

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA
DE PETRÓLEO**

Incorporação Quantitativa de Dados de Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico

Autor: Mauro Ida
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer
Co-orientador: Dr. Célio Maschio

CAMPINAS
2009

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA
DE PETRÓLEO**

Incorporação Quantitativa de Dados de Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico

Autor: Mauro Ida
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer
Co-orientador: Dr. Célio Maschio

Curso: CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Campinas, 2009
SP - Brasil

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Id1i Ida, Mauro
 Incorporação quantitativa de dados de sísmica 4D no
 processo de ajuste de histórico / Mauro Ida. --Campinas,
 SP: [s.n.], 2009.

 Orientadores: Denis José Schiozer, Célio Maschio.
 Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de
 Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

 1. Engenharia de reservatório. 2. Reservatório de
 petróleo. 3. Reservatório (simulação). 4. Calibração. 5.
 Método sísmico de reflexão. I. Schiozer, Denis José. II.
 Maschio, Célio. III. Universidade Estadual de
 Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV.
 Título.

Título em Inglês: Quantitative incorporation of seismic 4D in history matching
process

Palavras-chave em Inglês: Reservoir engineering, Petroleum reservoir, Reservoir
simulation, Calibration, Reflection seismic method

Área de concentração: Reservatório e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Sérgio Nascimento Bordalo, Dirceu Bampi

Data da defesa: 26/06/2009

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA
DE PETRÓLEO**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Incorporação Quantitativa de Dados de Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico

Autor: Mauro Ida

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Co-orientador: Dr. Célio Maschio

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Denis José Schiozer
DEP – FEM – Unicamp

Prof. Dr. Sérgio Nascimento Bordalo
DEP – FEM – Unicamp

Dr. Dirceu Bampi
UN-BC - Petrobras

Campinas, 26 de Junho de 2009

Dedicatória

Dedico este trabalho a minha querida esposa Lúcia Missae, aos meus filhos Flávio Junro, Elisa Toshie e Thiago Hiroshi e aos meus pais Yoshiro e Rumi.

A minha esposa Lúcia Missae, pelo amor, pela compreensão e pelo companheirismo nos momentos de alegrias e tristezas.

Aos meus filhos, Flávio Junro, Elisa Toshie e Thiago Hiroshi, pelo orgulho que tenho por eles.

Aos meus pais Yoshiro e Rumi, pela gratidão que tenho pelo fato de contribuírem decisivamente na minha educação e na formação da minha personalidade.

Agradecimentos

Sem dúvida alguma, em primeiro lugar eu gostaria de agradecer a DEUS, por conceder o milagre de nossas vidas, e ainda por ter me concedido muita saúde e força para concluir este mestrado.

À Petrobras, aos gerentes Mauro Mihaguti, Ronaldo Dias e Eduardo Bordieri, pela liberação e pelo suporte financeiro durante todo o período do mestrado. E também aos amigos do ATP-RO/RES e toda comunidade de reservatórios pelo aprendizado que todos me proporcionaram.

À Unicamp, pela oportunidade e, aos professores, pelos conhecimentos transmitidos durante o curso.

Ao Prof. Dr. Denis José Schiozer e ao Pesquisador Dr. Célio Maschio, pela competência, rapidez e flexibilidade no direcionamento de cada etapa do trabalho.

Ao amigo Pedro de Brito Nogueira, pelas idéias direcionadas para soluções de problemas, como também, pelo grande companheiro de tênis.

Ao Victor Salazar da CMG por me fornecer o programa Launcher, indispensável para realizar as simulações.

À amiga Ronice Prado Paixão, pelo incentivo e pelas sugestões.

Aos companheiros do DEP: André Machado, André, Andréa, Avansi, Carlos, Gostaldon, Fernando, Humberto, Ivan, João Paulo, Odair, Paulo Gasse, Parker, Perin, Philipe, Ortelan, Rafael pelo convívio, pelo companheirismo e, sobretudo, pelas trocas de informações.

Aos colegas Alice, Bete, Elaine, Délcio, Michelle, Sônia, Fátima, Giselle e Bruno pelos apoios na biblioteca, na secretaria e na informática

Ao grupo do Unisim: Paulo Drummond, Valmir Risso, Alberto, Daniel e Eliana pela ajuda em assuntos específicos.

Aos parentes Rimpei e Tochico Hara, Yosiko, Jorge, Liyoko, Tatiana, Tetsuo, Tikami, Takashi, Kendi, Naotsugu, Marcelo, Tizuru, Kazumi, Ciro, Rosi, Raquel, Mateus, Edna, José Aloísio, Aloísio e Bete que foram importantes pelo apoio durante todo o período do mestrado.

A curiosidade é mais importante que o conhecimento.

(Albert Einstein)

Resumo

IDA, Mauro. Incorporação Quantitativa de Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, e Universidade Estadual de Campinas, 2009. 193 pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2009.

Boas decisões no gerenciamento de um campo de petróleo em produção dependem fortemente da confiabilidade da previsão de produção que demanda um modelo de escoamento que reproduza com boa precisão o histórico de produção.

Devido à complexidade do processo de ajuste de histórico de produção, vários modelos podem resultar em ajustes aceitáveis, porém ainda com incertezas na previsão de produção, principalmente pelo fato de existirem algumas heterogeneidades de grande impacto não observadas na fase de caracterização do modelo.

Para reduzir as incertezas, surgiu a tecnologia de sísmica 4D que a partir de análises qualitativas permite identificar frentes de saturação de água, resultando em grandes avanços na caracterização do reservatório e, conseqüentemente, no ajuste de histórico. Apesar de muito útil, em alguns casos podem levar a interpretações equivocadas, sendo necessário um procedimento adicional para o uso da informação dessa tecnologia.

O objetivo principal deste trabalho é propor uma metodologia que utiliza simultaneamente os dados de produção e quantitativamente a impedância acústica da sísmica 4D para identificar as heterogeneidades do reservatório visando melhorar a qualidade do ajuste de histórico. A

metodologia proposta consiste de duas etapas principais: parametrização e otimização com algoritmo genético.

A validação da metodologia proposta foi realizada num modelo bidimensional *five-spot* com duas falhas geológicas e um canal de alta permeabilidade e a aplicação foi realizada num modelo modificado do Campo de Namorado com as seguintes características: total de 44 poços, uma falha geológica e um canal de alta permeabilidade. Em todos os modelos, foram constatados ganhos de qualidade no ajuste de histórico proporcionado pela incorporação quantitativa da sísmica 4D.

