

GUILHERME DANIEL AVANSI

AJUSTE DE HISTÓRICO INTEGRADO À CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO E SÍSMICA 4D

CAMPINAS 2014



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

GUILHERME DANIEL AVANSI

AJUSTE DE HISTÓRICO INTEGRADO À CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO E SÍSMICA 4D

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno Guilherme Daniel Avansi, e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.

> CAMPINAS 2014 iii

Ficha catalográfica Universidade Estadual de Campinas Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

Avansi, Guilherme Daniel, 1984-Av15a Ajuste de histórico integrado à caracterização de reservatórios de petróleo e sísmica 4D / Guilherme Daniel Avansi. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.
Orientador: Denis José Schiozer. Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.
1. Engenharia de petróleo. 2. Reservatórios (Simulação). 3. Método sísmico de reflexão. 4. Calibração. 5. Integração. I. Schiozer, Denis José,1963-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Data de defesa: 29-08-2014

Título em outro idioma: Integrated petroleum reservoir characterization and 4D seismic for history matching Palavras-chave em inglês: Petroleum engineering Reservoirs (Simulation) Seismic reflection method Calibration integration Área de concentração: Reservatórios e Gestão Titulação: Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo Banca examinadora: Denis José Schiozer [Orientador] Alexandre Campagne Vidal Osvair Vidal Trevisan Alexandre Anozé Emerick Alvaro Favinha Martini

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

iv



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

TESE DE DOUTORADO

AJUSTE DE HISTÓRICO INTEGRADO À CARACTERIZAÇÃO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO E SÍSMICA 4D

Autor: Guilherme Daniel Avansi Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

A banca examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta tese:

Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente

DE/FEM/UNICAMP

Prof. Dr. Osvair Vidal Trevisan DE/FEM/UNICAMP

Prof. Dr. Alexandre Campane Vidal DGRN/IG/UNICAMP

xande / Seunch

Dr./Alexandre Anozé Emerick PETROBRAS/RJ

Dr. Álvaro Favinha Martini PETROBRAS/RJ

Campinas, 29 de agosto de 2014.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Waldir e Lourdes, aos meus irmãos, Gisele e Junior, aos meus cunhados, Fernando e Mariana, e à Michelle Kuroda, pelo incentivo, paciência, constante amor e apoio em todos os momentos da minha vida, não esquecendo do meu sobrinho, Felipe, que trouxe à minha vida um novo sentido de paz e alegria.

À Deus por todas as bênçãos e conquistas.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto meus agradecimentos:

Ao meu orientador e amigo, Prof. Dr. Denis, pelo estímulo, paciência, orientação, que mostrou os caminhos a serem seguidos. Ao meu tutor Tadeu Vidal, CGG, por acreditar em mim e me dar uma oportunidade de estar em um grande centro de pesquisa e tecnologia (TC/CGG). Ao meu professor e amigo, Saul, em memórias, que sempre estará comigo, sou eternamente grato.

Aos meus amigos Alexandre Parker, Alfonso Strazzi, André Machado, Carlos Barreto, David Vasconcelos, Diogo Miranda, Fernando Grangeiro, Fernando Perin Munerato, Humberto Bovolenta, João Bosco, João Paulo Gonçalves, Jorge Biazussi, Luciana dos Santos Silva, Luis Costa Nagasaki, Manuel Correia, Marcelo Zampieri, Marcia Ida, Marcio Pinto, Marcos Carvalho, Marcos Sebastião, Marcus Campos, Mauro Ida, Odair Costa, Philipe Laboissière, Rafael Galeno, Rodrigo Amaral, Samuel Mello e Victor e Vinicius Rios pela amizade, auxílio, horas de descontração e experiências técnicas e de vida que foram compartilhadas durante esses anos.

Aos professores, funcionários, pesquisadores e colegas do Departamento de Engenharia de Petróleo, Centro de Estudos de Petróleo e UNISIM pela amizade e paciência demonstradas e contribuição, direta ou indireta, na realização desta tese.

Aos estagiários do UNISIM, CEPETRO e DEP/FEM/UNICAMP por todo o apoio fornecido quanto aos programas e facilidades computacionais utilizadas durante o período de trabalho.

À Alice Kiyoka Obata, Délcio Antonio R. da Silva, Fátima Sueli de Lima Simões, Giselle Moreira Palermo, Michelle C. Fulaneto e Sonia A. G. de Oliveira por todo apoio operacional e acadêmico fornecido durante esses anos além da inestimável amizade perpetuada durante esse tempo.

Inicialmente ao PRH-ANP e, posteriormente, à CGG e à SPE Internacional (SPE Star Fellowhip) pela bolsa de estudos fornecida.

"Se um homem tem um talento e não tem capacidade de usá-lo, ele fracassou. Se ele tem um talento e usa somente a metade deste, ele fracassou parcialmente. Se ele tem um talento e de certa forma aprende a usá-lo em sua totalidade, ele triunfou gloriosamente e obteve uma satisfação e um triunfo que poucos homens conhecerão".

Thomas Wolfe

RESUMO

A simulação numérica é fundamental para a engenharia de reservatórios, possibilitando a previsão de produção e avaliação de modelos em diferentes estágios da vida produtiva de um campo. Todavia, para isso, é necessário calibrar os modelos com dados de histórico de produção e mapas, sendo indispensável um modelo geológico confiável para gerar modelos numéricos consistentes.

O processo de ajuste de histórico tem sido integrado às áreas de estudo de caracterização de reservatórios e sísmica 4D para que melhores resultados possam ser obtidos. Muitas vezes, é difícil testar a aplicabilidade de novas metodologias nessas áreas de trabalho, pois os reservatórios reais são desconhecidos no momento das decisões e raramente são feitos estudos posteriores para isso. Dessa forma, um dos objetivos principais desta tese é a criação de um modelo sintético (UNISIM-I-R), com características reais e resposta conhecida, a partir de dados públicos do Campo de Namorado, Bacia de Campos, Brasil, de forma que o reservatório real possa ser substituído por um modelo de referência para que metodologias sejam testadas e comparadas durante as fases de pré e pós-desenvolvimento do campo. Para testar as aplicações, outros dois modelos são criados, UNISIM-I-D e UNISIM-I-H, para que metodologias de estratégia de produção e de ajuste de histórico sejam testadas, validadas e comparadas.

A aplicação utilizada e apresentada neste trabalho é a de ajuste de histórico, integrada à caracterização geológica e sísmica 4D. Mostra-se o ajuste simultâneo de diferentes funçõesobjetivo, mantendo a consistência dos modelos gerados, de modo a resultar em previsões de produção confiáveis. Para que modelos geológicos sejam calibrados durante a fase de caracterização integrada ao ajuste, perturba-se o modelo geológico utilizando poços virtuais.

Sendo assim, as principais contribuições deste trabalho são a construção de um problema típico da engenharia de reservatórios, com resposta conhecida, e de uma metodologia de ajuste de histórico integrada com a caracterização de reservatórios e sísmica 4D, a qual preserva a consistência geológica dos modelos gerados.

Palavras Chave: Caracterização de Reservatórios, Ajuste de Histórico, Sísmica 4D, Engenharia de Petróleo, Simulação Numérica de Reservatórios e Previsão de Produção.

xiii

ABSTRACT

Numerical simulation is essential for reservoir engineering, allowing the production forecasting and models evaluation in different stages of field production. Besides quantifying reservoir uncertainties in a field planning and developing, it is necessary to adjust models with history production and map data, being indispensable a reliable geological model to get consistent numerical ones.

History matching process has been integrated to reservoir characterization and 4D seismic study areas in order to get better results. The applicability of new technologies in these areas is frequently restricted to real reservoir applications, once they are unknown at the time of the decision making, and further studies are rarely made for this. This work aims the creation of a synthetic model, UNISIM-I-R, using a public dataset from Namorado Field, Campos Basin, Brazil, where the real reservoir is replaced with a reference model with known properties, so that methodologies can be tested and compared in a pre and post-development stages of field production. In order to test the applications, two other models are built, UNISIM-I-D and UNISIM-I-H, testing, comparing and validating selection of production strategy and history matching approaches.

The proposed and used application is the history matching, reservoir characterization and 4D seismic integrated studies. This way, a simultaneous calibration of different objective-function is proposed, keeping the geological consistency in an adjustment approach for a reliable forecast production. However, it is necessary to perturb the geological model using virtual wells during the reservoir characterization to get the calibration.

In conclusion, the main contributions of the presented work are the construction of a typical reservoir engineering problem, with known answer, and the development of an integrated history matching by reservoir characterization and 4D seismic, which preserves the consistency of geological models construction.

Key Word: Reservoir Characterization, History Matching, 4D Seismic, Petroleum Engineering, Reservoir Numerical Simulation and Production Forecast.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Motivação	3
1.2. Objetivos	3
1.3. Descrição do texto	4
2. UNISIM-I-R E UNISIM-I-D	7
2.1. Introdução	7
2.2. Dados do Modelo	8
2.2.1. Poços	9
2.2.1.1. Agrupamento de Fácies	9
2.2.1.2. Cálculo da Argilosidade 1	. 1
2.2.1.3. Cálculo da Porosidade Efetiva 1	2
2.2.2. Horizontes e Sísmica 3D 1	.3
2.3. UNISIM-I-R	.4
2.4. Variáveis Incertas	22
2.5. UNISIM-I-D	23
2.5.1. Transferência de Escala (UNISIM-I-D) 2	25
2.6. Estratégia de Produção Base 2	28
2.7. Resultados	51
2.8. Conclusões	4
3. AJUSTE DE HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE POÇOS	5
3.1. Introdução	6
3.2. Objetivos	8
3.3. Metodologia	8
3.4. Estudo de Caso	;3
3.5. Resultados	5
3.5.1. Caso 1: Redução de Incertezas 5	6
3.5.1.1. Etapa 1: Caracterização Geológica sob Incertezas 5	6
3.5.1.2. Etapa 2: Amostragem	6

3.5.1.3. Etapa 3: Simulador de Fluxo	58
3.5.1.4. Etapas 4 e 5: Quantificação, Diagnóstico e Aceite dos Resultados	58
3.5.1.5. Etapa 8: Parametrização	59
3.5.1.6. Etapa 9: Redução de Incertezas	60
3.5.2. Caso 2: Modelo Numérico	63
3.5.2.1. Etapas 4 e 5: Diagnóstico e Aceite dos Resultados	64
3.5.2.2. Etapa 6: Modelo Numérico	65
3.5.2.3. Etapa 7: Análises e Mudanças	65
3.5.3. Caso 3: Parametrização com Dados de Produção de Poços	67
3.5.3.1. Etapas 4 e 5: Diagnóstico e Aceite dos Resultados	67
3.5.3.2. Etapa 8: Parametrização	69
3.5.3.3. Etapa 10: Recaracterização Geológica	69
3.5.4. Filtro	
3.5.5. Previsão de Produção	
3.6. Conclusões	83
4. AJUSTE DE HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE POÇOS E MAPAS	85
4.1. Introdução	86
4.2. Objetivos	88
4.3. Metodologia	89
4.3.1. Etapa 4: Quantificação e Diagnóstico para Mapas	89
4.4. Estudo de Caso	
4.5. Resultados	
4.5.1. Caso 4: Parametrização com Dados de Poços e Mapas	
4.5.2. Filtro	102
4.5.3. Previsão de Produção	104
4.6. Conclusões	107
5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	109
5.1. UNISIM-I-R, UNISIM-I-D e UNISIM-I-H	109
5.2. Aplicação da Metodologia Integrada	110
5.3. Recomendações para Trabalhos Futuros	110
REFERÊNCIAS	113

APÊNDICE A – UNISIM-I-R	121
A.1. Arcabouço e Modelagem Estrutural	121
A.1.1. Modelagem Estrutural	124
A.2. Modelagem Faciológica	125
A.2.1. Simulação Sequencial da Indicatriz (SSI)	127
A.3. Modelagem Petrofísica	129
APÊNDICE B – INCERTEZAS	133
B.1. Curvas de Permeabilidade Relativa à Água	133
B.2. Tabelas PVT	134
B.3. Contato Óleo-Água (WOC)	140
B.4. Compressibilidade da Rocha	141
B.5. Continuidade Vertical	142
APÊNDICE C – UNISIM-I-D	143
C.1. MFT1	143
C.1.1. Arcabouço e Modelagem Estrutural	143
C.1.2. Modelagem Estrutural	144
C.1.3. Modelagem Faciológica	145
C.1.4. Modelagem Petrofísica	149
C.2. Modelo Simulação - UNISIM-I-D	151
APÊNDICE D – ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO (UNISIM-I-D)	157
D.1. Etapa 1: Esquema Base de Produção e Otimização da Produção da Plataforma	159
D.2. Etapa 2: Otimização do Número de Poços	162
D.2.1. Etapa 2.1: Retirada de Poços	162
D.2.2. Etapa 2.2: Acréscimo de Poços	163
D.3. Etapa 3: Localização dos Poços	163
D.4. Etapa 4: Cronograma de Abertura de Poços	164
D.5. Etapa 5: Otimização do Corte de Água	166
D.6. Etapa 6: Testes Finais	167
APÊNDICE E – UNISIM-I-H	169
E.1. MFT2	169
E.1.1. Arcabouço e Modelagem Estrutural	169

	E.1.2. Modelagem Faciológica	170
	E.1.3. Modelagem Petrofísica	173
	E.2. Modelo Simulação - UNISIM-I-H	176
APÊ	ÈNDICE F – MODELO PETRO-ELÁSTICO	181
	F.1. Equação de Gassmann	182
	F.2. Módulo Volumétrico do Óleo	184
	F.2.1. Densidade do Óleo	184
	F.3. Módulo Volumétrico da Água	185
	F.3.1. Densidade da Água	186
	F.4. Módulo Volumétrico do Gás	187
	F.4.1. Densidade do Gás	187
	F.5. Modelo Hertz-Mindlin	189
	F.5.1. Módulo Volumétrico, Cisalhante e Densidade do Mineral	191
	F.6. UNISIM-I-R: Modelo Petro-Elástico	192
	F.6.1. Efeitos da Litologia	195
	F.6.2. Efeitos dos Fluidos	196
	F.6.3. Efeitos da Impedância	199
	F.6.4. Atributo Sísmico 4D Observado	200
	F.6.5. Atributo Sísmico 4D Simulado	206

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Ilustração do reagrupamento de fácies para um trecho de um poço 10
Figura 2.2: UNISIM-I-R (perfis de poços) – distribuição de fácies (a) pré e (b) pós-
reagrupamento 11
Figura 2.3: UNISIM-I-R – modelagem do horizonte: topo, sequências 3,2 e 1 e base 13
Figura 2.4: Falhas mapeadas e limite do reservatório para os modelos: (a) UNISIM-I-R e (b)
UNISIM-I-D
Figura 2.5: UNISIM-I-R: (a) modelo estrutural e (b) resolução da célula da malha 15
Figura 2.6: UNISIM-I-R – modelagem de fácies: (a) topo e (b) base do reservatório 16
Figura 2.7: UNISIM-I-R – histograma de fácies para dados de perfil dos poços, regularizados e
modelados
Figura 2.8: UNISIM-I-R -modelagem petrofísica da porosidade (a) topo e (b) base do
reservatório17
Figura 2.9: UNISIM-I-R - histograma da porosidade para dados de perfis, regularizados e
modelados
Figura 2.10: Dados de amostras de testemunho: porosidade versus permeabilidade 19
Figura 2.11: UNISIM-I-R – aproximação da permeabilidade a partir das amostras de testemunho:
(a) topo e (b) base do reservatório
Figura 2.12: UNISIM-I-R – aproximação do NTG: (a) topo e (b) base do reservatório 21
Figura 2.13: UNISIM-I-D (topo) na malha geológica: (a) fácies, (b) porosidade, (c)
permeabilidade horizontal e (d) NTG
Figura 2.14: UNISIM-I-D: (a) modelo estrutural e (b) resolução da malha, destacando o tamanho
do bloco do UNISIM-I-R
Figura 2.15: UNISIM-I-D – distribuição de porosidade: (a) na escala geológica e (b) na escala
simulador de fluxo após a transferência de escala para o topo do reservatório
Figura 2.16: UNISIM-I-D – permeabilidade (a) na escala geológica; (b) efetiva Ki, (c) efetiva Kj
e (d) efetiva Kk, na escala de simulação27
Figura 2.17: UNISIM-I-D – distribuição de NTG na (a) escala geológica e (b) escala do
simulador de fluxo após a transferência de escala27

Figura 2.18: UNISIM-I-D – definição da EP base: (a) poços localizados no mesmo nível de
visualização (camada 2) e (b) visualização 3D 30
Figura 2.19: UNISIM-I-D – curvas de risco: (a) Np, (b) Wp e (c) VPL
Figura 2.20: UNISIM-I-R (REF) e UNISIM-I-D (SIM) – curvas de produção de óleo e água 32
Figura 2.21: UNISIM-I-R (REF) e UNISIM-I-D (SIM) – PMR e FR _o
Figura 2.22: UNISIM-I-R e UNISIM-I-D – distribuição ternária de uma camada em 2021 33
Figura 3.1:Fluxograma da metodologia proposta de ajuste
Figura 3.2: Exemplo de um caso com nível de aceitação y, com destaque para os modelos
selecionados no intervalo de aceitação para dados (a) observados (histórico) e (b) do modelo
de referência (previsão)
Figura 3.3: Exemplo de correção numérica em um modelo de reservatório
Figura 3.4: Exemplo de um gráfico do AQNS de uma série de dados para cada poço 45
Figura 3.5: Exemplo da curva de vazão dos cenários gerados para o poço (a) W004 e (b) W005.
Figura 3.6: Exemplo da curva de vazão dos cenários gerados para o poço W001 e W002 50
Figura 3.7: Exemplo gráfico do AQNS para cada poço (a) antes e (b) após a aplicação da
metodologia de ajuste
Figura 3.8: Exemplo gráfico de (a) AQNS para cada poço e (b) curvas de vazão para o poço
W004, após a etapa de filtro
Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a)
Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores
 Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores. 53 Figura 3.10: Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/gás. 54
 Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores. 53 Figura 3.10: Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/gás. 54 Figura 3.11: ST2 – AQNS de (a) Q_o, (b) Q_w, (c) Q_g, (d) BHP_p, (e) Q_i e (f) BHP_i. 59
 Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores. 53 Figura 3.10: Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/gás. 54 Figura 3.11: ST2 – AQNS de (a) Q_o, (b) Q_w, (c) Q_g, (d) BHP_p, (e) Q_i e (f) BHP_i. 59 Figura 3.12: UNISIM-I-H – regiões 1 (azul) e 2 (vermelho) do reservatório.
 Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores. 53 Figura 3.10: Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/gás. 54 Figura 3.11: ST2 – AQNS de (a) Q_o, (b) Q_w, (c) Q_g, (d) BHP_p, (e) Q_i e (f) BHP_i. 59 Figura 3.12: UNISIM-I-H – regiões 1 (azul) e 2 (vermelho) do reservatório. 60 Figura 3.13: ST2 – análise de incerteza do WOC para Q_o e Q_w, para PROD23A, PROD024A e
 Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores. 53 Figura 3.10: Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/gás. 54 Figura 3.11: ST2 – AQNS de (a) Q_o, (b) Q_w, (c) Q_g, (d) BHP_p, (e) Q_i e (f) BHP_i. 59 Figura 3.12: UNISIM-I-H – regiões 1 (azul) e 2 (vermelho) do reservatório. 60 Figura 3.13: ST2 – análise de incerteza do WOC para Q_o e Q_w, para PROD23A, PROD024A e PROD025A.
 Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores. 53 Figura 3.10: Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/gás. 54 Figura 3.11: ST2 – AQNS de (a) Q_o, (b) Q_w, (c) Q_g, (d) BHP_p, (e) Q_i e (f) BHP_i. 59 Figura 3.12: UNISIM-I-H – regiões 1 (azul) e 2 (vermelho) do reservatório. 60 Figura 3.13: ST2 – análise de incerteza do WOC para Q_o e Q_w, para PROD23A, PROD024A e PROD025A. 61 Figura 3.14: ST2 – fdp do WOC antes e após a etapa de redução de incertezas.
 Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores. 53 Figura 3.10: Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/gás. 54 Figura 3.11: ST2 – AQNS de (a) Q_o, (b) Q_w, (c) Q_g, (d) BHP_p, (e) Q_i e (f) BHP_i. 59 Figura 3.12: UNISIM-I-H – regiões 1 (azul) e 2 (vermelho) do reservatório. 60 Figura 3.13: ST2 – análise de incerteza do WOC para Q_o e Q_w, para PROD23A, PROD024A e PROD025A. 61 Figura 3.14: ST2 – fdp do WOC antes e após a etapa de redução de incertezas. 62 Figura 3.15: ST2 e ST2H1 – AQNS de (a) Q_o, (b) Q_w, (c) Q_g e (d) BHP_p.
 Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores. 53 Figura 3.10: Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/gás. 54 Figura 3.11: ST2 – AQNS de (a) Qo, (b) Qw, (c) Qg, (d) BHPp, (e) Qi e (f) BHPi. 59 Figura 3.12: UNISIM-I-H – regiões 1 (azul) e 2 (vermelho) do reservatório. 60 Figura 3.13: ST2 – análise de incerteza do WOC para Qo e Qw, para PROD23A, PROD024A e PROD025A. 61 Figura 3.14: ST2 – fdp do WOC antes e após a etapa de redução de incertezas. 62 Figura 3.15: ST2 e ST2H1 – AQNS de (a) Qo, (b) Qw, (c) Qg e (d) BHPp. 63 Figura 3.16: ST2H3 – AQNS de (a) Qo, (b) Qw, (c) Qg, (d) BHPp, (e) Qi e (f) BHPi.
Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores.53Figura 3.10: Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/gás.54Figura 3.11: ST2 – AQNS de (a) Q_0 , (b) Q_w , (c) Q_g , (d) BHP _p , (e) Q_i e (f) BHP _i .59Figura 3.12: UNISIM-I-H – regiões 1 (azul) e 2 (vermelho) do reservatório.60Figura 3.13: ST2 – análise de incerteza do WOC para Q_0 e Q_w , para PROD23A, PROD024A e PROD025A.61Figura 3.14: ST2 – fdp do WOC antes e após a etapa de redução de incertezas.62Figura 3.15: ST2 e ST2H1 – AQNS de (a) Q_0 , (b) Q_w , (c) Q_g e (d) BHP _p .63Figura 3.16: ST2H3 – AQNS de (a) Q_0 , (b) Q_w , (c) Q_g , (d) BHP _p , (e) Q_i e (f) BHP _i .65Figura 3.17: ST2H3 e ST2H4g – AQNS de (a) e (b) BHP _p ; e (c) e (d) BHP _i .

Figura 3.19: ST2H4g – poços PROD009 e NA2 69
Figura 3.20: ST2H4g e ST2H5 – AQNS de (a) Q_0 , (b) Q_0 ampliado, (c) Q_w , (d) Q_w ampliado, (e)
Qg, (f) Qg ampliado, (g) BHPp e (h) BHPp ampliado71
Figura 3.21: UNISIM-I-H E ST2H5 – histograma pré e pós-perturbação utilizando poços virtuais
para (a) porosidade e (b) permeabilidade
Figura 3.22: Evolução do número de modelos aceitos para cada poço ao longo de cada ciclo,
sendo ST2 (ciclo 0), ST2H1 (ciclo 1) e assim sucessivamente, até chegar no ciclo 13
(ST2H13b)
Figura 3.23: ST2, ST2H1, ST2H2 até ST2H13b – AQNS para Q _o e Q _w
Figura 3.24: ST2H13bAF – AQNS de (a) Q _o , (b) Q _w , (c) Q _g , (d) BHP _p , (e) Q _i e (f) BHP _i
Figura 3.25: Etapa de validação do ajuste de poços – previsão da produção para 10957 dias 80
Figura 3.26: ST2 (ciclo inicial) e ST2H13P (ciclo ajustado com dados de produção de poços) -
AQNS para previsão de produção (a) e (b) Np; (c) e (d) Wp; (e) e (f) Gp; e (g) e (h) Wi 83
Figura 4.1: Exemplo de um gráfico do AQMNSR de propriedades de mapas por região
Figura 4.2: Regiões definidas para o cálculo do AQMNSR
Figura 4.3: ST2H13bAF – AQMNSR de (a) DIP e (c) DIS para o intervalo dos dados e, (b) DIP e
(d) DIS ampliado de -5 à +5, com destaque para a região de aceite
Figura 4.4: ST2H17 – AQNS de (a) e (b) Q_0 ; e (c) e (d) Q_w
Figura 4.5: ST2H17 – AQMNSR de (a) e (b) DIP; e (c) e (d) DIS
Figura 4.6: ST2H13bAF, ST2H14, ST2H15 até ST2H17 – AQNS para Q_o e Q_w para alguns
poços e AQMNSR para DIP e DIS para algumas regiões101
Figura 4.7: DIP-OBS e ST2H17 (imagem 111) – DIP (camadas 1 e 6) para o modelo filtrado para
os dados de produção de poços, mas não pelo de mapas completamente, com algumas regiões
com um erro mais acentuado
Figura 4.8: Etapa de validação do ajuste de poços e mapas – previsão da produção para 10957
dias
Figura 4.9: ST2H13P (modelo ajustado com dados de produção de poços) e ST2H17P (modelo
ajustado com dados de produção de poços e mapas) - AQNS para previsão da produção para
(a) e (b) Np; (c) e (d) Wp; (e) e (f) Gp; e (g) e (h) Wi
Figura A.1: Exemplo de um dado de poço com as informações disponíveis 122
Figura A.2: Seção Sísmica 2D interceptada pelo topo interpretado (horizonte) 122 xxiii

Figura A.3: Marcação de isócoras (pontos vermelhos) no poço NA1A 1	123
Figura A.4: UNISIM-I-R – falhas e limites fornecidos para o campo 1	124
Figura A.5: UNISIM-I-R – falhas principais modeladas e limite do campo 1	125
Figura A.6: UNISIM-I-R – regularização dos dados de poços 1	127
Figura A.7: UNISIM-I-R – CPV utilizada na modelagem de fácies 1	128
Figura A.8: UNISIM-I-R – corte transversal da malha geológica do modelo de reservatório 1	129
Figura B.1: Curvas de permeabilidade relativa à água incertas – níveis 0, 1, 2, 3 e 4 1	134
Figura B.2: Curvas de PVT incertas – nível 0 1	138
Figura B.3: Curvas de PVT incertas – nível 1 1	139
Figura B.4: Curvas de PVT incertas – nível 2 1	140
Figura B.5: Incerteza associada ao contato óleo-água: (a) fdp e (b) probabilidade acumulada 1	141
Figura B.6: Incerteza associada à compressibilidade da rocha: (a) fdp e (b) probabilida	ade
acumulada1	142
Figura B.7: Incerteza associada ao multiplicador de continuidade vertical: (a) fdp e	(b)
probabilidade acumulada 1	142
Figura C.1: MFT1 – falha principal modelada e limite do campo 1	144
Figura C.2: MFT1 – malha geológica definida para o campo 1	145
Figura C.3: MFT1 (perfis de poços) – distribuição de fácies (a) pré e (b) pós-reagrupamento 1	145
Figura C.4: MFT1 – CPV utilizada na modelagem de fácies 1	147
Figura C.5: MFT1 – modelagem faciológica (a) topo e (b) base do reservatório 1	148
Figura C.6: MFT1 – histograma de fácies para dados de poços original (perfil), regularizados e	do
modelo 1	148
Figura C.7: MFT1 – modelagem petrofísica da porosidade (a) topo e (b) base do reservatório. 1	149
Figura C.8: MFT1 - histograma de porosidade para dados de poços original, regularizados e	do
modelo 1	150
Figura C.9: MFT1 – permeabilidade (a) topo e (b) base do reservatório 1	151
Figura C.10: MFT1 e UNISIM-I-D – distribuição de fácies na: (a) escala geológica e (b) esc	ala
simulador de fluxo após a transferência de escala para o topo do reservatório 1	152
Figura C.11: MFT1 e UNISIM-I-D – histograma de fácies antes e após a TE 1	153
Figura C.12: MFT1 e UNISIM-I-D – histograma de porosidade antes e após a TE 1	153
Figura C.13: MFT1 e UNISIM-I-D – histograma de permeabilidade antes e após a TE 1	154

Figura C.14: MFT1 e UNISIM-I-D – histograma de NTG antes e após a TE 154
Figura D.1: UNISIM-I-D – poços produtores e injetores estimados para a etapa 1 160
Figura D.2: EP (etapa 1) - esquema base de produção e otimização da produção da plataforma
para cada caso testado161
Figura D.3: EP (etapa 2.1) – retirada de poços
Figura D.4: EP (etapa 2.2) – acréscimo de poços 163
Figura D.5: EP (etapa 3) – localização dos poços 164
Figura D.6: EP (etapa 4) – cronograma de abertura de poços 166
Figura D.7: EP (etapa 5) – otimização do corte de água 167
Figura D.8: EP (etapa 6) – testes finais
Figura D.9: UNISIM-I-D – resumo das etapas de seleção da EP (a) etapas 1,2, 3 e (b) 4,5 e 6. 168
Figura E.1: MFT2 – CPV utilizada na modelagem de fácies 171
Figura E.2: MFT2 – modelagem faciológica (a) topo e (b) base do reservatório 172
Figura E.3: MFT2 - histograma de fácies para dados de poços original, regularizados e
modelados172
Figura E.4: MFT2 – modelagem petrofísica da porosidade (a) topo e (b) base do reservatório. 173
Figura E.5: MFT2 - histograma da porosidade para dados de poços original, regularizados e
modelados174
Figura E.6: MFT2 – permeabilidade (a) topo e (b) base do reservatório
Figura E.7: MFT2 – NTG (a) topo e (b) base do reservatório 175
Figura E.8: MFT2 e UNISIM-I-H – distribuição de fácies na: (a) escala geológica e (b) escala
simulador de fluxo após a transferência de escala para o topo do reservatório 176
Figura E.9: MFT2 e UNISIM-I-H - distribuição de porosidade na: (a) escala geológica e (b)
escala simulador de fluxo após a transferência de escala para o topo do reservatório 176
Figura E.10: MFT2 e UNISIM-I-H - permeabilidade (a) escala geológica; (b) efetiva Ki, (c)
efetiva Kj e (d) efetiva Kk na escala de simulação
Figura E.11: MFT2 e UNISIM-I-H – distribuição de NTG na (a) escala geológica e (b) escala do
simulador de fluxo após a transferência de escala178
Figura E.12: MFT2 e UNISIM-I-H – histograma de fácies antes e após a TE 178
Figura E.13: MFT2 e UNISIM-I-H – histograma de porosidade antes e após a TE 179
Figura E.14: MFT2 e UNISIM-I-H – histograma de permeabilidade antes e após a TE 179

Figura E.15: MFT2 e UNISIM-I-H – histograma de NTG antes e após a TE 180
Figura F.1: Fluxograma de trabalho referente ao MPE proposto por Emerick et al. (2007)
modificado
Figura F.2: UNISIM-I-R (camada 88) – fronteiras superior e inferior dos módulos volumétricos e
cisalhantes dos mineiras em função da fração de folhelho196
Figura F.3: Fronteiras superior e inferior da teoria de Hashin-Shtrikman combinada com Hertz-
Mindlin para (a) UNISIM-I-R (camada 88) e (b) modelo teórico 197
Figura F.4: Velocidade acústica versus porosidade para arenito com diferentes composições de
argila para (a) UNISIM-I-R (camada 88) e (b) modelo teórico (Avseth et al., 2010) 197
Figura F.5: Vp-Vs: (a) UNISIM-I-R (camada 88) e (b) para os arenitos (Mavko et al., 2009) 198
Figura F.6: Vp-Vs: (a) UNISIM-I-R (camada 88) e (b) para os arenitos (Mavko et al., 2009) 199
Figura F.7: UNISIM-I-R – IP para o tempo t2
Figura F.8: UNISIM-I-R (camada 88) - variação de (a) DIP, (b) DSw, (c) DIS e (d) DPres na
escala do modelo de referência
Figura F.9: UNISIM-I-R – histograma de IP e IS para as escalas de referência (ref) e sísmica (sei)
no tempo t0
Figura F.10: UNISIM-I-R – distribuição de impedâncias no tempo 0 para IP e IS antes e depois
da TE
Figura F.11: UNISIM-I-R (topo) – S4D: (a) DIP-REF_sei; (b) DIP-OBS; (c) DIS-REF_sei; (d)
DIS-0BS
Figura F.12: UNISIM-I-R – efeito da S4D: (a) IP-OBS (camada 3), (b) IP-OBS (camada 6), (c)
IS-OBS (camada 3) e (d) IS-OBS (camada 6)

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Variograma esférico – modelagem de fácies	15
Tabela 2.2: UNISIM-I-R – variograma esférico: modelagem petrofísica	17
Tabela 2.3: UNISIM-I-R – controle de qualidade da modelagem petrofísica	18
Tabela 2.4: Valores de corte das fácies utilizados para calcular o NTG	20
Tabela 2.5: UNISIM-I-R – fator de correlação entre porosidade, permeabilidade e NTG	21
Tabela 2.6: Atributos incertos considerados neste trabalho.	22
Tabela 2.7: UNISIM-I-D – correlações entre as propriedades do reservatório	28
Tabela 2.8: UNISIM-I-D – parâmetros econômicos para modelo de simulação	29
Tabela 3.1: Série de dados temporais para poços.	41
Tabela 3.2: Características e níveis de continuidade dos poços virtuais proposto para este tral	salho
– porosidade	49
Tabela 3.3: Níveis de aceitação definidos para cada FO de poço para o período de histórico	55
Tabela 3.4: Exemplo de uma amostragem HLDG com 100 realizações	57
Tabela 3.5: Ajuste de histórico de produção de poços – resumo dos ciclos	73
Tabela 3.6: Níveis de aceitação definidos para cada FO de poço para o período de previsão	81
Tabela 4.1: Série de dados para propriedades de mapas	91
Tabela 4.2: Níveis de aceitação definidos para cada série de dados de mapa	94
Tabela 4.3: UNISIM-I-H (ajuste de poços e mapas) – resumo dos ciclos	99
Tabela B.1: Dados de permeabilidade relativa à água para cada nível incerto: 0, 1, 2, 3 e 4	. 133
Tabela B.2: Dados PVT incertos – nível 0.	. 135
Tabela B.3: Dados PVT incertos – nível 1.	. 136
Tabela B.4: Dados PVT incertos – nível 2.	. 137
Tabela C.1: MFT1 – análise estatística da regularização dos dados de poços para porosidade.	. 150
Tabela C.2: MFT1 e UNISIM-I-D – análise estatística da TE da porosidade, permeabilida	ade e
NTG	. 155
Tabela D.1: Parâmetros econômicos utilizados na otimização da EP	. 158
Tabela D.2: EP – opções do cronograma de entrada de poços no campo em estudo	. 165
Tabela E.1: MFT2 – análise estatística da regularização dos dados de poços para porosidade.	. 174

Tabela E.2: MFT2 e UNISIM-I-H – análise estatística da TE da porosidade, p	permeabilidade e
NTG	
Tabela F.1: UNISIM-I-R – propriedades utilizadas na definição do MPE	195
Tabela F.2: Cronograma de aquisições sísmicas sintéticas	200

LISTA DE NOMENCLATURAS

Letras Latinas		Unidades
Bo	Fator volume de formação da fase óleo	m ³ res/m ³ std
Bg	Fator volume de formação da fase gás	m ³ res/m ³ std
c	Número de coordenação	adimensional
C _a	Custo de produção de água	US\$/bbl
C _{inj}	Custo de injeção de água	US\$/bbl
Co	Custo de produção do óleo	US\$/bbl
Cota	Profundidade da célula e lâmina d'água	m
Cpor	Compressibilidade da rocha	$(\text{kgf/cm}^2)^{-1}$
f	Frequência da onda sísmica	Hz
\mathbf{f}_{i}	Fração volumétrica do material <i>i</i> .	
G	Densidade relativa do gás	adimensional
h	Altura do sistema	m
I _{GR}	Índice de raios gama	°API
IP	Impedância acústica da onda P, de pressão ou compressional	kg/m³. m/s
IS	Impedância acústica da onda S ou cisalhante	kg/m³. m/s
Κ	Permeabilidade absoluta	mD
K _h	Permeabilidade absoluta horizontal	mD
K _i	Permeabilidade horizontal do reservatório na direção i	mD
K _j	Permeabilidade horizontal do reservatório na direção j	mD
K _k	Permeabilidade vertical do reservatório na direção k	mD
K _r	Permeabilidade relativa	adimensional
K _{rw}	Permeabilidade relativa à água	adimensional
K _{ro}	Permeabilidade relativa ao óleo	adimensional
Kz	Multiplicador de continuidade vertical	adimensional
n	Razão entre a injeção e a produção de líquidos	fracionário
N _{prod}	Número de poços produtores	

Р	Pressão	kgf/cm ²
P _{con}	Pressão de confinamento	MPa
Po	Preço do óleo por volume	US\$/bbl
Pover	Pressão de sobrecarga	MPa
P _p	Pressão de poro	MPa
P _r	Pseudo-pressão	adimensional
pe	Pressão no raio externo	kgf/cm ²
$p_{\rm w}$	Pressão no poço	kgf/cm ²
\overline{Q}	Taxa média de produção do campo	m³/dia
Q_{fl}	Vazão da fase fluida	m³/dia
Qg	Vazão da fase gás	m³/dia
Qo	Vazão da fase óleo	m³/dia
$Q_{\rm w}$	Vazão da fase água	m³/dia
Qi	Vazão de injeção de água	m³/dia
R	Constante universal dos gases	$J \text{ mol}^{-1} \text{ K}^{-1}$
r _e	Raio externo do sistema	m
r _w	Raio do poço	m
R _s	Razão de solubilidade	m ³ std/m ³ std
R _{ver}	Resolução vertical	m
S	Salinidade	PPM/10⁶
S _g	Saturação de gás	%
So	Saturação de óleo	%
S_{w}	Saturação de água	%
Т	Temperatura	°C
t _p	Tempo de produção	dia
T _r	Pseudo-temperatura	adimensional
V	Velocidade intervalar	m/s
V _p	Velocidades acústicas devido à onda P	m/s
Vs	Velocidades acústicas devido à onda S	m/s
V _{sh}	Fração de volume de argila (shale)	fracionário

W _{cut}	Corte de água para poços produtores	%
wi	Índice de poço (<i>well index</i>)	(m³/dia)/(kgf/c
		m²))
Z	Fator de compressibilidade do gás	adimensional

