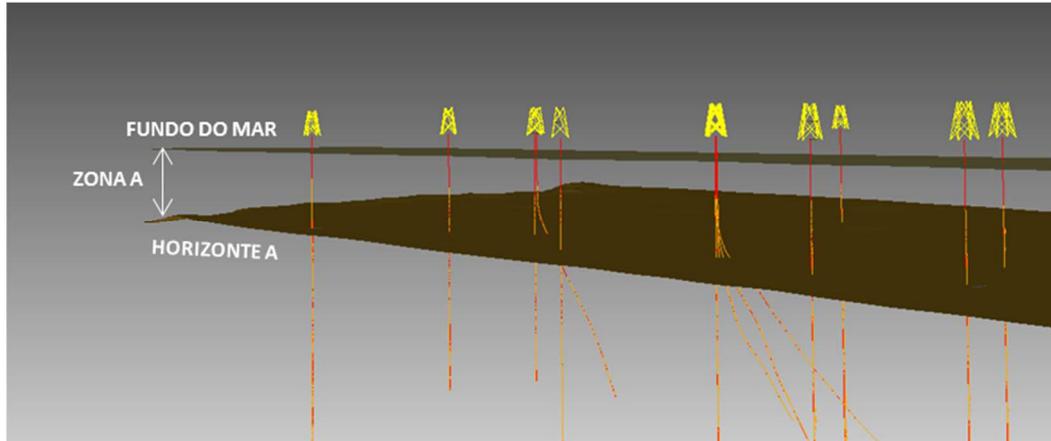


Figura B.1. Zona A do MEM do Campo B.

Para a Zona A, a Figura B.2 e a Figura B.3 apresentam os histogramas do módulo de Young estático e do coeficiente de Poisson, respectivamente.

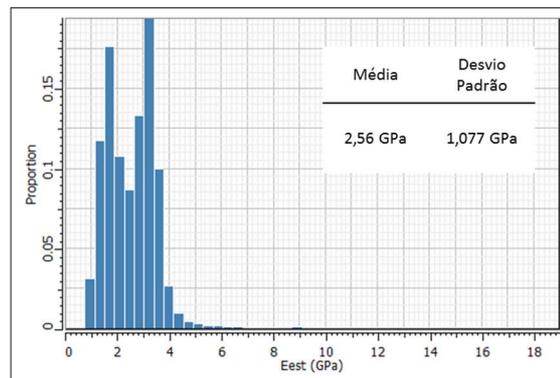


Figura B.2. Histograma do módulo de Young estático (GPa) referente à Zona A.

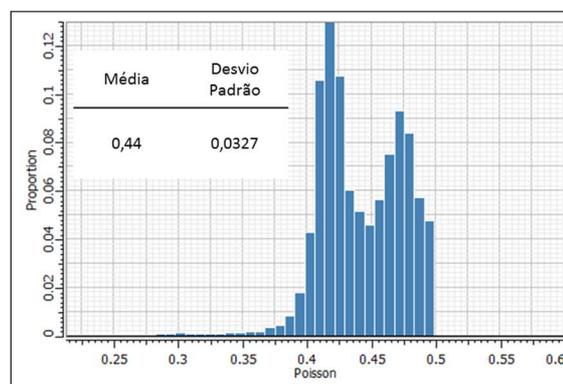


Figura B.3. Histograma de coeficiente de Poisson referente à Zona A.

○ **Zona B**

Zona do MEM compreendida entre o horizonte geológico A e o horizonte geológico B, conforme ilustrado pela Figura B.4.