Palavras Chave: Engenharia de reservatório, Reservatório de petróleo, Reservatório (simulação), Calibração e Método sísmico de reflexão

Abstract

IDA, Mauro. Quantitative Incorporation of Seismic 4D in History Matching Process. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, and Universidade Estadual de Campinas, 2009. 206 pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP, 2009.

Good decision making related to oilfield management depends on reliability of production forecast which demands calibrated reservoir simulation models.

Due to the complexity of the production history matching process, there are many models with reasonable match but, many times, with different forecasts, mainly due to important heterogeneities that are not observed during the reservoir characterization phase.

In order to reduce this uncertainty, a new technology named 4D seismic became available which uses quantitative analysis to identify water saturation front resulting in huge advance in reservoir characterization and consequently in history matching. Although this technology is very useful, in some cases, it can result in mistaken interpretation and it needs additional work to use this technology.

The main objective of this work is to propose a methodology to use production data and quantitatively acoustic impedance from 4D seismic to identify reservoir heterogeneities to increase the quality of the history matching. The methodology proposed is divided in two main steps: parametrization and optimization with genetic algorithm.

The validation of methodology proposed was done in a simple synthetic model and the application was done in the Namorado Field, modified with one geological fault and one channel with high permeability.

Keywords: Reservoir engineering, Petroleum reservoir, Reservoir simulation, Calibration, Reflection seismic method.

Índice

Dedicatória	IV
Agradecimentos	V
Resumo	VIII
Abstract	X
Índice	XI
Lista de Figuras	XIV
Lista de Tabelas	XX
Nomenclatura	XXI
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Motivação	3
1.2 Objetivos.....	4
1.3 Estrutura do texto.....	5
Capítulo 2 - Fundamentação Teórica	7
2.1 Simulador numérico de escoamento.....	7
2.2 Ajuste de Histórico	12
2.2.1 Atributos incertos e variáveis de ajuste.....	13
2.2.2 Função-objetivo.....	17
2.2.3 Parametrização	20
2.2.4 Análise de sensibilidade	21
2.3 Modelo petro-elástico	22
2.4 Método de otimização - algoritmo genético	37
Capítulo 3 - Revisão Bibliográfica	41
3.1 Ajuste de histórico	41
3.2 Linhas de corrente	42
3.3 Sísmica 4D.....	43

Capítulo 4 - Metodologia	48
4.1 Metodologia proposta	48
4.2 Premissas ou domínio de aplicação	58
Capítulo 5 - Aplicação.....	60
5.1 Caso A	60
5.1.1 Modelo Histórico.....	61
5.1.2 Modelo Base.....	62
5.1.3 Subcasos de ajustes de históricos	63
5.1.4 Função-Objetivo.....	63
5.1.5 Parametrização	64
5.1.6 Otimização	67
5.2 Caso B.....	70
5.2.1 Modelo modificado do Campo de Namorado	70
5.2.2 Modelo Histórico.....	74
5.2.3 Modelo Base.....	76
5.2.4 Análise de sensibilidade no tempo zero	77
5.2.5 Ajuste de impedância acústica no tempo zero	78
5.2.6 Parametrização	80
5.2.7 Análise de sensibilidade no quarto ano de produção	85
5.2.8 Subcasos de ajustes de históricos.....	86
5.2.9 Função-Objetivo.....	87
5.2.10 Otimização	88
Capítulo 6 - Resultados e Discussões	91
6.1 Caso A	91
6.1.1 Otimização com o algoritmo genético	91
6.1.2 Atributos incertos	93
6.1.3 Variáveis de ajustes	95
6.1.4 Ajustes e extrapolações dos poços	102
6.1.5 Ajustes e extrapolações de produção e pressão estática do campo	110
6.2 Caso B.....	111
6.2.1 Análise de sensibilidade no tempo zero	111
6.2.2 Análise de sensibilidade no quarto ano de produção	115
6.2.3 Parâmetros do algoritmo genético.....	117
6.2.4 Atributos incertos	121
6.2.5 Ajustes de pressão de escoamento e vazão de água dos poços	125
6.2.6 Ajustes da impedância acústica.....	134
6.2.7 Ajustes e extrapolações de poços	138
6.2.8 Ajustes e extrapolações do campo	143
Capítulo 7 - Conclusões e Recomendações.....	145
7.1 Conclusões gerais	145
7.2 Conclusões específicas	146
7.3 Sugestões para Trabalhos Futuros	147
Referências Bibliográficas	148

ANEXOS	153
Anexo 1: Efeitos das heterogeneidades na impedância acústica.....	153
Anexo 2: Reservatório inclinado	155
Anexo 3: Reservatório com uma falha	160
Anexo 4: Reservatório inclinado 15 graus e com uma falha.....	165
Anexo 5: Reservatório com duas falhas paralelas	170
Anexo 6: Reservatório com um canal de alta permeabilidade	174
Anexo 7: Exemplo da importância da identificação da falha nos tempos iniciais de produção e injeção.....	178