Letras Gregas

δ	Constante adimensional utilizada para na normalização	adimensional
η	Coeficiente de deformação interna	adimensional
	Porosidade efetiva	%
$Ø_{\rm eff,0}$	Porosidade efetiva da fácies 0	%
Ø _{eff,1,2}	Porosidade efetiva da fácies 1 e 2	%
$ oldsymbol{ ilde{O}_h} $	Porosidade absoluta horizontal	%
	i-ésima amostra de nêutrons	
Ø _{ti}	Porosidade total medida no perfil do poço	%
γ	Nível de aceitação utilizado na normalização	depende da variável
∇_{over}	Gradiente de sobrecarga	(kgf/cm²)/m
∇_{sea}	Gradiente da água do mar	(kgf/cm²)/m
λ	Comprimento da onda sísmica	m
k	Módulo volumétrico	MPa
k _m	Módulo volumétrico do mineral	MPa
k _{dry}	Módulo volumétrico da rocha seca	MPa
k _{fl}	Módulo volumétrico do fluido	MPa
k _{sat}	Módulo volumétrico saturado	MPa
μ	Módulo cisalhante	MPa
$\mu_{\rm m}$	Módulo cisalhante do mineral	MPa
μ_{dry}	Módulo cisalhante da rocha seca	MPa
μ_{fl}	Módulo cisalhante do fluido	MPa
μ_{sat}	Módulo cisalhante da rocha saturada	MPa
μ _o	Viscosidade do óleo	cP

μ_{g}	Viscosidade do gás	сP
ρ	Densidade composta pelo volume das fases sólida e líquida or	ka/om3
	densidade das respectivas fases óleo, água ou gás	kg/cm ^s
$ ho_b$	Densidade medida no perfil de densidade (RHOB)	g/cm³,
$\rho_{\rm fl}$	Densidade dos fluidos	g/cm³,
$ ho_{m}$	Densidade da matriz (ou material que constitui a rocha)	g/cm³,
$\rho_{o,P}$	Densidade do óleo sob os efeitos da pressão	g/cm ³
ρ_{sh}	Densidade da argila (shale)	g/cm ³
ν	Razão de Poisson	fracionário

Superescritos

HS-	Limite inferior, calculado pelo modelo de Hertz-Mindlin
HS+	Limite superior, calculado pelo modelo de Hertz-Mindlin

Subscritos

a	Absoluta
В	Relativo à água salgada (Brine)
c	Crítica
con	Confinamento
eff	Efetiva (effective)
fl	Relativo ao fluido
g	Relativo à fase gás
HM	Relativo ao modelo de Hertz-Mindlin
i	Relativo aos poços injetores
1	Relativo à fase líquida
log	Relativo à medição feita ao longo do perfil
0	Relativo à fase óleo
over	Sobrecarga (overburden)
р	Relativo aos poços produtores
sc	Referente às condições padrão (standard condition)

W

Relativo à fase água (water)

Abreviações

AQ	A fastamento quadrático	depende da	
	Thustamento quadraneo	variável	
AS	A fastamento simples	depende da	
	Mastamento simples	variável	
AQA	Afastamento quadrático aceitável em relação aos dad	losdepende da	
	observados (histórico ou previsão)	variável	
AQN	Afastamento quadrático normalizado	adimensional	
AQNS	Afastamento quadrático normalizado com sinal	adimensional	
В	Tempo base, ou seja, t ₀		
BHP	Pressão no fundo do poço (Bottom-Hole Pressure)	kgf/cm ²	
CD	Profundidade da célula (cell depth)	m	
CPV	Curva de proporção vertical		
CQ	Controle de qualidade		
	Hipercubo Latino Discreto combinado com realizaçõ	ie:	
IILDU	Geoestatísticas		
DIP	Diferença de impedância acústica devido à onda P	kg/m³. m/s	
DIS	Diferença de impedância cisalhante devido à onda S	kg/m³. m/s	
DIP-REF_ref	DIP originado e na escala do modelo de referência	kg/m³. m/s	
DIS-REF_ref	DIS originado e na escala do modelo de referência	kg/m³. m/s	
DIP-REF_sei	DIP originado do modelo de referência na escala sísmica	kg/m³. m/s	
DIS-REF_sei	DIS originado do modelo de referência na escala sísmica	kg/m³. m/s	
DIP-SIM	DIP originado do modelo simulado	kg/m³. m/s	
DIS-SIM	DIS originado do modelo simulado	kg/m³. m/s	
DIP-SIM_sei	DIP originado do modelo simulado na escala sísmica	kg/m³. m/s	
DIS-SIM_sei	DIS simulado do modelo simulado na escala sísmica	kg/m³. m/s	
	DIP observado, isto é, dados originados do modelo de referênc	ia	
DIP-OBS	com transferência de escala e ruído	kg/m³. m/s	

DIS-OBS	DIS observado, isto é, dados originados do modelo de referência	
	com transferência de escala e ruído	kg/m ³ . m/s
DPres	Diferença de pressão	kgf/cm ²
DSw	Diferença de saturação de água	fracionário
DT	Sônico	us/ft
EP	Estratégia de produção	
fdp	Função densidade de probabilidade	
FA, FB, etc.	Relativo às falhas A, B, C, D, E, F, G, H, I e J.	
FO	Função-objetivo	depende da variável
FR	Fator de recuperação	%
FR _o	Fator de recuperação de óleo	
Gp	Produção acumulada de gás	m ³
GR	Raios Gama	°API
GR _{min}	Relativa ao GR da fácies 0	
HIST	Histórico	
IEC	Indicador Econômico de Campo	US\$
IEPI	Indicador Econômico de Poço Injetor	US\$
IEPP	Indicador Econômico de Poço Produtor	US\$
ILD	Indução (Resistividade)	$\Omega.m$
IP-REF_ref	IP originado e na escala do modelo de referência	kg/m³. m/s
IS-REF_ref	IS originado e na escala do modelo de referência	kg/m³. m/s
im	Imagem, com informações de fácies, porosidade, permeabilida e NTG	d€
М	Tempo de monitoramento, ou seja, t ₂	
MB	Modelo Base	
max	Máximo	
MFT1	Modelo fino (escala geológica) criado no tempo t_1	
MFT2	Modelo fino (escala geológica) criado no tempo t ₂	
MPE	Modelo Petro-Elástico	

MR	Modelo Referência	
Np	Produção acumulada de óleo	m ³
NPHI	Porosidade neutrônica	
NTG	Razão de espessura porosa pela espessura total (net-to-gross)	fracionário
obsi	Valor observado (referência) no tempo i	
sim _i	Valor simulado no tempo <i>i</i>	
PMR	Pressão média do reservatório	kgf/cm ²
DVT	Propriedades dos fluidos segundo Pressão, Volume o	£
1 V I	Temperatura	
REF	Modelo de referência (UNISIM-I-R)	
RGO	Razão Gás-Óleo	m³/m³
RHOB	Densidade	g/cm ³
SIM	Modelo de simulação no tempo t_1 (UNISIM-I-D).	
sim	Escala do modelo de simulação	
ref	Escala do modelo de referência (geológica)	
SSG	Simulação Sequencial Gaussiana	
SSI	Simulação Sequencial da Indicatriz	
std	Condições padrão (standard)	
ST2	Modelo de simulação construído no tempo t ₂	
	Modelo de simulação construído no tempo t_2 (UNISIM-I-H))
	que passa por um primeiro ciclo de ajuste (ST2H1), por un	ſ
ST2H1 ST2H2	segundo (ST2H2) e assim por diante. A complementação	C
ST2H2a, etc.	alfabética, a, b, c etc., são utilizadas quando a mesma	£
	amostragem é utilizada, isto é, as mesmas imagens (porosidade	
	permeabilidade, NTG e fácies), ocorrendo somente quando uma	8
	análise no modelo numérico é realizada.	

Modelo de simulação que passou por 13 ciclos de ajuste, com aceite dos resultados, ocorrendo a filtragem dos modelos en ST2H13bAF seguida. A partir das características dos modelos selecionados novas imagens são geradas e filtradas novamente, resultando nos modelos selecionados para o caso ST2H13bAF. Mesmo caso do ST2H13bAF, com a exceção de ser utilizado ST2H13P com dados de previsão de produção Mesmo caso do ST2H17, com a exceção de ser utilizado com ST2H17P dados de previsão de produção S3D Sísmica 3D ___ S4D Sísmica 4D TE Transferência de escala UNISIM-I-R Modelo de referência UNISIM-I-D Modelo de simulação construído no tempo t₁ UNISIM-I-H Modelo de simulação construído no tempo t₂ VOOIS Volume Original de Óleo In Situ ___ VPL Valor Presente Líquido US\$ WD Lâmina d'água m WOC, woc ou Contato óleo-água (Water-Oil Contact) m wo Produção acumulada de água Wp m³ Wi Injeção acumulada de água m³

Siglas

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano do Petróleo)
CMG	Computer Modelling Group
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
Imex	Modelo Comercial Black-Oil da CMG
IRCS	Imposto de Renda de Contribuição Social
MEC	Módulo Econômico (Unipar)
-----	-------------------------------
PIS	Programa de Integração Social

xxxviii

1. INTRODUÇÃO

Simulação numérica é uma ferramenta poderosa para o engenheiro de reservatórios, sendo de vital importância para a definição de uma estratégia de produção e para estimar o desempenho de um reservatório. Porém, é imprescindível ter um modelo numérico confiável, sendo necessária a construção de modelos consistentes geológica e numericamente e a posterior calibração dos mesmos através de um processo denominado ajuste de histórico.

Durante a construção de modelos de reservatórios, uma ampla quantidade de dados é utilizada. Dados de perfis de poços e testemunho possuem alta resolução vertical na região dos poços. Dados sísmicos possuem baixa resolução vertical quando comparados à dos poços, mas com uma cobertura mais ampla do reservatório. Os dados estáticos coletados e mapeados são utilizados na construção do modelo geológico de reservatório, destacando-se: estrutura, espessura, porosidade, permeabilidade, estratificação, falhas e outras características físicas do reservatório. Muitas vezes, é difícil quantificar os atributos de uma "imagem geológica" do reservatório, sendo um fator crítico para o processo de construção de modelos de reservatório confiáveis. Outra fonte de informação remete à produção do reservatório, traduzida na forma de dados dinâmicos de fluidos e pressões. Esses dados são incorporados ao modelo, no processo denominado ajuste de histórico, sendo uma das etapas mais morosas no delineamento de um reservatório.

As metodologias aplicadas às etapas de estudos de reservatórios poderiam ser validadas em estudos "post-mortem", mas isso não é o usual. Em vista disso, surge a necessidade de criar modelos sintéticos, com características reais e respostas conhecidas em diferentes estágios da vida produtiva do campo, para serem utilizados e testados em diversas atividades, tais como a análise de risco e de decisão, o ajuste de histórico, a avaliação da produção, a previsão de produção, a avaliação econômica, o projeto de métodos de recuperação avançada de óleo, entre outras.

Essas atividades podem ser complexas, principalmente em reservatórios reais. Em uma fase de pré-desenvolvimento, existe a necessidade de quantificar o impacto das incertezas que estão

presentes com o intuito de mitigar os riscos envolvidos no projeto. Numa etapa de pósdesenvolvimento, ou gerenciamento, é necessário realizar uma calibração do modelo com as incertezas mapeadas na primeira fase, tendo como objetivo a previsão da produção de forma a quantificar indicadores de desempenho baseados nos modelos ajustados.

Mesmo com a evolução da aquisição de dados, é necessário calibrar os modelos, pois os dados adquiridos não são suficientes para uma boa representatividade do reservatório. Além de calibrar o modelo numérico, o ajuste dinâmico tem por objetivo testar a confiabilidade do reservatório, dentro das restrições observadas durante uma fase de caracterização geológica, para posterior previsão da produção. O ajuste, inicialmente realizado a partir de dados de produção de poços, é um processo lento em vista do alto número de incertezas envolvidas. Novos ramos na linha de ajuste estão sendo desenvolvidos de forma a auxiliar a busca de modelos mais confiáveis, sendo destaque a utilização da sísmica 4D (S4D).

O processo integrado da caracterização de reservatório com o ajuste de histórico e a S4D é de vital importância para previsões de produção a partir de modelos que honram os dados de produção e de mapas. Assim, é possível ajustar modelos que reproduzam não somente as vazões e pressões do histórico de produção, mas também os mapas de atributos sísmicos ao longo do tempo, sendo fundamental para o mapeamento das frentes de saturação de fluidos e pressões.

A criação do problema a partir de um modelo de reservatório sintético com características reais e um segundo modelo em um estágio de pré-desenvolvimento do campo são apresentados neste trabalho. Além disso, uma proposta de solução representada por um modelo de reservatório sintético em uma etapa de pós-desenvolvimento associado a uma atividade integrada envolvendo a caracterização de reservatórios, simulação numérica, ajuste de histórico e S4D, é incorporada ao escopo desta tese. A construção de modelos de reservatório em diferentes estágios da vida produtiva do campo e o desenvolvimento de uma metodologia de ajuste utilizando informações de poços e S4D resumem o desafio proposto neste trabalho, de forma a favorecer a confiabilidade numérica e geológica dos modelos criados.

1.1. Motivação

Um ajuste de histórico não deve somente ajustar os resultados dos modelos aos dados observados, mas também quantificar o poder de previsão dos modelos, que, em muitos casos, não é medido. Para que as metodologias de ajuste de histórico e gerenciamento de reservatórios sejam testadas e comparadas, surge a necessidade de criar um modelo de reservatório complexo, com características de um campo real e resposta conhecida.

Uma vez criado o problema, propostas de soluções para problemas típicos de desenvolvimento e gerenciamento de reservatórios podem ser testadas e comparadas. Dentre as propostas, uma das mais importantes é a de ajuste integrado à caracterização de reservatórios e aos dados dinâmicos, pois muitas vezes esse procedimento é feito de forma desconectada, podendo honrar dados dinâmicos, mas não a continuidade dos dados estáticos, que, muitas vezes, geram casos geologicamente irreais.

Com isso, na etapa de caracterização, cenários consistentes geologicamente são gerados com o intuído de integrar a etapa de calibração do modelo frente aos dados dinâmicos de poços. Entretanto, como novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas e, juntamente com elas novas ferramentas de aquisição e mapeamento de dados sísmicos, surge a necessidade de integrar as informações sísmicas de maneira a beneficiar a produção de petróleo e reduzir as incertezas ao longo da produção do campo. Assim, a S4D é incorporada ao processo de ajuste de modo a aumentar a confiabilidade dos modelos e previsões criados.

1.2. Objetivos

Este trabalho tem dois objetivos principais:

- A criação de modelos integrando a representação de propriedades geológicas e modelos de simulação e
- O desenvolvimento de metodologia de calibração desses modelos com dados dinâmicos de poços e S4D através do ajuste de histórico.

O primeiro objetivo é realizado através da construção de três modelos para que diversas metodologias possam ser testadas e comparadas, os quais vale destacar:

- UNISIM-I-R: modelo de referência criado com características de campo real e resposta conhecida;
- UNISIM-I-D: modelo de simulação criado em um estágio inicial de desenvolvimento do campo (pré-desenvolvimento) com foco na atividade de estratégia de produção;
- UNISIM-I-H modelo de simulação criado em um estágio de gerenciamento do campo (pós-desenvolvimento) com foco na atividade de ajuste de histórico.

O segundo objetivo é o desenvolvimento de uma metodologia que integre caracterização geológica, simulação numérica de reservatórios e ajuste de histórico, considerando dados dinâmicos de poços e S4D. Uma forma simultânea de combinar diferentes funções-objetivo (FO) é proposta para calibrar os modelos considerando os dados de poços e S4D disponíveis.

1.3. Descrição do texto

Este trabalho está dividido em: um capítulo inicial, três capítulos, redigidos com a estrutura de um artigo, contendo as etapas de trabalho e um capítulo de conclusões e recomendações, além de apêndices, conforme descrito a seguir.

O Capítulo 1 é composto pela introdução do tema proposto, apresentando a motivação e os objetivos deste trabalho.

O Capítulo 2, UNISIM-I-R e UNISIM-I-D, é composto por um artigo confeccionado no formato de capítulo, estando aceito para publicação na revista "International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry". Neste, o foco está na criação do problema com o modelo de referência (UNISIM-I-R) e o modelo numa fase de pré-desenvolvimento do campo (UNSIM-I-D).

O Capítulo 3 recebe o título "Ajuste de Histórico de Produção de Poços". Neste, é apresentada uma solução para o problema proposto no Capítulo 2, com a construção de um modelo de simulação na fase de pós-desenvolvimento do campo (UNISIM-I-H) e com uma proposta de ajuste de histórico utilizando somente dados dinâmicos de poços, propondo uma nova forma de ajuste simultâneo de todas as FO, sendo: vazão de óleo, água, gás e injeção e pressão de produção e injeção.

No Capítulo 4, "Ajuste de Histórico de Produção de Poços e Mapas", uma metodologia de ajuste, com ênfase nos dados 4D para reparametrização do reservatório, é desenvolvida, sendo um passo adicional ao capítulo anterior, incorporando FO de mapas (impedância) no processo de ajuste simultâneo das FO.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões e recomendações para trabalhos futuros.

O Apêndice A apresenta uma descrição mais detalhada da construção do modelo de referência (UNISIM-I-R).

O Apêndice B descreve as incertezas consideradas no modelo.

O Apêndice C descreve as etapas de construção do modelo de simulação gerado na etapa de pré-desenvolvimento do campo (UNISIM-I-D).

O Apêndice D ilustra as etapas de definição da estratégia de produção aplicada ao UNISIM-I-D, que posteriormente é aplicada ao UNISIM-I-R.

O Apêndice E mostra a criação do modelo de simulação na etapa de gerenciamento do campo (UNISIM-I-H).

O Apêndice F descreve a montagem do modelo petro-elástico (PEM), tendo como resposta os dados de impedância acústica, que são utilizados na etapa de ajuste do Capítulo 4.

2. UNISIM-I-R E UNISIM-I-D

Nos últimos anos, diversas metodologias relacionadas às aplicações de gerenciamento de reservatórios têm sido criadas. Muitas vezes, é difícil conhecer a aplicabilidade dessas metodologias quando utilizadas em reservatórios reais que ainda são desconhecidos. Com o intuito de testar essas metodologias, um modelo sintético é criado (UNISIM-I-R), no qual o reservatório real é substituído por um modelo de referência com propriedades conhecidas para que as metodologias possam ser testadas e comparadas.

O modelo de referência é construído a partir de uma malha geológica de alta resolução, a partir de dados públicos do Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. O nível de detalhes é elevado, de modo a assegurar que modelos geológicos sejam confiáveis para garantir modelos derivados e adequados para simulação que honrem os dados utilizados.

Um modelo de simulação com incertezas (UNISIM-I-D) é criado em uma malha de resolução média, após a transferência de escala, a partir de uma realização de um modelo geológico com algumas informações do modelo de referência. Resumidamente, os modelos de referência e simulação são submetidos a um sistema de produção e injeção para comparar os resultados. O foco dessa aplicação é um estágio inicial de gerenciamento do campo. A comparação entre o modelo de referência e o de simulação é feita para checar a consistência e ilustrar as diferenças, utilizando uma estratégia de produção base para garantir a qualidade e a confiabilidade do UNISIM-I-R.

Com isso, o resultado principal deste capítulo é um modelo que pode ser utilizado em futuros projetos comparativos de soluções.

2.1. Introdução

Simulação de reservatórios de petróleo refere-se à construção e a operação de modelos numéricos cujo objetivo é estimar o desempenho de um campo, isto é, a recuperação de óleo sob diferentes esquemas de produção. Campos de petróleo podem produzir somente uma vez, com

altos investimentos e em longos períodos de tempo, enquanto um modelo pode rodar diversas vezes, com custos e tempos computacionais baixos, sendo a ferramenta de previsão mais poderosa para engenharia de reservatórios (Ertekin *et al.*, 2001).

A ideia geral de estudos de simulação de reservatórios está baseada na definição de objetivos, coleta e análise de dados, seleção da abordagem, descrição e montagem do modelo, ajuste do modelo de simulação, execução de casos de previsão e elaboração de relatórios. Usualmente, essas etapas podem ser mais complexas, principalmente em reservatórios reais. Além do mais, em um estágio inicial de gerenciamento do campo, é necessário quantificar o impacto das incertezas para mitigar o risco (Hayashi *et al.*, 2010).

Metodologias para mitigar o risco e otimizar a produção são propostas considerando os resultados de modelos numéricos de simulação e previsão de produção (Suslick e Schiozer, 2004). Com o intuito de testar novas metodologias, estudos "post-mortem" podem ser conduzidos, mas isso não é o procedimento usual. Uma alternativa possível é testar essas metodologias em modelos sintéticos com características de campos reais.

Em resumo, a proposta deste capítulo tem por objetivo a construção do UNISIM-I-R, para ser utilizado como campo real e com resposta conhecida, de maneira a testar e comparar aplicações em gerenciamento de reservatórios a partir de problemas reais por vários centros de pesquisa e; um modelo de simulação com incertezas, UNISIM-I-D, em uma fase inicial de gerenciamento do campo. Uma estratégia de produção é aplicada ao UNISIM-I-D, em um progresso de trabalho natural de estudos de reservatório, para introduzir o UNISIM-I-R através dessa aplicação. Ademais, diferenças entre os modelos UNISIM-I-R e UNISIM-I-D são destacadas com o intuito de checar a confiabilidade e consistência dos modelos gerados.

2.2. Dados do Modelo

Os modelos UNISIM-I-R e UNISIM-I-D estão baseados no modelo geológico do Campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil. Algumas decisões são tomadas durante a modelagem do reservatório, uma vez que raramente existem dados suficientes. Esses dados geralmente são incertos, principalmente com relação ao UNISIM-I-D, devido à sua fase inicial de gerenciamento do campo.

2.2.1. Poços

Descrições de testemunho e perfis de poços do Campo de Namorado (dados públicos divulgados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP) são utilizados para construir UNISIM-I-R. O conjunto de dados contém informações de perfis de 56 poços perfurados através da porção superior da Formação Macaé (Meneses e Adams, 1990), sendo que somente 18 contêm informações de dados sônicos e outros 19, análise de testemunho. Esse campo contém um dos principais reservatórios da Bacia de Campos, correspondendo principalmente a rochas arenitos de origem turbidítica (Guardado *et al.*, 1989a; b; Guardado *et al.*, 2000). O pacote contém, essencialmente, um conjunto de 5 perfis: Raios Gama (GR), Densidade (RHOB), Neutrão (NPHI), Sônico (DT) e Resistividade (ILD), os quais descrevem as variações das propriedades físicas ao longo dos poços correspondentes, permitindo a identificação do reservatório Arenito Namorado. Informações iniciais de eletrofácies (discretas) fornecidas pela Petrobras, somam-se ao conjunto de dados disponíveis.

2.2.1.1. Agrupamento de Fácies

A descrição das eletrofácies iniciais, com oito classes, é analisada e reagrupada em quatro classes de fácies, como pode ser visualizada na Figura 2.1.

TVD	Electrofacie s	Facies	
3132.0	6	2	
3132.2	6	2	
3132.4	5	1	
3132.6	1	0	
3132.8	5	1	
3133.0	5	1	
3133.2	7	3	
3133.4	7	3	
3133.6	7	3	
3133.8	5	1	
3134.0	5	1	
3134.2	2	0	
3134.4	3	0	
3134.6	3	0	
3134.8	3	0	
3135.0	3	0	
3135.2	3	0	
3135.4	3	0	
3135.6	4	0	
3135.8	4	0	
3136.0	4	0	
3136.2	4	0	
3136.4	2	0	
3136.6	1	0	
3136.8	5	1	
3137.0	5	1	
3137.2	5	1	
3137.4	5	1	
3137.6	8	1	

Figura 2.1: Ilustração do reagrupamento de fácies para um trecho de um poço.

As eletrofácies 1, 2, 3 e 4 ilustram uma assinatura característica de arenitos de granulometria média, com aspecto maciço e conglomeráticos ($GR^1 \le 70$ e $RHOB^2 \le 2,3$); as eletrofácies 5 e 8 indicam características que, em geral, aproximam-se de arenitos argilosos compostos por intercalações de grãos finos, grau de arredondamento e esfericidade baixos e interestratificações de arenitos e folhelhos ($GR \le 70$ e 2,3 < RHOB < 2,5); as características da eletrofácies 6 indicam estar próxima das de um folhelho, com intercalações entre siltito e folhelho (GR > 70); e a eletrofácies 7 reflete praticamente um carbonato composto por intercalação de

¹ Medido em °API, ou seja, registrado em unidades normalizadas pelo API (Instituto Americano do Petróleo).

² Medido em g/cm³.

siltito argiloso, marga e conglomerados carbonáticos (GR \leq 70 e RHOB \geq 2.5). Este reagrupamento de fácies é nomeado como fácies 0, 1, 2 e 3, respectivamente, seguindo as probabilidades calculadas para cada perfil de poço e pelas entradas definidas pelo usuário (Galli e Beucher, 1997). A Figura 2.2 destaca a distribuição de fácies pré e pós-reagrupamento.





A fácies 0 é definida como reservatório com boas propriedades de rocha (porosidade). As fácies 1 e 2 são possíveis reservatório, com propriedades de rocha intermediárias e a fácies 3 é não reservatório com uma magnitude de porosidade muito baixa e cimentada.

2.2.1.2. Cálculo da Argilosidade

No registro de perfis, a radioatividade natural mais encontrada, por volume, é em folhelhos (argilas), ou seja, altos valores de raios gama que são frequentemente traduzidos por folhelho. Neste caso, Atlas (1982) *apud* Rider (1996) apresentou uma fórmula empírica para estimar V_{sh} com base nas mudanças entre rochas não consolidadas (mais jovens) e consolidadas (mais velhas). Tendo em vista que o Arenito Namorado é datado na Idade do Albiano-Cenomaniano (Winter *et al.*, 2007), ou seja, de sedimentos consolidados, pode-se aplicar a equação de Dresser Atlas para estimar a argilosidade, sendo expressa como:

$$V_{sh} = 0.33 \times \left[2^{(2 \times I_{GR})} - 1\right]$$
 2.1

onde I_{GR} é o índice de raios gama (Hilchie, 1982; Brock, 1986) e é calculado através da Equação 2.2.

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$
 2.2

onde GR_{log} é o ponto de leitura no perfil do poço; GR_{max} é o valor máximo de radioatividade observada no perfil do poço para fácies folhelho; GR_{min} é o valor mínimo de radioatividade observada no poço para fácies arenito. Para esta etapa do trabalho, supôs-se que $GR_{min} \approx 22$ °API e $GR_{max} \approx 125$ °API para o intervalo sedimentar, correspondente à Formação Namorado.

2.2.1.3. Cálculo da Porosidade Efetiva

Além da informação discreta de fácies, valores de porosidade efetiva relacionados com arenito puro ($\emptyset_{eff,0}$), ou seja, fácies 0, são calculados de acordo com a Equação 2.3 (Rider, 1996).

$$\phi_{eff,0} = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_{fl}}$$
2.3

onde, o parâmetro ρ_b representa a leitura da densidade no perfil RHOB, e, como a Formação Namorado possui matriz de quartzo, então a densidade da matriz (ρ_m) pode ser definida como 2,65 g/cm³; e a densidade do fluido (ρ_{fl}) pode ser assumida como 1,10 g/cm³ (Rider, 1996).

No caso do cálculo da porosidade efetiva com uma pequena quantidade de folhelhos em sua estrutura ($Ø_{eff,1,2}$), ou seja, fácies 1 e 2, é essencial corrigir a porosidade total com a argilosidade, considerando o volume de folhelho (V_{sh}) como um fator de correção, como ilustrado na Equação 2.4:

$$\phi_{eff,1,2} = \left[\left(\frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) - V_{sh} \times \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right) \right]$$
 2.4

onde ρ_{sh} representa a leitura de densidade no perfil RHOB para fácies folhelho. Dewan (1983) mostrou que uma forma de avaliar a densidade no ponto de folhelho ρ_{sh} é coletar a diferença entre o perfil Neutrão e o perfil da porosidade total em seu ponto máximo, ou seja, máximo ($\mathcal{O}_{ni} - \mathcal{O}_{ti}$), onde \mathcal{O}_{ni} e \mathcal{O}_{ti} correspondem a i-ésima amostra de nêutrons e a porosidade total no perfil, respectivamente. Neste estudo, a densidade no ponto de folhelho é aproximadamente 2,65 g/cm³. A porosidade da fácies 3 não é computada pois se pressupõe ser fácies não reservatório.

2.2.2. Horizontes e Sísmica 3D

O cubo sísmico 3D e as linhas sísmicas 2D estão presentes no conjunto de dados públicos disponibilizados pela ANP. Esses dados são utilizados para construir o modelo estrutural (limite do reservatório, topo, base, sequências e falhas) para a caracterização do reservatório. Uma informação adicional é incorporada a esse conjunto de dados, como por exemplo, os marcadores. Esses marcadores são medidos ao longo dos poços e apresentam uma verdadeira medida da profundidade vertical nas intersecções dos poços com cada camada da superfície em unidades de tempo. Na Figura 2.3, é possível observar o topo, três sequências de deposição (Ponte e Asmus, 1978) e a base, os quais são estimados pela sísmica 3D (S3D) e convertidos em unidades de profundidade. Topo e base já foram identificados em trabalhos anteriores, como Souza Jr. (1997) e Johann (1997). A superfície de referência é definida como sendo o topo do reservatório para representar a orientação da deposição ao longo do tempo.



Figura 2.3: UNISIM-I-R – modelagem do horizonte: topo, sequências 3,2 e 1 e base.

As incertezas associadas ao modelo estrutural podem aumentar de forma significativa, dependendo do volume de dados disponíveis. Por este motivo, assume-se que não há incertezas no UNISIM-I-R e existem algumas no UNISIM-I-D. Isso leva em conta as incertezas na

localização de falhas e mapeamento devido ao estágio inicial do plano de desenvolvimento do campo e a qualidade da aquisição sísmica. Assim, assume-se que a aquisição S3D é capaz de mapear apenas a falha principal durante este período inicial devido à alta tendência de rejeito dessa falha. As falhas mapeadas nos modelos UNISIM-I-R e UNISIM-I-D são apresentadas na Figura 2.4. As falhas presentes na área do reservatório de cada modelo são usadas para construir o modelo estrutural.



Figura 2.4: Falhas mapeadas e limite do reservatório para os modelos: (a) UNISIM-I-R e (b) UNISIM-I-D.

2.3. UNISIM-I-R

O UNISIM-I-R é construído com base no modelo estrutural, de fácies e petrofísico, usando os dados disponíveis apresentados para o Campo de Namorado, sendo a parte estrutural (topo, base, limite do reservatório e falhas) previamente definida. Neste caso, deseja-se construir um modelo de reservatório sintético, com resposta conhecida em uma malha de alta resolução, para ser utilizado nos estudos integrados de gerenciamento e simulação numérica de reservatório de petróleo, sendo possível testar e comparar metodologias por diferentes grupos de pesquisa.

Levando em consideração o comportamento do reservatório durante a previsão devido às heterogeneidades de pequena escala, uma célula da malha é definida como 25 x 25 x 1 m (Figura 2.5), sendo discretizada em uma malha do tipo "corner-point" com 326 x 234 x 157 células (totalizando 3.408.633 células ativas). As informações de fácies definidas na escala de poço são regularizadas para a escala da malha definida anteriormente sem a perda de heterogeneidade.



Figura 2.5: UNISIM-I-R: (a) modelo estrutural e (b) resolução da célula da malha.

A modelagem de fácies é definida utilizando uma Simulação Sequencial da Indicatriz (SSI) com tendência vertical (Ravenne *et al.*, 2002), proporcionando imagens 3D realistas das heterogeneidades do reservatório e sendo útil para controlar o fluxo de fluido, bem como avaliar as incertezas finais na produção (Seifert e Jensen, 1999). Simulações de fácies são restringidas pelas informações de fácies regularizadas no poço (fácies 0, 1, 2 e 3) e pela curva de proporção vertical. SSI não está fortemente restringida em termos dos corpos geológicos. Por outro lado, isso é solucionado pela utilização de modelos de variogramas. Variogramas omnidirecionais são construídos para cada fácies a partir de dados de poços regularizados, funcionando como parâmetro de controle durante a modelagem faciológica. Os valores utilizados nos variogramas estão ilustrados na Tabela 2.1.

Fácios	Intervalo			Azimuto	
racies -	Paralelo	Normal	Vertical	Azimute	
0	1000	600	9	135	
1	1000	600	9	135	
2	1000	600	9	135	
3	2000	1000	9	135	

Tabela 2.1: Variograma esférico – modelagem de fácies.

Nesse tipo de variograma, presume-se que os parâmetros utilizados para fácies 0, 1 e 2 são equivalentes, uma vez que possuem uma distribuição muito próxima em termos de fácies reservatório e possível reservatório. Por outro lado, valores diferentes são utilizados para fácies 3 (fácies não reservatório). O esboço das fácies modeladas está ilustrado na Figura 2.6.



Figura 2.6: UNISIM-I-R – modelagem de fácies: (a) topo e (b) base do reservatório.

A modelagem de fácies deve honrar todas as informações geológicas do reservatório, incluindo a forma dos corpos, as dimensões e as tendências espaciais. Assim, é feita uma análise estatística (histograma) para verificar a qualidade dos resultados durante o processo de modelagem de fácies. Na Figura 2.7 pode-se visualizar a comparação entre os dados de perfis, os dados regularizados dos poços e a distribuição das fácies ao longo de todo o reservatório.

Analisando a Figura 2.7, é possível observar que a modelagem faciológica apresentou resultados satisfatórios, honrando as células regularizadas calculadas anteriormente a partir dos dados dos perfis de poços.





Figura 2.7: UNISIM-I-R – histograma de fácies para dados de perfil dos poços, regularizados e modelados.

A distribuição de fácies calculada é utilizada para restringir a simulação das propriedades petrofísicas, tais como porosidade e permeabilidade, nos intervalos entre os poços. Assim, faz-se a ligação das fácies simuladas e a porosidade para tornar o modelo de reservatório mais realista.

As distribuições de porosidade e de permeabilidade são um pré-requisito necessário para modelar o comportamento de fluxo em ambas as condições de estado estacionário e não estacionário. Dados de porosidade oriundos dos perfis de poços são regularizados para a resolução da malha sem perda de heterogeneidade e marcas de tendências em profundidade. A modelagem estocástica 3D, Simulação Sequencial Gaussiana (SSG), é utilizada para executar a modelagem petrofísica, combinando dados de poços regularizados, o variograma omnidirecional (Tabela 2.2) e um modelo de fácies 3D, de forma a controlar e condicionar a distribuição da porosidade (Dubrule, 1998; Kelkar *et al.*, 2002).

Tabela 2.2: UNISIM-I-R - variograma esférico: modelagem petrofísica.

Dronwiddda		Azimuto			
Propriedade	Paralelo	Normal	Vertical	Azimute	
Porosidade	1000	700	9.5	135	

O variograma esférico assumido, utilizado durante a modelagem petrofísica da porosidade, baseia-se na média e no desvio padrão dos dados de poços regularizados. A modelagem da porosidade está ilustrada na Figura 2.8.



Figura 2.8: UNISIM-I-R -modelagem petrofísica da porosidade (a) topo e (b) base do

reservatório.

A modelagem petrofísica é finalizada, mas uma etapa adicional ao processo é necessária para verificar a qualidade dos resultados da modelagem. Portanto, é feito um histograma da porosidade para os dados de perfis, os dados regularizados e a distribuição da porosidade ao longo de todo o reservatório, como pode ser visto na Figura 2.9.



UNISIM-I-R: Histograma de Porosidade

Figura 2.9: UNISIM-I-R – histograma da porosidade para dados de perfis, regularizados e modelados.

Em geral, existe uma pequena diferença entre as células regularizadas e a propriedade modelada qualitativamente. No entanto, é importante concentrar-se em uma análise quantitativa com o intuito de complementar a análise ilustrada anteriormente, como pode ser visto na Tabela 2.3.

Zona —	Média (%)			Desvio Padrão (%)		
	Perfil	Regularizada	Modelo	Perfil	Regularizada	Modelo
Todas	13.7	13.8	14.0	10.4	9.9	9.7
1	15.8	15.8	15.2	10.8	10.4	10.2
2	16.0	16.0	17.3	10.4	9.8	9.5
3	13.5	13.6	14.0	10.6	10.0	9.9
4	10.9	11.1	10.6	9.2	8.7	8.3

Tabela 2.3: UNISIM-I-R – controle de qualidade da modelagem petrofísica.

Note: 1^a e 4^a zonas são topo e a base do reservatório, respectivamente.

A partir da Tabela 2.3, observa-se um aumento (~2%) e diminuição (~7%) pouco significativa da média e do desvio padrão para todas as zonas, respectivamente, ao longo de todo reservatório. Em resumo, a modelagem petrofísica da porosidade é realizada de forma adequada, mantendo-se um padrão próximo da distribuição dos dados de poços na escala do perfil e dos dados regularizados.

A porosidade pode ser medida de forma confiável a partir de um perfil de poço, mas a permeabilidade não. Assim, é necessário fazer uma estimativa da permeabilidade utilizando a porosidade calculada a partir dos dados de testemunho (Boyer, 1985), dando uma importante contribuição para a caracterização de reservatório nesta fase. A relação da porosidade com a permeabilidade é mostrada a partir de uma análise de testemunho, como pode ser observado na Figura 2.10.



Figura 2.10: Dados de amostras de testemunho: porosidade versus permeabilidade.

Nesse caso, assume-se uma dependência linear da permeabilidade (escala logarítmica) e porosidade nos dados de testemunho. Com isso, uma regressão linear é utilizada para obter uma representação matemática para a distribuição de permeabilidade em função da porosidade ao longo do modelo de reservatório. O ajuste de curva (linha vermelha) e a equação estão ilustrados na Figura 2.10. O valor R² calculado é 0,89, refletindo em um bom ajuste, atestando a consistência para medições indiretas de permeabilidade (porosidade) a partir do testemunho. Assim, é possível chegar ao ajuste da função em destaque na Figura 2.10, pela equação:

onde *K* e \emptyset são a permeabilidade e a porosidade absolutas, respectivamente. Na Figura 2.11, é possível observar a distribuição de permeabilidade do UNISIM-I-R após essa estimativa.



Figura 2.11: UNISIM-I-R – aproximação da permeabilidade a partir das amostras de testemunho: (a) topo e (b) base do reservatório.