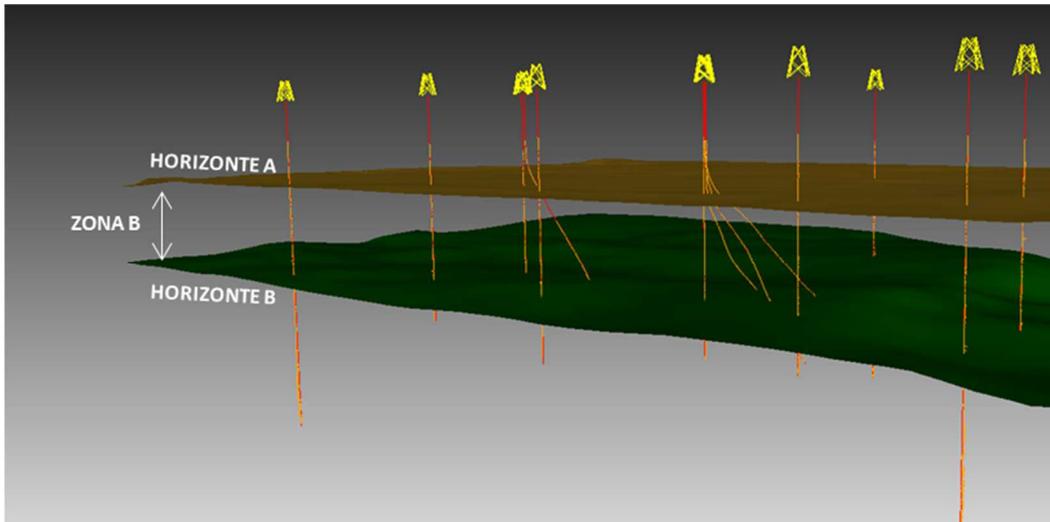


Figura B.4. Zona B do MEM do Campo B.

Para a Zona B, a Figura B.5 e a Figura B.6 apresentam os histogramas do módulo de Young estático e do coeficiente de Poisson, respectivamente.

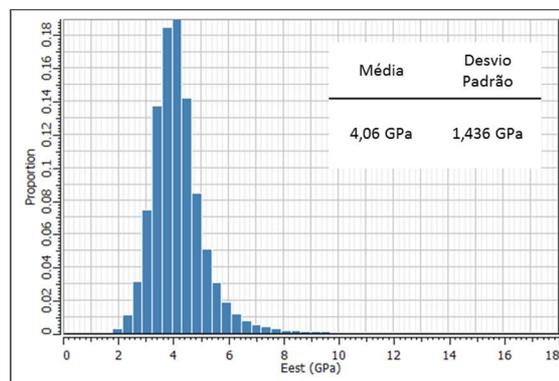


Figura B.5. Histograma do módulo de Young estático (GPa) referente à Zona B.

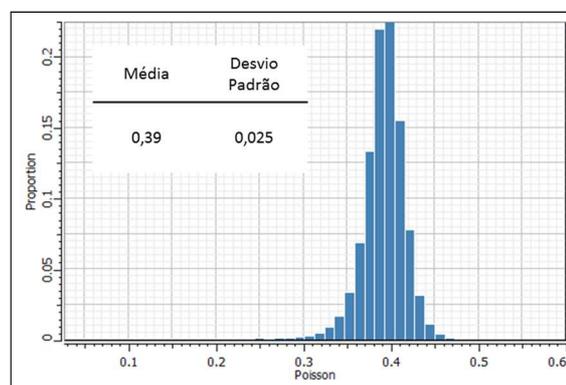


Figura B.6. Histograma de coeficiente de Poisson referente à Zona B.

o **Zona C**

Zona do MEM compreendida entre o horizonte geológico B e o topo do reservatório, conforme ilustrado pela Figura B.7.

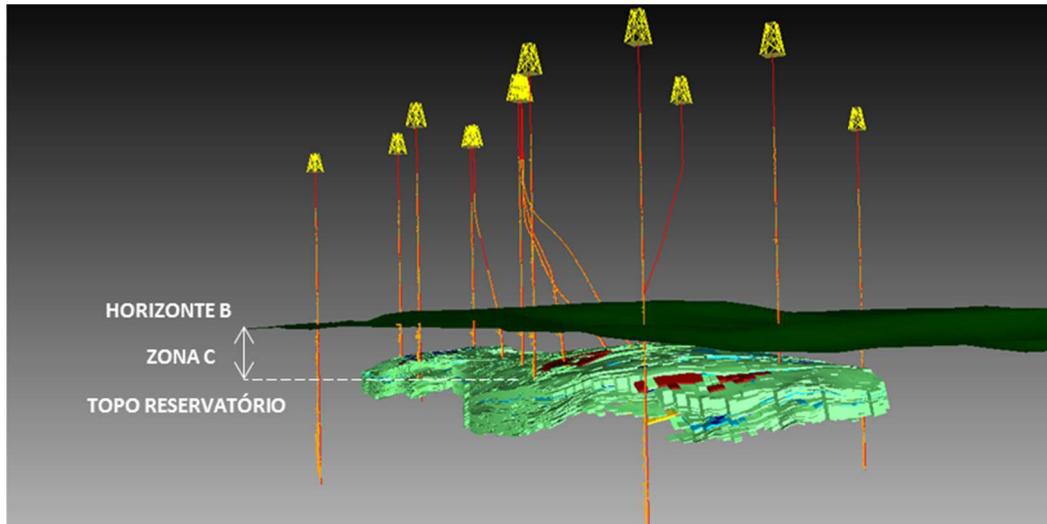


Figura B.7. Zona C do MEM do Campo B.