Lista de Figuras

Figura 2.1: Etapas de um estudo completo de reservatórios.	8
Figura 2.2: Integração dos dados adquiridos em diversas escalas. Fonte: Romeu, 1997.....	9
Figura 2.3: A transferência de escala do Modelo Geológico para o Modelo de Simulação de Escoamento como fonte de incertezas. Fonte: Romeu, 1997.....	10
Figura 2.4: Fases de um projeto de exploração de uma jazida de petróleo, com destaque para o período que ocorre o ajuste de histórico. Fonte: Hayashi, 2006.	12
Figura 2.5: Fluxograma parcial do ajuste de histórico com foco nas nomenclaturas das principais variáveis envolvidas.	14
Figura 2.6: Domínios de ajustes de histórico.	16
Figura 2.7: Variáveis envolvidas no cálculo do módulo de elasticidade transversal.	23
Figura 2.8: Fluxo de trabalho do modelo petro-elástico proposto por Emerick <i>et al</i> ,2007	24
Figura 2.9: Exemplo de <i>crossover</i> . Fonte: Mendes, 2008.....	39
Figura 2.10: Exemplo de mutação. Fonte: Mendes, 2008.....	39
Figura 4.1: Fluxograma da metodologia proposta para incorporação da sísmica 4D no processo de ajuste de histórico. As etapas marcadas em vermelho representam a contribuição do trabalho.	49
Figura 4.2: Fluxograma da análise de sensibilidade relativo ao gráfico tornado para um atributo e um limite mínimo ou máximo.	52
Figura 4.3: Fluxograma do ajuste de impedância acústica no tempo zero.	53
Figura 4.4: Definições das variáveis envolvidas no mapa de parametrização.	55
Figura 4.5: Fluxograma da otimização com o algoritmo genético.	58
Figura 5.1: (a) Mapa de permeabilidade, ressaltando em verde, o canal de alta permeabilidade e em vermelho, as duas falhas geológicas.....	62
Figura 5.2: Mapa de linhas de corrente do modelo base sobreposto ao mapa de diferença de impedância acústica, no quarto ano de produção e injeção, entre o modelo histórico e o modelo base.....	65
Figura 5.3: Área de influência de cada poço produtor.	67
Figura 5.4: Região de alteração de permeabilidade destacadas em verde. Esta área é delimitada pelas linhas de correntes que contornam as maiores anomalias negativas.	69
Figura 5.5: Áreas que delimitam as extremidades oeste das Falhas 1 e 2. A área na cor laranja está relacionada à Falha 1 e a cor verde a Falha 2.	69
Figura 5.6: Mapa estrutural de topo do reservatório do Campo de Namorado com o arranjo dos poços injetores e produtores.	71
Figura 5.7: Comportamento da razão de solubilidade e do fator volume formação do óleo com a pressão.	73
Figura 5.8: Distribuição de porosidade da camada 4, representativa do reservatório.....	74

Figura 5.9: Mapa de multiplicador da permeabilidade absoluta na direção I da região central do reservatório com destaque na falha (cor vermelha, com multiplicador igual a zero) e no canal de alta permeabilidade (cor verde, com multiplicador igual a 4) não mapeados.	75
Figura 5.10: Curvas de permeabilidades relativas do Modelo Histórico. (a) sistema água/óleo. (b) sistema óleo/gás.	76
Figura 5.11: Curvas de permeabilidades relativas do Modelo Base. (a) sistema água/óleo. (b) sistema óleo/gás.	77
Figura 5.12: Mapa de diferença de impedância acústica no tempo zero entre o Modelo Base e o Modelo Histórico. Observa-se a predominância dos valores na ordem de 10^5 e 10^6	79
Figura 5.13: Mapa de diferença de impedância acústica no tempo zero entre o modelo ajustado e o Modelo Histórico. Observa-se a predominância dos valores na ordem de 10^3 e 10^4	79
Figura 5.14: Mapa de diferença entre a impedância acústica observada e a impedância acústica base após quatro anos de produção e injeção da camada 4, representativa do reservatório com destaque para as cinco possíveis regiões com heterogeneidades.	82
Figura 5.15: Mapa de linhas de corrente do modelo base sobreposto ao mapa da diferença entre a impedância acústica observada e a impedância acústica base da camada 4 do campo. Em destaque a área a ser ampliada.	83
Figura 5.16: Área ampliada do mapa de linhas de corrente do modelo base sobreposto ao mapa da diferença entre a impedância acústica observada e a impedância acústica base da camada 4 do campo. Destaque para as linhas de corrente e a diferença de impedância acústica na área dos poços NA01A, NA31D_I, NA37D e NA53D.	84
Figura 5.17: Definição dos três sistemas produtor-injetor NA01A e NA31D_I, NA37D e NA31D_I e, por último, NA53D e NA31D_I com as respectivas áreas de influências.	84
Figura 6.1: Evolução da função-objetivo individual e média versus gerações com eixo Y linear (a) e eixo Y logarítmico (b) utilizando população de 20 indivíduos, <i>crossover</i> de 0,7, mutação de 0,3 e elitismo de 1.	92
Figura 6.2: Ajuste da localização do canal de alta permeabilidade: (a) Modelo Histórico, (b) modelo ajustado com dados de produção e sísmica 4D.	94
Figura 6.3: Ajuste da localização das falhas (a) modelo histórico, (b) modelo ajustado com dados de produção e sísmica 4D.	94
Figura 6.4: Ajuste da pressão de escoamento no fundo dos poços Produtor1 (a) e Produtor2 (b).	95
Figura 6.5: Ajuste da pressão de escoamento no fundo dos poços Produtor3 (a) e Produtor4 (b).	96
Figura 6.6: Ajuste da pressão de escoamento no fundo do poço Injetor (a) e da vazão de água do Produtor3 (b).	97
Figura 6.7: Mapa da diferença entre a variação da IA observada e a IA calculada para o Caso Base ao final do quarto ano de produção e injeção.	98
Figura 6.8: Mapa da diferença entre a variação da IA observada e a IA calculada para o ajuste AH_P&S ao final do quarto ano de produção e injeção.	99
Figura 6.9: Mapa da diferença entre a variação da IA observada e a IA calculada para o ajuste AH_P ao final do quarto ano de produção e injeção.	99
Figura 6.10: Mapa da diferença entre a variação da IA observada e a IA calculada para o ajuste AH_S ao final do quarto ano de produção e injeção.	100
Figura 6.11: Mapa da diferença entre a variação da IA observada e a IA calculada para o ajuste AH_TRAD ao final do quarto ano de produção e injeção.	100
Figura 6.12: Histograma da comparação dos valores dos mapas de diferenças de IA dos diversos ajustes de históricos no gráfico maior e a comparação da soma das diferenças de IA no gráfico menor.	101