O critério utilizado para definir o NTG é baseado no tipo de fácies. A Tabela 2.5 ilustra os valores de corte utilizados para o cálculo do NTG.

Fácies	NTG
0	1,0
1	0,8
2	0,6
3	0,0

Tabela 2.4: Valores de corte das fácies utilizados para calcular o NTG.

Na Figura 2.12 é possível observar a distribuição do NTG ao longo de todo reservatório.



Figura 2.12: UNISIM-I-R – aproximação do NTG: (a) topo e (b) base do reservatório.

O NTG visa preservar a tendência de fácies durante uma simulação de fluxo, representando as proporções de fácies e o variograma utilizado na simulação geoestatística. Com isso, a ideia é utilizar o UNISIM-I-R no simulador numérico para gerar um histórico de produção e distribuição de mapas.

Seguindo a ideia de modelar importantes propriedades para serem utilizadas na simulação de reservatório, observa-se na Tabela 2.5 uma análise de correlação dessas propriedades.

Propriedade	Porosidade	Permeabilidade	NTG
Porosidade	1,00	1,00	0,49
Permeabilidade	1,00	1,00	0,49
NTG	0,49	0,49	1,00

Tabela 2.5: UNISIM-I-R – fator de correlação entre porosidade, permeabilidade e NTG.

Na Tabela 2.5, é possível constatar que a porosidade e a permeabilidade estão completamente correlacionadas, o que significa que elas possuem o mesmo comportamento ao longo do reservatório. Assim, assume-se uma "redução" na incerteza da permeabilidade, com base no fator calculado na Figura 2.10, dando números finais aos resultados apresentados.

2.4. Variáveis Incertas

Cenários baseados nas fácies, porosidade, permeabilidade, NTG, modelo estrutural leste, permeabilidade relativa à água (K_{rw}), curvas de PVT, profundidade do contato óleo-água (WOC), compressibilidade da rocha (Cpor) e multiplicador de permeabilidade vertical (Kz) são considerados durante a modelagem do reservatório UNISIM-I-D. As incertezas são quantificadas com o propósito de criar um projeto de comparação durante a fase de gerenciamento do campo. A Tabela 2.6 resume os dados incertos e os cenários utilizados na construção do UNISIM-I-D.

Atributo	Tipo de Incerteza	Níveis/fdp*		
Fácies	discreto (cenário)			
Porosidade	discreto (cenário)			
NTG, fração	correlacionado com fácies	500 realizações equiprováveis		
Permeabilidade, mD	correlacionado com porosidade			
Modelo estrutural leste, adimensional	discreto (cenário)	presença (0,7); ausência (0,3)		
K _{rw} , adimensional	discreto (cenário)	$\begin{array}{c} K_{rw}0\ (0,2);\ K_{rw}1\ (0,2);\\ K_{rw}2\ (0,2);\ K_{rw}3\ (0,2);\\ K_{rw}4\ (0,2) \end{array}$		
PVT	discreto (cenário)	PVT0 (0,34); PVT1 (0,33); PVT2 (0,33)		
WOC, m	contínuo (triangular)	0, $x < 3024$ (x-3024)/22500, $3074 \le x \le 3174$ (3324-x)/22500, $3174 \le x \le 3324$ 0, $x > 3324$		
Cpor, (10 ⁶ kgf/cm ²) ⁻¹	contínuo (triangular)	0, $y < 10$ (y-10)/1849, $10 \le y \le 53$ (96-y)/1849, $53 \le y \le 96$ 0, $y > 96$		
Multiplicador Kz, adimensional	contínuo (triangular)	$\begin{array}{ccc} 0, & z < 0 \\ 2z/4,5, & 0 \le z \le 1,5 \\ (6-2z)/4,5, & 1,5 \le z \le 3,0 \\ 0, & z > 3,0 \end{array}$		

Tabela 2.6: Atributos incertos considerados neste trabalho.

* Função densidade de probabilidade.

Incertezas na porosidade, no NTG (fácies), nos contatos dos fluidos e no modelo estrutural afetam os volumes de fluidos no modelo; incertezas nas curvas de PVT, na permeabilidade (porosidade), na compressibilidade da rocha, no multiplicador de permeabilidade vertical e na permeabilidade relativa à água estão relacionados com o fluxo dos fluidos e também com a fonte de energia do reservatório.

Cenários de fácies e porosidade são gerados usando uma semente aleatória durante a modelagem faciológica e petrofísica. Com isso, distribuições de NTG e permeabilidade são calculadas como uma função de fácies e porosidade respectivamente. Após o término da geração das 500 realizações, a semente referente a cada realização é fixada, resultando em realizações equiprováveis compostas por dados de fácies, porosidade, permeabilidade e NTG. Tabelas de permeabilidade relativa à água são incluídas aos modelos incertos, assumindo uma gama de expoentes de Corey (molhável à água). Tabelas PVT são adicionadas para refletir incertezas em torno da densidade do óleo e do gás em solução. Incertezas no modelo estrutural são definidas para reproduzir uma possível região geológica no modelo de reservatório que não é coberta pelo planejamento de desenvolvimento inicial de perfuração de poço. Além disso, incertezas na continuidade vertical e compressibilidade de rocha são adicionadas durante o planejamento de desenvolvimento inicial do reservatório. O APÊNDICE B apresenta os dados e as distribuições utilizados neste trabalho.

2.5. UNISIM-I-D

Com base no UNISIM-I-R, modelos de simulação podem ser criados de acordo com o estágio de desenvolvimento do campo e com as informações disponíveis.

O UNISIM-I-D é criado para um projeto desenvolvido no tempo t_1 (31-05-2017), ou seja, numa fase inicial do plano de gerenciamento do campo sob incertezas, incluindo 4 anos de histórico de produção (2013-2017), considerando a informação de quatro poços produtores verticais. Estão disponibilizados dados de perfis de poços, análise de testemunho e dados sísmicos, que são utilizados para construir o modelo estrutural, faciológico e petrofísico, baseado nas etapas descritas anteriormente para o UNISIM-I-R. O modelo geológico utilizado para construir o UNISIM-I-D em termos de resolução é idêntico e segue os mesmos passos do UNISIM-I-R para a geração dos modelos estruturais, faciológico e petrofísico. Portanto, a Figura 2.13 apresenta a distribuição de fácies, porosidade, permeabilidade e NTG do topo do modelo na escala geológica para uma realização.



Figura 2.13: UNISIM-I-D (topo) na malha geológica: (a) fácies, (b) porosidade, (c) permeabilidade horizontal e (d) NTG.

Utilizando os quatro poços como condicionantes, a distribuição inicial de porosidade é obtida através da modelagem petrofísica (Figura 2.13(b)), condicionado pela análise variográfica e pelas medidas dos perfis de poços.

A correlação porosidade-permeabilidade corresponde à mesma equação do UNISIM-I-R (Equação 2.5), sendo então aplicada para calcular as distribuições de permeabilidade, conforme ilustrado na Figura 2.13(c).

Finalmente, o cálculo da distribuição NTG é condicionado às fácies de cada intervalo para o UNISIM-I-D (Figura 2.13(d)), sendo representado no modelo numérico de simulação após a transferência de escala. O procedimento de transferência de escala é necessário para reduzir a dimensão da célula na malha do reservatório em termos de um nível gerenciável para a simulação de fluxo.

2.5.1. Transferência de Escala (UNISIM-I-D)

Baseado no UNISIM-I-D em uma malha de alta resolução, um procedimento de transferência de escala para uma malha de resolução média é feito com o intuito de diminuir o esforço computacional como resultado do número de simulação gerado durante o gerenciamento do reservatório. A dimensão da célula do modelo de simulação é definida para refletir adequadamente o comportamento do reservatório, ou seja, as heterogeneidades. Assim, define-se a resolução da célula de simulação como sendo 100 x 100 x 8 m (Figura 2.14), discretizada em uma malha do tipo "corner-point" (81 x 58 x 20 células, totalizando 36.739 células ativas).



Figura 2.14: UNISIM-I-D: (a) modelo estrutural e (b) resolução da malha, destacando o tamanho do bloco do UNISIM-I-R.

A transferência de escala da porosidade, que é uma propriedade aditiva, é feita por uma média simples sem ponderação, para que exista uma pequena diferença no volume poroso e gere um desvio nesses dados, após a transferência, devido à fase inicial de desenvolvimento do campo. Outras técnicas de transferência de escala poderiam ter sido testadas e utilizadas, mas não é o foco deste trabalho. A Figura 2.15 destaca os mapas de propriedade antes e após a transferência

de escala, ou seja, um procedimento de transferência do modelo da escala geológica para a simulação.



Figura 2.15: UNISIM-I-D – distribuição de porosidade: (a) na escala geológica e (b) na escala simulador de fluxo após a transferência de escala para o topo do reservatório.

A transferência de escala da permeabilidade é feita a partir de uma técnica baseada no fluxo. Essa produz uma permeabilidade efetiva resultante do comportamento da taxa de fluxo na escala fina (geológica) através de um método de solução de pressão monofásica, FLOWSIM (Deutsch, 1989). Quando uma permeabilidade isotrópica é transferida de escala, os resultados efetivos tornam-se anisotrópicos; então três permeabilidades efetivas, em todas as direções (i, j e k), são obtidas para o reservatório transferido (UNISIM-I-D). A Figura 2.16 ilustra os resultados do processo da transferência de escala da permeabilidade na escala original para a permeabilidade efetiva K_i, K_j e K_k na escala do simulador.





Figura 2.16: UNISIM-I-D – permeabilidade (a) na escala geológica; (b) efetiva K_i, (c) efetiva K_j e (d) efetiva K_k, na escala de simulação.

A transferência de escala do NTG é feita utilizando o mesmo método da porosidade, pois é uma propriedade aditiva e está diretamente relacionada a manter o volume poroso constante durante essa aplicação. Na Figura 2.17, pode-se observar o NTG antes e após a transferência de escala.



Figura 2.17: UNISIM-I-D – distribuição de NTG na (a) escala geológica e (b) escala do simulador de fluxo após a transferência de escala.

A Tabela 2.7 é gerada para ilustrar a correlação entre as propriedades do UNISIM-I-D.

Propriedade	Porosidade	K _i	K _j	K _k	NTG
Porosidade	1,00	0,90	0,89	0,96	0,45
K _i	0,90	1,00	0,99	0,80	0,36
K _j	0,89	0,99	1,00	0,80	0,35
K _k	0,96	0,80	0,81	1,00	0,44
NTG	0,45	0,36	0,35	0,44	1,00

Tabela 2.7: UNISIM-I-D – correlações entre as propriedades do reservatório.

Na Tabela 2.7, porosidade e permeabilidade horizontal não possuem o mesmo fator de correlação como no UNISIM-I-D (malha geológica) por causa do processo de transferência de escala utilizado para transferir da escala do modelo geológico para o de simulação, havendo perda de resolução na direção horizontal e vertical.

2.6. Estratégia de Produção Base

A ideia desta aplicação é ter uma estratégia de produção (EP) aplicada aos modelos UNISIM-I-R e UNISIM-I-D para então serem comparados. O volume original de óleo do UNISIM-I-D é de 130 milhões de m³, a densidade do óleo é de 28 °API, e o modelo de escoamento utilizado é o "Black-Oil".

A estratégia de produção é selecionada com base num processo manual proposto por Botechia *et al.* (2013), com algumas modificações. A ideia é observar o comportamento e o desempenho dos poços para melhorar a estratégia de produção, descartando poços com baixo desempenho e alterando o sistema de produção, com o objetivo de maximizar um indicador econômico, que no caso é Valor Presente Líquido (VPL). O uso dessa metodologia na definição da estratégia de produção base assume as seguintes premissas:

- Disponibilidade de um período de histórico de produção de 1.461 dias (t₁);
- Quatro poços verticais estão presentes durante o tempo do histórico de produção. Assim, eles não podem ser removidos da estratégia, uma vez que eles já tinham sido perfurados e são utilizados para construir o UNISIM-I-D;
- Injeção de água é escolhida como um método de recuperação secundário de óleo;

O VPL é utilizado como o principal indicador para selecionar a estratégia de produção.
O comportamento dos poços é observado com o intuito de ter uma estratégia adequada.

Algumas das principais premissas fiscais e econômicas estão apresentadas na Tabela 2.8.

UNISIM-I-D: Parâmetros Econômicos da EP				
Valores de	de Preço do óleo <i>Brent</i> (US\$/bbl)			
Mercado	• Taxa de atratividade (%)			
	Royalties (%)	10		
Taxas	PIS/COFINS (%)	9,25		
	IRCS (%)	34		
	Produção de óleo (US\$/bbl)	10		
Custos	Produção de água (US\$/bbl)	1		
Custos	Injeção de água (US\$/bbl)	1		
	Descomissionamento (milhões US\$)	7,4		
Investimentos	Investimento inicial (milhões US\$)	768,9		
	Poços (milhões US\$)	13,3		
	Plataforma (milhões US\$)	786,3		

Tabela 2.8: UNISIM-I-D – parâmetros econômicos para modelo de simulação.

Os valores empregados na Tabela 2.8 são valores médios utilizados para a otimização da estratégia de produção determinística base usando um simulador numérico de reservatórios. Os investimentos na plataforma estão em função da sua capacidade de produção (Hayashi, 2006).

Assim, a estratégia de produção base ficou definida pelo retorno econômico máximo baseado no VPL. Na Figura 2.18, pode-se observar o modelo de simulação com a estratégia selecionada. Por questões práticas e de visualização, os poços horizontais e os nomes dos poços são omitidos para os modelos da esquerda e da direita, respectivamente.



Figura 2.18: UNISIM-I-D – definição da EP base: (a) poços localizados no mesmo nível de visualização (camada 2) e (b) visualização 3D.

A estratégia é definida com 25 poços, sendo destes 10 produtores e 11 injetores horizontais e 4 poços verticais oriundos do período de histórico. Os resultados mostram um fator de recuperação (FR) de 47% e um VPL de 1,77 bilhões de dólares, calculados a partir dos parâmetros econômicos definidos anteriormente. É possível checar mais alternativas do que as encontradas anteriormente, maximizando o VPL ou FR. Além disso, um teste de consistência para o esquema de explotação definido e as informações geológicas dos poços verticais perfurados inicialmente pode ser realizado, especialmente em uma fase inicial do desenvolvimento do campo devido ao alto grau de incertezas e riscos seguidos pelas mudanças nas alternativas menos otimizadas. Porém, esse não é o foco do trabalho.

Na gestão de reservatório, vários modelos com menos incertezas podem ser gerados com base na caracterização de reservatórios. A fim de verificar a consistência do UNISIM-I-D baseado na definição da estratégia de produção e das incertezas disponíveis, curvas de risco são geradas para produção acumulada de óleo (Np), produção acumulada de água (Wp) e VPL, como ilustrado na Figura 2.19.



Figura 2.19: UNISIM-I-D – curvas de risco: (a) Np, (b) Wp e (c) VPL.

Nessa análise de incerteza, é possível concluir que o UNISIM-I-D está entre os modelos de reservatório possíveis e pode ser utilizado em trabalhos futuros.

2.7. Resultados

O principal objetivo deste capítulo é a criação de diferentes modelos, sendo um de referência com propriedades conhecidas e um de simulação com baixa quantidade de informação disponível.

A etapa anterior apresentou uma estratégia de produção base do UNISIM-I-D. Este modelo é construído depois de 4 anos do início da produção do campo. A estratégia é aplicada ao UNISIM-I-R a fim de obter curvas de produção, para então serem comparadas ao UNISIM-I-D para destacar as diferenças entre elas. A ideia é ilustrar o quanto eles são diferentes, focando nas curvas de produção, mapas de saturação e pressão, destacando a importância de se ter conhecimento sobre um reservatório "real".

A Figura 2.20 ilustra uma comparação entre as curvas de produção de óleo e água para um período de histórico de produção e previsão dos modelos UNISIM-I-D e UNISIM-I-R.



UNISIM-I-R e UNISIM-I-D

Figura 2.20: UNISIM-I-R (REF) e UNISIM-I-D (SIM) – curvas de produção de óleo e água.

A partir da curva de produção de óleo e de água, observa-se que a produtividade do UNISIM-I-R é menor do que o UNISIM-I-D. Este declínio de produção é devido às diferenças de informação geológica disponível que são utilizadas para construir o UNISIM-I-D, após uma fase de gerenciamento inicial.

A Figura 2.21 mostra a pressão média do reservatório (PMR) e o fator de recuperação de óleo (FRo) para o período de histórico e previsão dos modelos UNISIM-I-R e UNISIM-I-D, definidos, nesta parte do trabalho, como REF e SIM respectivamente.



Figura 2.21: UNISIM-I-R (REF) e UNISIM-I-D (SIM) – PMR e FR_o.

É possível observar que, para a Figura 2.21, a produtividade está diretamente relacionada com a pressão do reservatório, além do mecanismo de produção (injeção de água). A partir dessas curvas de produção, é possível afirmar a importância da caracterização de reservatório com incertezas, com o intuito de obter resultados mais adequados durante uma fase de gerenciamento do campo. Essa análise pode estar ligada à distribuição de óleo e água presente no reservatório (Figura 2.22).



Figura 2.22: UNISIM-I-R e UNISIM-I-D – distribuição ternária de uma camada em 2021.

A Figura 2.22 destaca as diferenças no movimento da frente de água, onde há regiões com um volume de água maior do que em outras. Este erro é devido à fase inicial de gerenciamento na qual a caracterização de reservatório é realizada, mostrando um desvio da propriedade "real" em relação à propriedade gerada. Outras diferenças podem ser visualizadas a partir da simulação de ambos os modelos.

2.8. Conclusões

A principal contribuição desta parte do trabalho é a construção de um modelo de reservatório confiável (UNISIM-I-R) para ser utilizado em projetos de comparação de soluções, trazendo opções para criar, testar e comparar novas abordagens relacionadas ao desenvolvimento e gerenciamento do reservatório por vários centros de pesquisa.

O UNISIM-I-R é utilizado em um estudo relacionado ao gerenciamento e simulação de reservatórios de petróleo, orientando e provendo algumas informações para o UNISIM-I-D após um procedimento de transferência de escala. Os resultados mostram a importância de condicionar o modelo utilizado aos dados e às incertezas representadas, principalmente em um estágio inicial de um plano de gerenciamento do campo no qual um baixo volume de informação estava disponível.

A estratégia de produção base é definida durante os estudos reservatório, com o objetivo de validar o UNISIM-I-D e introduzir o UNISIM-I-R, orientando a escolha de uma alternativa do plano de produção com o melhor esquema de explotação. Um número aproximado de poços é definido durante essa fase, considerando as incertezas geológicas. Esta aplicação permite a comparação entre os modelos UNISIM-I-R e UNISIM-I-D para verificar a consistência e a confiabilidade do caso UNISIM-I.
3. AJUSTE DE HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE POÇOS

Caracterização de reservatórios é muito importante para que modelos coerentes de reservatórios sejam construídos para a previsão de produção, mas sempre deve ser complementado pelo processo de calibração de modelos através do ajuste de histórico de produção. Nesse processo, a simulação numérica torna-se uma ferramenta útil para o engenheiro de reservatórios, pois permite uma previsão de produção mais confiável, além de possibilitar a quantificação do impacto das incertezas durante o desenvolvimento e o gerenciamento do campo, calibrando um modelo com o histórico e prevendo a produção do campo. Ajuste de histórico tem sido integrado a várias áreas: geologia (por exemplo, caracterização geológica e atributos petrofísicos), geofísica (por exemplo, S4D), abordagens estatísticas (por exemplo, teoria Bayesiana, filtro de Kalman e Campo de Markov), ciência da computação (por exemplo, algoritmos genéticos), entre outras. Na maioria dos estudos integrados de ajuste de histórico, uma função-objetivo única é utilizada, mas não é o suficiente, pois é difícil identificar os poços desajustados em casos onde a função-objetivo não está minimizada.

O principal objetivo desta etapa do trabalho é a realização de um ajuste de histórico de poços integrado à caracterização de reservatórios, com a calibração simultânea de diferentes funções-objetivo e a manutenção da consistência geológica durante o período de histórico para realizar uma previsão de produção confiável. Além disso, métodos geoestatísticos são integrados à caracterização para assegurar modelos geológicos realistas, sem criar descontinuidades geológicas, de modo a coincidir com o modelo numérico de reservatório. Os modelos geoestatísticos são atualizados através de poços virtuais (pontos pilotos) criados com características específicas para possibilitar o ajuste de histórico.

A metodologia proposta de ajuste integrado consiste na utilização de um método geoestatístico para modelar a distribuição espacial das propriedades do reservatório com base nos dados de perfis de poços; na execução do simulador numérico e no ajuste de múltiplas realizações à modelagem geológica (modelo de variograma, curva de proporção vertical e dados de perfis regularizados); e nas incertezas de reservatório. O ajuste simultâneo de diferentes funções-

objetivo e o uso de poços virtuais são adicionados ao processo para quantificar a calibração dos dados e para perturbar a continuidade geológica (canais e barreiras), respectivamente, durante o período de histórico.

O processo integrado apresentado busca manter a consistência geológica dos modelos gerados durante o período de histórico. É importante ressaltar que, durante o período de calibração dos modelos utilizando dados de produção de poços, uma forma simultânea de combinar diferentes funções-objetivo é aplicada. Modelos ajustados e confiáveis numérica e geologicamente são utilizados na etapa de previsão de produção sob incertezas, baseada nos modelos gerados durante a caracterização e o ajuste.

3.1. Introdução

A modelagem de um reservatório é um passo importante para a previsão futura do comportamento de um reservatório, estando envolvida diretamente no gerenciamento do reservatório em diferentes etapas da vida produtiva do campo. Além de ser utilizada na construção do modelo numérico, ela é utilizada na criação de um modelo geológico consistente, integrado aos dados de produção para realizar uma previsão confiável do comportamento futuro do campo. Com isso, a caracterização de reservatórios se torna uma ferramenta importante para a engenharia de reservatórios para prover uma integração mais próxima da modelagem geológica e numérica (Gosselin *et al.*, 2003; Mezghani *et al.*, 2004), resultando em modelos consistentes durante o período de calibração e extrapolação.

A atualização do modelo de reservatório com a coleta crescente de dados é importante para o ajuste do modelo, principalmente num estágio de gerenciamento da produção do campo onde há incertezas. Além disso, representar as incertezas de forma apropriada durante a fase de caracterização de reservatórios é importante. Então, um método probabilístico é utilizado para representar e analisar as incertezas durante a caracterização de reservatórios e o ajuste de histórico integrado. Esse processo tem como objetivo integrar diferentes tipos de dados e gerar múltiplas realizações do reservatório (Behrens e Tran, 1998; Skorstad *et al.*, 2006; Suzuki e Caers, 2006; Kazemi e Stephen, 2012). Os dados adquiridos são espacialmente dependentes de

dados estáticos, como perfis de poços, análise de testemunhos, entre outros, e dinâmicos, como vazão de produção, pressão no fundo do poço e assim por diante.

Uma primeira fonte de dados a ser integrada, no processo de ajuste, são os dados dinâmicos de produção de poços. Durante a calibração, é necessário definir uma forma de quantificar a qualidade do ajuste a partir da definição de uma função-objetivo (FO). Na maioria dos trabalhos, uma FO única é utilizada para aumentar a qualidade do ajuste mediante uma reposta do fluxo do modelo numérico de reservatório e do histórico de produção, resultando numa minimização da diferença entre os dados de histórico e simulados (Thomas *et al.*, 1972; Watson e Lee, 1986; Maschio e Schiozer, 2005; Kazemi e Stephen, 2012; Costa *et al.*, 2014). Neste caso, a influência de cada variável é analisada individualmente, prejudicando muitas vezes a calibração e a identificação da FO, que compõe a função única, desajustada. Assim, uma nova forma de ajuste é proposta, ajustando simultaneamente todas as FO, resultando em modelos consistentes com as funções ajustadas no período de histórico.

Mattax e Dalton (1990) ilustram alguns procedimentos para auxiliar no ajuste de histórico assistido pela minimização do desajuste dos dados de produção. Muitas vezes, esse processo é feito diretamente no modelo numérico, originando modelos inconsistentes geologicamente. Com isso, a utilização de um processo integrado à caracterização geológica torna-se fundamental para criar modelos de simulação ajustados numérica e geologicamente, honrando propriedades estáticas e dinâmicas dentro de um intervalo de incertezas. Alguns autores utilizaram dados geológicos para restringir o processo de ajuste de histórico, aplicando métodos de perturbação nesses parâmetros, tais como fácies e NTG (Suzuki e Caers, 2006; Hoffman e Caers, 2007; Agbalaka e Oliver, 2008) e fraturas (Voelker, 2004). Neste trabalho está sendo proposta a utilização de poços virtuais a partir da teoria de pontos pilotos para perturbar os modelos durante o ajuste de histórico. Esse método é muito utilizado em hidrologia, no processo de calibração de modelos para caracterizar a variabilidade espacial do campo de transmissibilidade em contraste com métodos que trabalham com a definição de regiões. Entretanto, neste trabalho, o campo de aplicação de poços virtuais (pontos pilotos) é a porosidade.

O método de pontos pilotos foi originalmente proposto na área de hidrologia por Marsily *et al.* (1984) para criar representações geológicas plausíveis da permeabilidade ao longo de reservatório subterrâneos de água, mas sofreu várias modificações ao longo do tempo. A locação

dos pontos pilotos foi estudada por diversos autores, com destaque para Lavenue e Pickens (1992), que estabeleceram uma metodologia para alocar os pontos pilotos em regiões onde o potencial de redução de uma função-objetivo, previamente estabelecida, era máximo. Ramarao et al. (1995) incluíram uma simulação condicional na geração do campo de transmissibilidade inicial, consistindo basicamente em iniciar o processo a partir de um ponto piloto e adicionando novos candidatos a cada iteração do processo de otimização, sendo o método sequencial o mais adequado para esse problema (Lavenue et al., 1995; Bissell et al., 1997; Xue e Datta-Gupta, 1997). Todavia, a metodologia de pontos pilotos foi desenvolvida, principalmente, para a comunidade de águas subterrâneas e sendo apresentada para a indústria de petróleo por Floris (1996), sendo comparado, no ano seguinte à apresentação da metodologia de pontos pilotos, com o método Gradzone (Bissell et al., 1997). Romero et al. (2000) combinou pontos pilotos e algoritmos genéticos para caracterizar as propriedades petrofísicas do reservatório. Sayyafzadeh e Haghighi (2013) integraram pontos pilotos e algoritmos genéticos durante a reparametrização do ajuste de histórico e mostraram que a técnica apresentou bons resultados, mas com custos computacionais elevados quando a localização e os valores dos pontos pilotos são tratados como variáveis de ajuste.

3.2. Objetivos

Os objetivos do trabalho descritos neste capítulo são:

- Proceder a um ajuste de poços integrado à caracterização de reservatórios;
- Propor um ajuste simultâneo de todos os dados observados de poços;
- Manter a consistência geológica durante o período de histórico para gerar previsões de produção mais confiáveis.

3.3. Metodologia

Uma metodologia que integra os processos de caracterização de reservatórios sob incertezas, a simulação numérica e o ajuste de histórico é proposta nesta parte do trabalho, como pode ser visto no fluxograma ilustrado na Figura 3.1.



Figura 3.1:Fluxograma da metodologia proposta de ajuste.

O desenvolvimento da sequência proposta está detalhado em 12 etapas, numeradas no fluxograma da Figura 3.1 e descritas a seguir.

1. Caracterização geológica sob incertezas

É realizado um levantamento dos atributos incertos presentes no reservatório. Além disso, as faixas de incertezas, a discretização em níveis e uma distribuição de probabilidade são geradas

para cada atributo. Após esse levantamento, a modelagem de reservatórios é realizada, resultando em dados estruturais e propriedades petrofísicas que alimentam o simulador de fluxo.

2. Amostragem

Antes da etapa do simulador do fluxo, uma amostragem dos atributos incertos caracterizados é realizada, combinando realizações geoestatísticas e hipercubo latino discretizado (HLDG) para a composição dos modelos (Schiozer e Avansi, 2014) a serem simulados.

3. Simulador numérico

Amostrados os atributos incertos, aplica-se o simulador de fluxo de reservatórios para os modelos gerados. Simulados os modelos, é necessária uma etapa de quantificação e diagnóstico dos resultados simulados.

4. Quantificação e diagnóstico para poços

Esta etapa é a mais importante da metodologia, sendo utilizada para quantificar e diagnosticar o desajuste dos modelos perante o histórico de produção. É nesta etapa que os indicadores de desempenho para poços são criados, com o intuito de automatizar processos e facilitar a análise, principalmente em processos probabilísticos com um elevado número de simulações. Milhares de modelos são avaliados de acordo com a definição do nível de aceitação, mantendo-o inalterado até o final do processo de calibração dos modelos de reservatório. Porém, podem existir exceções, como casos com tempo curto de execução do ajuste e/ou a existência de uma série de dados (vazão de água de um poço, por exemplo) desajustada e/ou com um baixo nível de importância para o projeto, ocorrendo uma mudança no nível de aceitação previamente definido para prosseguir o processo de calibração. É importante destacar que o procedimento utilizado para quantificar o ajuste de histórico com a utilização de indicadores também será utilizado para a previsão da produção, mas com dados que se referem ao futuro. Isso só é possível com modelos sintéticos cuja resposta é conhecida, ou seja, com dados do modelo de referência para previsão.

As nomenclaturas adotadas e descritas ao longo deste texto para a definição da FO remetem ao passado, ou seja, aos dados observados, mas quando o período de análise for o futuro, as informações observadas apontarão para os dados do modelo de referência para a previsão. Contudo, antes que a FO utilizada nesta etapa do trabalho seja apresentada é necessária à definição de alguns termos.

 Afastamento simples (AS): é a somatória das diferenças entre os valores das séries de dados (observado – simulado) para cada um dos tempos de referência, sendo ilustrado pela Equação 3.1.

$$AS = \sum_{i=1}^{n} (obs_i - sim_i)$$
 3.1

sendo obs_i o valor observado (histórico ou previsão) e sim_i o valor simulado para o tempo *i*. No caso do valor observado, se ele estiver no passado, ele remeterá ao valor de histórico e se estiver no futuro, ele irá apontar para o dado de previsão do modelo de referência. Este caso só é possível para um caso sintético com resposta conhecida, como citado anteriormente.

É importante destacar que uma série de dados é definida por uma série temporal para o período de histórico (vazão de óleo, vazão de água, pressão entre outras) ou para o período de previsão (produção acumulada de óleo, água, gás e sucessivamente), podendo ser aplicada para o campo, os poços ou o grupo de poços. Nesta etapa, aplicam-se somente séries de dados para poços. A Tabela 3.1 ilustra as séries de dados utilizadas neste capítulo.

Período	Descrição	Série de Dados de Poços
	Vazão de óleo	Qo
	Vazão de água	Q_{w}
TT	Vazão de gás	Q_{g}
Histórico	Pressão de produção	BHP _p
	Vazão de injeção de água	Qi
	Pressão de injeção	BHP _i
Produção acumulada de ólo Previsão Produção acumulada de ág Produção acumulada de gá Injeção acumulada de água	Produção acumulada de óleo	Np
	Produção acumulada de água	Wp
	Produção acumulada de gás	Gp
	Injeção acumulada de água	Wi

Tabela 3.1: Série de dados temporais para poços.

 Afastamento quadrático com sinal (AQS): é a somatória dos quadrados das diferenças entre os valores das séries de dados (observado – simulado) para cada um dos tempos de referência, acrescido do sinal do AS, sendo ilustrado pela Equação 3.2.

$$AQS = \frac{AS}{|AS|} \times \sum_{i=1}^{n} (obs_i - sim_i)^2$$
3.2

 Afastamento quadrático normalizado com sinal (AQNS): o AQS de todos os modelos gera barras que podem indicar a qualidade dos modelos. Para facilitar a análise, valores normalizados são gerados a partir da definição de um nível de aceitação das séries de dados em relação aos dados observados (histórico ou previsão). O cálculo desta FO resulta em barras normalizadas, AQNS, que são utilizadas como um indicador de desempenho durante o ajuste de histórico ou previsão de produção. Para este cálculo, define-se a Equação 3.3.

$$AQNS = \frac{AQS}{AQA}$$
 3.3

sendo *AQA* o afastamento quadrático aceitável em relação aos dados observados (histórico ou previsão) definido pela Equação 3.4.

$$AQA = \sum_{i=1}^{n} (obs_i \times \gamma + \delta)^2$$
 3.4

sendo γ o nível de aceitação definido pelo usuário para cada série de dados que pode ser considerado como um desvio aceitável para o processo de ajuste de histórico ou previsão de produção medido em porcentagem e δ uma constante adimensional para evitar que o cálculo seja feito para valores iguais a zero, como é o caso da produção de água, por exemplo. Os valores de γ e δ são definidos para cada série de dados para a qual se deseja calcular os afastamentos e podem variar conforme a confiabilidade dos dados, importância da serie de dados e qualidade da solução desejada. Na Figura 3.2 é possível observar as curvas de vazão e produção de diversos modelos para um caso com um nível de aceitação (γ) em relação aos dados observados (histórico) e aos dados do modelo de referência para uma previsão de produção.



Figura 3.2: Exemplo de um caso com nível de aceitação γ, com destaque para os modelos selecionados no intervalo de aceitação para dados (a) observados (histórico) e (b) do modelo de referência (previsão).

Com base na Figura 3.2, é possível fazer uma análise qualitativa do nível de aceitação (γ) previamente definido. Nessa, observam-se os dados de histórico e previsão, os modelos (cenários) gerados durante um processo de ajuste de histórico e previsão e os modelos selecionados a partir de um nível de aceitação. Como o foco deste trabalho é o ajuste de histórico, as análises seguintes baseiam-se no período de histórico. Assim, para o processo de ajuste de histórico (Figura 3.2(a)), os cenários que possuem valores normalizados entre $-\gamma$ e $+\gamma$ indicam bons modelos e estão dentro do intervalo de aceite definido para a seleção (filtragem) dos modelos ajustados, assumindo que exista somente uma série de dados utilizada no processo para o exemplo ilustrado.

Quantificado e diagnosticado o ajuste a partir das FO definidas, é necessário prosseguir para uma etapa de verificação dos resultados.

5. Verificação da qualidade do ajuste

A partir de um diagnóstico do gráfico de barras normalizado é possível identificar se os resultados estão aceitáveis para as FO propostas no estudo, sendo possível obter uma resposta

positiva ou negativa. O resultado não estando aceitável, a próxima etapa a ser realizada é a análise do modelo numérico.

6. Coerência do modelo numérico com o comportamento dos poços

A correção do modelo numérico é uma etapa importante do processo de ajuste de histórico assistido para que o modelo de reservatório criado possa reproduzir uma condição física do reservatório "real" a partir dos dados de histórico de produção. A etapa é necessária, pois o afastamento entre os dados observados e simulados pode não ser causado por um atributo com valor errado, mas no próprio modelo que pode estar reproduzindo um comportamento diferente do comportamento do modelo de referência. Se o modelo não tem um comportamento aceitável, segue-se para a etapa de análise e mudanças. Esse tipo de problema é típico quando se deseja reproduzir a resposta do simulador.

7. Análises e mudanças

Existindo a necessidade de mudanças no modelo numérico, realiza-se uma análise numérica e física para que mudanças sejam propostas e executadas. Esta etapa de análise está baseada numa análise dos dados do histórico de produção e no modelo de simulação, incluindo o índice de produtividade e o intervalo de completação do poço, entre outras. A partir da análise da Figura 3.3, é possível propor mudanças para o problema em destaque.



Figura 3.3: Exemplo de correção numérica em um modelo de reservatório.

A Figura 3.3 exemplifica um problema típico, no qual é necessária uma correção numérica no intervalo de completação do poço. Normalmente, uma análise das informações de localização (x e y) e dos intervalos de completação de poços é realizada para que o modelo numérico do poço "real" possa reproduzir o modelo de simulação. Como as malhas possuem resoluções diferentes, problemas numéricos podem ocorrer quando se deseja representar um poço (P1) localizando num modelo de referência (real) num modelo de simulação (sim). Com isso, mudanças no modelo numérico são realizadas, e os modelos são simulados novamente (etapa 3: simulador numérico).

8. Parametrização

No caso de não ser necessário corrigir o modelo numérico, prossegue-se com a avaliação da necessidade de parametrização. Esta é uma etapa assistida muito importante na calibração do histórico, pois permite compreender os fenômenos físicos que ocorrem no reservatório e interagir com as diversas áreas para checar a presença ou ausência de falhas geológicas, os canais de alta permeabilidade, os problemas de medição de vazão e pressão, a representatividade das amostragens e as incertezas. Para auxiliar esta etapa, é importante avaliar os gráficos de barras normalizados (FO) de cada série de dados. Na Figura 3.4 é possível observar um exemplo no qual uma FO para cada poço está sendo plotada para a série de dados Q_o de um Caso W, com destaque para os cenários gerados e a região de aceite definida, entre -1 e +1, a partir do nível de aceitação (γ) para cada série de dados e do cálculo do AQNS.



Figura 3.4: Exemplo de um gráfico do AQNS de uma série de dados para cada poço.

Com base em uma análise qualitativa, é possível avaliar a qualidade dos cenários gerados e decidir sobre os próximos passos do ajuste assistido. A partir desse diagnóstico (gráfico de barras do AQNS), decide-se pela parametrização ou não do problema. Pela análise da Figura 3.4, no caso do exemplo, pode-se afirmar:

- Poços W004 e W005: não necessitam de parametrização e podem prosseguir para a etapa de redução de incertezas (etapa 9: redução de incertezas);
- Poços W001, W002, W003 e W007: necessitam de parametrização, pois uma etapa de redução de incertezas não pode trazer os modelos para próximo da região de aceite (etapa 10: novo parâmetro, nova imagem ou alterar limite da função densidade de probabilidade (fdp));
- Poço W006: está dentro da região de aceite, logo não precisa de ajuste, sendo necessário manter preservadas suas características durante o processo de ajuste dos outros poços.

As situações apresentadas acima são detalhadas e exemplificadas ao longo dos próximos tópicos.

9. Redução de incertezas

Este caso ocorre quando os cenários estão aproximadamente centralizados na região de aceite definida previamente ao processo integrado de ajuste de histórico. Com isso, somente uma etapa de redução de incertezas, que é estabelecida durante a fase de caracterização, é necessária, incluindo para cada atributo uma:

- Redistribuição das probabilidades de ocorrência de cada nível;
- Redução das faixas de incertezas;
- Alteração no número de níveis dentro do intervalo pré-estabelecido;
- Redução do número de imagens.