Para a Zona C, a Figura B.8 e a Figura B.9 apresentam os histogramas do módulo de Young estático e do coeficiente de Poisson, respectivamente.

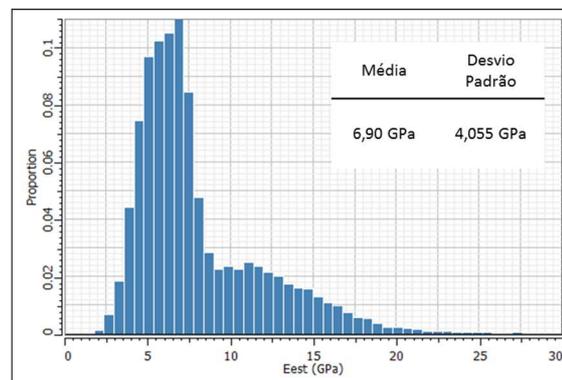


Figura B.8. Histograma do módulo de Young estático (GPa) referente à Zona C.

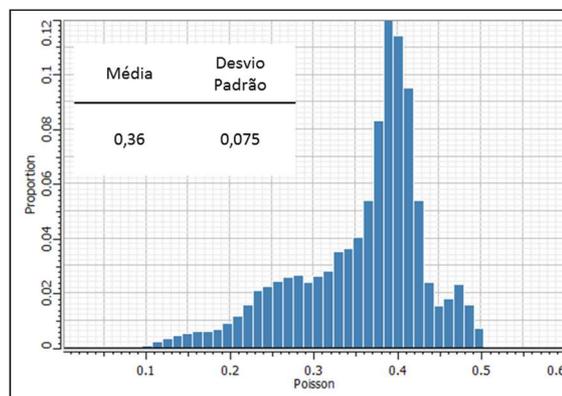


Figura B.9. Histograma de coeficiente de Poisson referente à Zona C.

○ *Sideburden*

Zona do MEM referente às rochas laterais ao reservatório, conforme ilustrado pela Figura B.10.

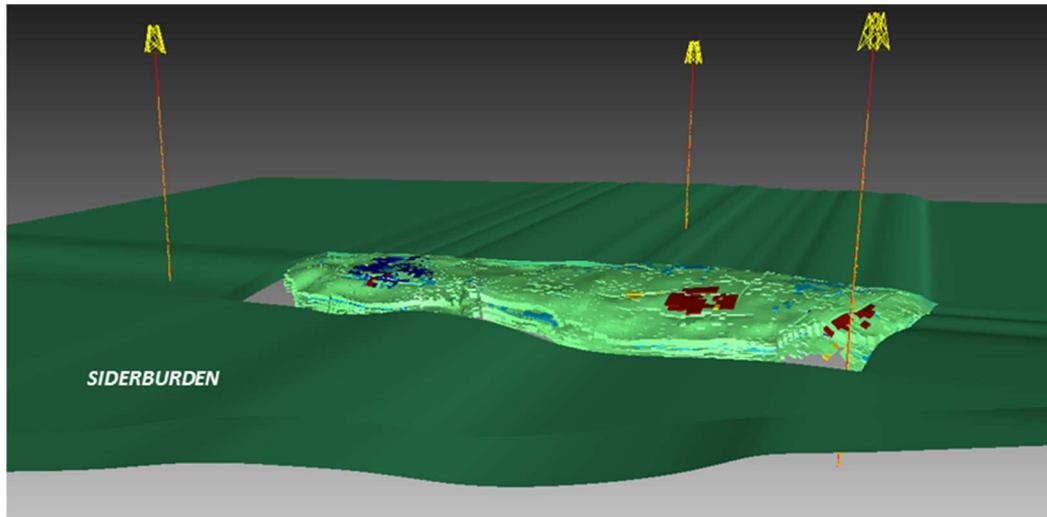


Figura B.10. *Sideburden* do MEM do Campo B.

Para o *sideburden*, a Figura B.11 e a Figura B.12 apresentam os histogramas do módulo de Young estático e do coeficiente de Poisson, respectivamente.

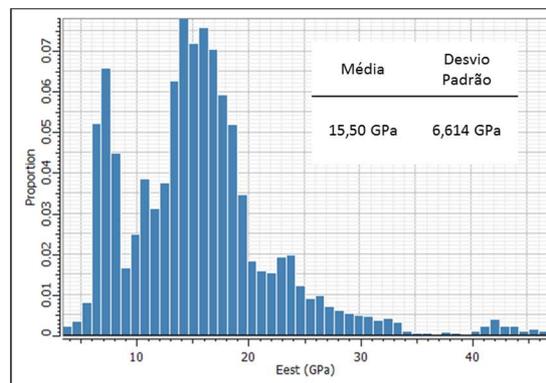


Figura B.11. Histograma do módulo de Young estático (GPa) referente ao *sideburden*.