Figura 6.13: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do Produtor1.	102
Figura 6.14: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do Produtor2.	103
Figura 6.15: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do Produtor3.	103
Figura 6.16: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do Produtor4.	104
Figura 6.17: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de injeção de água do Injetor.	104
Figura 6.18: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do Produtor1.	105
Figura 6.19: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do Produtor2.	106
Figura 6.20: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do Produtor3.	106
Figura 6.21: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do Produtor4.	107
Figura 6.22: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do Produtor1.	108
Figura 6.23: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do Produtor2.	108
Figura 6.24: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do Produtor3.	109
Figura 6.25: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do Produtor4.	109
Figura 6.26: Ajuste de histórico até 1998 e extrapolação da produção de óleo (a) e produção acumulada de óleo (b) para os modelos histórico, base e ajustados (AH_P&S, AH_S e AH_P).	110
Figura 6.27: Ajuste de histórico até 1998 e extrapolação da produção de água (a) e pressão estática (b) para os modelos histórico, base e ajustados (AH_P&S, AH_S e AH_P).	111
Figura 6.28: Análise de sensibilidade através do gráfico tornado dos atributos incertos do modelo de escoamento e do modelo petro-elástico.	112
Figura 6.29: Análise de sensibilidade através do gráfico "spider" dos atributos incertos do modelo de escoamento e do modelo petro-elástico.	114
Figura 6.30: Classificação, em ordem decrescente, dos principais atributos incertos do modelo de escoamento e do modelo petro-elástico segundo a variação da função-objetivo em relação ao Caso Base: (a) parcial da pressão de escoamento de fundo (FO_{BHP}), (b) parcial da vazão de água (FO_{Qw}), (c) parcial da impedância acústica (FO_{IA}) e (d) total (FO).	116
Figura 6.31: Evolução da função-objetivo para o subcaso NAMO_P&S1.	118
Figura 6.32: Evolução da função-objetivo para o subcaso NAMO_P&S2.	118
Figura 6.33: Evolução da função-objetivo para o subcaso NAMO_S.	119
Figura 6.34: Evolução da função-objetivo para o subcaso NAMO_P.	119
Figura 6.35: Evolução da função-objetivo para o subcaso NAMO_TRAD.	120
Figura 6.36: Localização das falhas para o subcaso NAMO_P. O canal de permeabilidade não é visível porque o multiplicador ajustado é o mesmo dentro e fora do canal.	123
Figura 6.37: Localização das falhas e do canal para o subcaso NAMO_S.	124
Figura 6.38: Localização das falhas e do canal para o subcaso NAMO_P&S1.	124
Figura 6.39: Localização das falhas para o subcaso NAMO_P&S2.	125
Figura 6.40: Classificação, em ordem decrescente, dos dez poços do Caso Base com maiores erros adimensionais juntamente com os subcasos NAMO_P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&S2.	126
Figura 6.41: Mapa de diferença de impedância acústica com os poços com maiores erros do ajuste de histórico destacados com elipse vermelha. Observar que estes poços estão próximos às falhas geológicas da Região 1 e 2.	127
Figura 6.42: Ajuste da pressão de escoamento de fundo do poço NA10D.	129

Figura 6.43: Ajuste da pressão de escoamento de fundo do poço NA25D.....	129
Figura 6.44: Ajuste da pressão de escoamento de fundo do poço NA30D.....	130
Figura 6.45: Ajuste da pressão de escoamento de fundo do poço NA31D_I.....	130
Figura 6.46: Ajuste da vazão de água do poço NA10D.....	131
Figura 6.47: Ajuste da vazão de água do poço NA25D.....	131
Figura 6.48: Ajuste da vazão de água do poço NA30D.....	132
Figura 6.49: Ajuste da vazão de óleo do campo.	133
Figura 6.50: Ajuste da vazão de água do campo.....	133
Figura 6.51: Ajuste da pressão estática no datum do campo.	134
Figura 6.52: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso BASE.....	135
Figura 6.53: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso NAMO_P&S1.....	135
Figura 6.54: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso NAMO_P.....	136
Figura 6.55: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso NAMO_S.....	136
Figura 6.56: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso NAMO_TRAD.....	137
Figura 6.57: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso NAMO_P&S2.....	137
Figura 6.58: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do poço NA10D.....	138
Figura 6.59: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do poço NA25D.....	138
Figura 6.60: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do poço NA30D.....	139
Figura 6.61: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do poço NA10D.....	139
Figura 6.62: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do poço NA25D.....	140
Figura 6.63: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do poço NA30D.....	140
Figura 6.64: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do NA10D.....	141
Figura 6.65: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do NA25D.....	141
Figura 6.66: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do NA30D.....	142
Figura 6.67: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do NA31D_I.....	142
Figura 6.68: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo dos subcasos Histórico, Base, NAMO_P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&2.....	143
Figura 6.69: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água dos subcasos Histórico, Base, NAMO-P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&2.....	144
Figura 6.70: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão estática dos subcasos Histórico, Base, NAMO_P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&2.....	144
Figura A.1: Mapa estrutural de topo do modelo sintético com inclinação de 15 graus.....	156
Figura A.2: Variação da impedância acústica observada após 1 ano de produção e injeção para um reservatório inclinado 15 graus.....	157
Figura A.3: Variação da impedância acústica observada após 2,5 anos de produção e injeção para um reservatório inclinado 15 graus.....	157

Figura A.4: Variação da impedância acústica observada após 5 anos de produção e injeção para um reservatório inclinado 15 graus.	158
Figura A.5: Variação da impedância acústica observada após 10 anos de produção e injeção para um reservatório inclinado 15 graus.	158
Figura A.6: Variação da impedância acústica observada após 15 anos de produção e injeção para um reservatório inclinado 15 graus.	159
Figura A.7: Análise ilustrativa da diferença entre a variação de IA observada e a IA calculada após 2,5 anos de produção e injeção.	160
Figura A.8: Mapa de multiplicador de transmissibilidade na direção Y do Modelo Histórico com uma falha entre o Injetor e o Produtor1.....	161
Figura A.9: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após um ano de produção e injeção para um reservatório com uma falha, sobreposto ao mapa de linhas de corrente do Caso Base, indicando a região de maior aumento e a de maior redução de velocidade devido à presença da falha.	162
Figura A.10: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 2,5 anos de produção e injeção para um reservatório com uma falha, sobreposto ao mapa de linhas de corrente do Caso Base, indicando a região de maior aumento e a de maior redução de velocidade devido a presença da falha.	163
Figura A.11: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 5 anos de produção e injeção para um reservatório com uma falha, sobreposto ao mapa de linhas de corrente do Caso Base, indicando a região de maior aumento e a de maior redução de velocidade devido a presença da falha.	163
Figura A.12: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 10 anos de produção e injeção para um reservatório com uma falha, sobreposto ao mapa de linhas de corrente do Caso Base, indicando a região de maior aumento e a de maior redução de velocidade devido a presença da falha.	164
Figura A.13: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 15 anos de produção e injeção para um reservatório com uma falha, sobreposto ao mapa de linhas de corrente do Caso Base, indicando a região de maior aumento e a de maior redução de velocidade devido a presença da falha.	164
Figura A.14: Mapa de topo do reservatório com declividade de 15 graus e uma falha geológica entre o Injetor e o Produtor1.	166
Figura A.15: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após um ano de produção e injeção para um reservatório com topo com uma declividade de 15 graus e uma falha geológica.	166
Figura A.16: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 2,5 anos de produção e injeção para um reservatório com topo com uma declividade de 15 graus e uma falha geológica.	167
Figura A.17: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 5 anos de produção e injeção para um reservatório com topo com uma declividade de 15 graus e uma falha geológica.	167
Figura A.18: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 10 anos de produção e injeção para um reservatório com topo com uma declividade de 15 graus e uma falha geológica.	168
Figura A.19: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 15 anos de produção e injeção para um reservatório com topo com uma declividade de 15 graus e uma falha geológica.	168