Finalizada a etapa de redução de incertezas, o ciclo³ é reamostrado (etapa 2: amostragem), seguindo as próximas etapas do fluxograma proposto.

 $^{^{3}}$ Ciclo é um conjunto de *n* modelos de simulação que são agrupados e nomeados a cada rodada do fluxograma da metodologia proposta para o ajuste.

Pela análise da Figura 3.4, somente os poços W004 e W005 necessitam de uma etapa de redução de incertezas, como informado anteriormente. Para complementar a análise dessa figura, as curvas de produção para esse ciclo são plotadas para os diversos cenários gerados, como pode ser visto na Figura 3.5. Para esta etapa do trabalho, é primordial uma análise gráfica para saber os efeitos de cada nível incerto dos atributos nas séries de dados escolhidas.



Figura 3.5: Exemplo da curva de vazão dos cenários gerados para o poço (a) W004 e (b) W005.

Contudo, além da situação descrita, outras podem ocorrer, como é o caso da impossibilidade de realizar uma redução de incertezas, em decorrência de um desvio totalmente positivo ou negativo, não contemplando nenhum modelo na região de aceite definida. Neste caso, uma parametrização do problema é necessária, adicionando um novo parâmetro e/ou uma nova imagem ou alterando os limites da fdp, descritos a seguir.

10. Parametrização: adicionar um novo parâmetro, nova imagem ou alterar limites da fdp

Na parametrização, uma recaracterização do reservatório é realizada. A recaracterização durante a calibração de modelos numéricos de reservatório é uma etapa importante da fase de um ajuste de histórico assistido, sendo possível:

- Alterar limite da faixa de incerteza do(s) atributo(s);
- Adicionar novo(s) parâmetro(s);
- Adicionar nova(s) imagem(ns).

A inclusão de uma nova imagem é um processo integrado de geoestatística com a criação de poços virtuais, a partir de perfis sintéticos (escala modelo geológico) com propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) e de fácies, sendo esta e a permeabilidade em função da porosidade. A metodologia de poços virtuais abordada neste trabalho é semelhante à técnica utilizada de pontos pilotos, com a exceção de que ao invés de distribuir pontos pilotos ao longo do espaço, define-se um conjunto de pontos que dão origem à um pseudo-poço denominado poço virtual. A inserção desses poços no modelo geológico tem como objetivo promover perturbações em determinadas regiões do modelo geológico de forma controlada e geologicamente consistente. Assim, perturbações nas regiões dos poços, que não passaram pelo controle de ajuste, são propostas. Esse controle é caracterizado pelo gráfico de AQNS (Figura 3.4), ou seja, os poços que apresentam um alto desvio positivo ou negativo traduzem em poços que estão totalmente desajustados e necessitam de recaracterização. Desse modo, os poços virtuais permitem modificar regiões específicas do reservatório e manter as outras inalteradas, desde que cada semente utilizada nas modelagens faciológica e petrofísica seja a mesma para a respectiva realização.

Resumidamente, os poços virtuais propostos neste trabalho consistem em: (1) alocar pontos no espaço a partir da localização e trajetória de um poço virtual, (2) gerar uma distribuição da porosidade ao longo da trajetória do poço correlacionada às características da perturbação, (3) a partir da distribuição da porosidade, gerar distribuições de fácies e permeabilidade, (4) utilizar métodos de interpolação tradicionais de fácies e petrofísica para obter os mapas das propriedades do reservatório com base nos poços originais e virtuais, condicionando somente aqueles à análise geoestatística. Assim, os poços virtuais são inseridos manualmente em regiões específicas do reservatório, resultando em uma perturbação na região de inserção desses poços no modelo geológico. A influência das modificações feitas pelos poços virtuais é comunicada com as células vizinhas a partir da simulação geoestatística, variograma e pelas tendências adicionadas ao processo (por exemplo, CPV). Os poços virtuais criados possuem:

- Características homogêneas ou heterogêneas: imagens com características específicas (homogêneas ou heterogêneas) são geradas em regiões do reservatório onde os poços virtuais são inseridos.
- Nível de continuidade de canais ou barreiras (falhas): além de ter conhecimento das características da imagem na região de interesse, é necessário estimar os intervalos de

porosidade para que possam ser traduzidos em barreiras ou falhas, de modo a ajustar as frentes de avanços de fluidos.

A escolha por um poço virtual, com as características descritas, é feita com base na análise dos indicadores do AQNS. A informação da porosidade ao longo do perfil do poço virtual é gerada a partir de uma distribuição uniforme com características específicas, seguindo a Tabela 3.2.

O intervalo de distribuição é escolhido de forma manual, dependendo das características observadas nos mapas de avanço dos fluidos e da análise do indicador de desempenho (AQNS) durante o processo de ajuste.

Tabela 3.2: Características e níveis de continuidade dos poços virtuais proposto para este trabalho – porosidade.

Características	Nível de Continuidade	Intervalo da Distribuição	
	Canal de Alta	$\emptyset \in (0, 20; 0, 25)$	
Homogêneas	Dermesbilidade	$\emptyset \in (0,25;0,32)$	
	Termeabilidade	Ø ∈ (0,20; 0,32)	
	Canal de Baixa Permeabilidade	$\emptyset \in (0, 10; 0, 15)$	
Homogêneas		$\emptyset \in (0, 15; 0, 20)$	
		$\emptyset \in (0, 10; 0, 20)$	
	Barreira Parcialmente Selante	$\emptyset \in (0,00;0,05)$	
Homogêneas		$\emptyset \in (0,05;0,10)$	
		Ø ∈ (0,00; 0,10)	
		$\emptyset \in (0,00; 0,20)$	
		$\emptyset \in (0,00; 0,25)$	
Heterogâneas		$\emptyset \in (0,00;0,32)$	
Tieterogeneas		$\emptyset \in (0,05; 0,25)$	
		$\emptyset \in (0,05;0,32)$	
		$\emptyset \in (0, 10; 0, 32)$	

A informação de permeabilidade e de fácies ao longo do perfil sintético do poço virtual é gerada em função da porosidade, seguindo a Equação 2.5 e Equação 3.5, respectivamente.

$$facies = \begin{cases} 3, se \ \emptyset \le 0,01 \\ 2, se \ 0,01 < \emptyset \le 0,10 \\ 1, se \ 0,10 < \emptyset < 0,20 \\ 0, se \ \emptyset \ge 0,20 \end{cases}$$
3.5

Voltando para o exemplo da Figura 3.4, a recaracterização pode ser realizada para os poços W001, W002 e W003, em decorrência do resultado do alto desvio positivo, negativo e positivo, respectivamente, sendo possível inserir um poço virtual para perturbar a região desses poços e corrigir a tendência nos dados. De forma a complementar à análise da FO, observa-se na Figura 3.6 o comportamento das curvas de vazão para os poços W001 e W002. Nota-se que, como o indicador de desempenho já indicava o comportamento das curvas de vazão, o gráfico da figura confirma que todas as curvas de produção de W001 e W002 estão abaixo e acima do histórico, respectivamente, e fora do intervalo de aceite dos modelos simulados.



Figura 3.6: Exemplo da curva de vazão dos cenários gerados para o poço W001 e W002.

Para que o efeito seja corrigido, os poços virtuais são propostos para cada região de W001 e W002, mas com características diferentes. No primeiro caso, W001, um poço virtual com características homogêneas teria que ser inserido de forma a facilitar a produção, criando canais na região desse poço. No segundo caso, W002, um poço virtual com características homogêneas teria que ser inserido para diminuir a produção, criando barreiras no entorno do poço para dificultar a produção desse fluido.

Ao final da metodologia de ajuste, todas as FO, de todos os poços considerados no processo, devem possuir modelos nas regiões de aceite para que a etapa de seleção (filtro) possa ser realizada. A Figura 3.7 ilustra o AQNS dos poços antes e após a aplicação da metodologia proposta neste trabalho.



Figura 3.7: Exemplo gráfico do AQNS para cada poço (a) antes e (b) após a aplicação da metodologia de ajuste.

Na Figura 3.7(b) observa-se que os resultados são aceitáveis, pois para todos os poços há modelos na região de aceite. Então, a próxima etapa (filtro) pode ser executada.

11. Seleção de modelos (filtro)

Embora os modelos tenham passado pela fase de ajuste, é necessária a realização de uma etapa de seleção de modelos, denominada filtro, pois algumas combinações das séries de dados podem não ser possíveis, mesmo que estejam no intervalo percorrido pelos parâmetros nas etapas anteriores. Com isso, é preciso filtrar todas as séries de dados simultaneamente, ao invés de realizar um ajuste com uma FO única, para realizar diferentes aplicações com os modelos selecionados, dentro dos limites de aceite previamente definidos.

Além disso, esta etapa só pode ser realizada se passada pela etapa de aceite dos resultados (etapa 5), pois modelos situados na região de aceite indicam modelos ajustados (baseado no nível de aceitação definido previamente). Seguindo o exemplo e com base nos resultados da Figura 3.7(b), os modelos estão aceitos e a etapa de filtro pode ser realizada. A Figura 3.8 ilustra os resultados após a aplicação do filtro.



Figura 3.8: Exemplo gráfico de (a) AQNS para cada poço e (b) curvas de vazão para o poço W004, após a etapa de filtro.

Na Figura 3.8 é possível observar os resultados após a aplicação do filtro, onde os modelos, que estão fora do intervalo de aceitação, são descartados, restando somente modelos aceitáveis, sendo aquele determinado a partir de um critério previamente definido. Assim, a próxima etapa (aplicação) pode ser realizada somente com modelos que passam pelos critérios de aceite.

12. Aplicação

Feita a seleção dos modelos que passam pelos critérios de ajuste, uma etapa de aplicação é realizada, fechando o fluxograma de trabalho proposto para este capítulo. Dentre as possíveis etapas de aplicação desses modelos, pode-se citar: previsão de produção sob incertezas, gerenciamento de reservatórios e mudanças na estratégia de produção com o intuito de validar a calibração do modelo.

Com a metodologia finalizada, pode-se resumir que os gráficos do AQNS das séries de dados são importantes para diagnosticar os desajustes com os modelos de simulação. Ademais, é possível avaliar a necessidade de realizar uma redução de incertezas ou uma recaracterização do modelo, a partir da integração de geoestatística e poço virtual. O restante das etapas é feita de forma assistida e depende da experiência do executor.

É importante frisar que somente os gráficos de barras das FO são necessários para diagnosticar e avaliar as mudanças necessárias para percorrer todas as etapas de ajuste, exceto

para as etapas assistidas e de redução de incertezas. Os gráficos das curvas de produção são incorporados nesta parte (etapa 9) para auxiliar na medida dos efeitos de cada atributo e para cada nível de incerteza.

3.4. Estudo de Caso

Para a validação da metodologia proposta neste capítulo, o modelo UNISIM-I-H é criado em uma etapa de pós-desenvolvimento do campo em t₂ (31-05-2024), ou seja, num estágio de gerenciamento do campo sob incertezas, incluindo 11 anos de histórico de produção (2013-2024) e a informação de 4 poços produtores verticais, 11 produtores e 10 injetores horizontais, como pode ser observado na Figura 3.9.

Dados de perfis de poços, coletados no UNISIM-I-R, na análise de testemunho e dados sísmicos são utilizados para construir o modelo estrutural, faciológico e petrofísico, com base nas etapas utilizadas para a construção do UNISIM-I-R e UNISIM-I-D. A malha definida para este modelo é a mesma definida para UNISIM-I-D, sendo do tipo "corner-point", contendo 81 x 58 x 20 células (36.739 células ativas), dimensionadas em células de 100 x 100 x 8 m. As propriedades de reservatório presentes são: porosidade, permeabilidade e NTG. Maiores detalhes das etapas de construção desse modelo e geração dessas propriedades estão no APÊNDICE E.



Figura 3.9: UNISIM-I-H – distribuição dos poços ao longo do topo do reservatório: (a) produtores e (b) injetores.

O reservatório apresenta um volume de óleo *in situ* aproximado de 132 milhões de m³, contendo um óleo de boa qualidade (27,72 °API), pressão de saturação de 210,03 kgf/cm² e temperatura do reservatório de 80°C. A viscosidade do óleo (μ_o), a razão de solubilidade (R_s) e o fator volume de formação do óleo (B_o) possuem incertezas, estando atrelados às incertezas associadas às curvas de PVT (APÊNDICE B). As curvas de K_{rw} (sistema água/óleo) também são mapeadas como incerteza e estão detalhadas no APÊNDICE B. Como não há incerteza no sistema óleo/gás, a Figura 3.10 ilustra a curva de permeabilidade relativa referente a esse sistema.



Figura 3.10: Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo/gás.

De acordo com a Figura 3.10, observa-se que a rocha é molhável preferencialmente ao óleo em relação ao gás.

O modelo de escoamento adotado para este trabalho é o "Black-Oil". O simulador de fluxo utilizado é o Imex (CMG) e o tempo de simulação máximo (t_n) definido é de 30 anos (10957 dias), sendo 4018 dias (t_2) de período de histórico.

O ajuste de histórico integrado à caracterização de reservatórios utiliza como controle o ajuste à vazão de líquidos dos poços produtores e à vazão de injeção de água dos poços injetores. Faz-se necessário informar a vazão de líquidos durante a calibração do modelo para evitar que ocorram variações elevadas de pressão estática no reservatório, mas a vazão de óleo poderia ter sido escolhida ao invés de líquidos para ser calibrada. Uma metodologia de ajuste simultâneo de diferentes FO está sendo proposto nesta etapa do trabalho, incorporando as seguintes séries de dados de poços observados:

- Produtores: Q_o, Q_w, Q_g e BHP_p;
- Injetores: Q_i e BHP_i.

O método de perturbação utilizado neste trabalho durante a parametrização do reservatório para gerar novas imagens são os poços virtuais. O método de interpolação de fácies e da propriedade petrofísica (porosidade) utilizado para obter os mapas das propriedades do reservatório é a SSI e SSG, respectivamente.

Os limites de aceitação definidos para cada série de dados destacados são definidos como sendo 5% para as séries controladas, ou seja, séries que são utilizadas como um parâmetro de ajuste (vazão de líquidos e injeção de água); 10% para as séries parcialmente controladas que dependentes de outras séries (vazão de óleo e água, estando relacionadas à vazão de líquidos); e 20% para as séries não controladas, como pressão de produção e de injeção. A Tabela 3.3 resume os valores dos níveis de aceitação e das constantes que são utilizados para calcular o AQA (Equação 3.4) para cada série de dados de poços para esta etapa do trabalho. Uma vez definidos, eles são mantidos até o final do processo de calibração do modelo.

Série de Dados de Poços (FO)	ү (%)	δ (Unidades FO)
Qo	10	0
Q_{w}	10	100
Q_{g}	20	0
BHP_p	20	0
Q_{i}	5	0
BHP _i	20	0

Tabela 3.3: Níveis de aceitação definidos para cada FO de poço para o período de histórico.

3.5. Resultados

Os resultados apresentados a seguir são referentes ao modelo UNISIM-I-H. Os dados de histórico de produção utilizados no processo são obtidos a partir do UNISIM-I-R com a adição de um ruído que não está detalhado, por não ser o foco deste trabalho. O processo completo,

utilizando o fluxograma da Figura 3.1, demanda 13 ciclos até o aceite dos resultados para o ajuste de poços (etapa 5), sendo: ST2 (ciclo inicial com o modelo inicial), ST2H1, ST2H2, ST2H3 até ST2H13. A abreviação "ST2" remete ao UNISIM-I-H e "Hi" faz referência ao i-ésimo ciclo que passa pela calibração. Quando ocorrem alterações no modelo numérico para uma mesma amostragem, o índice alfabético minúsculo é incorporado à abreviação do ciclo, como por exemplo, ST2H2c, cuja imagem referente ao ciclo ST2H2 passou por duas mudanças no modelo numérico ("a" e "b") até chegar à terceira ("c"). Para fins práticos de demonstração dos resultados, somente um ciclo de cada caso (redução de incertezas, alteração no modelo numérico e parametrização) é selecionado e detalhado. Ao final deste tópico, uma tabela com um resumo dos resultados de cada ciclo é apresentada.

3.5.1. Caso 1: Redução de Incertezas

Para este caso selecionou-se o ciclo ST2, sendo apresentando e detalhado a redução de incertezas. Dando início ao fluxograma proposto na Figura 3.1, a primeira etapa é a caracterização geológica sob incertezas.

3.5.1.1. Etapa 1: Caracterização Geológica sob Incertezas

As incertezas presentes no reservatório já foram mapeadas no Item 2.4 (Avansi e Schiozer, 2014). O modelo estrutural e petrofísico são gerados nesta etapa, para que o modelo de simulação (UNISIM-I-H) seja utilizado nas próximas etapas do fluxograma. Além disso, é importante destacar que a incerteza inicial no contato óleo-água da região 2 é aceitável somente se não tivesse poço perfurado nessa região. Contudo, os poços presentes nessa região foram perfurados somente até a camada de completação, ou seja, eles não atingiram o contato óleo-água. Portanto, assume-se o mesmo nível de incerteza destacado no Item 2.4. A incerteza nesse atributo deveria ser reduzida, desde que os poços atingissem o contato óleo-água durante a etapa de perfuração.

3.5.1.2. Etapa 2: Amostragem

O processo de amostragem é iniciado com 500 modelos, utilizando a técnica HLDG (Schiozer e Avansi, 2014). Por ser uma etapa que demanda um alto poder computacional, o

número de modelos é reduzido para essa etapa iterativa. Schiozer e Avansi (2014) mostram, a partir da utilização do UNISIM-I-D, que uma amostragem com 100 modelos é suficiente para representar o espaço de solução com as incertezas definidas no Item 2.4. Dessa forma, o número de amostragem definido para esta etapa é de 100 modelos. Para outros casos de simulação, diferentes do caso UNISIM-I, sugere-se a realização de alguns testes para definir o número mínimo de amostragens necessário para varrer todo espaço de solução sem demandar um alto poder computacional. Um exemplo dessa amostragem, considerando todas as variáveis incertas, é destacado na Tabela 3.4.

Amostragem	Qtde	Nome	Probabilidade
1	1	im99kz0cpor2pvt2krw1woc2.dat	0.01
2	1	im37kz3cpor2pvt0krw1woc1.dat	0.01
3	1	im77kz3cpor0pvt1krw0woc2.dat	0.01
4	1	im78kz4cpor0pvt1krw1woc2.dat	0.01
			-
	•		•
100	1	im11kz3cpor1pvt0krw0woc1	0.01

Tabela 3.4: Exemplo de uma amostragem HLDG com 100 realizações.

Para fins ilustrativos, a primeira amostragem está combinada da seguinte maneira:

- im99: contêm as informações petrofísicas (porosidade, permeabilidade e NTG) associadas ao nível (número da realização) 99;
- **kz0:** multiplicador de continuidade vertical associado ao nível 0;
- **cpor2:** compressibilidade da rocha combinada ao nível 2;
- pvt2: curva de PVT associada ao nível 2;
- **krw1**: curva de permeabilidade relativa combinada ao nível 1;
- woc2: contato óleo-água associado ao nível 2.

3.5.1.3. Etapa 3: Simulador de Fluxo

Realizada a amostragem utilizando a técnica HLDG, os modelos são simulados. Após a etapa de simulação, um diagnóstico é realizado, num processo assistido de ajuste de histórico integrado à caracterização de reservatórios.

3.5.1.4. Etapas 4 e 5: Quantificação, Diagnóstico e Aceite dos Resultados

A etapa de quantificação e diagnóstico está baseada na definição e análise da FO, AQNS, para cada série de dados definida na Tabela 3.3. A Figura 3.11 destaca os resultados dessas FO para o ciclo em estudo.

Analisando a Figura 3.11, é possível concluir que há muitos poços desajustados, fora da região de aceite entre -1 e 1, e consequentemente não estão adequados, exceto para três poços. Mas, como o intuito é ajustar todas as FO simultaneamente, todos os poços têm que estar com a FO próxima na região de aceite definida. Numa primeira análise, o modelo numérico é considerado bom (etapa 6), logo a próxima etapa é a parametrização, ressaltando que a cada ciclo o modelo numérico pode ser reavaliado de acordo com a experiência do executor.





 $Figura \ 3.11: \ ST2 - AQNS \ de \ (a) \ Q_o, \ (b) \ Q_w, \ (c) \ Q_g, \ (d) \ BHP_p, \ (e) \ Q_i \ e \ (f) \ BHP_i.$

3.5.1.5. Etapa 8: Parametrização

Pela análise do AQNS de Q_o e Q_w na Figura 3.11, os poços PROD023A e PROD024A apresentam um desvio positivo alto e estão situados numa mesma região do reservatório, devido a uma falha mapeada totalmente selante, dividindo o modelo em duas regiões, como observado na Figura 3.12.



Figura 3.12: UNISIM-I-H – regiões 1 (azul) e 2 (vermelho) do reservatório.

Como existem modelos situados nas regiões de aceite para PROD023A e PROD024 (Figura 3.11), não é necessário realizar uma parametrização do problema. Com isso, uma etapa de redução de incertezas é realizada.

3.5.1.6. Etapa 9: Redução de Incertezas

Uma análise de sensibilidade dos parâmetros incertos utilizando as curvas de produção é realizada, definindo Q_o e Q_w como as séries de dados a serem analisadas. Nesta etapa, os poços da região 2 são escolhidos, com o intuito de identificar quais variáveis incertas estão apresentando um comportamento de produção diferente do histórico. A Figura 3.13 ilustra somente o atributo incerto WOC combinado aos seus níveis incertos e ao caso base (todos os níveis incertos no nível 0).



Figura 3.13: ST2 – análise de incerteza do WOC para Q_o e Q_w, para PROD23A, PROD024A e PROD025A.

A partir da análise da Figura 3.13, pode-se realizar uma redução de incertezas, onde os níveis wo1 (WOC1), wo2 (WOC2) e wo5 (WOC5) apresentam um comportamento diferente do histórico de produção e, com isso, eles podem ser eliminados. A Figura 3.14 ilustra o gráfico de densidade de probabilidade para o WOC antes e após a redução de incertezas.



Figura 3.14: ST2 – fdp do WOC antes e após a etapa de redução de incertezas.

Com isso, a etapa de redução de incertezas é executada, eliminado níveis, e parte-se para a próxima etapa do fluxograma (etapa 2: amostragem). Neste caso, como existe uma nova curva de densidade de probabilidade, os dados precisam ser reamostrados (etapa 2) e depois simulados (etapa 3), para que possa ocorrer novamente a etapa de quantificação e análise (etapa 4) e aceite dos resultados (etapa 5). Na Figura 3.15, observa-se o antes e depois da etapa de redução de incertezas para os ciclos ST2 e ST2H1, respectivamente, com destaque para os poços PROD023A e PROD024A.



Figura 3.15: ST2 e ST2H1 – AQNS de (a) Q_o , (b) Q_w , (c) $Q_g e$ (d) BHP_p.

Os resultados da Figura 3.15 mostram uma redução do desvio positivo apresentado inicialmente, mostrando um resultado excelente, com uma redução de cerca de 10, 20, 4 e 2 vezes o desvio inicial (ST2) apresentado para Q_o , Q_w , Q_g e BHP_p, respectivamente. Porém, os resultados estão além da região de aceite, dando continuidade ao fluxograma de trabalho proposto para este capítulo.

3.5.2. Caso 2: Modelo Numérico

O segundo caso de aplicação e demonstração do fluxograma proposto (Figura 3.1) é o ajuste no modelo numérico de simulação, sendo selecionado o ciclo ST2H3. Como as primeiras

partes do fluxograma (etapas 1, 2 e 3) já foram detalhadas, a etapa de diagnóstico e o aceite dos resultados são apresentadas a seguir para o ST2H3.

3.5.2.1. Etapas 4 e 5: Diagnóstico e Aceite dos Resultados

ST2H3 ST2H3 Vazão de Água Vazão de Óleo AQNS (adimensional) AQNS (adimensional) 30 0 20 -20 10 0 40 -10 NA20005 1, pp0009 JUJUD PRODOTO PRODOB PRODO24A PRODO25A WASD NA 2200000 PROD09 24210 DON2 NATA MAZ RODOOS PRODOTO PRODO24A PRODO25A RUSIO WAY JUN TOOMA PRODOZI PRODO23A NATA R00023P 2R00012 PRODOL RODO Poço Poço Região de Aceite + Cenários Região de Aceite + Cenários







Figura 3.16: ST2H3 – AQNS de (a) Qo, (b) Qw, (c) Qg, (d) BHPp, (e) Qi e (f) BHPi.

A partir do diagnóstico dos AQNS da Figura 3.16, os poços dos modelos não estão adequados. Além disso, é possível notar que as pressões dos poços produtores e injetores estão muito desajustadas, sendo necessária uma intervenção no modelo numérico para que as mesmas possam ser corrigidas.

3.5.2.2. Etapa 6: Modelo Numérico

Esta é uma etapa complementar à etapa de ajuste de histórico assistido, na qual a calibração do modelo numérico é realizada. Uma etapa de análise e propostas de mudanças é feita por existirem diversas opções.

3.5.2.3. Etapa 7: Análises e Mudanças

Nesta, a experiência do executor é levada em consideração, sendo necessário um ajuste prévio para que o modelo numérico represente as condições físicas do reservatório, a começar pela pressão dos produtores e injetores. Após uma análise, um ajuste na produtividade de produtores e injetores (no índice de poço) é proposto como mudança para calibrar o modelo numérico, dentre outras opções disponíveis. O índice de poço (*wi*) está representado pela Equação 3.6:

$$wi = \frac{Q_{fl}}{\mu_{fl}(P_{bloco} - P_{poço})}$$
3.6

onde Q_{fl} é vazão da fase fluido (óleo ou água), P_{bloco} é a pressão na célula da malha (bloco) onde está localizado o poço, $P_{poço}$ é a pressão no poço e μ_{fl} é a mobilidade da fase fluido (óleo ou água). É possível ajustar o *wi* dos poços produtores e injetores e ajustar diretamente a pressão dos poços. A Figura 3.17 ilustra o resultado dessas modificações, para os ciclos inicial e ajustado, ST2H3 e ST2H4g, respectivamente, somente para BHP_p e BHP_i.



Figura 3.17: ST2H3 e ST2H4g – AQNS de (a) e (b) BHP_p; e (c) e (d) BHP_i.

Pela análise da Figura 3.17, o ajuste da pressão para os poços produtores e injetores é realizado com sucesso, mostrando poços com uma redução na FO (AQNS) de, aproximadamente,

10 vezes. Os AQNS das outras FO não estão mostrados, pois estão muito próximos dos resultados anteriores (ST2H3), pois o objetivo desta etapa é ajustar somente a pressão dos poços. É importante destacar que, para chegar ao ciclo ST2H4g, são necessários 8 ciclos (ST2H4a, ST2H4b, até ST2H4h).

3.5.3. Caso 3: Parametrização com Dados de Produção de Poços

O terceiro caso de aplicação e demonstração do fluxograma proposto (Figura 3.1) é realizado a partir do ciclo ST2H4g, para que a parametrização do problema seja executada. Com isso, as Etapas 1, 2 e 3 seguem o mesmo procedimento detalhado anteriormente, seguido da etapa de diagnóstico e aceite dos resultados do caso ST2H4g apresentada a seguir.

3.5.3.1. Etapas 4 e 5: Diagnóstico e Aceite dos Resultados



A Figura 3.18 ilustra os resultados do AQNS para o ciclo ST2H4g.



Figura 3.18: ST2H4g – AQNS de (a) Qo, (b) Qw, (c) Qg, (d) BHPp, (e) Qi e (f) BHPi.

Pela análise da Figura 3.18, vê-se que existe um poço que está com o comportamento muito fora da região de aceite, PROD009, com um desvio positivo muito alto, produzindo pouco óleo (Figura 3.18(a)) e muita água (Figura 3.18(b)) do que o histórico e fora da região de aceite. Dessa forma, os resultados não estão adequados, e uma etapa de parametrização é executada para ST2H4g, seguindo o fluxograma da Figura 3.1, pois nenhuma outra etapa (redução e modelo numérico) surtiria um efeito desejado, centralizando os AQNS na região de aceite.

3.5.3.2. Etapa 8: Parametrização

Pela análise realizada anteriormente, não há nenhum procedimento que possa ser realizado a não ser a parametrização, de forma que os modelos simulados possam ficar no intervalo de aceitação (-1 e +1), mais precisamente, uma recaracterização geológica para gerar novas imagens.

3.5.3.3. Etapa 10: Recaracterização Geológica

Nesta etapa, uma recaracterização geológica integrada à inserção de poços virtuais e à geoestatística é proposta de forma a perturbar a região do PROD009 e gerar novas imagens. Na Figura 3.19, nota-se a existência de um poço muito próximo do poço PROD009, o poço NA2. Portanto, ambos são analisados de forma a garantir que, num raio de atuação da perturbação, uma melhora no ajuste do PROD009 não prejudique o ajuste do NA2.



Figura 3.19: ST2H4g – poços PROD009 e NA2.

Como o PROD009 está produzindo pouco óleo e muita água, a ideia é selecionar o pior modelo de simulação, numa etapa integrada de perturbação do modelo geológico com poço virtual, e então realizar alterações no modelo geológico e testá-las nesse modelo, numa etapa totalmente manual. Então, os poços virtuais são criados com características homogêneas, nível de continuidade de uma barreira parcialmente selante e com um intervalo de distribuição uniforme entre 0,05 e 0,10, seguindo a Tabela 3.2. Gerada a distribuição de porosidade, a permeabilidade e

as fácies são obtidas diretamente por serem funções da porosidade. Uma vez gerados os perfis sintéticos, a região a ser perturbada está localizada na frente de avanço de água, ou seja, entre esse poço e um injetor.

Após esses testes, é possível observar na Figura 3.20 os resultados do AQNS para todos os modelos simulados, com destaque para os poços NA2 e PROD009, antes e após a etapa de reparametrização, ou seja, para os ciclos ST2H4g e ST2H5, respectivamente.




Figura 3.20: ST2H4g e ST2H5 – AQNS de (a) Q_o , (b) Q_o ampliado⁴, (c) Q_w , (d) Q_w ampliado, (e) Q_g , (f) Q_g ampliado, (g) BHP_p e (h) BHP_p ampliado.

Pela Figura 3.20, observa-se uma melhora significativa para PROD009 e NA2 devido à aplicação de poço virtual integrado à caracterização geológica e geoestatística. Observa-se, principalmente nos gráficos ampliados (Figura 3.20(b) e Figura 3.20(d)), que, após essa parametrização, os modelos são centralizados na região de aceite definida. Ademais, a consistência geológica é mantida, como ilustra os histogramas da porosidade e permeabilidade antes e após a perturbação do modelo geológico com poços virtuais, pós-transferência de escala para simulação (sim) (Figura 3.21).

⁴ Visualização ampliada para um intervalo de 10 unidades de AQNS (-5 à +5).



Figura 3.21: UNISIM-I-H E ST2H5 – histograma pré e pós-perturbação utilizando poços virtuais para (a) porosidade e (b) permeabilidade.

A partir da análise da Figura 3.21, nota-se que o padrão de distribuição da porosidade e permeabilidade manteve-se com a perturbação do modelo com a técnica de poços virtuais. Assim, o processo integrado mostra-se eficaz para a etapa de ajuste de histórico assistido, mantendo a consistência geológica dos modelos gerados.

A Tabela 3.5 sintetiza as ações tomadas para cada ciclo, a partir de uma análise conjunta e assistida do AQNS (etapas 4 e 5).

Ciclo	Diagnóstico	Observação
ST2	Redução de incertezas	Atributo: WOC
ST2H1	Redução de incertezas	Atributo: K _{rw}
ST2H2	Redução de incertezas	Atributo: K _{rw}
ST2H3	Modelo numérico	Análise e mudança no <i>wi</i> , utilizando 8 ciclos (a, b, caté h), sendo escolhido o ciclo ST2H4g
ST2H4g	Parametrização	Recaracterização geológica: PNA2, P009
ST2H5	Parametrização	Recaracterização geológica: NA1A, NA2, PROD005, PROD010, PROD012, PROD021, PROD023A, PROD025A
ST2H6	Parametrização	Recaracterização geológica: PROD009, PROD014, PROD021, PROD025
ST2H7	Redução de incertezas	Atributo: Kz
ST2H8	Parametrização	Recaracterização geológica: PROD009, PROD005, PROD014
ST2H9	Parametrização	Recaracterização geológica: PROD010, PROD021
ST2H10	Parametrização	Recaracterização geológica: PROD009, PROD021, PROD025
ST2H11	Parametrização	Recaracterização geológica: PROD009
ST2H12	Parametrização	Recaracterização geológica: P005, P025
ST2H13	Modelo numérico	Análise e mudança no <i>wi</i> , utilizando 3 ciclos (a,b e c), sendo selecionada o ciclo ST2H13b

Tabela 3.5: Ajuste de histórico de produção de poços – resumo dos ciclos.

A Figura 3.22 ilustra a evolução individual do número de modelos no intervalo de aceite para cada ciclo e para as séries mais importantes: $Q_o e Q_w$.





Figura 3.22: Evolução do número de modelos aceitos para cada poço ao longo de cada ciclo, sendo ST2 (ciclo 0), ST2H1 (ciclo 1) e assim sucessivamente, até chegar no ciclo 13 (ST2H13b).

A partir dessa análise, uma evolução do número de modelos aceitos é observada. Se o trabalho se baseasse numa FO única, por exemplo, da vazão de óleo, o processo poderia ter sido finalizado no décimo ciclo, com uma aceitação de aproximadamente 60% dos modelos. Porém, esse não é o objetivo proposto neste trabalho.

A evolução do AQNS ao longo de cada ciclo está destacada na Figura 3.23. Para efeitos práticos, estão destacados os poços mais críticos: PROD005, PROD009, PROD021, PROD023A, PROD024A e PROD025A, para as funções mais importantes Q_o e Q_w.





Figura 3.23: ST2, ST2H1, ST2H2 até ST2H13b – AQNS para Q_o e Q_w.

Na Figura 3.23, fica evidente a evolução do processo de ajuste integrado à caracterização geológica mostrada ao longo deste estudo. Como os resultados apresentados são aceitos (etapa 5), a próxima etapa destacada no fluxograma é a do filtro (etapa 11).

3.5.4. Filtro

Nesta etapa, 400 novas imagens são geradas e adicionadas às 100 que estavam sendo utilizadas até o ciclo ST2H13b, de forma a aumentar o espaço de solução e, consequentemente, as chances de uma maior quantidade de modelos serem selecionados após a etapa de filtro.

O filtro consiste num ajuste simultâneo de todas as séries de dados de poços: Q_o , Q_w , Q_g , BHP_p, Q_i e BHP_i, permitindo que se possa trabalhar com várias séries locais, minimizando o desvio em relação ao histórico ao mesmo tempo, através do cálculo da FO (AQNS para cada poço e série de dados), pois todas FO geram informações úteis para se medir a qualidade do modelo. Assim, os modelos selecionados para a primeira FO (Q_o) são utilizados na etapa de seleção da próxima FO (Q_w) e assim sucessivamente, até a última FO (BHP_i), restando somente modelos que passam por todas FO simultaneamente, depois de passarem uma a uma, numa espécie de filtragem dos modelos.

O resultado desta etapa para o ST2H13b são cinco modelos de simulação que passam simultaneamente pelos limites de aceitação definidos na Tabela 3.3. A partir das características desses modelos, executa-se uma redução de incertezas. As etapas do fluxograma (Figura 3.1) são realizadas na seguinte ordem para resultar no caso ST2H13bAF:

- Etapa 9: redução de incertezas, redistribuindo e eliminando níveis, a partir das características dos modelos que passam pelo filtro (ST2H13b);
- Etapa 2: reamostragem dos atributos incertos para o caso ST2H13bAF;
- Etapa 3: simulação dos 500 modelos gerados na etapa 2, resultando no ciclo ST2H13bAF;
- Etapas 4 e 5: Quantificação, diagnóstico e análise dos resultados.

Portanto, o resultado da última etapa (diagnóstico), para o ciclo ST2H13bAF, pode ser visualizado na Figura 3.24.



Figura 3.24: ST2H13bAF – AQNS de (a) Qo, (b) Qw, (c) Qg, (d) BHPp, (e) Qi e (f) BHPi.

Com base no diagnóstico da Figura 3.24, conclui-se que os modelos continuam dentro da região de aceite (-1 e +1), sendo possível executar a etapa de seleção dos modelos (etapa 11 - filtro). Esta etapa apresenta como resultado 25 modelos, ou seja, um aumento de cinco vezes em relação ao ST2H13b, sendo possível realizar uma etapa de aplicação para prever o comportamento da produção ao longo do tempo e checar a confiabilidade dos modelos selecionados.

3.5.5. Previsão de Produção

A etapa de aplicação consiste na extrapolação da produção acumulada de óleo, água e gás do campo, pressão média do reservatório e injeção acumulada de água para os 25 modelos selecionados (filtrados) e dos 100 modelos iniciais (ST2). A realização da previsão da produção tende a confirmar a consistência do ajuste de histórico proposto e executado. Nesta fase de extrapolação (previsão feita para os próximos 19 anos), as condições de operação e monitoramento dos poços, que são baseadas nos limites estabelecidos para o UNISIM-I-R, assumem as seguintes hipóteses:

- Líquido produzido com vazão máxima possível do campo, isto é, 2.000 m³/dia;
- Pressão mínima de produção definida pelo último valor medido no período de histórico;
- Corte de água de 90%, razão gás-óleo máxima de 200 m³/m³ e vazão de óleo mínima de 20 m³/dia para monitoramento e fechamento dos produtores, caso a condição seja atingida;
- Água injetada com vazão máxima possível do campo, ou seja, 5.000 m³/dia;
- Pressão máxima de injeção definida pelo último valor medido no período de histórico.

Na Figura 3.25, é possível observar a extrapolação antes (ST2) e após (ST2H13bAF) a aplicação da metodologia proposta neste trabalho.



Figura 3.25: Etapa de validação do ajuste de poços – previsão da produção para 10957 dias.

Na Figura 3.25, o comportamento futuro do campo mostra bons resultados para óleo, gás e pressão média do reservatório, qualitativamente.