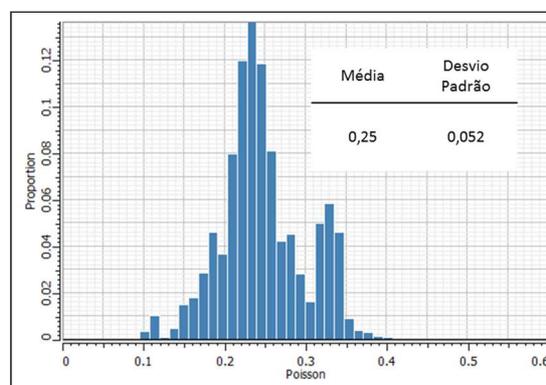


Figura B.12. Histograma de coeficiente de Poisson referente ao *sideburden*.

○ *Underburden*

Zona do MEM referente às rochas inferiores ao reservatório, conforme ilustrado pela Figura B.13.

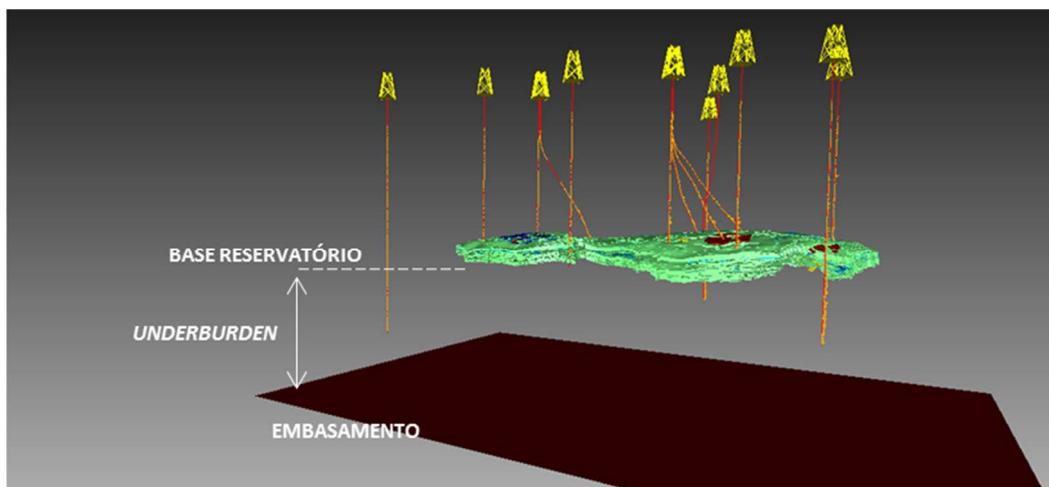


Figura B.13. *Underburden* do MEM do Campo B.

Para o *underburden*, a Figura B.14 e a Figura B.15 apresentam os histogramas do módulo de Young estático e do coeficiente de Poisson, respectivamente.

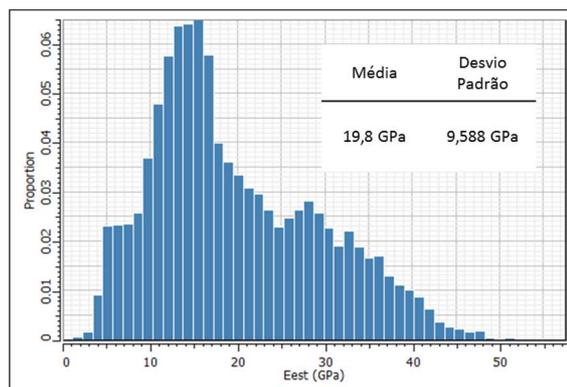


Figura B.14. Histograma do módulo de Young estático (GPa) referente ao *underburden*.

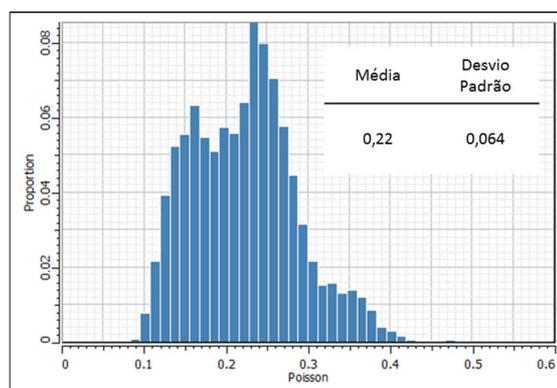


Figura B.15. Histograma de coeficiente de Poisson referente ao *underburden*.