Figura A.20: Comparação da vazão de óleo do reservatório entre o histórico e o Caso Base.....	169
Figura A.21: Mapa de multiplicador de transmissibilidade na direção J, destacando a presença de duas falhas paralelas próximo ao poço Injetor.	171
Figura A.22: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 1 ano de produção e injeção para o caso de duas falhas paralelas num reservatório com arranjo de poços em <i>five spot</i>	171
Figura A.23: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 2,5 anos de produção e injeção para o caso de duas falhas paralelas num reservatório com arranjo de poços em <i>five spot</i>	172
Figura A.24: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 5 anos de produção e injeção para o caso de duas falhas paralelas num reservatório com arranjo de poços em <i>five spot</i>	172
Figura A.25: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 10 anos de produção e injeção para o caso de duas falhas paralelas num reservatório com arranjo de poços em <i>five spot</i>	173
Figura A.26: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 15 anos de produção e injeção para o caso de duas falhas paralelas num reservatório com arranjo de poços em <i>five spot</i>	173
Figura A.27: Mapa de permeabilidade evidenciando o canal de alta permeabilidade (1000 mD) nas proximidades do poço Injetor.	175
Figura A.28: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 1 ano de produção e injeção para o caso de um canal de alta permeabilidade num reservatório com arranjo de poços em <i>five spot</i>	175
Figura A.29: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 2,5 anos de produção e injeção para o caso de um canal de alta permeabilidade num reservatório com arranjo de poços em <i>five spot</i>	176
Figura A.30: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 5 anos de produção e injeção para o caso de um canal de alta permeabilidade num reservatório com arranjo de poços em <i>five spot</i>	176
Figura A.31: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 10 anos de produção e injeção para o caso de um canal de alta permeabilidade num reservatório com arranjo de poços em <i>five spot</i>	177
Figura A.32: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 15 anos de produção e injeção para o caso de um canal de alta permeabilidade num reservatório com arranjo de poços em <i>five spot</i>	177
Figura A.33: Modelo 1 (SC_SF).	178
Figura A.34: Modelo 2 (SC_SF_2I).	179
Figura A.35: Modelo 3 (SC_CF).	179
Figura A.36: Modelo 4 (SC_CF_2I).	180
Figura A.37: Comparação das curvas de produção de óleo dos casos.	180
Figura A.38: Comparação das curvas de produção acumulada de óleo dos casos.....	181
Figura A.39: Comparação de VPL ressaltando o limite de quatro anos para alteração da estratégia de produção.	181

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Comparação das variáveis de ajuste utilizados no ajuste de histórico tradicional e no ajuste de histórico atual.	15
Tabela 2.2: Valores das massas específicas das principais litologias.	27
Tabela 2.3: Valores usuais dos módulos de elasticidades de volume e transversal.	28
Tabela 2.4: Coeficientes dos parâmetros da equação da velocidade do som na água pura.	33
Tabela 5.1: Pesos da sísmica 4D e da produção na função-objetivo para as diversas condições de ajustes de históricos.	64
Tabela 5.2: Limites inferiores e superiores das variáveis incertas utilizadas na otimização.	68
Tabela 5.3: Limites inferiores e superiores dos atributos incertos do ajuste de histórico, sem o uso da sísmica 4D na parametrização.	70
Tabela 5.4: Tabela PVT com as principais características do óleo do reservatório.	72
Tabela 5.5: Valores dos atributos incertos nas condições iniciais (modelo base), nas condições finais (ajustado) e o histórico.	78
Tabela 5.6: Valores dos atributos incertos utilizados na análise de incerteza do Caso B.	86
Tabela 5.7: Pesos da sísmica 4D e da produção na função-objetivo para as diversas condições de ajustes de históricos.	87
Tabela 5.8: Valores dos atributos incertos utilizados no processo de otimização dos subcasos com a sísmica 4D para os diversos ajustes de históricos.	89
Tabela 5.9: Valores dos atributos incertos utilizados no processo de otimização dos subcasos sem a sísmica 4D para os diversos ajustes de históricos.	90
Tabela 6.1: Comparação da convergência da função-objetivo para diversas combinações de população, gerações, crossover e mutação.	92
Tabela 6.2: Limites inferiores e superiores e a faixa de variação dos atributos incertos dos modelos petro-elástico e de escoamento.	113
Tabela 6.3: Valores da FO para os subcasos ao final do processo de otimização e recalculado utilizando a mesma equação da função-objetivo.	121
Tabela 6.4: Comparação dos valores ajustados dos atributos incertos para os subcasos NAMO-P&S1, NAMO_P, NAMO_S e NAMO_P&S2 com os valores reais do modelo histórico.	122
Tabela 6.5: Comparação dos valores ajustados dos atributos incertos para os subcasos NAMO-TRAD com os valores reais do modelo histórico.	122
Tabela 6.6: Erros adimensionais de todos os poços dos subcasos Base, NAMO_P&S, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&S2.	128

Nomenclatura

Letras Latinas

		Unidades
CAGrocha	Coefficiente angular do módulo de elasticidade transversal rocha seca	kgf/cm ²
CAKrocha	Coefficiente angular do módulo de elasticidade de volume rocha seca	kgf/cm ²
CLGrocha	Coefficiente linear do módulo de elasticidade transversal rocha seca	kgf/cm ²
C _f	Compressibilidade da formação	cm ² /kgf
CLKrocha	Coefficiente linear do módulo de elasticidade de volume da rocha seca	kgf/cm ²
Dist _{base}	Diferença entre o valor do caso base e o observado ao longo do tempo ou posição na malha de simulação	depende da variável
Dist _{simul}	Diferença entre o valor do caso simulado e o observado ao longo do tempo ou posição na malha de simulação	depende da variável
E _{base}	Diferença, em módulo, entre o valor do caso base e o observado ao longo do tempo ou posição na malha de simulação	depende da variável
E _{simul}	Diferença, em módulo, entre o valor do caso simulado e o observado ao longo do tempo ou posição na malha de simulação	depende da variável
FO	Função-Objetivo	adimensional
FO _{BHP}	Função-Objetivo parcial pressão de escoamento de fundo	adimensional
FO _{IA}	Função-Objetivo parcial da impedância acústica	adimensional
FO _{Qw}	Função-Objetivo parcial da vazão de água	adimensional