Da mesma forma que um indicador de desempenho (AQNS) foi criado para quantificar o ajuste dos modelos perante aos dados de histórico, faz-se necessário adotar o mesmo procedimento para os dados de previsão, ou seja, os dados observados nesta etapa são os do modelo de referência para a previsão de produção. Assim, uma medida do desvio dos dados de previsão perante aos dados observados do modelo de referência é realizado, utilizando o AQNS para as funções de desempenho do reservatório, isto é, produção acumulada de óleo (Np), água (Wp) e gás (Gp), e injeção acumulada de água (Wi), com base nos critérios de aceitação definidos na Tabela 3.6.

Série de Dados de Poços	γ	δ
(FO)	(%)	(Unidades FO)
Np	10	0
Wp	10	100
Gp	20	0
Wi	5	0

Tabela 3.6: Níveis de aceitação definidos para cada FO de poço para o período de previsão.

É importante destacar que os mesmos critérios utilizados para normalizar FO no período de histórico são utilizados nesta etapa, ou seja, os limites de aceitação definidos para Q_o , Q_w , Q_g e Q_i são os mesmos para Np, Wp, Gp e Wi respectivamente. Dessa maneira, a Figura 3.26 destaca, quantitativamente, a análise dos resultados para a previsão, comparando os dados do ciclo inicial (ST2P) com os do ciclo ajustado com dados de produção de poços (ST2H13P) extrapolados para 10957 dias.





Figura 3.26: ST2 (ciclo inicial) e ST2H13P (ciclo ajustado com dados de produção de poços) – AQNS para previsão de produção (a) e (b) Np; (c) e (d) Wp; (e) e (f) Gp; e (g) e (h) Wi.

De forma complementar, os resultados da Figura 3.26 ratificam os observados nos gráficos da Figura 3.25, ilustrando e quantificando a qualidade do ajuste obtida após o procedimento de calibração com dados de produção, mas com a ressalva de que alguns poços ainda estão desajustados, para o período de histórico e previsão. Assim, ciclos extras poderiam ser rodados, seguindo o fluxograma de trabalho proposto, de forma a melhorar o ajuste e, consequentemente, a qualidade dos modelos gerados para a extrapolação da produção do campo.

3.6. Conclusões

A principal contribuição deste capítulo é a proposta de solução para o problema de ajuste de histórico de poços integrado à caracterização de reservatórios de petróleo e simulação numérica de reservatórios, mantendo a consistência geológica e numérica dos modelos gerados. Além disso, uma nova proposta de caracterização de reservatórios utilizando poços virtuais é apresentada durante a parametrização do processo integrado à geoestatística (imagens) e atributos, de forma a assegurar modelos geológicos realistas, sem criar descontinuidades geológicas.

Uma forma de combinar diferentes FO simultaneamente é aplicada para ajustar os modelos considerando os dados de produção de poços disponíveis. A aplicação mostra-se eficaz no ajuste simultâneo das FO de produção dos poços, apresentando uma solução contendo múltiplas

soluções que são modelos de reservatório que passam pelos critérios de seleção (aceite) definidos previamente.

A etapa de seleção dos modelos decorrente do ajuste simultâneo das FO definidas é importante para que possa ser realizada uma previsão de produção sob incertezas confiável, principalmente pelo fato de o processo ser realizado a partir de poços ajustados e a consistência geológica e numérica de modelos.

O resultado da previsão de produção ilustra que modelos bem ajustados resultam em previsões de produção aceitáveis, isto é, modelos que passam pelo nível de aceitação, definido simultaneamente para FO de poço durante o período de histórico, possuem boas chances de apresentar resultados de previsão de produção confiáveis.

4. AJUSTE DE HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DE POÇOS E MAPAS

O uso da S4D tem apresentado avanços significativos na fase de desenvolvimento e gerenciamento do campo, principalmente no monitoramento da produção, identificando e mapeando os fluidos presentes no reservatório. A demanda por modelos consistentes no período de histórico e a necessidade de gerar previsões mais confiáveis na extrapolação da produção do campo ressaltam a importância de realizar uma boa calibração do modelo. O processo de ajuste é multidisciplinar, envolvendo a coleta de dados do reservatório, a caracterização geológica, os processos de transferências de escala, a simulação numérica de reservatórios, a análise dos resultados, a compreensão profunda dos mecanismos atuantes no reservatório e a teoria dos problemas inversos.

Esta parte do trabalho tem como escopo a calibração de modelos usando o processo de ajuste de histórico integrado à caracterização de reservatórios e aos dados de S4D, com ênfase nesta última, pois o ajuste e a caracterização já foram discutidos no Capítulo 3. A inclusão do atributo espacial da S4D (impedância) ao processo de ajuste é um passo adicional ao Capítulo 3 e justifica-se pela busca por modelos mais calibrados, pois somente o ajuste de poços (informações localizadas), em geral, não é suficiente para determinação de modelos confiáveis. Assim, a inclusão da impedância ao modelo calibrado (poços) auxilia na caracterização de reservatórios (reparametrização), diminuindo o desajuste de poços e calibrando simultaneamente FO de poços e mapas. Em uma etapa inicial de ajuste de histórico, os modelos estão desajustados para dados de poços e mapas. Portanto, esta etapa poderia ter sido realizada com modelos totalmente desajustados, mas inviabilizaria quantificar o ganho da informação 4D no ajuste dos modelos.

A sísmica sintética gerada neste trabalho utiliza dados estáticos e dinâmicos do reservatório e um modelo petro-elástico integrado ao processo de ajuste. A calibração dos modelos é feita simultaneamente com a adição de mapas no cálculo das FO, mantendo as calibrações de poços, descritas no capítulo anterior. A metodologia proposta neste capítulo apresenta as informações 4D como característica, pois permitem ajustes localizados. A seleção de uma escala e domínio para a comparação dos dados é adicionado ao escopo deste capítulo.

O destaque deste capítulo está em mostrar que a metodologia desenvolvida no Capítulo 3, voltada ao ajuste com dados de produção de poços, pode ser estendida aos casos com dados de S4D. O ajuste integrado à caracterização de reservatórios e à nova informação 4D é feito a partir de modelos ajustados para poços (Capítulo 3). Destaca-se ainda que a adição desta nova informação auxilia na reparametrização do problema, melhorando a calibração dos poços e mantendo a consistência geológica durante o período de ajuste. Os modelos ajustados e selecionados simultaneamente para FO de poços e mapas resultam em uma previsão de produção mais confiável, destacando o ganho na qualidade desses modelos durante a extrapolação.

4.1. Introdução

A utilização da sísmica 4D no escoamento de fluidos teve o seu primeiro trabalho lançado por Nur (1989). Neste, o autor faz referência à importância de compreender o comportamento dos fluidos presentes no reservatório para um total aproveitamento no desenvolvimento da geofísica, até então definida como uma nova tecnologia. Apesar dos resultados técnicos satisfatórios obtidos ao longo dos anos, uma comprovação da viabilidade econômica ainda precisava ser apresentada. Assim, Archer *et al.* (1993) mostram o potencial da sísmica de monitoramento, mas dependendo do reservatório, pode não trazer os resultados esperados (Lumley e Behrens, 1998). Como resultado desse processo, o número de trabalhos integrados à S4D começa a aumentar de forma significativa, validando o crescimento previsto por Archer *et al.* (1993), os quais se destacam a integração com a caracterização de reservatórios (Huang *et al.*, 1997; Skorstad *et al.*, 2006); gerenciamento e otimização da produção (Staples *et al.*, 2002; Oliveira, 2008); petrofísica (Santos *et al.*, 2003); ajuste de histórico (Gosselin *et al.*, 2003; Mezghani *et al.*, 2004; Ida, 2009; Davolio *et al.*, 2011; Miljeteig, 2011; Emerick e Reynolds, 2012) e previsão de produção (Khazanehdari *et al.*, 2005).

Com a evolução da tecnologia na aquisição de novas informações, as técnicas de ajuste e caracterização de reservatórios precisavam ser melhoradas, no intuito de aproveitar o valor de cada informação de forma adequada e não isolada. Geólogos, geofísicos e engenheiros têm

estudado constantemente a distribuição espacial das propriedades de reservatório para promover uma integração quantitativa adequada, com o intuito de buscar modelos confiáveis durante o período de ajuste e previsão de produção, num problema inverso de múltiplas soluções (Tavassoli *et al.*, 2004; Cancelliere *et al.*, 2011).

A utilização de informações espaciais durante o processo de ajuste de histórico é de vital importância na busca por modelos calibrados, principalmente nos reservatórios com alto grau de heterogeneidade. Em geral, as heterogeneidades nos reservatórios de petróleo não podem ser mapeadas somente com um ajuste de poços, pois são informações locais e limitadas pela área ao redor dos poços, com valores médios entre eles. Os dados de produção de poços podem conter informações insuficientes para um ajuste de histórico de modelos heterogêneos e/ou com parâmetros estruturais de grande escala (Maschio e Schiozer, 2004; Gross, 2006). Dessa forma, surge a necessidade de condicionar os dados disponíveis aos modelos. Esses dados são definidos como incertos e são tratados durante o período de histórico para serem avaliados durante o ciclo de ajuste assistido (modelagem geológica, sísmica e simulação). Como resultado, modelos de simulação ajustados e consistentes geológica e numericamente são gerados.

Um estudo integrado de ajuste de histórico, caracterização de reservatórios e S4D passa a ser fundamental na obtenção de modelos confiáveis. Assim, a S4D torna-se importante, pois permite complementar os dados de poços, que são contínuos no tempo, mas possuem valores médios na região entre poços, com informações espaciais densas, porém espaçadas no tempo.

Muitas vezes, esse procedimento é realizado a partir de modelos desajustados para dados de poços e mapas, ficando a dúvida se a informação da S4D realmente apresenta ganhos no processo quando comparado ao ajuste tradicional, considerando-se somente dados de poços, como destacado por Ida (2009). Como a S4D também permite ajustes locais, por conter informações da movimentação dos fluidos presentes no reservatório, uma metodologia integrada com essa característica é apresentada durante a calibração dos modelos, partindo de um modelo previamente ajustado (poços) para realizar o ajuste de histórico, adicionando dados de mapas (S4D).

A informação sísmica utilizada neste trabalho é a da impedância acústica da onda compressional (IP) e cisalhante (IS). Esses parâmetros são medidos indiretamente do reservatório

e são importantes no entendimento das mudanças nas respostas sísmicas devido à mudança dos fluidos presentes no reservatório (produção). Como diferentes medidas de impedâncias podem ser feitas ao longo do tempo, utiliza-se a informação 4D com o intuito de identificar regiões que sofrem alterações ao longo da produção do campo.

Os dados de sísmica 4D variam no tempo (propriedades dinâmicas), apresentando os mesmos parâmetros de aquisição (geometria, abertura das linhas de tiro e receptoras, quantidade de estações receptoras, pontos de tiro etc.) do reservatório para diferentes tempos de levantamento. Converter as mudanças de pressão e saturação numa resposta sísmica (mudanças da velocidade da onda P e S e densidade) requer conhecimento das propriedades das rochas. A partir do modelo físico das rochas é possível obter as relações entre as mudanças de saturação e pressão de poro ao longo do reservatório. Uma vez estabelecida essas relações, a modelagem sísmica pode ser obtida diretamente a partir do modelo físico das rochas. Assim, uma boa compreensão das mudanças nos parâmetros sísmicos e nas propriedades de reservatório é de vital importância para que seja realizado um bom ajuste de histórico. Neste trabalho, incertezas no modelo petro-elástico não são consideradas, mas um erro aleatório é adicionado ao resultado final da modelagem, para que os resultados se aproximem da realidade (presença de ruídos, erros nos levantamentos sísmicos e o efeito da baixa resolução vertical).

4.2. Objetivos

Os objetivos do trabalho descrito neste capítulo são:

- Proceder ao ajuste de histórico integrado à caracterização de reservatórios e S4D, partindo de modelos ajustados aos dados de produção de poços obtidos no Capítulo 3;
- Mostrar que a metodologia desenvolvida no Capítulo 3 pode ser estendida para casos com dados de S4D;
- Realizar de forma simultânea o ajuste de todas FO de poços e mapas;
- Manter a consistência geológica durante o período de histórico para realizar um gerenciamento do reservatório mais confiável.

4.3. Metodologia

Uma metodologia de ajuste de histórico integrada à caracterização de reservatórios sob incertezas, simulação numérica e sísmica 4D é proposta nesta parte do trabalho como uma etapa adicional ao fluxograma proposto no capítulo anterior (Figura 3.1). Novos passos são indicados e quantificados para atingir o objetivo global proposto nesta parte do trabalho.

Os passos definidos na metodologia são os mesmos propostos na Figura 3.1, com exceção da quantificação e diagnóstico do afastamento (etapa 4) que considera, além dos dados de produção de poços, os mapas de S4D (impedância). Assim, a FO de mapas é incorporada à análise simultânea durante a quantificação do ajuste, com o propósito de auxiliar na reparametrização do problema. É necessário definir um modelo petro-elástico para essa FO. O detalhamento dessa etapa adicional está descrito a seguir.

4.3.1. Etapa 4: Quantificação e Diagnóstico para Mapas

Em qualquer fluxograma quantitativo desenvolvido com intuito de se ajustar modelos de reservatório aos modelos sísmicos 4D é necessário a utilização de modelos petro-elástico, que relacionem propriedades de rochas e fluidos às propriedades elásticas. No entanto, muitas escalas estão envolvidas no processo, sendo destacadas as geológicas, de simulação e sísmicas. Neste trabalho, a sísmica de referência e a de simulação é gerada na escala do UNISIM-I-R e UNISIM-I-H, respectivamente. Posteriormente, as sísmicas obtidas nas suas respectivas escalas são adequadas à escala sísmica. Na sísmica observada, originada do UNISIM-I-R, é adicionado um ruído. Portando, os dados sísmicos observados (referência) são frutos de uma modelagem petro-elástica dos dados de referência (UNISIM-I-R), acrescidos de um processo de transferência de escala para a malha sísmica e da adição de um ruído. Os dados sísmicos simulados são resultados de uma modelagem petro-elástica dos dados simulados (UNISIM-I-H) e de um processo de transferência de simulação de uma modelagem petro-elástica dos dados simulados simulados (UNISIM-I-H) e de um processo de transferência de escala para a malha sísmica. O atributo sísmico definido é a diferença de IP e IS nos tempos base (t_0) e monitor (t_2). No APÊNDICE F é detalhada a modelagem petro-elástica utilizada neste trabalho.

Nesta etapa utiliza-se um método para quantificar e diagnosticar o desajuste dos modelos simulados perante o histórico de produção e mapas (S4D). A análise voltada aos dados de poços foi realizada no Capítulo 3, sendo necessário acrescentar um termo para os dados de mapas. Porém, antes que esse termo seja acrescentado, alguns termos são definidos.

 Afastamento simples de mapas: é a somatória das diferenças entre os blocos do modelo de referência e o simulado para todas as células da malha, sendo representando por:

$$ASM = \sum_{\forall ijk} (obs_{ijk} - sim_{ijk})$$
 4.1

sendo obs_{ijk} e sim_{ijk} o valor observado (histórico) e simulado no bloco ijk respectivamente.

Como o atributo sísmico definido é uma propriedade espacial, é necessária a definição de regiões, para que os efeitos de cada série de dados (FO) de mapas sejam quantificados.

 Afastamento simples de mapas para uma região: é a somatória das diferenças entre os blocos do modelo de referência e simulado para uma determinada região. A equação que representa essa definição é dada por:

$$ASMR = \sum_{\forall ijk \in \mathbb{R}} (obs_{ijk} - sim_{ijk})$$
4.2

sendo obs_{ijk} e sim_{ijk} o valor observado (histórico) e simulado no bloco ijk, da região R, respectivamente.

 Afastamento quadrático de mapas com sinal para uma região: é a somatória dos quadrados das diferenças entre os blocos do modelo de referência e simulado para uma região, acrescido do sinal do ASMR, descrito pela equação a seguir:

$$AQMSR = \frac{ASMR}{|ASMR|} \times \sum_{\forall ijk \in \mathbb{R}} (obs_{ijk} - sim_{ijk})^2$$
 4.3

 Afastamento quadrático de mapas normalizado com sinal para uma região: o AQMSR de todos os modelos gerados resulta em barras que indicam a qualidade dos modelos para cada região. Assim, valores normalizados são gerados a partir da definição de um nível de aceitação da propriedade (mapa) em relação aos dados observados (histórico), resultando em barras normalizadas (AQMNSR), que são utilizados como um indicador de desempenho para mapas, de forma a complementar os indicadores previamente definidos para poços, seguindo a Equação 4.4.

$$AQMNSR = \frac{AQMSR}{AQMSRA}$$
 4.4

onde *AQMSRA* é o afastamento quadrático de mapas com sinal por região aceitável em relação ao dado observado definido pela equação a seguir:

$$AQMSRA = \sum_{\forall ijk \in \mathbb{R}} (obs_{ijk} \times \gamma + \delta)^2$$

$$4.5$$

onde γ é o nível de aceitação definido para cada mapa, com base em um desvio aceitável em relação aos dados observados e δ uma constante adimensional para evitar que o cálculo seja feito para blocos com valores iguais a zero.

A Tabela 4.1 apresenta as séries de dados de mapas acrescentadas às de poços (Tabela 3.1).

Descrição	Série de Dados de Mapas
Diferença de impedância da onda P	DIP
Diferença de impedância da onda S	DIS

Tabela 4.1: Série de dados para propriedades de mapas

É importante destacar que na prática, DIS é muito difícil de ser obtido, resultando em uma informação menos confiável (baixo valor de confiabilidade (γ)). Da mesma forma que os indicadores para poços indicam uma tendência nos dados apresentados, os indicadores de mapas também, como pode ser visualizado a seguir.



Figura 4.1: Exemplo de um gráfico do AQMNSR de propriedades de mapas por região.

Um aumento da quantidade de água (S_w) em uma célula da malha do modelo de reservatório resulta num aumento do valor de IP, pois a velocidade da onda acústica na água é maior do que a do óleo, sem considerar os efeitos da pressão no cálculo de IP. Os efeitos de pressão estão diretamente relacionados à pressão exercida nos poros das rochas do reservatório e quanto menor a variação da pressão de poros, maior será o contato entre os grãos e, consequentemente, maior a variação de impedância acústica. Assim, uma variação positiva de S_w (DS_w) resulta numa variação positiva de IP (DIP), representado pela diferença entre um mapa no tempo de monitoramento (M) e outro no tempo base (B), ou seja, DIP(M) – DIP(B), como destacado na Figura F.8. Quando normalizado, valores positivos de AQMNSR (DIP) de uma região indicam uma produção de água acima do observado pela sísmica e vice-versa. No exemplo da Figura 4.1(a), as regiões R001, R006 e R003 estão dentro da região de aceite definida e as regiões R002, R004, R005 e R007 necessitam percorrer o fluxograma de trabalho proposto com o intuito de calibrar os modelos, mantendo a consistência geológica e numérica ao final do processo. Os efeitos da pressão e saturação impactam no cálculo de IP, então é importante ter esse conhecimento ao assumir a relação direta entre DIP e DS_w.

No caso da relação da pressão com IS, uma diminuição da pressão, por exemplo, numa região próxima a um poço produtor, resulta no aumento do valor de IS. Portanto, um valor negativo na variação da pressão (DPres) numa região faz com que DIS seja positivo (Figura F.8). Assim, quando normalizados, valores positivos e negativos de AQMNSR (DIS) indicam uma

pressão acima e abaixo da pressão observada (referência), respectivamente. No exemplo da Figura 4.1(b), as regiões R004, R006 e R007 estão no intervalo de aceite definido e as outras regiões necessitam percorrer o fluxograma de trabalho proposto para realizar o ajuste.

É importante destacar que os atributos sísmicos, DIP e DIS, são utilizados neste trabalho de forma a auxiliar na reparametrização do problema, identificando possíveis falhas e canais, pela análise das diferenças entre o modelo de referência e o simulado. Além disso, DIS é pouco sensível ao efeito de mudança de saturação, permitindo "separar" o efeito da pressão. Assim, as mudanças propostas são baseadas no movimento dos fluidos presentes no reservatório. A análise dos gráficos da Figura 4.1 tende a confirmar a análise qualitativa de fluxo dos fluidos observados no reservatório.

As etapas descritas no fluxograma, apresentada na Figura 3.1, adicionadas da informação de mapas, são percorridas até atingir um nível de aceitação pré-estabelecido.

4.4. Estudo de Caso

A validação da metodologia proposta neste capítulo está baseada no modelo UNISIM-I-H, seguindo as mesmas premissas definidas no Capítulo 3, isto é, um reservatório em um estágio de pós-desenvolvimento do campo, com 11 anos de histórico de produção e 25 poços produtores e injetores (APÊNDICE E), com a exceção do modelo estar ajustado para dados de poços (ciclo ST2H13bAF).

O modelo petro-elástico, utilizado neste capítulo, está baseado na modelagem apresentada no APÊNDICE F. A utilização do atributo sísmico, diferença de impedância acústica (DIP) e cisalhante (DIS), tem como objetivo destacar as diferenças entre o modelo de referência (UNISIM-I-R) e o modelo de ajuste (UNISIM-I-H) e auxiliar na reparametrização do problema.

Para que as diferenças de mapas sejam computadas, é necessário definir regiões ao longo do reservatório. Assim, informações de mapas, por região, são adicionadas ao processo de ajuste integrado, complementando as análises feitas para dados de produção de poços. Neste caso, polígonos de Voronoi são utilizados para definir as regiões de ajuste de mapas, baseado na localização dos poços injetores (Figura 4.2), sendo independente das propriedades físicas do reservatório (Todd Hoffman e Caers, 2005; Gervais-Couplet *et al.*, 2007). Outras técnicas

poderiam ter sido testadas e utilizadas para a definição das regiões de ajuste, mas não é o objetivo deste trabalho.



Figura 4.2: Regiões definidas para o cálculo do AQMNSR

Os limites de aceitação definidos para cada série de dado de produção de poços são os mesmos definidos na Tabela 3.3, pois esta etapa do trabalho é complementar ao processo do Capítulo 3. Os limites definidos para as séries de mapas (DIP e DIS) podem ser vistos na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Níveis de aceitação definidos para cada série de dados de mapa.

Série de Dados de Mapas (FO)	γ (%)	δ (unidades FO)
DIP	30	22000
DIS	30	15000

Para fins práticos de aplicação e ilustração da metodologia proposta nesta parte do trabalho, os valores de aceitação de DIP e DIS são assumidos como iguais. O alto valor de aceitação para essas séries de dados é relacionado aos erros decorrentes do processo de transferência de escala, da qualidade da aquisição sísmica e da delimitação das regiões de ajuste que abrangem todo o reservatório devido ao método de diagrama utilizado. O valor de δ é, aproximadamente, 5% do valor máximo de cada série de mapas. Esses valores são mantidos até o final do processo, ou seja, até as etapas de seleção dos modelos (filtro) e aplicação.

Os atributos incertos, considerados nesta etapa do trabalho, são os mesmos definidos para o modelo UNISIM-I-D (item 2.4 e APÊNDICE B), porém com um número de incertezas reduzido, pois o processo inicia-se a partir de um modelo ajustado para poços (ST2H13bAF).

4.5. Resultados

O ajuste de histórico proposto neste capítulo parte de 25 modelos ajustados e selecionados no Capítulo 3 a partir dos critérios de aceite definidos para FO de produção de poços. Nesta etapa do ajuste, informações 4D são utilizadas na definição das FO de mapas para o ajuste simultâneo e no auxílio à reparametrização do problema. A Figura 4.3 ilustra o resultado do AQMNSR de DIP e DIS.



Figura 4.3: ST2H13bAF – AQMNSR de (a) DIP e (c) DIS para o intervalo dos dados e, (b) DIP e(d) DIS ampliado de -5 à +5, com destaque para a região de aceite.

Na Figura 4.3 observa-se que os resultados para mapas não estão dentro da faixa de aceite e que o modelo numérico já está reproduzindo, coerentemente, as características físicas do reservatório (fluxo e pressão). Assim, uma parametrização do problema é proposta, com base na análise dos dados de produção dos poços (AQNS), de mapas (AQMNSR) e da análise qualitativa dos dados observados (Figura F.11(b) e Figura F.11(d)), com a identificação de possíveis canais e barreiras (falhas).

Com a incorporação da informação 4D ao processo integrado de ajuste de histórico e caracterização de reservatórios, as etapas de ajuste descritas na metodologia (Figura 3.1) passam a focar na etapa de parametrização do reservatório (etapa 8). Nessa etapa, o modelo é perturbado em regiões específicas do campo com a utilização de poços virtuais, que são alocados em regiões desajustadas e direcionados pelas análises qualitativa (mapa) e quantitativa (AQMNSR) da informação 4D.

O ciclo apresentado a seguir é o que melhor se ajusta durante a aplicação do fluxograma integrado de ajuste com caracterização de reservatórios e S4D. A consistência dos modelos geológicos criados utilizando poços virtuais já foi apresentada (Figura 3.21) e não será tratada neste capítulo.

4.5.1. Caso 4: Parametrização com Dados de Poços e Mapas

Avanços foram alcançados no decorrer da abordagem do primeiro ciclo (ST2H13bAF) considerando-se informações 4D na realização da parametrização do problema. Assim, a Figura 4.4 destaca o resultado comparativo desse ciclo com o melhor ciclo de ajuste (ST2H17), utilizando informações de produção de poços e S4D. Na Figura 4.4 são apresentadas somente as FO de poços mais importantes, Q_o e Q_w, lembrando que somente 25 modelos, pós- filtragem das FO de produção de poços, estão sendo considerados nesta etapa do trabalho.



Figura 4.4: ST2H17 – AQNS de (a) e (b) Q_o ; e (c) e (d) Q_w

A partir do diagnóstico dos AQNS da Figura 4.4, é possível observar que ocorre um aumento do número de modelos na faixa de aceite. Porém, para alguns poços, como é o caso do PROD024A e PROD025A, houve uma perda sútil na qualidade dos modelos gerados, decorrentes da descentralização dos modelos na faixa de aceite.

Além do AQNS, plota-se o AQMNSR de DIP e DIS para cada região definida nesta parte do trabalho, como destacado na Figura 4.5.



Figura 4.5: ST2H17 – AQMNSR de (a) e (b) DIP; e (c) e (d) DIS.

No caso das séries de mapas, AQMNSR para DIP e DIS, destacadas na Figura 4.5, é possível notar uma melhora nos resultados para algumas regiões, mas mesmo assim os modelos gerados ainda continuam aquém de satisfatórios e ainda não permitem a realização das próximas etapas de aceite e validação (filtro e aplicação).

Contudo, ciclos adicionais não são realizados, pois esta parte do trabalho tem como objetivo inserir uma metodologia de análise que pode seguir novos passos até o completo ajuste de produção de poços e, principalmente, das regiões de mapas. Tal metodologia é caracterizada pela consistência dos modelos gerados para a etapa de histórico e previsão, estendendo-a para dados de S4D e ilustrando o ganho que a informação 4D pode trazer ao processo de ajuste.

Assim, a Tabela 4.3 resume as ações tomadas em cada ciclo, a partir de uma análise conjunta e assistida do AQNS e AQMNSR (etapas 4 e 5).

Tabela 4.3: UNISIM-I-H (ajuste de poços e mapas) – resumo dos ciclos.

Ciclo	Diagnóstico	Observação
ST2H14	Parametrização	Recaracterização geológica: PROD005 e INJ005
ST2H15	Parametrização	Recaracterização geológica: PROD009 e PROD021
ST2H16	Parametrização	Recaracterização geológica: PROD010, PROD012, PROD021 e PROD024A
ST2H17	Parametrização	Recaracterização geológica: PROD025A e PROD012

A evolução do AQNS e AQMNSR ao longo de cada ciclo é destacada na Figura 4.6, delineando a evolução do processo de ajuste integrado aos dados de produção e S4D, apresentando como destaque Q_o e Q_w para PROD005, PROD009, PROD012, PROD021 e PROD023A e, DIP (R015 e R022) e DIS (R007 e R023).







Figura 4.6: ST2H13bAF, ST2H14, ST2H15 até ST2H17 – AQNS para Q_o e Q_w para alguns poços e AQMNSR para DIP e DIS para algumas regiões.

Na Figura 4.6, observa-se uma evolução do número de modelos aceitos (AQNS), durante o ajuste integrado à caracterização geológica e sísmica 4D, ilustrando o ganho que a informação 4D adiciona à reparametrização do problema. No caso do AQMNSR, houve uma melhora nas regiões destacadas, mas existe a possibilidade de reduzir esse indicador, em vista do alto grau de incertezas e heterogeneidades presentes no reservatório. Além disso, os resultados mostram que a metodologia proposta no Capítulo 3 pode ser estendida para casos com informação 4D e destacam alguns ganhos para a calibração do modelo para futuras aplicações. Para melhorar a eficiência do processo de ajuste de histórico integrado, mais ciclos deveriam ser realizados devido à adição de novos parâmetros a serem ajustados. Porém, eles não foram realizados para um ajuste total das FO de mapas, como citado anteriormente.

Os modelos apresentados para o ciclo ST2H17 possuem modelos na região de aceite para FO de poços. Assim, amplia-se o nível de aceitação para FO de mapas com a intenção de que os modelos sejam filtrados e analisados posteriormente.

4.5.2. Filtro

Nesta etapa, um filtro, consistindo basicamente de FO de poços (Q_o , Q_w , Q_g , BHP_p, Q_i e BHP_i) e de mapas (DIP e DIS) é aplicado, selecionando, simultaneamente, 3 modelos, do total de 25. Os níveis de aceite para os poços são mantidos, mas para mapas é ampliado. Essa ação justifica-se pela forma como a informação 4D é utilizada nesta parte do trabalho, isto é, na parametrização e no ajuste de poços. Com os modelos selecionados, uma etapa de aplicação pode ser executada.

Todavia, uma análise qualitativa de um modelo que passa pela etapa de filtro é realizada, de forma a verificar os valores obtidos para AQMNSR, em destaque na Figura 4.7. Nessa figura está destacada a distribuição de DIP para os dados observados (DIP-OBS) e para um modelo simulado. O modelo simulado foi escolhido a partir do ciclo ST2H17 (imagem 111), levando em consideração o modelo que apresentou o melhor ajuste para dados de produção de poços e de mapas dentro do ciclo destacado, passando pelos critérios de aceitação definidos para poço (AQNS).



Figura 4.7: DIP-OBS e ST2H17 (imagem 111) – DIP (camadas 1 e 6) para o modelo filtrado para os dados de produção de poços, mas não pelo de mapas completamente, com algumas regiões com um erro mais acentuado.

Em algumas regiões da Figura 4.7 observa-se uma maior movimentação do fluido deslocante (água), em relação ao deslocado (óleo), com base no dado observado (DIP-OBS). Uma análise dos resultados mostra que os modelos, que passam pela etapa de filtro, apresentam um VOOIP menor do que o valor de referência em, aproximadamente, 7%.

Finalizada essa etapa de análise, os modelos que apresentam menor AQMNSR são escolhidos, ampliando o valor de aceitação previamente definido para mapas, com a intenção de que uma etapa de aplicação seja realizada, e consequentemente, a validação também se efetue.

4.5.3. Previsão de Produção

Após o ajuste, é feita a extrapolação da produção acumulada de óleo, água e gás, pressão média e injeção acumulada de água do campo para os ciclos ajustados somente com dados de poços e ciclos ajustados com dados de poços e sísmica 4D. Essa previsão tende a confirmar a consistência do ajuste de histórico com dados de poços e sísmica 4D. As hipóteses assumidas para realizar a previsão, seguem as mesmas definidas no Capítulo 3 (Item 3.5.5). Na Figura 4.8, é possível observar a extrapolação para os modelos ajustados do melhor ciclo com dados de poços, AH (Poços), e com dados de mapas, AH (Poços e Mapas).

O comportamento futuro do campo, ilustrado na Figura 4.8, destaca a qualidade dos modelos selecionados com o histórico de óleo, água, gás e pressão média do reservatório, mesmo com algumas regiões não sendo ajustadas adequadamente na região de aceite definida para FO de mapas. Além disso, observa-se o ganho que a adição da informação 4D traz ao processo de ajuste, em comparação aos modelos ajustados considerando somente dados de poços.





Figura 4.8: Etapa de validação do ajuste de poços e mapas – previsão da produção para 10957 dias.

Para auxiliar na análise qualitativa destacada na Figura 4.8, o AQNS é mostrado para as funções de Np, Wp, Gp e Wi (Figura 4.9), adotando o mesmo procedimento de quantificação do desempenho do ajuste, mas para previsão. No caso, a comparação é feita para previsão de produção, para o caso ajustado somente com dados de produção de poços (ciclo ST2H13P) e com dados de produção de poços e mapas (ciclo ST2H17P) extrapolados para 10957 dias. Na Figura 4.8(e) observa-se que o intervalo de incerteza não cobre a previsão de produção, destacando a necessidade de realizar mais iterações (ciclos) em decorrência do aumento no número de parâmetros a serem ajustados.




Figura 4.9: ST2H13P (modelo ajustado com dados de produção de poços) e ST2H17P (modelo ajustado com dados de produção de poços e mapas) – AQNS para previsão da produção para (a) e (b) Np; (c) e (d) Wp; (e) e (f) Gp; e (g) e (h) Wi.

Os ciclos ST2H13P e ST2H17P, ilustrados na Figura 4.9, são referentes aos ciclos ST2H13bAF e ST2H17, respectivamente, mas com dados observados do modelo de referência para a previsão de produção (10957 dias).

O resultado da extrapolação ilustra o ganho que a informação S4D traz ao processo, auxiliando na reparametrização do problema na busca por modelos consistentes e confiáveis para a etapa de previsão. Entretanto, ciclos adicionais seriam necessários para melhorar a aproximação dos modelos simulados aos dados de histórico de produção de poços e de mapas, partindo sempre na busca por modelos mais ajustados e confiáveis voltados às futuras aplicações. Esses ciclos não são executados, pois o foco desta parte do trabalho é indicar uma metodologia de análise, que a partir do fluxograma apresentado, poderia seguir em novos ciclos até atingir o objetivo global do projeto, levando-se em conta a previsão de produção e a confiabilidade dos modelos selecionados.

4.6. Conclusões

A principal contribuição desta parte do trabalho é mostrar que a metodologia desenvolvida no Capítulo 3 para ajuste de poços pode ser estendida aos casos com dados de S4D. Mostra-se ainda que houve um ganho relativo à informação espacial na calibração do modelo para futuras aplicações. O ajuste, incorporando dados 4D ao processo, é feito a partir de modelos ajustados para poços (Capítulo 3) para mostrar a metodologia com os dois tipos de dados mas poderia ser feita diretamente com todos os dados disponíveis diretamente.

Na proposta de ajuste integrado, as FO de poços são ajustadas aos limites pré-estabelecidos para o trabalho, porém, as FO de mapas são de difícil ajuste. Isso mostra que a metodologia se aplica integralmente, mas estudos posteriores sobre o nível de aceitação deste tipo de função devem ser feitos para melhorar a eficiência do processo, pois com mais parâmetros a serem ajustados, mais iterações são necessárias para o ajuste.

O MPE é importante nesta etapa do trabalho, pois possibilita gerar distribuições espaciais do atributo sísmico 4D e auxiliar na reparametrização do problema, trazendo uma informação adicional ao processo de ajuste. Destaca-se também, a adequação dos dados sísmicos à escala sísmica, diferente da resolução do modelo de simulação, destacando a perda de resolução e das dificuldades decorrentes do processo, principalmente na quantificação das regiões.

Assim como no capítulo anterior, ressalta-se a importância de gerar modelos numéricos e geológicos consistentes durante o período de calibração do modelo, principalmente após a inclusão de mapas, para que etapas futuras de validação sejam realizadas e os resultados sejam confiáveis.

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta tese contribui na geração de modelos de reservatórios em diferentes estágios da vida, com o objetivo de que metodologias sejam testadas, comparadas e validadas. Contribui também para o desenvolvimento de uma metodologia de ajuste integrado à caracterização de reservatórios, simulação numérica e sísmica 4D, ajustando simultaneamente diferentes FO. Além disso, utilizando-se a metodologia proposta, modelos consistentes e confiáveis são obtidos para o período de histórico e para a previsão de produção.

5.1. UNISIM-I-R, UNISIM-I-D e UNISIM-I-H

Este trabalho apresenta como resultado o modelo de referência, UNISIM-I-R, com características de campo real e resposta conhecida, a partir de dados do Campo de Namorado da Bacia de Campos, Brasil. Esse modelo tem como objetivo a utilização em projetos de comparação de soluções, sendo possível criar, testar e comparar novas abordagens relacionadas ao desenvolvimento e gerenciamento do reservatório, por vários centros de tecnologia e pesquisa. Além disso, ele é importante por fornecer informações que auxiliem na construção dos modelos UNISIM-I-D e UNISIM-I-H.

O modelo UNISIM-I-D é criado em um estágio de desenvolvimento inicial do campo, para ser utilizado em atividades relacionadas à estratégia de produção. A partir desse modelo, uma estratégia de produção base é definida para validar o UNISIM-I-D e introduzir o UNISIM-I-R, com uma alternativa de esquema de explotação, dentre as inúmeras possibilidades. Portanto, os resultados obtidos para esse modelo mostram a importância de condicionar o modelo aos dados e às incertezas mapeadas do reservatório, principalmente em um estágio inicial da vida produtiva de um campo de petróleo, onde as incertezas são elevadas.

Com a criação do problema, UNISIM-I-R e UNISIM-I-D, este trabalho apresenta também uma solução, envolvendo a criação do modelo UNISIM-I-H, e uma metodologia de ajuste integrado. Dessa forma, todos os modelos abordados neste trabalho são utilizados para verificar a consistência e a confiabilidade dos modelos UNISIM-I-R, UNISIM-I-D e UNISIM-I-H, sendo então denominado caso UNISIM-I.

5.2. Aplicação da Metodologia Integrada

A metodologia proposta neste trabalho inicia-se com a caracterização de reservatórios integrada às aplicações de simulação numérica e ajuste de histórico, preservando as características do reservatório e mantendo a consistência dos cenários geológicos criados e do modelo numérico construído.

A utilização da metodologia integrada mostra-se robusta, pois incorpora etapas de validação do modelo numérico, redução de incertezas e parametrização, com métodos geoestatísticos combinados aos parâmetros de reservatório e poços virtuais para perturbação do modelo na fase de ajuste. Essa etapa tem como característica a calibração do modelo no período de histórico, tendo como resultado modelos confiáveis a serem aplicados na previsão de produção.