G	Módulo de elasticidade transversal ou módulo de cisalhamento ou modulo de rigidez	kgf/cm ²
G _{arc}	Módulo de elasticidade transversal do arcabouço	kgf/cm ²
G _{fluidos}	Módulo de elasticidade transversal ou módulo de cisalhamento ou modulo de rigidez dos fluidos	kgf/cm ²
G _{mat}	Módulo de elasticidade transversal do matriz	kgf/cm ²
G _{min}	Módulo de elasticidade transversal ou módulo de cisalhamento ou modulo de rigidez dos minerais	kgf/cm ²
G _{rocha seca}	Módulo de elasticidade transversal ou módulo de cisalhamento ou modulo de rigidez da rocha seca	kgf/cm ²
I _p	Impedância acústica de pressão devido à onda de pressão longitudinal	kg/s/m ²
I _s	Impedância acústica cisalhante devido à onda cisalhante	kg/s/m ²
K	Módulo de elasticidade de volume	kgf/cm ²
K _{arc}	Módulo de elasticidade de volume do arcabouço	kgf/cm ²
K _{fluidos}	Módulo de elasticidade de volume dos fluidos	kgf/cm ²
K _{mat}	Módulo de elasticidade de volume do matriz	kgf/cm ²
K _{min}	Módulo de elasticidade de volume dos minerais	kgf/cm ²
K _{rocha seca}	Módulo de elasticidade de volume da rocha seca	kgf/cm ²
k	Permeabilidade absoluta	mD
kr	Permeabilidade relativa	adimensional
kr _g	Permeabilidade relativa ao gás	adimensional
kr _g @S _{lr}	Permeabilidade relativa ao gás na saturação de líquido residual	adimensional
kr _o	Permeabilidade relativa ao óleo	adimensional
kr _o @S _{wi}	Permeabilidade relativa ao óleo na saturação de água irreduzível	adimensional
kr _w	Permeabilidade relativa à água	adimensional
kr _w @S _{or}	Permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual	adimensional
LA	Lâmina d'água	m
LI	Limite inferior do atributo	
LS	Limite superior do atributo	

mm	Massa específica dos minerais	kg/m ³
N _p	Produção acumulada de óleo	m ³
p	Pressão	kgf/cm ²
p _{anm}	Pressão na árvore de natal molhada	kgf/cm ²
p _r	Pseudopressão	adimensional
p _{cab}	Pressão na cabeça do poço	kgf/cm ²
p _{wf}	Pressão do fundo do poço	kgf/cm ²
Q	Vazão de injeção ou produção nas condições padrão	m ³ /d
Q _g	Vazão de produção de gás	m ³ /d
Q _o	Vazão de produção de óleo	m ³ /d
Q _w	Vazão de produção de água	m ³ /d
Q _{inj}	Vazão de injeção de água nas condições padrão	m ³ /d
Sísmica 4D	Diferença de propriedades sísmicas a partir de dois levantamentos, processamentos e interpretações sísmicas realizados em duas datas distintas	
S _g	Saturação de gás	adimensional
S _o	Saturação de óleo	adimensional
S _{or}	Saturação de óleo residual	adimensional
S _w	Saturação de água	adimensional
S _{wi}	Saturação de água irreduzível	adimensional
t	tempo	ano
V _{Base}	valor do Caso Base	depende da variável
V _{Obs}	valor observado	depende da variável
V _{Simul}	valor simulado	depende da variável
V _g	Velocidade do som no gás	m/s
V _o	Velocidade do som no óleo	m/s
V _p	Velocidade da onda de pressão ou longitudinal	m/s
V _s	Velocidade da onda cisalhante	m/s
V _w	Velocidade do som na água	m/s
VSH	Argilosidade	fração

W_{s4d}	Peso da impedância acústica na função-objetivo	fração
W_w	Peso da vazão de água na função-objetivo	fração
W_{BHP}	Peso da pressão de fundo de poço na função-objetivo	fração
Z	Fator de compressibilidade do gás	adimensional

Letras Gregas

ϕ	Porosidade	adimensional
β	Coefficiente de Biot	adimensional
ϕ_0	Porosidade no tempo zero	adimensional
ϕ_{eff}	Porosidade efetiva	adimensional
μ	Viscosidade	cP
ρ	Massa específica	kg/m ³
$\rho_{fluidos}$	Massa específica dos fluidos	kg/m ³
ρ_g	Massa específica do gás	kg/m ³
$\rho_{minerais}$	Massa específica dos minerais	kg/m ³
ρ_o	Massa específica do óleo	kg/m ³
ρ_w	Massa específica da água	kg/m ³
γ	Peso específico	kgf/m ³

Subscritos

min	mínimo
max	máximo
g	gás
o	óleo
w	água
sc	condições padrão

Sobrescritos

Obs	Observados
Sim	Simulados

Siglas

AG	Algoritmo Genético	
API	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano do Petróleo)	
<i>BHP</i>	<i>Bottom-Hole Pressure</i> (pressão do fundo do poço)	kgf/cm ²
<i>BSW</i>	<i>Basic Water and Sediment</i> (Corte de água)	adimensional
FR	Fator de Recuperação	fração
IA	Impedância acústica de pressão	kg/s/m ²
MGR	Modelo Geológico Representativo	não se aplica
NTG	Razão de espessura porosa pela espessura total (<i>Net To Gross</i>)	fração
OBC	Cabos de fundo (<i>Ocean Bottom Cable</i>)	não se aplica
PEM	Modelo petro-elástico (<i>Petro-elastic Model</i>)	não se aplica
PVT	Propriedades dos fluidos segundo Pressão, Volume e Temperatura	não se aplica
PVM	<i>Parallel Virtual Machine</i>	não se aplica
RFT	Pressão estática de fundo de poço (<i>Repeat Formation Test</i>)	kgf/cm ²
RGO	Razão Gás-Óleo	m ³ /m ³
TDRM	<i>Top-Down Reservoir Modelling</i>	não se aplica
VOIS	Volume de óleo <i>in situ</i>	m ³
VPL	Valor Presente Líquido	US\$

Capítulo 1 - Introdução

Todo desenvolvimento de jazidas de petróleo passa pelas fases: exploração, delimitação, desenvolvimento da produção e abandono. Ao longo das duas primeiras fases, é realizada a montagem do modelo de simulação de escoamento em meio poroso que embasa a estratégia inicial de exploração da jazida. Nesta fase inicial de desenvolvimento da jazida, é comum dispor de poucos dados e informações que geralmente têm alto grau de incertezas, além de uma sísmica exploratória de baixa resolução.

Desta forma, as modelagens geofísica e geológica não conseguem, na maioria das vezes, representar detalhadamente o modelo estrutural, as heterogeneidades, as falhas sub-sísmicas e as geometrias internas e externas dos reservatórios. Em razão disto, após a implantação do projeto, ou seja, durante a operação, é comum ocorrerem desvios de produção de fluidos e pressão em relação ao planejado, levando a necessidade de realizar o ajuste do histórico. O ajuste de histórico consiste na atualização do modelo geológico e de simulação de escoamento de fluidos no meio poroso para reproduzir todos os comportamentos constatados do reservatório.

O ajuste de histórico é geralmente a etapa mais complexa e demorada de um estudo de reservatórios porque demanda muitos diagnósticos e análises feitos de modo iterativo, sendo que em cada ciclo é necessário acionar o simulador que reúne os principais conhecimentos de sub-superfície e as informações estratégicas de outras áreas como escoamento vertical e horizontal e instalações de superfície. Até recentemente, esta otimização era feita com base na tentativa e erro demandando um tempo demasiadamente longo; atualmente, este problema vem sendo parcialmente resolvido com o uso de metodologias de ajuste assistido envolvendo algoritmos de otimização.

Após o ajuste de histórico, o simulador de escoamento passa a assumir um papel fundamental nas atualizações das estratégias de exploração do reservatório porque a previsão de produção precisa ser mais realista possível devido ao alto impacto nas tomadas de decisão de um projeto de desenvolvimento complementar, no adensamento de malha, na mudança de método de elevação, na instalação de novos equipamentos que incorporem novas tecnologias, no cronograma de recompletação ou restauração de poço ou simplesmente no planejamento do fluxo de caixa.

Até recentemente, o ajuste de histórico levava em consideração somente os dados de produção, injeção e pressão dos poços como variáveis de ajuste, por não ter uma ferramenta efetiva que pudesse identificar o caminho percorrido pela água proveniente do aquífero ou do poço injetor; isso resultava em imprecisão que muitas vezes levava à falta de confiabilidade na previsão. Para suprir esta lacuna, surgiu a tecnologia da sísmica 4D que consiste no cálculo da diferença de propriedades sísmicas a partir de dois levantamentos, processamentos e interpretações sísmicas realizados em duas datas distintas.

Com esta técnica, pode-se prever o comportamento da drenagem do reservatório com melhor precisão e, conseqüentemente, alterar significativamente a estratégia de produção para se adequar ao novo cenário. Esta tecnologia representa também um grande avanço tecnológico como ferramenta auxiliar no ajuste de histórico, pois permite maior quantidade de dados na atualização dos modelos resultando em maior precisão embora o processo seja mais complexo devido ao aumento do número de parâmetros a serem ajustados.

Entretanto, na maioria dos casos, estas informações ainda têm sido incorporadas aos modelos, analisando somente as das diferenças de impedâncias acústicas ou anomalias de amplitudes entre dois levantamentos sísmicos diferentes. Isso pode tornar o processo demorado e subjetivo, podendo representar erros de interpretação das anomalias. Por isso, através de técnicas atuais, prefere-se comparar as diferenças de impedâncias acústicas provenientes da inversão sísmica com as calculadas a partir dos resultados da simulação para verificar se a modelagem geológica e a modelagem de escoamento reproduzem os dados sísmicos observados. Os

resultados deste último, entretanto, podem ser afetados pela variação dos parâmetros utilizados na modelagem petro-elástica.

1.1 Motivação

As grandes transformações mundiais, em todos os segmentos, sobretudo a volatilidade no preço do petróleo e o avanço tecnológico refletiram fortemente na indústria de petróleo, que viabilizaram aperfeiçoar ou desenvolver novos equipamentos com maior confiabilidade, precisão, controle e velocidade de transmissão de dados e processamento.

Estas transformações também criaram duas novas demandas para o ajuste de histórico. Primeiro, com a implantação de poços e campos inteligentes passou-se a exigir ajuste de histórico com maior precisão e atualizado em prazos cada vez menores em virtude da necessidade de maior rapidez nas correções de problemas ou de maior controle da produção e da injeção por intervalo completado para obter a maior recuperação. A segunda demanda está relacionada ao maior número de variáveis a serem ajustadas para melhorar a qualidade intrínseca do ajuste. Por exemplo, não basta ajustar a vazão de água de um poço, é preciso saber também a quantidade produzida em cada intervalo e, mais ainda, saber a contribuição de cada injetor na produção de água de cada produtor. Em alguns casos, é necessário também ajustar a salinidade e os teores dos elementos químicos como sulfato de bário, H_2S , CO_2 para prever problemas de incrustação e corrosão nas colunas, nas linhas e na planta de processo.

Para fazer frente a essas novas demandas e também para diminuir o problema da não-unicidade de soluções por se tratar de um problema inverso complexo, é necessário recorrer a novas fontes de dados obtidos dos levantamentos, processamentos e interpretações sísmicas realizadas em dois ou mais tempos diferentes, sísmica 4D, que foram beneficiadas pelos avanços recentes da sísmica convencional de alta resolução, cabos permanentes e cabos de fundo (*ocean bottom cable* - OBC).