Para que os modelos calibrados sejam validados, é necessária a definição de uma etapa de diagnóstico dos modelos gerados e de uma forma simultânea de combinar diferentes FO para dados de produção de poços e mapas. O resultado obtido mostra a importância de realizar o ajuste, onde todas FO passam por um nível de aceitação definido previamente, mas que podem sofrer ajustes em uma etapa final para validação. Além disso, modelos geológicos e numéricos consistentes, no período de histórico, e confiáveis para a previsão de produção são obtidos. Os resultados da previsão de produção mostram-se satisfatórios, pois apresentam uma extrapolação com nível de confiabilidade crescente para dados de poços e S4D, respectivamente, e principalmente neste, pelo ganho de qualidade na etapa de parametrização do problema e, consequentemente, no ajuste, mesmo as FO de mapas não estando próximas da região de aceite, indicando necessidade de novos passos até o objetivo final ser atingido.

5.3. Recomendações para Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido realiza o aprofundamento em metodologias integradas de caracterização de reservatórios, simulação numérica, ajuste de histórico e sísmica 4D. No

entanto, novos estudos e soluções de caracterização de reservatórios integrada podem surgir e serem desenvolvidos em trabalhos futuros, tais como:

- Estudar as características dos poços virtuais que serão inseridos do modelo de reservatório, como por exemplo, qual a informação (porosidade, fácies, permeabilidade, espessura porosa etc.) e o tipo de distribuição que os dados informados no perfil deverão ter, de acordo com as características do reservatório e do tipo de perturbação que se deseja obter;
- Verificar outras formas de diagnosticar a qualidade do ajuste para dados de mapas;
- Estudar outras formas de perturbar a região de ajuste, mas que seja de forma integrada à caracterização, para manter a consistência dos modelos gerados para o período de histórico e previsão;
- Ponderar diferentes pesos para DIP e DIS, pois o volume obtido de IS é sempre pior que IP na inversão dos dados a partir de uma sísmica real;
- Separar as regiões onde a S4D não seria confiável por problemas de aquisição, por exemplo, penalizando as FO dessas regiões.

REFERÊNCIAS

AGBALAKA, C.; OLIVER, D. Application of the EnKF and Localization to Automatic History Matching of Facies Distribution and Production Data. **Mathematical Geosciences**, v. 40, n. 4, p. 353-374, 2008.

ARCHER, S. H. et al. Seismic reservoir monitoring - The Potential. **First Break** v. 11, n. 9, p. 7, 1993.

ARTOLA, F. A. V.; ALVARADO, V. Sensitivity analysis of Gassmann's fluid substitution equations: Some implications in feasibility studies of time-lapse seismic reservoir monitoring. **Journal of Applied Geophysics**, v. 59, n. 1, p. 47-62, 2006.

AVANSI, G. D.; SCHIOZER, D. J. UNISIM-I: Synthetic Model for Reservoir Development and Management Applications. Accepted for publication in the International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry, 2014.

AVSETH, P.; MUKERJI, T.; MAVKO, G. Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. Cambridge University Press, 2010. ISBN 9780521151351.

BARRETO, C. E. et al. Use of Water Cut to Optimize Conventional and Smart Wells. North Africa Technical Conference and Exhibition, 20-22 February. Cairo, Egypt. 2012.

BEHRENS, R. A.; TRAN, T. T. Incorporating seismic data of intermediate vertical resolution into 3D reservoir models. **SPE Technical Conference and Exhibition**, 27-30 September. New Orleans, LA, USA. 1998.

BISSELL, R. C. et al. Combining Geostatistical Modelling With Gradient Information for History Matching: The Pilot Point Method. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 5-8 October. San Antonio, Texas. 1997.

BOTECHIA, V. E.; GASPAR, A. T. F. D. S.; SCHIOZER, D. J. Use of Well Indicators in the Production Strategy Optimization Process. **SPE EUROPEC**, 10-13 June. London, United Kingdom. 2013.

BOYER, R. C. Geologic Description of East Velma West Block, Sims Sand Unit, for an Enhanced Oil Recovery Project. Journal of Petroleum Technology, v. 37, n. 8, p. 1420-1428, 1985.

BROCK, J. Applied Open-hole Log Analysis. Gulf Publishing Company, 1986.

CANCELLIERE, M.; VERGA, F.; VIBERTI, D. Benefits and Limitations of Assisted History Matching. **Offshore Europe**, 6-8 September. Aberdeen, UK. 2011.

CHRISTENSEN, N. I.; WANG, H. F. Influence of pore pressure and confining pressure on dynamic elastic properties of Berea sandstone **Geophysics**, v. 50, n. 2, p. 207-213, 1985.

COSTA, L. A. N.; MASCHIO, C.; JOSÉ SCHIOZER, D. Application of artificial neural networks in a history matching process. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014.

DAVOLIO, A.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. Incorporating 4D Seismic Attributes Into History Matching Process Through An Inversion Scheme. **SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition**, 23-26 May. Vienna, Austria. 2011.

DEUTSCH, C. Calculating Effective Absolute Permeability in Sandstone/Shale Sequences **SPE** Formation Evaluation, v. 4, n. 3, p. 343-348, 1989.

DEWAN, J. Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation. PennWell Books, 1983. ISBN 9781122089371

DUBRULE, O. Geostatistics In Petroleum Geology. Tulsa, Oklahoma, U.S.A.: The American Association of Petroleum Geologists, 1998. 251 ISBN 0-89181-187-7.

EMERICK, A.; REYNOLDS, A. History matching time-lapse seismic data using the ensemble Kalman filter with multiple data assimilations. **Computational Geosciences**, p. 1-21, 2012.

EMERICK, A. A.; MORAES, R. J.; RODRIGUES, J. R. P. Calculating Seismic Attributes Within a Reservoir Flow Simulator. Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, 15-18 April. Buenos Aires, Argentina. 2007.

ERTEKIN, T.; ABOU-KASSEM, J. H.; KING, G. R. **Basic Applied Reservoir Simulation**. Richardson, Texas: 2001. 406 ISBN 1555630898.

FLORIS, F. Direct Conditioning of Gaussian Random Fields to Dynamic Production Data. **5th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery** 03 September. Leoben, Austria. 1996.

GALLI, A.; BEUCHER, H. Stochastic models for reservoir characterization: a user-friendly review. Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, RJ, Brazil. 1997.

GERVAIS-COUPLET, V. et al. History Matching Using Local Gradual Deformation. **EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition**, 11-14 June. London, U.K. 2007.

GOSSELIN, O. et al. History Matching Using Time-lapse Seismic (HUTS). **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 5-8 October. Denver, Colorado 2003.

GROSS, H. History-Matching Multiple Attributes With Streamlines and Statistics. **SPE Annual Technical Conference and Exhibitio**, 24-27 September. San Antonio, Texas, USA. 2006.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F. Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin: PART 1. **AAPG Special Volumes**, v. A132, p. 33, 1989a.

GUARDADO, L. R.; GAMBOA, L. A. P.; LUCCHESI, C. F. Petroleum Geology of the Campos Basin, Brazil, a Model for a Producing Atlantic Type Basin: PART 2. **AAPG Special Volumes**, v. A132, p. 42, 1989b.

GUARDADO, L. R. et al. Petroleum System of the Campos Basin, Brazil. In: KATZ, M. R. M. A. B. J. (Ed.), 2000. cap. 22, p.317-324. (Petroleum Systems in the South Atlantic Margins: AAPG Memoir 73).

GUTHRIE, R. K.; GREENBERGER, M. H. The Use of Multiple Correlation Analysis for Interpreting Petroleum Engineering Data. **Drilling and Production Practice, American Petroleum Institute**, p. 55-130, 1955.

HAYASHI, S. H. D. Valor da Flexibilização e Informação em Desenvolvimento de Campo por Módulos. 2006. 138p. Dissertação (Mestrado). Faculty of Mechanical Engineering, State University of Campinas

HAYASHI, S. H. D.; LIGERO, E. L.; SCHIOZER, D. J. Risk mitigation in petroleum field development by modular implantation. **Journal of Petroleum Science and Engineering,** v. 75, n. 1–2, p. 105-113, 2010.

HILCHIE, D. W. Applied Openhole Log Interpretation for Geologists and Engineers. revised. D.W. Hilchie, 1982.

HOFFMAN, B. T.; CAERS, J. History matching by jointly perturbing local facies proportions and their spatial distribution: Application to a North Sea reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 57, n. 3–4, p. 257-272, 2007.

HUANG, X.; MEISTER, L.; WORKMAN, R. Reservoir characterization by integration of timelapse seismic and production data. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, n. 1, p. 439-447, 1997.

IDA, M. Incorporação Quantitativa de Dados de Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico. 2009. 181p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

JOHANN, P. R. S. Inversion sismostratigraphique et simulations stochastiques en 3D: reservoir turbidítique, offshore du Brésil. 1997. 352p. Thèse (Doctoral). Université Pierre et Marie Curie

KAZEMI, A.; STEPHEN, K. D. Schemes for automatic history matching of reservoir modeling: A case of Nelson oilfield in UK. **Petroleum Exploration and Development,** v. 39, n. 3, p. 349-361, 2012.

KELKAR, M.; PEREZ, G.; CHOPRA, A. Applied Geostatistics for Reservoir Characterization. Society of Petroleum Engineers, 2002. 264 ISBN 978-1555630959.

KHAZANEHDARI, J.; YI, T.; CURTIS, T. Production History-Matching Using Time-Lapse Seismic. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 9-12 October. Dallas, Texas. 2005.

LAVENUE, A. M.; PICKENS, J. F. Application of a coupled adjoint sensitivity and kriging approach to calibrate a groundwater flow model. **Water Resources Research**, v. 28, n. 6, p. 1543-1569, 1992.

LAVENUE, A. M. et al. Pilot Point Methodology for Automated Calibration of an Ensemble of Conditionally Simulated Transmissivity Fields: 2. Application. **Water Resources Research**, v. 31, n. 3, p. 495-516, 1995.

LUMLEY, D. E.; BEHRENS, R. A. Practical Issues of 4D Seismic Reservoir Monitoring: What an Engineer Needs to Know. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering,** v. 1, n. 6, p. 528-538, 1998.

MARSILY, D. et al. Interpretation of Interference Test in a Well Field Using Geostatistical Techniques to Fit the Permeability Distribution in a Reservoir Model. In: VERLY, G.;DAVID, M., *et al* (Ed.). Geostatistics for Natural Resources Characterization, Proceedings of the {NATO} Advanced Study Institute: Dordrecht, Holland, 1984.

MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. Integration of Streamline Simulation and Automatic History Matching. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 26-29 September. Houston, Texas. 2004.

MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. Development and Application of Methodology for Assisted History Matching. **SPE Latin-American and Caribbean Petroleum Engineering Conference**, Rio de Janeiro, RJ, Brazil. 2005.

MATTAX, C. C.; DALTON, R. L. **Reservoir Simulation**. United States: Society of Petroleum Engineers, 1990. ISBN 978-1-55563-028-7.

MAVKO, G.; MUKERJI, T.; DVORKIN, J. **The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media**. Cambridge University Press, 2009. ISBN 9780521861366.

MENESES, S. X. D.; ADAMS, T. Ocorrências de resistividades anômalas no Campo de Namorado, Bacia de Campos. Rio de Janeiro, Brasil, p.183-188. 1990

MEZGHANI, M. et al. History Matching and Quantitative Use of 4D Seismic Data for an Improved Reservoir Characterization. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 26-29 September. Houston, EUA. 2004.

MILJETEIG, O. T. Using Production and 4D Seismic Data for History Matching and EOR Optimization on the Norne Field. 2011. p. Dissertation (Master's). Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Noruega.

NUR, A. Four-dimensional seismology and (true) direct detection of hydrocarbons: the petrophysical basis. **The Leading Edge**, v. 8, n. 9, p. 30-36, 1989.

OLIVEIRA, R. M. The Marlim Field: Incorporating 4D Seismic in Reservoir-Management Decisions. Journal of Petroleum Technology, v. 60, n. 4, p. 52-53, 107-110, 2008.

PONTE, F. C.; ASMUS, H. E. Geological framework of the Brazilian continental margin. **Geologische Rundschau**, v. 67, n. 1, p. 201-235, 1978.

RAMARAO, B. S. et al. Pilot Point Methodology for Automated Calibration of an Ensemble of conditionally Simulated Transmissivity Fields: 1. Theory and Computational Experiments. **Water Resources Research**, v. 31, n. 3, p. 475-493, 1995.

RAVAGNANI, A. T. F. D. S. G.; MAZO, E. O. M.; SCHIOZER, D. J. A Case Study of the Structure of the Process for Production Strategy Selection. International Journal of Modeling and Simulation for the Petroleum Industry, v. 4, p. 9-15, 2011.

RAVENNE, C. et al. Quantification of Facies Relationships via Proportion Curves. In: ARMSTRONG, M.;BETTINI, C., *et al* (Ed.). Geostatistics Rio 2000: Proceedings of the Geostatistics Sessions of the 31st International Geological Congress. Rio de Janeiro: Springer Netherlands, 2002. p.19-39. (Quantitative Geology and Geostatistics).

RIDER, M. The Geological Interpretation of Well Logs. Second Edition. Rider-French Consulting Ltd., 1996. ISBN 0954190602.

ROMERO, C. E. et al. A Modified Genetic Algorithm for Reservoir Characterisation. International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 7-10 November, . Beijing, China 2000.

SANTOS, J. A. M. D. Estudo da Influência da Estratégia de Produção em Análise de Risco Aplicada ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo. 2002. 140p. Dissertação (Mestrado). Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil.

SANTOS, R. A. et al. 4D integrated technologies for deep-water turbidite reservoirs:from petrophysics to fluid flow simulation. **Petroleum Geoscience**, v. 9, n. 1, p. 73-84, 2003.

SAYYAFZADEH, M.; HAGHIGHI, M. High-Resolution Reservoir Modeling Using Image Fusion Technique in History Matching Problems. **EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec**, 10-13 June. London, UK. 2013.

SCHIOZER, D. J.; AVANSI, G. D. A New Methodology for Risk Quantification Combining Geoestatistical Realizations and Discretized Latin Hypercube. **Submitted to Computers & Geosciences**, 2014.

SEIFERT, D.; JENSEN, J. L. Using Sequential Indicator Simulation as a Tool in Reservoir Description: Issues and Uncertainties. **Mathematical Geology**, v. 31, n. 5, p. 527-550, 1999.

SKORSTAD, A. et al. Combining saturation changes and 4D seismic for updating reservoir characterizations. **SPE Reservoir Evaluation and Engineering,** v. 9, n. 5, p. 502-512, 2006.

SOUZA JR., O. G. Stratigraphie Séquentielle et Modélisation Probabiliste des Reservoirs d'un Cône Sous-Marin Profond (Champ de Namorado, Brésil). Integration des Données Géologiques et Géophysiques. 1997. 215p. Thèse (Doctoral). Université Pierre et Marie Curie

SOUZA, R. M.; SANTOS, M. S.; SCHIOZER, D. J. Petro-Elastic Parameters Effects on History Matching Procedures. **SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition**, 23-26 May. Vienna, Austria. 2011.

STAPLES, R. et al. Integrating 4D Seismic to Optimize Production. **13th SPE European Petroleum Conference**, 29-31 October. Aberdeen, Escócia, Reino Unido. 2002.

STOVAS, A.; LANDRØ, M. Fluid-pressure discrimination in anisotropic reservoir rocks — A sensitivity study. **Geophysics**, v. 70, n. 3, p. O1-O11, 2005.

SUSLICK, S. B.; SCHIOZER, D. J. Risk Analysis Applied to Petroleum Exploration and Production: an Overview. **Journal of Petroleum Science and Engineering,** v. 44, n. 1-2, p. 1-9, 2004.

SUZUKI, S.; CAERS, J. K. History Matching With an Uncertain Geological Scenario. Annual Technical Conference and Exhibition, 24-27 September. San Antonio, Texas, USA. 2006.

TAVASSOLI, Z.; CARTER, J. N.; KING, P. R. Errors in History Matching. **SPE Journal**, v. 9, n. 3, p. 352-361, 2004.

THOMAS, L. K.; HELLUMS, L. J.; REHEIS, G. M. A Nonlinear Automatic History Matching Technique for Reservoir Simulation Models. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 12, n. 06, p. 508-514, 1972.

TODD HOFFMAN, B.; CAERS, J. Regional probability perturbations for history matching. **Journal of Petroleum Science and Engineering,** v. 46, n. 1–2, p. 53-71, 2005.

VOELKER, J. A Reservoir Characterization of Arab-D Super-K as a Discrete Fracture Network Flow System, Ghawar Field, Saudi Arabia. 2004. 540p. (PhD). Department of Petroleum Engineering, Stanford University

WATSON, A. T.; LEE, W. J. A New Algorithm for Automatic History Matching Production Data. **SPE Unconventional Gas Technology Symposium**, 12-18 May. Louisville, Kentucky 1986.

WINTER, W. R.; JAHNERT, R. J.; FRANÇA, A. B. **Bacia de Campos**. Rio de Janeiro, Brasil, p.511-529. 2007

WU, J.; MUKERJI, T.; JOURNEL, A. G. Improving Water Saturation Prediction with 4D Seismic. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 9-12 October. Dallas, EUA. 2005.

XUE, G.; DATTA-GUPTA, A. Structure Preserving Inversion: An Efficient Approach to Conditioning Stochastic Reservoir Models to Dynamic Data. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, 5-8 October. San Antonio, Texas. 1997.

APÊNDICE A – UNISIM-I-R

A construção do modelo de referência, UNISIM-I-R, justifica-se pela necessidade de ter um modelo de reservatório com resposta conhecida, nas quais informações de distribuição de pressão, saturação e de produção ao longo do tempo são obtidos, simulando a produção de um campo real. Neste caso, a construção deste modelo baseia-se nas informações disponíveis do Campo de Namorado, consistindo-se, basicamente, dos seguintes elementos para a construção do modelo:

- Arcabouço estrutural;
- Modelagem litológica ou faciológica;
- Modelagem petrofísica das propriedades de reservatório.

A.1. Arcabouço e Modelagem Estrutural

O quadro estrutural é composto de superfícies que limitam os intervalos de reservatório, as falhas e as relações entre esses elementos. Dentro desse escopo pode-se destacar:

Dados de poços: perfis, os quais incluem as informações de NPHI, RHOB, GR, DT, porosidade, fácies e trajetória referentes a 53 poços, sendo estes: NA10D, NA12, NA13A, NA14D, NA15D, NA16D, NA18D, NA1A, NA2, NA20D, NA21B, NA22, NA23D, NA24D, NA25D, NA26D, NA27D, NA28, NA29D, NA30D, NA31D, NA32D, NA34D, NA35D, NA36D, NA37D, NA38D, NA39D, NA3D, NA4, NA40D, NA41D, NA42D, NA43D, NA44D, NA45D, NA46D, NA47D, NA48D, NA49D, NA5, NA50D, NA51D, NA52D, NA53D, NA6D, NA7, NA8D, NA9D, RJS19, RJS234, RJS42. Na Figura A.1 é possível observar um exemplo de um arquivo do tipo "las" que contem essas informações no perfil de um poço.

LAS TOPRAT TOG TITE FOOT PETREL							
Project units are specified as depth units							
version information							
VER5. 2.0:							
RAP. TES:							
1							
piki .m 2952.60010000 :							
STOP .m S291.0000000 :							
516P .m 0.0000000 :							
NUL999.250000 :							
COMP. 2 COMPANY							
WELL, NAIA : WELL							
PLOU F FIELD							
LOC. : LOCATION							
DRVC							
Wale, Monday, January 29 2007 10:00:30 : DATE							
PROV. C PROVINE							
DWI. NALA I UNIQUE WELL ID							
API. I API NUMBER							
-Curve							
DEPT.m : DEPTH							
RHOB , Q/CM3 RHOB							
pr.us/rt : pr							
LD ONE ILD							
GR .gAPI : GR							
NPHI .ms/ms : NPHI							
CALI IN I CALI							
VSH 36 I VSH							
5W							
PHIE .ms/ms I PHIE							
predit .us/rt : predit							
NNOLegit .g/cm3 : NNOLegit							
Electoracies : Electoracies							
Nevarameter							
2452.60 002.448 0/5.725 000,168 080,065 042.475 010.976 000.522 100,000 000.000 092.973 002.448 006.000							
2952.80 002.436 022.762 000.221 081.039 091.828 010.785 000.511 100.000 000.000 091.828 002.436 006.000							
2953.00 002.412 026.002 000.270 081.820 091.070 010.548 000.501 100.000 000.000 091.070 002.412 006.000							
2953.20 002.418 025.368 000.307 083.184 090.057 010.572 000.496 100.000 000.000 090.057 002.418 006.000							
2953.40 002.468 025.703 000.340 083.691 088.690 010.543 000.583 100.000 000.000 088.660 002.468 006.000							
2953.60 002.441 026.902 000.384 082.266 088.138 010.389 000.582 100.000 000.000 088.138 002.441 006.000							

Figura A.1: Exemplo de um dado de poço com as informações disponíveis.

- Sísmica 3D: neste caso, a interpretação sísmica é assumida como sendo uma informação conhecida durante a modelagem de reservatório. A interpretação dessa sísmica resulta em:
 - Topo e base do reservatório;
 - Limite do campo;
 - Localização e características das falhas.

A Figura A.2 ilustra uma seção sísmica interceptada por um horizonte modelado.



Figura A.2: Seção Sísmica 2D interceptada pelo topo interpretado (horizonte).

Informações geológicas: interpretações dos dados de testemunhos e de perfis de poços são feitas para definir as características geológicas do campo. Para complementar a análise, três isócoras (sequências estratigráficas 1, 2 e 3) são marcadas ao longo dos poços. Na Figura A.3, observa-se um exemplo de uma marcação de isócoras no poço NA1A. Nesse caso, a interpretação geológica é assumida como sendo uma informação dada durante a modelagem.



Figura A.3: Marcação de isócoras (pontos vermelhos) no poço NA1A.

- Marcadores: são definidos com base na interpretação geológica, estando presentes na maioria dos poços utilizados nesta fase de estudo. Com base nesses marcadores, superfícies de topo, base e sequências estratigráficas são geradas, utilizando um algoritmo de interpolação.
- Falhas: 10 falhas são fornecidas para este campo, sendo 4 internas (primárias) e 6 externas (secundárias) ao reservatório (Figura A.4). Das falhas internas, somente 1 falha é selante (FC).



Figura A.4: UNISIM-I-R – falhas e limites fornecidos para o campo.

• Limites: o limite do reservatório é mapeado a partir das falhas secundárias do reservatório (falhas externas), como pode ser visualizado na Figura A.4.

A.1.1. Modelagem Estrutural

A modelagem estrutural é composta pelos seguintes tópicos:

Modelagem da falha: constitui-se pela construção das superfícies de falhas e pelo controle de qualidade (CQ) do truncamento entre elas. Nesta etapa, as falhas internas disponíveis do reservatório são mapeadas, sendo possível observá-las na Figura A.5. A partir da geração do plano de falhas, uma etapa de validação é realizada, mas não é ilustrada neste capítulo por não ser o foco do trabalho.



Figura A.5: UNISIM-I-R – falhas principais modeladas e limite do campo.

- Modelagem do horizonte: constitui a criação de todas as superfícies (interpretadas e/ou calculadas) do modelo. Nesta etapa, cinco horizontes são considerados: Topo, Sequência 3, Sequência 2, Sequência 1 e Base (Figura 2.3). As sequências são superfícies situadas entre o topo e a base do reservatório, sendo construídas com base em análise de perfis e interpretações geológicas.
- Construção da Malha Geológica: uma malha do tipo "corner-point" é criada, levando em consideração as falhas principais. A dimensão de célula utilizada na construção dessa malha é de 25x25x1 m, totalizando 11.976.588 células, sendo que destas, 3.408.633 são ativas. Na Figura 2.5 observa-se a malha e a resolução da célula definida.

A.2. Modelagem Faciológica

A modelagem de fácies representa o processo de criar uma distribuição discreta 3D dos parâmetros que representam a descrição faciológica de um reservatório dentro de uma malha geológica. Este modelo de fácies deve honrar os dados de poços além de qualquer outra informação secundária que funcione como tendência, como, por exemplo, mapas provenientes de interpretações sísmicas. Esse modelo de fácies deve honrar também todas as interpretações geológicas do reservatório, incluindo a forma dos corpos, suas dimensões, distribuições espaciais e tendências.

Nesse caso, uma modelagem de fácies baseada em perfis de poços é executada. Nesse método, os objetos geológicos não possuem formas e nem tamanhos pré-definidos, mas são construídos utilizando informações geoestatísticas como variogramas e histogramas para especificar o valor de cada célula na malha geológica. Dependendo do objetivo do projeto, existem várias razões para utilizar os diferentes tipos de modelagem de fácies. Essa modelagem, dentro de um projeto de caracterização de reservatórios, pode ser considerada uma das etapas mais importantes, servindo como guia na modelagem petrofísica. Nesta etapa, aplica-se a SSI para modelar as fácies. Porém, antes que ocorra a modelagem de fácies, uma etapa de reagrupamento de fácies é realizada, pois os tipos de fácies que foram interpretados ao longo dos perfis são detalhados, apresentando oito tipos de eletrofácies. Essas eletrofácies são reagrupadas em 4 categorias de fácies, sendo:

- Areia arenito: fácies 1, 2, 3 e 4;
- Areia argilosa 1: fácies 5 e 8;
- Areia argilosa 2: fácies 6;
- Areia Cimentada/Marga: fácies 7.

Um trecho de um poço e o histograma pré e pós-reagrupamento estão destacados na Figura 2.1 e Figura 2.2, respectivamente.

Realizada a etapa de reagrupamento dos dados faciológicos, é necessário regularizar os dados de poços, sendo necessário que cada célula da malha geológica tenha somente um valor de cada propriedade. Sendo assim, um processo de transferência de escala do perfil para a escala da malha geológica é realizado para gerar um valor médio para os dados de poços para cada célula da malha utilizada para fazer a modelagem de fácies e petrofísica. Essa regularização é necessária pois a trajetória dos poços atravessam a malha geológica gerada e, consequentemente, intersectam um determinado número de células ao longo da malha previamente definida. Cada célula da malha geológica possui uma espessura que, em muitas vezes, é da ordem de metros. Contudo, o intervalo de medida dos perfis de poços é da ordem de centímetros, mostrando que para cada célula da malha geológica atravessada por um poço, múltiplos valores de perfis estão presentes. Na Figura A.6 observa-se a regularização dos dados de poço para alguns poços do modelo em estudo. Para esse modelo, informações de 53 poços são utilizadas.



Figura A.6: UNISIM-I-R – regularização dos dados de poços.

Com os dados de poços regularizados, é necessário conferir, por meio de análises qualitativas e quantitativas, se os valores originais foram preservados e representados durante o processo, uma vez que a operação de regularização não deve alterar as características dos dados. Logo, valores muito discrepantes não podem ser notados para a média e desvio padrão durante a regularização e havendo valores discrepantes, deve-se retornar ao processo de regularização e alterar os métodos, limites, entre outros.

O controle de qualidade da modelagem de fácies está detalhado ao longo do Capítulo 1 e pode ser observado pela Figura 2.7 e Tabela 2.2.

A.2.1. Simulação Sequencial da Indicatriz (SSI)

Essa técnica de modelagem é baseada em pixel que amostra a distribuição condicional de probabilidade para cada célula da malha geológica. O método pode incorporar qualquer tipo de tendência. Esse algoritmo é ideal quando se tem uma quantidade elevada de dados de poços como condicionantes. Dentre os benefícios, pode-se citar a flexibilidade, pois permite condicionar o modelo aos dados de poços e aos dados sísmicos, além da sua velocidade na obtenção dos resultados, independente do número de poços. Sendo assim, a SSI é muito utilizada para modelar campos maduros em vista do elevado número de dados condicionantes e possibilitando agregar uma variedade de tendências 1D, 2D e 3D para serem utilizadas como dados de entrada

condicionante. Um variável de tendência 1D, curva de proporção vertical (CPV), é agregada à modelagem de fácies deste trabalho, como ilustrado na Figura A.7.



Figura A.7: UNISIM-I-R – CPV utilizada na modelagem de fácies.

Com base na CPV e nos ajustes de variogramas, é possível fazer uma modelagem de fácies. A Figura 2.6 ilustra o topo e a base do reservatório, e a Figura A.8 delineia um corte transversal da malha geológica após a modelagem de fácies.



Figura A.8: UNISIM-I-R – corte transversal da malha geológica do modelo de reservatório.

A modelagem de fácies deve honrar as informações geológicas presentes no reservatório, incluindo forma dos corpos, dimensões e tendências espaciais. Com isso, é feita uma análise da modelagem faciológica com base nos dados de perfis dos poços, regularizados e do modelo. Na Figura 2.7, observa-se um histograma desses dados, servindo de base para validar a modelagem de fácies aplicada neste estudo.

A distribuição dos diferentes tipos de rocha que constituem um reservatório pode ser considerada como a principal fonte de heterogeneidades, uma vez que, além de atuarem na modelagem faciológica, elas também atuam na forma de controlar as outras distribuições durante a modelagem petrofísica.

A.3. Modelagem Petrofísica

O modelo petrofísico descreve a distribuição de porosidade, permeabilidade e demais propriedades de rocha que são importantes para o entendimento de um reservatório, baseando-se nos valores calculados e na regularização dos dados de poços. Na modelagem petrofísica deve-se buscar uma distribuição de valores em seus parâmetros finais, tais como as observadas nos poços regularizados. A modelagem petrofísica é muito importante nos cálculos de volume, pois requer o atributo porosidade. Para uma análise de fluxo em um simulador, além da porosidade, é necessário ter a permeabilidade (a partir da qual o simulador calcula a transmissibilidade).

As propriedades petrofísicas, porosidade e permeabilidade, podem ser geradas estocasticamente, para manter as tendências estatísticas dos dados de entrada, mas somente a porosidade está sendo modelada, e a permeabilidade está sendo calculada a partir das correlações obtidas de amostras de testemunho. As tendências estatísticas são médias, desvios padrão de histogramas e intervalo do variograma, que apresentam a correlação espacial do atributo. É possível também manter as características iniciais de distribuição, como, por exemplo, se a permeabilidade tem aparência logarítmica nos dados de poços, é possível modelar uma distribuição log-normal no reservatório.

A modelagem petrofísica da porosidade é feita utilizando o método de SSG, estocástica, que é apropriada quando há heterogeneidades, escalas variadas (pequenas e grandes) e quando é necessário avaliar múltiplos resultados. Na Figura 2.11, é possível observar a porosidade gerada ao longo do topo e da base do reservatório. A distribuição de porosidade está condicionada às fácies do reservatório, e a quantificação desse processo pode ser visualizada na Tabela 2.3. A partir da análise dessa tabela, é possível afirmar que a tendência dos dados durante a regularização dos dados de poços e após a modelagem é conservada. Com a porosidade gerada para todo o modelo, resta o cálculo da permeabilidade.

A permeabilidade de um meio poroso pode ser determinada por meio de ensaios de laboratórios com amostras extraídas da formação ou por meio de testes de pressão realizados nos poços. Muitas vezes, a partir de uma série de valores de permeabilidade, obtidos em análises de laboratório feitas em amostras de testemunhos retirados de vários poços perfurados em um reservatório, deseja-se atribuir a esse reservatório um valor único de permeabilidade que possa representar o sistema heterogêneo real. Com essas informações, e a partir de uma análise de testemunho, não detalhada nesta tese, observa-se que a permeabilidade segue uma distribuição log-normal, como pode ser visto na Equação A.1, que é a equação da vazão para fluxo radial.

$$Q_{fl} = \frac{2\pi Kh(p_e - p_w)}{\mu_{fl} \ln(\frac{r_e}{r_w})}$$
A.1

onde: Q_{fl} é vazão de fluido; *K* é permeabilidade do meio poroso; *h* é altura do sistema; p_e é pressão no raio externo; p_w é pressão no poço; μ_{fl} é viscosidade do fluido; r_e é raio externo do sistema; e r_w é raio do poço.

O valor médio de permeabilidade é calculado a partir de uma correlação obtida de amostras de testemunho da porosidade efetiva *versus* permeabilidade (Figura 2.10), resultando na Equação 2.5, que é utilizada para calcular a permeabilidade para o campo (Figura 2.11).

Com as propriedades porosidade e permeabilidade geradas, o UNISIM-I-R está definido e pronto para ser exportado para um simulador comercial de reservatórios de petróleo para gerar os dados de histórico e de mapas.

APÊNDICE B – INCERTEZAS

B.1. Curvas de Permeabilidade Relativa à Água

As propriedades rocha-fluido também são consideradas incertas, associando as incertezas às curvas de permeabilidade relativa à água, como pode ser observado na Tabela B.1. Neste trabalho, define-se o nível 0 como sendo o nível associado ao caso base.

$\mathbf{S}_{\mathbf{w}}$	K _{rw0}	K _{rw1}	K _{rw2}	K _{rw3}	K _{rw4}	Krow	P _{cow}
0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.58	0.54
0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.51	0.35
0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.41	0.19
0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.12
0.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.24	0.08
0.40	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01	0.18	0.05
0.45	0.02	0.01	0.01	0.02	0.03	0.13	0.04
0.50	0.04	0.01	0.02	0.03	0.05	0.09	0.03
0.55	0.06	0.02	0.04	0.05	0.08	0.05	0.02
0.60	0.10	0.04	0.06	0.08	0.12	0.03	0.02
0.65	0.15	0.05	0.08	0.11	0.18	0.02	0.01
0.70	0.21	0.07	0.12	0.16	0.25	0.01	0.01
0.75	0.28	0.10	0.16	0.22	0.34	0.00	0.01
0.79	0.36	0.13	0.20	0.28	0.43	0.00	0.01
0.82	0.42	0.15	0.24	0.33	0.51	0.00	0.01

Tabela B.1: Dados de permeabilidade relativa à água para cada nível incerto: 0, 1, 2, 3 e 4.

A Figura B.1 mostra os gráficos referentes às curvas de permeabilidades relativas para o sistema água/óleo, utilizadas nas simulações e consideradas incertas. Observa-se que a rocha é molhável, preferencialmente à água em relação ao óleo.



Figura B.1: Curvas de permeabilidade relativa à água incertas – níveis 0, 1, 2, 3 e 4.

B.2. Tabelas PVT

As tabelas seguintes, Tabela B.2, Tabela B.3 e Tabela B.4, apresentam o comportamento dos dados PVT utilizados no simulador para B_o (fator volume de formação do óleo), B_g (fator volume de formação do gás), R_s (razão de solubilidade do gás no óleo), viscosidade do óleo (μ_o) e do gás (μ_g) e compressibilidade do óleo (c_o) em função da pressão para os fluidos existentes no reservatório para três níveis de incertezas mapeados por Santos (2002). A pressão inicial do reservatório é 327,0 kgf/cm² e a pressão de saturação é 210,03 kgf/cm².

PVT0		Propriedades do Óleo			Proprie	dades do Gás
Pressão	R _s	Bo	μο	C _o	μ_{g}	B _g
(kgf/cm ²)	(m ³ std/m ³ std)	(m ³ res/m ³ std)	(cP)	(kgf/cm ²) ⁻¹	(cP)	(m ³ res/m ³ std)
35,5	31,80	1,198	2,05	1,62E-04	0,0109	0,0346
41,8	34,66	1,200	1,99	1,62E-04	0,0113	0,0291
49,2	38,02	1,210	1,91	1,62E-04	0,0117	0,0245
59,8	42,83	1,230	1,81	1,62E-04	0,0123	0,0199
68,5	46,85	1,240	1,73	1,62E-04	0,0128	0,0172
80,9	52,51	1,250	1,62	1,62E-04	0,0134	0,0144
93,9	58,51	1,270	1,52	1,62E-04	0,0142	0,0123
105,8	64,06	1,280	1,43	1,62E-04	0,0148	0,0108
122,0	71,60	1,300	1,32	1,62E-04	0,0157	0,0093
133,9	77,20	1,320	1,25	1,62E-04	0,0164	0,0084
148,0	83,83	1,330	1,17	1,62E-04	0,0172	0,0076
166,3	92,49	1,350	1,09	1,62E-04	0,0182	0,0067
193,4	105,42	1,390	1,00	1,62E-04	0,0197	0,0058
213,3	115,01	1,410	0,96	1,62E-04	0,0208	0,0053
219,4	117,64	1,420	0,94	1,62E-04	0,0211	0,0051
229,5	122,19	1,430	0,91	1,62E-04	0,0217	0,0049
248,0	130,84	1,450	0,85	1,62E-04	0,0227	0,0045
283,0	147,22	1,500	0,75	1,62E-04	0,0246	0,0040
316,9	163,08	1,540	0,65	1,62E-04	0,0265	0,0035
352,6	179,79	1,580	0,54	1,62E-04	0,0285	0,0032
360,0	183,24	1,590	0,52	1,62E-04	0,0289	0,0031

Tabela B.2: Dados PVT incertos – nível 0.

PVT1		Propriedades do Óleo				Propriedades do Gás		
Pressão	R _s	Bo	μ_{0}	C _o	μ_{g}	Bg		
(kgf/cm ²)	(m ³ std/m ³ std)	(m ³ res/m ³ std)	(cP)	(kgf/cm ²) ⁻¹	(cP)	(m ³ res/m ³ std)		
16,0	20,30	1,134	2,38	1,56E-04	0,0119	0,0753		
36,0	32,20	1,161	1,95	1,56E-04	0,0126	0,0321		
61,0	46,50	1,206	1,67	1,56E-04	0,0141	0,0185		
71,0	50,00	1,207	1,60	1,56E-04	0,0144	0,0154		
107,0	67,90	1,254	1,32	1,56E-04	0,0161	0,0101		
142,0	85,70	1,300	1,32	1,56E-04	0,0179	0,0075		
177,0	103,60	1,347	1,32	1,56E-04	0,0196	0,0060		
194,0	112,50	1,370	1,31	1,56E-04	0,0205	0,0055		
213,0	122,00	1,395	1,30	1,56E-04	0,0215	0,0050		
226,0	128,60	1,412	1,29	1,56E-04	0,0221	0,0047		
230,0	130,40	1,417	1,29	1,56E-04	0,0223	0,0046		
247,0	139,30	1,440	1,27	1,56E-04	0,0232	0,0043		
251,0	141,30	1,445	1,27	1,56E-04	0,0234	0,0042		
282,0	157,10	1,487	1,25	1,56E-04	0,0249	0,0037		
301,0	166,70	1,511	1,24	1,56E-04	0,0259	0,0035		
317,0	175,00	1,533	1,22	1,56E-04	0,0267	0,0033		
324,0	178,50	1,542	1,22	1,56E-04	0,0270	0,0032		
351,0	192,00	1,578	1,20	1,56E-04	0,0284	0,0030		
360,0	196,60	1,589	1,19	1,56E-04	0,0288	0,0029		

Tabela B.3: Dados PVT incertos – nível 1.

PVT2		Propriedades d	Proprie	dades do Gás		
Pressão	R _s	Bo	μο	c _o	μ_{g}	Bg
(kgf/cm ²)	(m ³ std/m ³ std)	(m ³ res/m ³ std)	(cP)	(kgf/cm ²) ⁻¹	(cP)	(m ³ res/m ³ std)
36,0	32,80	1,199	2,05	1,40E-04	0,0112	0,0336
46,0	38,20	1,211	1,92	1,40E-04	0,0118	0,0261
53,0	42,10	1,220	1,83	1,40E-04	0,0125	0,0223
68,0	50,10	1,238	1,68	1,40E-04	0,0136	0,0171
81,0	60,60	1,262	1,55	1,40E-04	0,0146	0,0129
112,0	72,30	1,291	1,34	1,40E-04	0,0153	0,0100
132,0	81,30	1,314	1,24	1,40E-04	0,0163	0,0085
145,0	87,30	1,330	1,16	1,40E-04	0,0171	0,0077
163,0	94,90	1,351	1,09	1,40E-04	0,0178	0,0069
190,0	106,00	1,384	1,00	1,40E-04	0,0188	0,0060
211,0	113,50	1,408	0,94	1,40E-04	0,0200	0,0054
212,0	118,20	1,410	0,90	1,40E-04	0,0212	0,0053
232,0	127,30	1,433	0,81	1,40E-04	0,0222	0,0049
250,0	136,00	1,455	0,72	1,40E-04	0,0231	0,0045
250,0	136,10	1,455	0,72	1,40E-04	0,0231	0,0045
266,0	143,50	1,474	0,65	1,40E-04	0,0239	0,0042
275,0	147,90	1,485	0,61	1,40E-04	0,0243	0,0041
283,0	151,60	1,499	0,57	1,40E-04	0,0247	0,0040
293,0	156,50	1,507	0,53	1,40E-04	0,0252	0,0038
306,0	162,60	1,522	0,47	1,40E-04	0,0259	0,0037
318,0	168,50	1,537	0,41	1,40E-04	0,0265	0,0035
348,0	182,60	1,572	0,27	1,40E-04	0,0280	0,0032
361,0	188,80	1,588	0,21	1,40E-04	0,0286	0,0031

Tabela B.4: Dados PVT incertos – nível 2.

As figuras a seguir, Figura B.2, Figura B.3 e Figura B.4, mostram as curvas PVT para os dados apresentados acima em função da pressão, desde um valor acima da pressão inicial do reservatório até uma pressão muito baixa, cobrindo toda a faixa de operação do reservatório.



Figura B.2: Curvas de PVT incertas – nível 0.



Figura B.3: Curvas de PVT incertas – nível 1.



Figura B.4: Curvas de PVT incertas – nível 2.

B.3. Contato Óleo-Água (WOC)

A Figura B.5 ilustra a fdp e a probabilidade acumulada do atributo incerto WOC (contínuo) para a região 2.



Figura B.5: Incerteza associada ao contato óleo-água: (a) fdp e (b) probabilidade acumulada.

A partir da análise da Figura B.5 é importante destacar que a incerteza inicial no contato óleo-água é aceitável somente se não tivesse poço perfurado nessa região, como é o caso do UNISIM-I-D. Contudo, para o modelo UNISIM-I-H, os poços presentes nessa região foram perfurados somente até a camada de completação, ou seja, eles não atingiram o contato óleo-água. Portanto, assume-se o mesmo nível de incerteza destacado na Figura B.5. Em casos nos quais os poços perfurados atingem o contato óleo-água na região 2, a incerteza nesse atributo dever então ser reduzida.

B.4. Compressibilidade da Rocha

A Figura B.6 ilustra a fdp e a probabilidade acumulada da compressibilidade da rocha, que é um atributo contínuo.



Figura B.6: Incerteza associada à compressibilidade da rocha: (a) fdp e (b) probabilidade acumulada.

B.5. Continuidade Vertical

E por último, a Figura B.7 ilustra a fdp e a probabilidade acumulada para o atributo incerto de continuidade vertical (multiplicador de Kz).



Figura B.7: Incerteza associada ao multiplicador de continuidade vertical: (a) fdp e (b) probabilidade acumulada.
APÊNDICE C – UNISIM-I-D

A construção de um modelo em um estágio inicial de produção do campo, UNISIM-I-D, justifica-se pela necessidade de ter um modelo de simulação para que diversas atividades relacionadas à estratégia de produção sejam testadas e comparadas. As etapas de construção do modelo e geração das propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) são realizadas em um modelo na escala geológica criado no tempo t₁ (MFT1). Para que a utilização do modelo seja viável e não demande um tempo computacional elevado, principalmente em processos que requerem um número de rodadas de simulação demasiado, uma transferência de escala é necessária do Modelo Fino (MFT1) para um modelo de simulação (UNISIM-I-D).

C.1. MFT1

O MFT1 baseia-se nas mesmas etapas de geração do Modelo de Referência (Item 2.3 e APÊNDICE A), com a ressalva de que as informações disponíveis e utilizadas para gerar o UNISIM-I-D datam de um período de 1461 dias (t_1), além da adição de uma etapa de transferência de escala do MFT1 para o UNISIM-I-D. Com isso, os tópicos relacionados à construção do MFT1 são tratados resumidamente, com foco nos resultados finais, que é a obtenção das propriedades petrofísicas, na escala do modelo MFT1, sendo utilizadas no processo de transferência de escala e, consequentemente, no simulador de fluxo.

C.1.1. Arcabouço e Modelagem Estrutural

O quadro estrutural é o mesmo definido para a construção do UNISIM-I-R, com exceção da utilização de quatro poços e de premissas que são assumidas durante a delineação do reservatório. As informações utilizadas para esta etapa são:

 Dados de poços: curvas de logs, que incluem as informações de NPHI, RHOB, GR, DT, porosidade, fácies e trajetória referentes a quatro poços, sendo: NA1A, NA2, NA3D e RJS19;

- Sísmica 3D: neste caso, uma interpretação sísmica no tempo zero (t₀) e 1461 dias (t₁) são assumidas como sendo uma informação dada durante a modelagem do reservatório no tempo t₁. Dentre as informações obtidas dessa sísmica, pode-se citar:
 - Topo e base do reservatório;
 - Limite do campo;
 - Localização e características das falhas (quantidade de rejeito selante, parcialmente selante ou permeável).
- Falhas: nesse caso, assume-se que somente uma falha das principais (internas) possui uma tendência de rejeito alta (FC). As falhas externas, que são utilizadas para delimitar o reservatório, também são consideradas com uma tendência de rejeito alta e, consequentemente, detectáveis numa aquisição sísmica (Figura 2.4(b)).
- Limites: é o mesmo do UNISIM-I-R (Figura 2.4(b)), uma vez que é possível mapear as falhas secundárias (externas ao reservatório).

C.1.2. Modelagem Estrutural

A modelagem estrutural é composta pelos seguintes tópicos:

• Modelagem da falha: na Figura C.1 é possível observar a falha principal modelada.



Figura C.1: MFT1 – falha principal modelada e limite do campo.

 Modelagem do horizonte: nesse caso, os horizontes utilizados no modelo são os mesmos do UNISIM-I-R (Figura 2.3). • **Construção da malha geológica:** uma malha do tipo "corner-point" com a mesma resolução do UNISIM-I-R é criada, contendo somente a falha principal (FC), como em destaque na Figura C.2.



Figura C.2: MFT1 – malha geológica definida para o campo.

C.1.3. Modelagem Faciológica

A modelagem de fácies seguiu o mesmo procedimento utilizado no UNISIM-I-R, incluindo a mesma forma de agrupamento, porém com informações de quatro poços, e a mesma forma de validação dos resultados pré e pós-reagrupamento. A Figura C.3 ilustra essa validação.



Figura C.3: MFT1 (perfis de poços) – distribuição de fácies (a) pré e (b) pós-reagrupamento

Após a regularização, a modelagem de fácies é realizada, condicionada às informações de poços, a uma variável de tendência 1D definida pela CPV (Figura C.4) e à análise geoestatística. É importante lembrar que num estágio de desenvolvimento inicial de um campo as incertezas presentes são elevadas, e, com isso, prejudicam a modelagem de fácies e petrofísica, não sendo possível realizar uma análise variográfica adequada ao problema. Com isso, incertezas no variograma são consideradas de forma a adequar as características do problema, sendo realizada uma simulação de exploração para as modelagens de fácies e petrofísica.



Figura C.4: MFT1 – CPV utilizada na modelagem de fácies.

Na Figura C.5 é possível observar a modelagem de fácies realizada para o MFT1, com base na variável de tendência (CPV) e nas incertezas presentes nesta etapa de trabalho.



Figura C.5: MFT1 – modelagem faciológica (a) topo e (b) base do reservatório.

Uma análise estatística dos dados de perfis, regularizados e do modelo é realizada (Figura C.6), de forma a verificar se os valores dimensionados em escalas de maior resolução (perfis) são preservados durante as etapas de regularização e modelagem.



MFT1: Histograma de Fácies

Figura C.6: MFT1 – histograma de fácies para dados de poços original (perfil), regularizados e do modelo.

Pela análise da Figura C.6, é possível afirmar que as tendências são preservadas durante a passagem dos dados da escala de perfis, regularizada e a do modelo geológico (após modelagem faciológica).

C.1.4. Modelagem Petrofísica

A modelagem petrofísica segue os mesmos passos do UNISIM-I-R, sendo realizada a regularização dos dados de poços, a modelagem petrofísica e a análise da qualidade dos resultados obtidos para a porosidade. A SSG é utilizada para gerar a porosidade, assim como foi feito para UNISIM-I-R. A Figura C.7 ilustra o topo e base do reservatório para a porosidade gerada.



Figura C.7: MFT1 – modelagem petrofísica da porosidade (a) topo e (b) base do reservatório.

A análise quantitativa dos resultados amostrados está ilustrada na Figura C.8, com a distribuição de porosidade na escala do perfil, na escala dos dados regularizados e a na escala do MFT1, após a modelagem petrofísica da porosidade.



Figura C.8: MFT1 – histograma de porosidade para dados de poços original, regularizados e do modelo.

A partir da análise da figura acima, nota-se que o padrão de distribuição é mantido, mesmo com poucas informações condicionadas.

Na Tabela C.1, observa-se uma análise quantitativa detalhada da porosidade por zonas do reservatório após a modelagem petrofísica.

Tabela C.1: MFT1 – análise estatística da regularização dos dados de poços para porosidade.

Zona –	Média				Desvio Padrão			
	Perfil	Regularizada	Porosidade	Perfil	Regularizada	Porosidade		
Todas	14,3	14,3	13,5	11,5	10,8	11,6		
1	19,6	19,4	18,5	10,6	10,3	11,0		
2	11,2	11,2	11,7	10,8	10,3	11,0		
3	14,9	15,4	14,4	11,5	10,9	11,7		
4	13,1	13,0	11,1	11,1	10,5	11,4		

Note: 1^a e 4^a zonas são topo e a base do reservatório respectivamente.

Na tabela acima, nota-se que tanto a média quanto o desvio padrão antes e após a regularização e modelagem da porosidade ao longo das zonas do reservatório encontram-se dentro de um intervalo aceitável, assim como a média global, não apresentando valores discrepantes após essa operação, de 14,3 (perfis) para 13,5 (após a modelagem), uma redução de, aproximadamente, 6%.

Como os resultados da validação da porosidade são satisfatórios, é possível modelar a permeabilidade a partir da relação encontrada nas amostras de testemunho (Equação 2.5). Com base nessa correlação, é possível obter uma distribuição para a permeabilidade ao longo do reservatório (Figura C.9) e, posteriormente, uma distribuição de NTG em função do corte de fácies (Figura 2.13(d)).



Figura C.9: MFT1 – permeabilidade (a) topo e (b) base do reservatório.

Com as propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) e NTG geradas, o MFT1 está pronto para ser transferido para a escala do simulador de fluxo, originando o UNISIM-I-D.

C.2. Modelo Simulação - UNISIM-I-D

Para a construção do modelo de simulação, definido como UNISIM-I-D, é necessário fazer algumas simplificações durante a passagem do modelo geológico para o de simulação, tal como a criação de uma malha regularizada do tipo "zig-zag" no entorno das regiões das falhas. Esse procedimento reduz os problemas relacionados à irregularidade das células próximas a essas regiões, sem deixar de considerar os erros referentes ao processo de transferência de escala "upscaling", que implicam em erros numéricos durante a simulação de fluxo. Na maioria das vezes, as células tortuosas (irregulares) com baixo volume poroso são as causas desses erros numéricos.

Com isso, a criação do UNISIM-I-D baseia-se na transferência de escala (TE) do MFT1, viabilizando a sua utilização no simulador de fluxo devido à redução no esforço computacional. A Figura C.11 realça o antes e após o processo de transferência de escala de fácies.



Figura C.10: MFT1 e UNISIM-I-D – distribuição de fácies na: (a) escala geológica e (b) escala simulador de fluxo após a transferência de escala para o topo do reservatório.

Além disso, neste tópico não é apresentada a distribuição qualitativa das propriedades antes e após a transferência de escala para as propriedades petrofísicas, porosidade e permeabilidade, e NTG, pois os resultados são abordados no item 2.5.1. A validação quantitativa, para a porosidade, permeabilidade e fácies, é baseada na análise estatística (histogramas, média e desvio padrão) antes e após esse processo, como pode ser observado nas figuras seguintes Figura C.11, Figura C.12, Figura C.13 e Figura C.14.



Figura C.11: MFT1 e UNISIM-I-D – histograma de fácies antes e após a TE.



Figura C.12: MFT1 e UNISIM-I-D – histograma de porosidade antes e após a TE.



Figura C.13: MFT1 e UNISIM-I-D – histograma de permeabilidade antes e após a TE.



Figura C.14: MFT1 e UNISIM-I-D – histograma de NTG antes e após a TE.

Quantitativamente, a Tabela C.2 ilustra a média e desvio padrão antes e após a transferência de escala para cada uma das propriedades transferidas para a escala do simulador numérico de reservatórios.

Ducuriado do	Média	a (%)	Desvio Padrão (%)		
Propriedade	Antes	Após	Antes	Após	
Porosidade (%)	13,5	13,5	11,6	8,6	
Permeabilidade Horizontal (mD)	160,2	154,9	270,5	211,4	
NTG (adimensional)	0,76	0,75	0,32	0,18	

Tabela C.2: MFT1 e UNISIM-I-D – análise estatística da TE da porosidade, permeabilidade e NTG.

Os resultados apresentados, quantitativa e qualitativamente, são satisfatórios, com erros aproximados de 4 % e 25 % para média e desvio padrão, respectivamente, pois o processo de transferência de escala manteve a mesma tendência das propriedades qualitativa, forma aproximada dos corpos, e quantitativamente, pelo cálculo da média. A redução apresentada para o desvio padrão acontece normalmente, devido ao cálculo da média (suavização dos dados ao longo de todo o reservatório), não permanecendo grandes varrições nos dados após a transferência de escala. Outra forma de validar a transferência de escala é garantir que o volume do modelo fino (escala geológica) seja replicado, de forma aproximada, no modelo grosseiro (escala simulação). Porém, essa validação não está sendo tratada neste trabalho.

APÊNDICE D – ESTRATÉGIA DE PRODUÇÃO (UNISIM-I-D)

Neste apêndice, detalhes das etapas de definição da estratégia de produção (EP) base e as premissas assumidas são apresentados. A estratégia de produção base é definida a partir de 1461 dias (t₁). Antes desse período, há quatro poços produtores verticais que fazem parte da criação do modelo, com histórico de produção. O trabalho de Botechia *et al.* (2013) serve de base para o desenvolvimento desta etapa, mas com modificações. Além das premissas definidas durante a apresentação da estratégia de produção base no Capítulo 2, destacam-se os parâmetros operacionais dos poços produtores verticais e horizontais e poços injetores horizontais durante o período de histórico e previsão.

Para os poços produtores verticais, no período de histórico, a vazão de líquidos (Q_1) máxima e a pressão de fundo do poço (BHP_p) mínima definidas são 3.000 m³/dia e 10 kgf/cm², respectivamente. A alta vazão e a baixa pressão são definidas de forma a não restringir a calibração do modelo durante o período de histórico. Para o período de previsão, altera-se o valor de Q_1 máximo para 1.500 m³/dia e definem-se os seguintes BHP_p mínimos para os poços:

- NA01A: 227,68 kgf/cm²;
- NA2: 234,06 kgf/cm²;
- NA3D: 212,08 kgf/cm²;
- RJS19: 192,30 kgf/cm².

Além disso, os poços produtores verticais são adicionados à plataforma, e um valor limite para corte de água (W_{cut}) máximo é definido em 95%.

No caso dos poços produtores horizontais, Q_1 máximo e BHP_p mínimo são definidos em 2.500 m³/dia e 190 kgf/cm², respectivamente.

Em relação aos injetores, os valores definidos para injeção de água (Q_i) máxima e BHP_i máximo são 2.200 m³/dia e 380 kgf/cm², respectivamente. Os poços produtores e injetores horizontais são adicionados à plataforma.

O simulador numérico comercial utilizado nesta parte do trabalho é o Imex (CMG) também, e para o cálculo econômico utiliza-se o módulo MEC (Unipar). As premissas assumidas estão destacadas no item 2.6. Os parâmetros econômicos utilizados para a definição da EP base estão listados na Tabela D.1. Esses parâmetros diferem dos parâmetros definidos para o projeto (caso UNISIM-I), já que quando essa etapa foi realizada, o projeto ainda não tinha sido definido. Para efeitos de resultados, se os valores fossem atualizados para a Tabela 2.8 e o processo fosse refeito, a EP selecionada manter-se-ia muito próxima da EP definida para os parâmetros abaixo.

	Óleo do tipo Brent (US\$/bbl)	50
	Gás (US\$/MMBTU)	0
Valores de Mercado	Taxa de atratividade (% a.a.)	9
	Fator de qualidade do óleo*	0,8944
	PIS/COFINS(%)	9,25
Impostos	IRCS (%)	34
	Royalty (%)	10
	Produção de óleo (US\$/bbl)	10
C . I	Produção de água (US\$/bbl)	1,0
Custos	Injeção de água (US\$/bbl)	1,0
	Descomissionamento (Milhões US\$)	50,3 - 106,6
	Investimento inicial (Milhões US\$)	150
Investimentos	Poços (Milhões US\$)	40
	Plataforma**(Milhões US\$)	503 - 1066

Tabela D.1: Parâmetros econômicos utilizados na otimização da EP.

* Fator multiplicador utilizado em relação ao óleo do tipo *Brent*.

** Investimento em plataforma: função da capacidade de produção de líquidos da plataforma (Hayashi, 2006).

Dessa forma, esta etapa do trabalho está dividida em cinco etapas principais:

- Etapa 1: Definição de um esquema base da produção e otimização da restrição de produção da plataforma;
- Etapa 2: Otimização do número de poços;
- Etapa 3: Otimização do posicionamento dos poços;
- Etapa 4: Inserção de um cronograma de abertura de poços;
- Etapa 5: Otimização do valor de corte de água de fechamento dos poços;
- Etapa 6: Testes finais.

D.1. Etapa 1: Esquema Base de Produção e Otimização da Produção da Plataforma

Na primeira etapa, é realizado um estudo para definir um esquema base de produção inicial e otimizar a restrição de produção da plataforma. Nesta etapa, como um cronograma de entrada de abertura de poços ainda não está definido, define-se pela utilização do Indicador Econômico de Campo (IEC) como função-objetivo a ser analisada, seguindo as recomendações de Ravagnani *et al.* (2011). O conceito de IEC é equivalente ao VPL, entretanto é aplicado quando todos os poços são abertos simultaneamente, não reproduzindo a realidade pela limitação no número de sondas de perfuração. Assim, o IEC é utilizado até a etapa 3, pois não há cronograma de entrada de poços.

O primeiro passo da etapa 1 é a estimativa de um fator de recuperação do campo e, consequentemente, uma quantidade inicial de poços, sendo feita através de uma correlação empírica proposta por Guthrie e Greenberger (1955) para reservatórios areníticos e com mecanismo de influxo de água, sendo:

$$FR_o = 0,114 + 0,272.\log K + 0,256.S_w - 0,136.\log \mu_o - 1,538. \phi - 0,00035.h$$
 D.1

onde: FR_o é o fator de recuperação de óleo; K é a permeabilidade média estimada (mD); S_w é a saturação de água conata; μ_o é a viscosidade do óleo (cP); \emptyset é a porosidade; e h é a espessura porosa (ft). Sabendo que K = 158 mD; $S_w = 17\%$; $\mu_o = 1,14 \text{ cP}$; $\emptyset = 15\%$; h = 328 ft (100 m), obtém-se o valor de 40,2 % de recuperação de óleo.

Com o fator de recuperação estimado, determina-se um número aproximado de poços produtores para o campo, conhecendo o volume de original de óleo *in situ* (VOOIS), FR, taxa média de produção de um poço produtor (\bar{Q}) e o tempo de produção (t_p), seguindo a relação a seguir:

$$N_{prod} = \frac{VOOIS \times FR_o}{\bar{Q} \times t_p}$$
D.2

onde: N_{prod} é o número de poços produtores; *VOOIS* é o volume original de óleo in situ (m^3); FR_o é o fator de recuperação de óleo (%); \overline{Q} é a taxa média de produção de um poço produtor (m^3/dia); e t_p é o tempo de produção, em dias. Sabendo que VOOIS é estimado em 130 milhões de m³, FR_o é 40,2%, taxa média de produção é 160 m³/dia e o tempo de produção é 30 anos, estima-se o número de poços produtores em 30. Lembrando que esse número é apenas um valor inicial para servir de base para o início do procedimento.

Calculado o número de poços produtores aproximado, resta definir o número de poços injetores. Dessa forma, opta-se por seguir uma malha do tipo *five-spot*, sendo 30 poços produtores e 20 poços injetores, como pode ser visto na Figura D.1.



Figura D.1: UNISIM-I-D – poços produtores e injetores estimados para a etapa 1.

Dando continuidade ao procedimento, os poços são abertos simultaneamente, sem restrição de produção de líquidos da plataforma, para avaliar a capacidade de produção do campo. Assim, são realizados alguns testes com diferentes restrições, sendo adotado o com maior IEC (o intervalo de custos de cada plataforma testada nesta etapa de estudo pode ser visualizado na Tabela D.1). Os casos testados são:

- 10.000 m³/dia;
- 15.000 m³/dia;
- 20.000 m³/dia;
- 25.000 m³/dia.

Os resultados dessa etapa são visualizados na Figura D.2, na qual um gráfico cruzado de IEC e volume de óleo produzido (Np) é plotado.



Figura D.2: EP (etapa 1) – esquema base de produção e otimização da produção da plataforma para cada caso testado.

A partir da Figura E.2, a restrição de produção de líquidos de plataforma de 20.000 m³/dia apresenta o maior IEC, ou seja, 1.096 milhões de dólares, sendo então escolhida para as próximas etapas.

D.2. Etapa 2: Otimização do Número de Poços

A otimização do número de poços consiste em estimar o número ótimo de poços. Esta etapa está dividida em duas partes: retirada e acréscimo de poços em zonas com alto potencial de produção.

D.2.1. Etapa 2.1: Retirada de Poços

Este processo consiste na retirada de poços do modelo de simulação para avaliar a influência de cada alteração no IEC. Como o esquema de produção já está definido, é possível classificar os poços em ordem crescente de produtores e injetores seguindo um Indicador Econômico de Poço Produtor (IEPP) e Indicador Econômico de Poço Injetor (IEPI), respectivamente, que são definidos por Botechia *et al.* (2013). Após a classificação, retira-se o poço produtor que apresenta pior desempenho (pior IEPP) e verifica-se se houve um ganho na função-objetivo (IEC), e, em caso positivo, essa modificação (estratégia) é mantida. Repete-se o mesmo procedimento para o poço seguinte, alternando entre produtor e injetor e sendo realizado para todos os poços. O resultado dessa etapa está ilustrado na Figura D.3.



Figura D.3: EP (etapa 2.1) – retirada de poços.

Com isso, o maior IEC obtido para a etapa 2.1 (Figura D.3) é para o caso com 18 poços, sendo 7 poços produtores horizontais e 11 poços injetores horizontais, apresentando um IEC de

1.832 milhões de dólares. Somando os poços desta etapa com os 4 poços produtores verticais originais, que datam do período de histórico, tem-se 22 poços.

D.2.2. Etapa 2.2: Acréscimo de Poços

Esta etapa consiste em adicionar poços produtores e injetores em regiões com maior potencial de produção, tomando como referência um mapa de saturação de óleo não drenado coletado ao final do tempo de simulação. Outras formas de medir possíveis regiões para a inserção de poços poderiam ter sido utilizadas, mas não é o foco desta parte do trabalho. Na Figura D.4, destacam-se os resultados desta etapa.



Figura D.4: EP (etapa 2.2) – acréscimo de poços.

Nesta etapa (Figura D.4), três poços produtores são adicionados, resultando em um aumento de IEC, totalizando 21 poços durante o processo de definição da estratégia de produção base. Para este caso, obteve-se um IEC de 2.104 milhões de dólares.

D.3. Etapa 3: Localização dos Poços

Esta tem como objetivo mover os poços para outras células vizinhas para checar a posição e influência na função-objetivo, sendo muito importante, principalmente em reservatórios heterogêneos. Além de mover para outras células, a completação dos poços também é alterada ao

longo das camadas do modelo de simulação, sempre avaliando se ocorre um aumento no IEC. A Figura D.5 apresenta os resultados desse procedimento.



Figura D.5: EP (etapa 3) – localização dos poços.

No caso da Figura D.5, é possível observar um aumento no valor da função-objetivo de 7,5%, resultando em um IEC de 2.262 milhões de dólares.

D.4. Etapa 4: Cronograma de Abertura de Poços

Nesta etapa, um cronograma de abertura dos poços é inserido, sempre verificando a influência do cronograma na função-objetivo. A partir desta, a função-objetivo passar a ser denominada VPL. A tendência é que os valores de VPL sejam menores que IEC, pois ocorre um retardamento na produção de hidrocarbonetos, trazendo o problema de perfuração e completação de poços à realidade. Para este caso, consideram-se: a entrada de um poço em produção a cada 30 dias; oito opções de combinação entre produtor (PROD) e injetor (INJ); e duas opções referentes ao desempenho de poços, sendo:

- Opção 1PROD1INJ: abertura de um produtor e um injetor;
- Opção 1INJ1PROD: abertura de um injetor e um produtor;
- Opção 2PROD1INJ: abertura de dois produtores e um injetor;
- Opção 2INJ1PROD: abertura de dois injetores e um produtor;
- Opção 3PROD1INJ: abertura de três produtores e um injetor;

- Opção 3INJ1PROD: abertura de três injetores e um produtor;
- Opção 1INJ2PROD: abertura de um injetor e dois produtores;
- Opção 1PROD2INJ: abertura de um produtor e dois injetores;
- Opção A: começando pelo maior IEPP;
- Opção B: começando pelo menor IEPP.

O resultado das combinações acimas é testado nesta etapa e está descrito na Tabela D.2.

Tabela D.2: EP – opções do cronograma de entrada de poços no campo em estudo.

Opção	Descrição		
1PROD1INJ.A	1PROD:1INJ, começando maior IEPP		
1PROD1INJ.B	1PROD:1INJ, começando menor IEPP		
2PROD1INJ.A	2PROD:1INJ, começando maior IEPP		
2PROD1INJ.B	2PROD:1INJ, começando menor IEPP		
1PROD2INJ.A	1PROD:2INJ, começando maior IEPP		
1PROD2INJ.B	1PROD:2INJ, começando menor IEPP		
1INJ1PROD.A	1INJ:1PROD, começando maior IEPP		
1INJ1PROD.B	1INJ:1PROD, começando menor IEPP		
2INJ1PROD.A	2INJ:1PROD, começando maior IEPP		
2INJ1PROD.B	2INJ:1PROD, começando menor IEPP		
1INJ2PRODA	1INJ:2PROD, começando maior IEPP		
1INJ2PROD.B	1INJ:2PROD, começando menor IEPP		
3INJ1PROD.A	3INJ:1PROD, começando maior IEPP		
3INJ1PROD.B	3INJ:1PROD, começando menor IEPP		
3PROD1INJ.A	3PROD:1INJ, começando maior IEPP		
3PROD1INJ.B	3PROD:1INJ, começando menor IEPP		

O resultado dessas combinações em termos de VPL está ilustrado na Figura D.6.



Figura D.6: EP (etapa 4) – cronograma de abertura de poços.

A opção que apresenta um aumento no VPL (Figura D.6) é a 2INJ1PROD.B, resultando em um VPL de 2.073 milhões de dólares, estando destacado na Tabela D.2.

D.5. Etapa 5: Otimização do Corte de Água

A partir da produção de uma determinada quantidade de água, há prejuízo econômico do campo. Com isso, é necessário checar um valor de corte de água ótimo para o fechamento dos poços, quando isso ocorrer. Porém, antes que esse corte de água seja implementado, é possível estimar um valor aproximado de corte de água para fechamento dos poços, descrito pela Equação D.3, proposta por Barreto *et al.* (2012). Variações próximas ao valor estimado são propostas a partir do valor estimado e os modelos são então simulados, adotando o que apresentar maior incremento no VPL.

$$W_{cut} = \frac{P_o - C_o - (n \times C_{inj})}{P_o - C_o + C_a}$$
 D.3

onde W_{cut} é o corte de água; P_o é o preço do óleo por volume (US\$/bbl); C_o é o custo de produção de óleo (US\$/bbl); C_{inj} é o custo de injeção de água (US\$/bbl); C_a é o custo de produção de água (US\$/bbl) e *n* é a razão entre a injeção e a produção de líquidos. Neste caso, os valores são: 50 US\$/bbl; 10 US\$/bbl; 1 US\$/bbl; 1 US\$/bbl; e 1,14, respectivamente, resultando em um corte de

água estimado de 95%. Desse valor, é possível definir um intervalo de valores de corte de água, percorrendo de 90% a 99%, com intervalos de 1%. A Figura D.7 destaca os resultados obtidos para esta etapa.



Figura D.7: EP (etapa 5) – otimização do corte de água.

O caso que apresenta um aumento no VPL, Figura D.7, é o caso com corte de água de 90%, apresentando um valor de 2.092 milhões de dólares.

D.6. Etapa 6: Testes Finais

Etapa adicional à proposta por Botechia *et al.* (2013), seguindo para a definição da estratégia base de produção, incluindo:

- Retirada de poços injetores: esta etapa é realizada novamente, porém para poços injetores que apresentam baixo desempenho, mantendo a estratégia se a alteração apresentar aumento no VPL.
- Alteração da posição de poços produtores: poços produtores com potencial de produção (alto IEPP) são selecionados e movidos para outras células vizinhas e camadas de completação, verificando o aumento no VPL.

Os resultados desta etapa estão em destaque na Figura D.8.



Figura D.8: EP (etapa 6) – testes finais.

A etapa da Figura D.8 apresenta um acréscimo no valor da função-objetivo (VPL) de 4,1% em relação à etapa 5, resultando em um VPL de 2.178 milhões de dólares, com uma configuração de 25 poços no total, sendo: 4 produtores verticais, que datam do período de histórico; 11 poços produtores horizontais e 10 poços injetores horizontais. A Figura 2.18 ilustra a configuração dos poços após a última etapa desse processo. A Figura D.9 resume as etapas do processo de definição da estratégia de produção base aplicada ao modelo UNISIM-I-D.



Figura D.9: UNISIM-I-D – resumo das etapas de seleção da EP (a) etapas 1,2, 3 e (b) 4,5 e 6.

APÊNDICE E – UNISIM-I-H

A construção de um modelo em um estágio avançado de produção do campo, UNISIM-I-H, justifica-se pela necessidade de ter um modelo de simulação em uma etapa de gerenciamento avançada para que atividades relacionadas ao ajuste de histórico sejam testadas e comparadas. As etapas de construção do modelo e geração das propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) seguem o mesmo procedimento adotado no UNISIM-I-D, incluindo as etapas realizadas no modelo geológico criado no tempo t₂ (MFT2), seguida de uma transferência de escala, resultando no UNISIM-I-H.

E.1. MFT2

O MFT2 baseia-se nas mesmas etapas de geração do UNISIM-I-R e UNISIM-I-D, com a ressalva de que as informações disponíveis e utilizadas para gerar o UNISIM-I-H datam de um período de 4018 dias (t₂), incluindo neste intervalo:

- 4 poços originais do campo;
- 10 poços produtores e 11 injetores horizontais, resultantes da estratégia de produção implementada no UNISIM-I-D (APÊNDICE D).

Além disso, uma etapa de transferência de escala das propriedades petrofísicas e NTG do MFT2 para o UNISIM-I-H é realizada, para serem utilizadas no simulador de fluxo.

E.1.1. Arcabouço e Modelagem Estrutural

O quadro estrutural é o mesmo definido para a construção do UNISIM-I-R e UNISIM-I-D, com exceção da utilização de vinte e cinco poços e de premissas que são assumidas durante a delineação do reservatório. As informações utilizadas para esta etapa são:

 Dados de poços: curvas de logs, que incluem as informações de NPHI, RHOB, GR, DT, porosidade, fácies e trajetória referentes a quatro poços verticais NA1A, NA2, NA3D e RJS19 e propriedades faciológicas e petrofísicas, coletadas no UNISIM-I-R, referentes a vinte e um poços horizontais, sendo:

- Produtores: PROD005, PROD008, PROD009, PROD010; PROD012;
 PROD014; PROD021; PROD023A; PROD024A e PROD025A;
- Injetores: INJ003, INJ005, INJ006, INJ007, INJ010, INJ015, INJ017, INJ019, INJ021, INJ022 e INJ023.

O restante dos dados estruturais, topo, base, limite do reservatório e a falha mapeada são as mesmas definidas para o UNISIM-I-D, prosseguindo para a modelagem de fácies.

E.1.2. Modelagem Faciológica

A modelagem de fácies segue o mesmo procedimento utilizado no UNISIM-I-R e UNISIM-I-D, sendo feito o agrupamento de fácies somente para os poços originais, pois os outros poços, resultantes da EP, possuem as informações de fácies já agrupadas na escala do modelo geológico. Uma CPV (Figura E.1) e análise variográfica é feita para ser utilizada na modelagem de fácies.



Figura E.1: MFT2 – CPV utilizada na modelagem de fácies.

Na Figura E.2 é possível observar a modelagem de fácies realizada para o MFT2, com base na variável de tendência (CPV) e nas incertezas presentes nesta etapa do trabalho.



Figura E.2: MFT2 – modelagem faciológica (a) topo e (b) base do reservatório.

Uma análise estatística dos dados regularizados e modelados é realizada (Figura E.3), para verificar se os valores dimensionados em escalas de maior resolução (perfis) são preservados durante as etapas de regularização e modelagem.



MFT2: Histograma de Fácies

Figura E.3: MFT2 – histograma de fácies para dados de poços original, regularizados e modelados.

Pela análise da figura acima, é possível afirmar que as tendências são preservadas durante a passagem dos dados da escala de perfis, para a regularizada e para a malha geológica do modelo, após a modelagem de fácies.

E.1.3. Modelagem Petrofísica

A modelagem petrofísica segue os mesmos passos do UNISIM-I-R e UNISIM-I-D, seguindo uma etapa de regularização dos dados de poços, de modelagem petrofísica e de análise da qualidade dos resultados obtidos, sendo ilustrada a distribuição da porosidade antes e após a modelagem. A SSG é utilizada para modelar a porosidade, assim como é feito para UNISIM-I-R e UNISIM-I-D. Na Figura E.4 observa-se o topo e base do reservatório para a porosidade modelada.



Figura E.4: MFT2 – modelagem petrofísica da porosidade (a) topo e (b) base do reservatório.

A análise quantitativa dos resultados amostrados está ilustrada na Figura E.5, com a distribuição de porosidade na escala do perfil, na escala dos dados regularizados e a na escala do MFT2, após a modelagem petrofísica da porosidade.



Figura E.5: MFT2 – histograma da porosidade para dados de poços original, regularizados e modelados.

A partir da análise da figura acima, nota-se que o padrão de distribuição é mantido. Uma análise quantitativa é feita e ilustrada na Tabela E.1.

Zamag	Média (%)			Desvio Padrão (%)			
Zonas	Perfis	Regularizado	Porosidade	Perfis	Regularizados	Porosidade	
Todas	14,8	14,9	13,9	10,0	9,5	10,2	
1	17,4	16,9	15,2	11,0	9,9	10,3	
2	16,3	17,2	16,8	10,2	9,4	10,2	
3	15,3	15,3	12,6	10,1	9,3	9,9	
4	11,7	11,4	11,8	9,2	8,3	9,0	

Tabela E.1: MFT2 – análise estatística da regularização dos dados de poços para porosidade.

Nota: 1^a e 4^a zonas são o topo e a base do reservatório, respectivamente.

Na tabela acima nota-se que a média e o desvio padrão dos dados de poços (perfil), após a regularização e após a modelagem da porosidade ao longo das zonas do reservatório encontramse dentro de um intervalo aceitável, assim como a média global (reservatório), não apresentando valores discrepantes após essa operação, de 14,8 (perfis) para 13,9 (após a modelagem), uma redução de 6%.

Como os resultados da validação da porosidade é satisfatória, é possível modelar a permeabilidade a partir da relação encontrada nas amostras de testemunho (Equação 2.5). A partir

dessa correlação é possível obter uma distribuição de permeabilidade ao longo do reservatório (Figura E.6).



Figura E.6: MFT2 – permeabilidade (a) topo e (b) base do reservatório.

Posteriormente, uma distribuição de NTG, em função do corte de fácies, é obtida e pode ser visualizada na Figura E.7.



Figura E.7: MFT2 – NTG (a) topo e (b) base do reservatório.

Com as propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) e NTG geradas, o MFT2 está pronto para ser transferido para a escala do simulador de fluxo, originando o UNISIM-I-H.

E.2. Modelo Simulação - UNISIM-I-H

A transferência de escala das fácies, porosidade, permeabilidade e NTG são feitas com as mesmas técnicas utilizadas no UNISIM-I-D, com exceção da ponderação da porosidade pelo NTG durante a transferência de escala. A seguir, as figuras realçam o antes e após a transferência de escala dos modelos.



Figura E.8: MFT2 e UNISIM-I-H – distribuição de fácies na: (a) escala geológica e (b) escala simulador de fluxo após a transferência de escala para o topo do reservatório.



Figura E.9: MFT2 e UNISIM-I-H – distribuição de porosidade na: (a) escala geológica e (b) escala simulador de fluxo após a transferência de escala para o topo do reservatório.



Figura E.10: MFT2 e UNISIM-I-H – permeabilidade (a) escala geológica; (b) efetiva K_i , (c) efetiva K_j e (d) efetiva K_k na escala de simulação.



Figura E.11: MFT2 e UNISIM-I-H – distribuição de NTG na (a) escala geológica e (b) escala do simulador de fluxo após a transferência de escala.

Para esta etapa do trabalho, as mesmas técnicas utilizadas no processo de transferência de escala do UNISIM-I-D são utilizadas. A validação do processo de transferência de escala para fácies, porosidade, permeabilidade e NTG é apresentada nas figuras seguintes: Figura E.12, Figura E.13, Figura E.14 e Figura E.15.



Histograma de Fácies: MFT2 vs UNISIM-I-H

Figura E.12: MFT2 e UNISIM-I-H – histograma de fácies antes e após a TE.


Figura E.13: MFT2 e UNISIM-I-H – histograma de porosidade antes e após a TE.



Histograma de Permeabilidade: MFT2 vs UNISIM-I-H

Figura E.14: MFT2 e UNISIM-I-H – histograma de permeabilidade antes e após a TE.



Figura E.15: MFT2 e UNISIM-I-H – histograma de NTG antes e após a TE.

A Tabela E.2 destaca a análise estatística do pré e pós-transferência de escala das propriedades petrofísicas e NTG.

Tabela E.2: MFT2 e UNISIM-I-H – análise estatística da TE da porosidade, permeabilidade e

	Média (%)		Desvio Padrão (%)	
Propriedade	Antes	Após	Antes	Após
Porosidade (%)	13,9	13,8	10,2	8,5
Permeabilidade Horizontal (mD)	124,8	118,5	241,4	183,8
NTG (adimensional)	0,74	0,74	0,31	0,18

NTG.

Os resultados apresentados são satisfatórios, pois o processo de transferência de escala manteve a mesma tendência das propriedades e os valores da média e desvio padrão. A média apresenta uma variação aproximada de 5% e o desvio padrão destaca uma redução de, aproximadamente, 24%, devido ao cálculo da média (suavização dos dados ao longo de todo o reservatório), não permanecendo grandes varrições nos dados após a transferência de escala.

APÊNDICE F – MODELO PETRO-ELÁSTICO

As variações das propriedades acústicas de um reservatório são funções da pressão, saturação de fluido, temperatura e compactação. A obtenção de uma resposta acústica está ligada aos parâmetros de reservatório convertidos em parâmetros físicos, utilizando um modelo físico de rochas. Dessa forma, a equação de Gassmann-Biot e a teoria de Hertz-Mindlin são utilizadas para estimar as mudanças nos parâmetros sísmicos causados pelas mudanças de saturação de fluidos e pressão de poro, respectivamente. As mudanças nas respostas acústicas são introduzidas pelas mudanças na velocidade da onda P e S dentro das camadas do reservatório. Tanto a impedância quanto a velocidade são dependentes da saturação e da pressão (Stovas e Landrø, 2005).

O cálculo da impedância acústica é realizado com o auxílio da equação de Gassmann-Biot (Equação F.8 e Equação F.9), sendo assumidas algumas premissas (Avseth *et al.*, 2010):

- Frequências sísmicas suficientemente baixas (menor que 100 Hz), de modo que as pressões induzidas no poro sejam equilibradas no espaço poroso, ou seja, há tempo suficiente para o fluido mover-se no poro e eliminar os gradientes de pressão induzidos pela onda;
- Rocha isotrópica;
- Módulo mineral homogêneo;
- Fluido não muito viscoso, considerando que toda tensão cisalhante é absorvida pela rigidez da rocha seca.

As relações de Gassmann preveem como os módulos da rocha variam com a mudança de fluidos nos poros, sendo possível estimar efeitos na variação da densidade volumétrica e da compressibilidade da rocha. Esses efeitos impactam diretamente no cálculo da impedância acústica de pressão (IP) e cisalhante (IS), e na razão de Poisson (ν), descritas a seguir:

$$IP = \rho V_p F.1$$

$$IS = \rho V_s$$
 F.2

$$\nu = \frac{(1/2)V_p^2 - V_s^2}{V_p^2 - V_s^2}$$
 F.3

onde V_p e V_s são as velocidades acústicas devido à onda P e S, respectivamente; e ρ a densidade composta pelo volume das fases sólida e líquida.

F.1. Equação de Gassmann

A velocidade sísmica em um poro saturado depende de três constantes: módulo volumétrico, módulo cisalhante e densidade. O módulo volumétrico de uma rocha está relacionado aos efeitos da variação da densidade volumétrica, ou seja, na dificuldade de comprimir a rocha. O módulo cisalhante está relacionado aos efeitos da variação da compressibilidade da rocha, isto é, na dificuldade de mudar a forma da rocha. A velocidade de vários tipos de ondas sísmicas em um meio elástico, isotrópico e homogêneo está relacionada às constantes elásticas, como pode ser visto na Equação F.4 e Equação F.5.

$$V_p = \sqrt{\frac{k_{sat} + \frac{4}{3}\mu_{sat}}{\rho}}$$
F.4

e

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho}}$$
 F.5

onde V_p e V_s são as velocidades devido à onda P e S, respectivamente; k_{sat} é o módulo volumétrico da rocha saturada; μ_{sat} é o módulo cisalhante da rocha saturada; e ρ representa a densidade composta pelo volume das fases sólidas e líquidas, sendo em função da porosidade, densidade do fluido e dos minerais, e pode ser calculada pela Equação F.6.

$$\rho = \phi_{eff} \rho_{fl} + (1 - \phi_{eff}) \rho_m$$
 F.6

onde ρ_{fl} e ρ_m são as densidades do fluido e do mineral, respectivamente. A Equação F.7 permite o cálculo da densidade do fluido:

$$\rho_{fl} = \rho_o S_o + \rho_w S_w + \rho_g S_g \tag{F.7}$$

onde ρ_o , ρ_w e ρ_g são as densidades do óleo, água e gás, respectivamente, e S_o , S_w e S_g são as saturações de óleo, água e gás, respectivamente. Quando a rocha é atravessada por uma onda sísmica de baixa frequência, a teoria de Gassmann-Biot (Gassmann (1951) e Biot (1956) *apud* Mavko *et al.* (2009)) prediz o aumento do módulo volumétrico saturado (k_{sat}) pela Equação F.8:

$$k_{sat} = k_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{k_{dry}}{k_m}\right)^2}{\frac{\varphi_{eff}}{k_{fl}} + \frac{(1 - \varphi_{eff})}{k_m} + \frac{k_{dry}}{(k_m)^2}}$$
F.8

onde k_{dry} é módulo volumétrico da rocha seca; k_m é o módulo volumétrico do mineral; \emptyset_{eff} é a porosidade efetiva; e k_{fl} é o módulo volumétrico do fluido. Como os fluidos não são muito viscosos, não ocorre a propagação de onda cisalhante. Portanto, o módulo cisalhante da rocha saturada (μ_{sat}) pode ser escrito da seguinte forma:

$$\mu_{sat} = \mu_{dry}$$
 F.9

onde μ_{dry} é o módulo cisalhante da rocha seca.

O módulo volumétrico do fluido é estimado pela Lei de Wood generalizada, definido na Equação F.10, considerando a média harmônica do módulo de elasticidade de volume de cada fluido ponderada pela respectiva saturação.

$$\frac{1}{k_{fl}} = \frac{S_o}{k_o} + \frac{S_w}{k_w} + \frac{S_g}{k_g}$$
F.10

onde S_o , S_w e S_g são a saturação de óleo, água e gás, respectivamente, e k_o , k_w e k_g são os módulos volumétricos do óleo, água e gás, respectivamente.

As informações de saturação, densidade dos fluidos, porosidade efetiva e pressão de poro, utilizada indiretamente no cálculo dos módulos da rocha seca, são obtidas diretamente do simulador. No entanto, as densidades requerem um mapa para cada fase com as distribuições ao longo da malha de simulação, tornando a modelagem petro-elástica morosa e pesada, em termos de processamento e armazenamento dos dados, principalmente em processos estocásticos. Portanto, opta-se por utilizar as densidades de cada fase nas condições padrão (15,6 °C e 1 atm) e, então, corrigi-las para as condições de pressão e temperatura do reservatório, sendo fundamental informar os dados de temperatura e salinidade. A seguir, são ilustrados os cálculos dos módulos volumétricos dos fluidos e as correções realizadas para a densidade dos respectivos fluidos.

F.2. Módulo Volumétrico do Óleo

O módulo volumétrico do óleo, k_o (MPa), pode ser calculado pela Equação F.11:

$$k_o = \rho_o V_o^2 \tag{F.11}$$

onde V_o (m/s) é a velocidade acústica no óleo morto, em função da pressão e temperatura, dada pela Equação F.12:

$$V_o = 2096 \sqrt{\frac{\rho_o}{2,6-\rho_o}} - (3,7T) + (4,64P) + 0,0015 \left[\left(4,12 \sqrt{\frac{1,08}{\rho_o}} - 1 \right) - 1 \right] TP$$
 F.12

onde *T* é a temperatura em °C, sendo fornecido diretamente como um parâmetro de entrada para a região petro-elástica; *P* é a pressão em MPa; e ρ_o é a densidade do óleo em g/cm³, nas condições do reservatório.

F.2.1. Densidade do Óleo

Neste caso, o óleo presente no reservatório é considerado morto, ou seja, o óleo não possui gás dissolvido e os efeitos de pressão e temperatura na densidade são amplamente independentes. Além disso, como não se dispõe da densidade do óleo nas condições de reservatório (ρ_o), faz-se a

correção da densidade do óleo ($\rho_{o,SC}$), medido nas condições padrão, para pressão ($\rho_{o,P}$) primeiramente, a partir da Equação F.13:

$$\rho_{o,P} = \rho_{o,SC} + \left[(0.00277P - 1.71 \times 10^{-7}P^3) (\rho_{o,SC} - 1.15)^2 + 3.49 \times 10^{-4}P \right]$$
 F.13

onde *P* é a pressão medida em MPa e a densidade (ρ) é medida em g/cm³.

Há casos em que a $\rho_{o,SC}$ não é conhecida, sendo possível calculá-la a partir do grau API do óleo utilizando a Equação F.14 e depois corrigi-la para pressão utilizando a Equação F.13.

$$\rho_{o,SC} = \frac{141,5}{(131,5+API)}$$
F.14

onde API é a densidade do óleo medido em °API.

Seguindo, corrige-se a densidade do óleo para a temperatura utilizando a Equação F.15, resultando na densidade do óleo corrigido para pressão e temperatura nas condições do reservatório, ρ_o (g/cm³).

$$\rho_o = \frac{\rho_{o,P}}{[0,972 + 3,81 \times 10^{-4} (T + 17,78)^{1,175}]}$$
F.15

onde T é a temperatura do reservatório medida em °C.

F.3. Módulo Volumétrico da Água

O módulo volumétrico da água salgada, k_B , medida em MPa, pode ser calculado pela Equação F.16:

$$k_B = \rho_B V_B^2$$
 F.16

onde V_B (m/s) é a velocidade acústica na água salgada, em função da pressão, temperatura e salinidade, dada pela Equação F.17:

$$V_B = V_W + S(1170 - 9,6T + 0,055T^2 - 8,5 \times 10^{-5}T^3 + 2,6P - 0,0029TP - 0,0476P^2) + S^{3/2}(780 - 10P + 0,16P^2) - 1820S^2$$
F.17

onde *T* é a temperatura em °C; *P* é a pressão em MPa; *S* é a salinidade em frações de um (partes por milhão dividido por 10^6); e V_w é a velocidade acústica na água pura em m/s dada por:

$$V_{w} = \sum_{i=0}^{4} \sum_{j=0}^{3} w_{ij} T^{i} P^{j}$$
 F.18

onde os coeficientes w_{ij} são:

$$w_{00} = 1402,85$$
 $w_{02} = 3,437 \times 10^{-3}$ $w_{10} = 4,871$ $w_{12} = 1,739 \times 10^{-4}$ $w_{20} = -0,04783$ $w_{22} = -2,135 \times 10^{-6}$ $w_{30} = 1,487 \times 10^{-4}$ $w_{32} = -1,455 \times 10^{-8}$ $w_{40} = -2,197 \times 10^{-7}$ $w_{42} = 5,230 \times 10^{-11}$ $w_{01} = 1,524$ $w_{03} = -1,197 \times 10^{-5}$ $w_{11} = -0,0111$ $w_{13} = -1,628 \times 10^{-6}$ $w_{21} = 2,747 \times 10^{-4}$ $w_{23} = 1,237 \times 10^{-8}$ $w_{31} = -6,503 \times 10^{-7}$ $w_{33} = 1,327 \times 10^{-10}$ $w_{41} = 7,987 \times 10^{-10}$ $w_{43} = -4,614 \times 10^{-13}$

F.3.1. Densidade da Água

O cálculo da densidade da água, em condições de reservatório, dever ser corrigido para pressão e temperatura do reservatório. Além disso, existe a presença de sais na água, sendo necessário adicionar o efeito da salinidade. Dessa forma, a densidade da salmoura (ρ_B), em g/cm³, pode ser escrita como:

$$\rho_B = \rho_W + S\{0,668 + 0,44S + 10^{-6}[300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)]\}$$
F.20

onde ρ_w é a densidade da água pura, em g/cm³, dada pela Equação F.21:

$$\begin{split} \rho_w &= 1 + 1 \times 10^{-6} (-80T - 3.3T^2 + 0.00175T^3 + 489P - 2TP + 0.016T^2P - 1.3 \\ &\times 10^{-5}T^3P - 0.333P^2 - 0.002TP^2) \end{split} \text{F.21}$$

onde *S* é a salinidade da água em frações por um (partes por milhão dividido por 10^6); *P* é a pressão em MPa; e *T* é a temperatura do reservatório em °C.

F.4. Módulo Volumétrico do Gás

O módulo volumétrico do gás (k_g) , em MPa, pode ser escrito como:

$$k_g = \frac{P.\gamma}{1 - P_r / [Z(c.d.m+a)]}$$
 F.22

onde

$$\gamma = 0.85 + \frac{5.6}{P_r + 2} + \frac{27.1}{(P_r + 3.5)^2} - 8.7e^{-0.65(P_r + 1)}$$
 F.23

e

$$m = 1,2 \left\{ -\left[0,45 + 8\left(0.56 - \frac{1}{T_r} \right)^2 \right] \frac{P_r^{0,2}}{T_r} \right\}$$
 F.24

F.4.1. Densidade do Gás

A densidade de um gás ($\rho_{g,SC}$) nas condições padrão, em g/cm³, é calculada em função da densidade relativa do gás (*G*), obtido diretamente do simulador, em relação à densidade do ar (ρ_{ar}) igual a 1, como pode ser visto na equação abaixo:

$$\rho_{g,SC} = (G)(\rho_{ar})$$
 F.25

onde ρ_{ar} é a densidade do ar nas condições padrão. Contudo, existem algoritmos para calcular a densidade de um gás em diferentes condições de pressão e temperatura. Primeiramente, calculase a temperatura absoluta (T_a) como:

$$T_a = T + 273,15$$
 F.26

onde *T* está em °C. Seguindo, a pseudo-pressão (P_r) e pseudo-temperatura (T_r), adimensionais, são calculados por:

$$P_r = \frac{P}{4,892 - 0,4048G}$$
 F.27

e

$$T_r = \frac{T_a}{94,72 + 170,75G}$$
 F.28

onde *P* é a pressão e está em MPa. Finalizando, a densidade do gás (ρ_g), em g/cm³, pode ser aproximada por:

$$\rho_g \approx \frac{28,8GP}{ZRT_a}$$
F.29

onde *R* é a constante universal dos gases, em (J mol⁻¹ K⁻¹), igual a 8,31441 e *Z* é o fator de compressibilidade do gás, escrito na seguinte forma:

sendo:

$$a = 0.03 + 0.00527(3.5 - T_r)^3$$

$$b = 0.642T_r - 0.007T_r^4 - 0.52$$

$$c = 0.109(3.85 - T_r)^2$$

$$d = \exp\left\{-\left[0.45 + 8\left(0.56 - \frac{1}{T_r}\right)^2\right]\frac{P_r^{1,2}}{T_r}\right\}$$

F.31

Calculados o módulo volumétrico e a densidade do fluido, a próxima etapa é determinar o módulo volumétrico (k_{dry}) e cisalhante (μ_{dry}) da rocha seca, utilizando o modelo de Hertz-Mindlin, como citado anteriormente.

F.5. Modelo Hertz-Mindlin

O modelo de Hertz-Mindlin, apresentado por Mindlin (1949) *apud* Mavko *et al.* (2009), descreve como variam as relações de velocidade e porosidade à medida que a seleção é deteriorada, ou seja, como ocorrem as mudanças nos parâmetros sísmicos devido às mudanças de pressão. O módulo volumétrico e cisalhante efetivo de um empacotamento de esferas idênticas e aleatórias é descrito por:

$$k_{HM} = \sqrt[3]{\frac{c^2(1-\phi_c)^2\mu_m^2}{18\pi^2(1-\nu)^2}P_{eff}}$$
 F.32

e

$$\mu_{HM} = \frac{5 - 4\nu}{5(2 - \nu)} \sqrt[3]{\frac{3c^2(1 - \phi_c)^2 \mu_m^2}{2\pi^2(1 - \nu)^2}} P_{eff}$$
 F.33

onde k_{HM} e μ_{HM} são os módulos volumétrico e cisalhante da rocha seca, respectivamente, na porosidade crítica (ϕ_c); μ_m é o módulo cisalhante do mineral; ν é a razão de Poisson; c é o número de coordenação, ou seja, número médio de contatos por grão; e P_{eff} é a pressão efetiva. Nesta etapa do trabalho, são considerados: número de coordenação igual a 5, porosidade crítica de 40% (típica para arenitos), com um número de contatos por grão de 8,315, considerando que os grãos não são esferas idênticas (dado compilado por Murphy (1982) apud Mavko *et al.* (2009)). Essa pressão leva em consideração a diferença entre a pressão de confinamento P_{con} e a pressão de poro P_{poro} (Christensen e Wang, 1985):

$$P_{eff} = P_{con} - \eta P_{poro}$$
 F.34

onde η é o coeficiente de deformação interna que usualmente é um parâmetro desconhecido. Esse é um fator limitante para estimar a pressão de poro, sendo frequentemente assumido como sendo 1 para casos os quais esse fator é desconhecido. A pressão de confinamento (P_{con}) pode ser assumida igual à pressão de sobrecarga (P_{over}) dada pela Equação F.35 (Emerick *et al.*, 2007), que representa a pressão exercida pela camada de rocha acima do ponto de medição acrescida pela pressão exercida pela lâmina d'água, no caso de um campo de petróleo marítimo.

$$P_{over} = (CD - WD).\nabla_{over} - WD.\nabla_{sea}$$
F.35

onde *CD* é a profundidade da célula; *WD* é a lâmina d'água na coordenada da célula; ∇_{over} é o gradiente de sobrecarga, que representa a pressão da camada de rocha sobre o reservatório pela espessura de rocha; e ∇_{sea} é o gradiente da água do mar.

As Equações F.32 e F.33 apresentam os módulos volumétricos da rocha seca para a porosidade crítica. No caso de porosidade zero, o módulo é equivalente aos respectivos valores do mineral. Dessa forma, os valores dos módulos de arenitos pouco selecionados, porosidades entre 0 e $Ø_c$, são "interpolados" entre os módulos para esses valores utilizando o limite inferior do contorno de Hashin-Shtrikman (Mavko *et al.*, 2009). Logo, na porosidade Ø a concentração da fase sólida pura na rocha é $1 - \frac{\emptyset}{\emptyset_c}$, resultando no módulo volumétrico (k_{dry}) e cisalhante (μ_{dry}) da rocha seca descrito a seguir:

$$k_{dry} = \left[\frac{\phi/\phi_c}{k_{HM} + (4/3)\mu_{HM}} + \frac{1 - \phi/\phi_c}{k_m + (4/3)\mu_{HM}}\right]^{-1} - \frac{4}{3}\mu_{HM}$$
 F.36

e

$$\mu_{dry} = \left[\frac{\phi/\phi_c}{\mu_{HM} + z} + \frac{1 - \phi/\phi_c}{\mu_m + z}\right]^{-1} - z$$
 F.37

sendo

$$z = \frac{\mu_{HM}}{6} \left(\frac{9k_{HM} + 8\mu_{HM}}{k_{HM} + 2\mu_{HM}} \right)$$
 F.38

onde \emptyset é a porosidade na célula; \emptyset_c é a porosidade crítica; k_{HM} e μ_{HM} são os módulos volumétrico e cisalhante calculados na porosidade crítica para a rocha seca; e k_m e μ_m são os módulos volumétrico e cisalhante do mineral.

F.5.1. Módulo Volumétrico, Cisalhante e Densidade do Mineral

Esta etapa é composta pelo cálculo dos módulos volumétrico, módulo cisalhante e a densidade do mineral. O cálculo do módulo volumétrico e cisalhante do mineral baseia-se nos modelo de contornos de Hashin-Shtrikman (Avseth *et al.* (2010) apud Hashin e Shtrikman (1963)), permitindo calcular o limite inferior e superior para uma mistura de dois minerais com uma função das suas frações volumétricas. Dessa forma, os limites superior e inferior dos módulos volumétrico e cisalhante são dados pelas Equações F.39 e F.40, respectivamente.

$$k^{HS\pm} = k_1 \pm \frac{f_2}{(k_2 - k_1)^{-1} + f_1(k_1 + \frac{4}{3}\mu_1)^{-1}}$$
 F.39

e

$$\mu^{HS\pm} = \mu_1 \pm \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + \frac{2f_1(k_1 + 2\mu_1)}{5\mu_1(k_1 + \frac{4}{3}\mu_1)}}$$
F.40

onde os sobrescritos 1 e 2 referem-se aos materiais 1 e 2, e o termo f_i refere-se à fração volumétrica do material *i*. Os limites superior e inferior são calculados pela troca de qual material é designado como 1 e qual é designado como 2. Resumidamente, as Equações F.39 e F.40 fornecem os limites superiores quando o material mais rígido é designado 1, e os inferiores quando o material 1 é o mais macio (Emerick *et al.*, 2007; Mavko *et al.*, 2009).

Conhecendo as frações volumétricas e as propriedades elásticas dos materiais, calculam-se as propriedades elásticas da mistura como uma média aritmética com os limites superior e inferior, descritos pelas Equações F.41 e F.42.

$$k_m = \frac{k^{HS^-} + K^{HS^+}}{2}$$
 F.41

e

$$\mu_m = \frac{\mu^{HS^-} + \mu^{HS^+}}{2}$$
 F.42

onde k_m e μ_m são os módulos volumétricos e cisalhante do material.

A densidade do mineral (ρ_m), em g/cm³, é calcula através da média ponderada das densidades dos minerais pelas respectivas frações volumétricas (Equação F.43):

$$\rho_m = f_1 \rho_1 + f_2 \rho_2 \tag{F.43}$$

lembrando que $f_1 + f_2 = 1$. Neste estudo, as frações volumétricas são representadas pelo NTG, de acordo com a Equação F.44 e F.45.

e

F.6. UNISIM-I-R: Modelo Petro-Elástico

O MPE aplicado nesta etapa é definido por um conjunto de equações que foram apresentadas e definidas ao longo deste apêndice, sendo possível estimar a resposta acústica de um reservatório. Os parâmetros de entrada para a modelagem petro-elástica são resultantes da resposta da simulação de um modelo numérico de reservatórios (propriedades dinâmicas), além das propriedades estáticas. Nesta fase de estudo, a caracterização geológica está alinhada com a

construção do modelo de simulação, mantendo a consistência da modelagem das respostas acústicas em detrimento das distribuições de litologias presentes. Na Figura F.1, é possível observar a montagem do modelo petro-elástico mediante o grande número de variáveis envolvidas.



Figura F.1: Fluxograma de trabalho referente ao MPE proposto por Emerick *et al.* (2007) modificado.

A seguir, uma breve explicação dos termos empregados na figura acima:

Etapa 1: destacam-se os parâmetros obtidos do simulador numérico de reservatório: saturação de óleo (S_o), de água (S_w) e gás (S_g); densidade do óleo (ρ_o), água (ρ_w) e gás

 (ρ_g) ; porosidade efetiva (\emptyset_{eff}) ; e pressão de poro (P_{poro}) profundidade da célula e lâmina d'água (cota), temperatura (T) e salinidade (S);

- Etapa 2: destacam-se os parâmetros que não são fornecidos pelo simulador, tais como: coeficiente de deformação interna (η) e pressão de sobrecarga (P_{over}) que são utilizados no cálculo da pressão efetiva (P_{eff}); e descrição da litologia;
- Etapa 3: destacam-se os parâmetros elásticos de rocha: módulo volumétrico do óleo, água e gás (k_o, k_w e k_g, respectivamente); módulo volumétrico (k_{fl}) e densidade efetiva (ρ_{fl}) do fluido; densidade efetiva (ρ_m), módulos volumétrico (k_m) e cisalhante (μ_m) dos minerais; módulos volumétrico (k_{dry}) e cisalhante (μ_{dry}) da rocha seca; e densidade efetiva (ρ);
- Etapa 4: em destaque a equação de Gassmann-Biot, resultando no módulo volumétrico (k_{sat}) e cisalhante (μ_{sat}) da rocha saturada;
- Etapa 5: velocidades calculadas para onda P (V_p) e onda S (V_s), que, combinadas, resultam nas impedâncias acústicas da onda P (IP) e onda S (IS) e na razão de Poisson (ν).

Na Tabela F.1, são apresentadas as propriedades utilizadas na definição do modelo petroelástico.

Sigla	Propriedade	Valor	Unidade
Ø _{eff}	Porosidade efetiva	Ø _{eff}	%
Pporo	Pressão de poro	Pporo	kgf/cm ²
Cota	Profundidade da célula e lâmina d'água	CD e WD	m
S_w	Saturação de água	Sw	%
S_o	Saturação de óleo	$1 - S_w$	%
S_g	Saturação de gás	0	%
ρ_o	Densidade do óleo	0,866	g/cm ³
ρ_w	Densidade da água	1,010	g/cm ³
$ ho_g$	Densidade relativa do gás ($\rho_{ar} = 1$)	0,745	Adimensional
T	Temperatura	80	°C
Sal	Salinidade	0,0555	$PPM/1 \times 10^6$
Pover	Pressão de sobrecarga	Equação F.35	MPa
η	Coeficiente de deformação interna ⁵	0,85	Adimensional
k _{quartzo}	Módulo volumétrico do quartzo ⁶	36,6	GPa
$\mu_{quartzo}$	Módulo cisalhante do quartzo ⁴	45,0	GPa
$ ho_{quartzo}$	Densidade do quartzo ⁴	2,65	g/cm ³
k _{argila}	Módulo volumétrico da argila ⁴	25,0	GPa
μ_{argila}	Módulo cisalhante da argila ⁴	9,0	GPa
ρ_{argila}	Densidade da argila ⁴	2,55	g/cm ³
NŤG	Razão de espessura porosa pela total	NTG	fracionário

Tabela F.1: UNISIM-I-R – propriedades utilizadas na definição do MPE.

F.6.1. Efeitos da Litologia

A variação do módulo volumétrico e cisalhante do mineral em função da variação do segundo mineral (folhelho) pode ser visto na Figura F.2.

⁵ Valor extraído de Ida (2009).
⁶ Valores extraídos de Mavko *et al.* (2009).



Figura F.2: UNISIM-I-R (camada 88) – fronteiras superior e inferior dos módulos volumétricos e cisalhantes dos mineiras em função da fração de folhelho.

Na Figura F.2(a), é possível notar que as fronteiras superior e inferior do módulo volumétrico se aproximam, pois os constituintes são similares para esse módulo. Porém, na Figura F.2(b), ao contrário do módulo volumétrico, os módulos cisalhantes possuem características diferentes, resultando num afastamento das fronteiras. Em casos nos quais os constituintes presentes possuem um grau de diferença maior, como minerais e fluidos localizados nos poros, as fronteiras tornam-se mais distantes, diminuindo o poder de prever os valores dos módulos volumétricos e cisalhantes, como é o caso da inserção de um fluido, por exemplo.

F.6.2. Efeitos dos Fluidos

Na Figura F.3, é possível notar essa diferença, onde há a presença de um fluido no poro, comparado à tendência do modelo teórico.



Figura F.3: Fronteiras superior e inferior da teoria de Hashin-Shtrikman combinada com Hertz-Mindlin para (a) UNISIM-I-R (camada 88) e (b) modelo teórico.

Na Figura F.3, fica nítida as regiões superiores e inferiores quando existe a presença de constituintes com diferentes elasticidades.

De forma complementar, a Figura F.4 ilustra a velocidade acústica da onda P em função da porosidade para diferentes composições presente na rocha.



Figura F.4: Velocidade acústica *versus* porosidade para arenito com diferentes composições de argila para (a) UNISIM-I-R (camada 88) e (b) modelo teórico (Avseth *et al.*, 2010).

Observa-se, pela Figura F.4, que ambos seguem uma mesma tendência, com exceção da mistura presente no modelo teórico, que é diferente da composição utilizada neste estudo. Em ambas, utiliza-se a teoria de Hashin-Shtrikman combinada à de Hertz-Mindlin.

A relação entre V_p e V_s é a chave para determinar a litologia a partir de dados sísmicos e perfis sônicos, além da existência de fluidos nos poros da rocha. Na Figura F.5, observa-se a relação entre V_p - V_s para os dados UNISIM-I-R (camada 88) e a relação teórica obtida por Han (1986) apud Mavko *et al.* (2009) à esquerda e direita, respectivamente.



Figura F.5: V_p-V_s: (a) UNISIM-I-R (camada 88) e (b) para os arenitos (Mavko *et al.*, 2009).

A partir da análise da Figura F.5(a), observa-se que a relação entre V_p - V_s está muito próxima da relação citada por Mavko *et al.* (2009) para arenitos, ilustrado na Figura F.5(b).

De forma complementar a análise feita entre os constituintes da rocha (mineral e fluido) com a velocidade e os módulos volumétricos e cisalhantes, é importante quantificar o impacto da substituição de fluidos no módulo da rocha seca. A Figura F.6 ilustra a razão do módulo volumétrico da rocha saturada e seca com a variação da porosidade.



Figura F.6: V_p-V_s: (a) UNISIM-I-R (camada 88) e (b) para os arenitos (Mavko *et al.*, 2009).

Essa figura ilustra um ponto importante que as rochas mais "macias" (menos rígidas) têm uma alta sensibilidade na substituição de fluidos do que as rochas mais "duras" (mais rígidas) para uma mesma porosidade. Na Figura F.9(b), é possível exemplificar esse feito, considerando para uma mesma porosidade constituída por minerais diferentes (A – rocha "dura" e B – rocha "mole"), uma mudança do fluido no poro apresenta um impacto maior durante a substituição de fluidos para uma rocha menos rígida do que uma mais rígida, representados por A' e B'.

F.6.3. Efeitos da Impedância

Neste caso, é feita uma quantificação dos efeitos das rochas e fluidos, que compõem o meio, para impedância da onda P, como pode ser observada na Figura F.7.



Figura F.7: UNISIM-I-R – IP para o tempo t₂.

Nessa figura, observa-se que IP segue o mesmo padrão definido por V_p (Figura F.4(a)), ou seja, o aumento de um constituinte (mineral e/ou fluido), com propriedades menos rígidas, diminui a impedância acústica da onda P. É importante destacar que a alteração no volume poroso e, consequentemente, na distribuição de porosidade, impacta consideravelmente a velocidade acústica, afetando diretamente o cálculo das impedâncias (Artola e Alvarado, 2006; Souza *et al.*, 2011).

F.6.4. Atributo Sísmico 4D Observado

A partir do fluxograma proposto na Figura F.1 e acoplando o simulador numérico de reservatórios ao MPE, é possível gerar distribuições sintéticas de atributos sísmicos em diferentes tempos. O atributo sísmico corresponde a diferenças de impedância acústica (DIP) e cisalhante (DIS) entre um levantamento de monitoramento no tempo t_2 e levantamento base no tempo t_0 , antes do início da produção, seguindo o cronograma de aquisições sísmicas proposto nesta etapa do trabalho (Tabela F.2).

Dowiedo	Aquisições Sísmicas Sintéticas			
Periodo -	Base	Monitoramento		
Data	31/05/2013 (t ₀)	31/05/2024 (t ₂)		
Dia(s)	0	4018		

Tabela F.2: Cronograma de aquisições sísmicas sintéticas.

Primeiramente, essas aquisições são feitas para o modelo de referência (UNISIM-I-R), na escala desse modelo, descrito pelas Equações F.46 e F.47.

$$DIP-REF_ref = IP-REF_ref(t_2) - IP-REF_ref(t_0)$$
F.46

e

$$DIS-REF_ref = IS-REF_ref(t_2) - IS-REF_ref(t_0)$$
 F.47

onde DIP-REF_ref e DIS-REF_ref é a diferença de impedância acústica sintética da onda P e S, respectivamente, calculada entre os tempos t_2 e t_0 , computados com os dados do modelo de referência (REF), na escala do referência (ref); IP-REF_ref(t_2) e IP-REF_ref(t_0) são as impedâncias acústicas sintéticas devido à onda P no tempo t_2 e t_0 , respectivamente; e IS-REF_ref(t_2) e IS-REF_ref(t_0) são as impedâncias acústicas sintéticas devido à onda S no tempo t_2 e t_0 , respectivamente.

A Figura F.8 ilustra a o comportamento de variação de impedância acústica da onda P e S com a variação de saturação de água e pressão, respectivamente.



Figura F.8: UNISIM-I-R (camada 88) – variação de (a) DIP, (b) DSw, (c) DIS e (d) DPres na escala do modelo de referência.

A escala de referência é muito fina para uma informação sísmica, existindo a necessidade de realizar um processo de TE para uma escala que possa reproduzir a realidade. Portanto, os volumes sísmicos computados para impedância na malha de referência são transferidos para uma malha sísmica, com baixa resolução vertical e resolução horizontal intermediária. A transferência de escala de IP e IS é feita através de uma média aritmética simples, para resultar em uma baixa perda de informação e manter a distribuição da propriedade após a transferência. Dessa forma, para que a resolução definida seja capaz de identificar os objetos descritos nesse trabalho, a resolução horizontal considerada é igual à do modelo de simulação (UNISIM-I-D e UNISIM-I-H), ou seja, 100 m, e a resolução vertical (R_{ver}) é simplificada pela Equação F.48:

$$R_{ver} = \frac{1}{4}\lambda$$
 F.48

onde λ é o comprimento da onda sísmica dado por:

$$\lambda = \frac{V}{f}$$
 F.49

onde *V* é a velocidade intervalar entre as camadas em m/s e *f* é a frequência da onda sísmica em Hz. Neste caso, valores de 3.000 m/s e 35 Hz para *V* e *f* são considerados, respectivamente, resultando na resolução vertical (R_{ver}) aproximada de 21 m.

Na Figura F.9, é possível observar o histograma antes e após a transferência de escala para IP e IS no tempo $0 (t_0)$.



Figura F.9: UNISIM-I-R – histograma de IP e IS para as escalas de referência (ref) e sísmica (sei) no tempo t₀.

A partir da Figura F.9, observa-se o impacto da média simples utilizada no processo, onde ocorre uma redução do intervalo de variação, ficando próxima dos valores médios da distribuição. Na Figura F.10, observam-se as diferenças do pré e pós-transferência de escala.



Figura F.10: UNISIM-I-R – distribuição de impedâncias no tempo 0 para IP e IS antes e depois da TE.

Na Figura F.10, é possível observar uma suavização dos valores de IP e IS e o efeito da redução da escala vertical, mascarando algumas heterogeneidades que podem ser vistas na escala do modelo de referência.

Além da transferência de escala, um ruído aleatório é adicionado às informações sísmicas após a transferência de escala, resultando nas impedâncias acústicas observadas (DIP-OBS e DIS-OBS). O ruído aleatório é gerado na escala sísmica utilizando um variograma esférico isotrópico com alcance de 400 m (4 células), normal com 220 m (~2 células) e vertical de 30 m (3 células), em torno de uma média zero e desvio padrão de 2% em relação à média dos dados de diferença de impedância acústica e cisalhante (Emerick e Reynolds, 2012). A Figura F.11 ilustra o atributo sísmico observado gerado em comparação ao dado original sem ruído na mesma escala.



Figura F.11: UNISIM-I-R (topo) – S4D: (a) DIP-REF_sei; (b) DIP-OBS; (c) DIS-REF_sei; (d) DIS-OBS.

Portanto, as impedâncias acústicas sintéticas observadas são geradas a partir do modelo de reservatório de referência (UNISIM-I-R), juntamente com um processo de transferência de escala e de ruídos, sendo utilizadas na etapa de ajuste de histórico de poços e mapas. É importante também, quantificar o efeito 4D nos dados observados, destacado na Figura F.12.



Figura F.12: UNISIM-I-R – efeito da S4D: (a) IP-OBS (camada 3), (b) IP-OBS (camada 6), (c) IS-OBS (camada 3) e (d) IS-OBS (camada 6).

Na Figura F.12, são ilustradas as camadas que apresentaram uma maior variação de diferença de impedância da onda P e onda S, sendo possível observar que os valores obtidos, entre -6% e 10% para DIP-OBS e -4% e 9% para DIS, encontram-se dentro de valores aceitáveis, como demonstrado por Emerick *et al.* (2007), viabilizando essa aquisição sísmica 4D.

F.6.5. Atributo Sísmico 4D Simulado

Os atributos sísmicos sintéticos simulados (DIP-SIM e DIS-SIM) são resultantes do acoplamento do simulador numérico de reservatório e modelagem petro-elástica para o modelo UNISIM-I-H. Além disso, um processo de transferência de escala é necessário, para que as

informações sísmicas simuladas possam ser comparadas e quantificadas com as observadas (DIP-OBS e DIS-OBS).