A incorporação desta nova fonte de dados tem sido de forma que o intérprete somente analisa as diferenças de impedâncias provenientes da sísmica e estima as alterações necessárias no simulador de escoamento. Da forma descrita acima, não há a possibilidade a incorporação de procedimentos assistidos e automatizados de ajuste de histórico. Além disso, este processo manual pode levar a algumas conclusões errôneas podendo, por exemplo, considerar que toda variação de impedância acústica esteja associada à variação de saturação ou interpretar de forma errada as dimensões e geometria da anomalia que dependem de uma inspeção visual. É comum, por exemplo, na fase inicial de produção e injeção, confundir presença de falhas geológicas com presença de canais. Por isso, é importante incorporar uma análise mais quantitativa do processo, pois permite a otimização do processo, possibilitando a análise de uma maior variedade de cenários e diminuindo a probabilidade de ocorrência de erros.

Ao realizar revisão bibliográfica, constatou-se a ausência de trabalhos consagrados para a integração automática da sísmica 4D com o processo de ajuste de histórico.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal, desenvolver uma metodologia de ajuste de histórico assistido baseado em dados de produção e sísmica 4D, auxiliado pelas linhas de corrente, a ser aplicada em reservatórios de óleo submetidos à injeção de água, para campos em fase inicial de produção e injeção, para identificar os controladores de escoamento sub-sísmicos ou não, como falhas geológicas e canal de alta permeabilidade.

Pretende-se também avaliar o ganho de qualidade do ajuste de histórico, proporcionado pela incorporação simultânea dos dados de produção e de injeção e da sísmica 4D quando comparados com casos que consideram apenas uma fonte de dados, somente com a sísmica 4D ou somente com os dados de produção.

No presente trabalho, além de ser realizada a análise de sensibilidade dos parâmetros da modelagem petro-elástica no ajuste de histórico, propõe-se uma metodologia de ajuste de

histórico assistido que incorpore quantitativamente os dados de produção e, principalmente, os da sísmica 4D, intercalando etapas manuais e automáticas. Entre as etapas manuais estão o diagnóstico das heterogeneidades, a incorporação da determinação das linhas de corrente e decisões relativas ao gerenciamento do processo de ajuste. As etapas automáticas são realizadas através de processos de otimização para escolha dos valores dos atributos que otimizam o processo de ajuste.

1.3 Estrutura do texto

Este trabalho é estruturado em sete capítulos. No Capítulo 1, é introduzido o assunto de ajuste de histórico com foco no contexto da sua aplicação, na sua importância num projeto de exploração e no ganho proporcionado pela incorporação da sísmica 4D; ainda aborda as novas demandas e novas soluções para o ajuste de histórico que resultaram na motivação e no objetivo deste trabalho.

No Capítulo 2, é abordada a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento do trabalho que é composta por cinco seções: simulador de escoamento, ajuste de histórico, função-objetivo, modelo petro-elástico e algoritmo genético.

O Capítulo 3 é destinado à revisão bibliográfica onde se verifica a evolução de todas as técnicas relacionadas ao ajuste de histórico e contribui para o embasamento do objetivo deste trabalho. É composta de três seções: ajuste de histórico, linhas de corrente e sísmica 4D.

No Capítulo 4, é apresentado a metodologia proposta neste trabalho que engloba as seções de metodologia geral e premissas ou domínios de aplicação.

No Capítulo 5, é mostrada a aplicação da metodologia em dois casos: um modelo sintético *five-spot* (Caso A) e um reservatório real modificado (Caso B). Os dois casos têm uma estrutura comum, mas de conteúdos diferentes, de seis seções: descrição dos modelos histórico e base, definição dos subcasos, escolha da função-objetivo, parametrização e otimização. O Caso B, por

ser mais complexo, ainda tem mais três seções: análise de sensibilidade no tempo zero, ajuste de impedância acústica no tempo zero e análise de sensibilidade no quarto ano de produção.

No Capítulo 6, são apresentados os resultados e discussões da aplicação da metodologia aos casos selecionados.

No Capítulo 7, são apresentadas as conclusões relativas à aplicação da metodologia e as recomendações sugeridas para aprimorar a técnica apresentada.

Capítulo 2 - Fundamentação Teórica

2.1 Simulador numérico de escoamento

O simulador numérico de escoamento faz uma modelagem numérica tridimensional e multifásica integrando os dados geológicos, de fluidos, de rochas, de elevação artificial e de alguns parâmetros da planta de processo. Essa ferramenta visa representar o sistema de produção desde o reservatório até a superfície no intuito de prever comportamentos de um amplo espectro de variáveis sendo as principais, a de produção e de pressão.

Existem vários tipos de simulador de escoamento; os que serão utilizados neste trabalho são o de diferenças finitas e o de linhas de corrente. O primeiro é o mais tradicional e o segundo, decompõe o problema tridimensional em várias linhas de correntes unidimensionais e resulta numa melhor visualização do escoamento de fluidos no meio poroso e também pode reduzir o tempo de simulação em algumas situações específicas.

Para combinar a precisão e a boa visualização do escoamento de fluidos pode-se realizar a simulação do reservatório com o simulador de escoamento por diferenças finitas e, em seguida, pós-processar os dados de saída para gerar as linhas de corrente. Isso aumenta o tempo total de cada rodada de simulação, mas traz benefícios na identificação dos caminhos de escoamento dos fluidos no reservatório permitindo definir a região de alteração de propriedades com maior precisão e rapidez no ajuste do histórico.

Um estudo completo de um reservatório através da simulação de escoamento compreende um ciclo de cinco processos principais bem definidos, inter-relacionados e retroalimentados: modelagem geofísica, modelagem geológica, montagem do modelo de simulação de escoamento em meio poroso, ajuste de histórico e previsão de produção (Figura 2.1). As caixas em verde com setas pretas indicam que as fontes de informações são externas aos processos principais (caixas amarelas), as setas vermelhas mostram que as informações seguem o mesmo sentido da seqüência natural dos processos e as setas azuis indicam uma retroalimentação do processo. Após o início da produção e passagem por todas as etapas dos processos, inicia o segundo ciclo que pode ter um novo levantamento sísmico (resultando na sísmica 4D), no qual é possível que algumas informações importantes sigam a seta verde. A seta verde é também uma retroalimentação, mas foi destacada por ser a área de atuação da sísmica 4D e por representar uma grande transformação no fluxo de trabalho e uma melhoria substancial na qualidade do ajuste de histórico. Por último, a seta roxa entre os processos 5 e 1 indica apenas que a informação não é utilizada diretamente no processo seguinte, mas pode ter influência, como por exemplo, a decisão de realizar um novo levantamento sísmico.

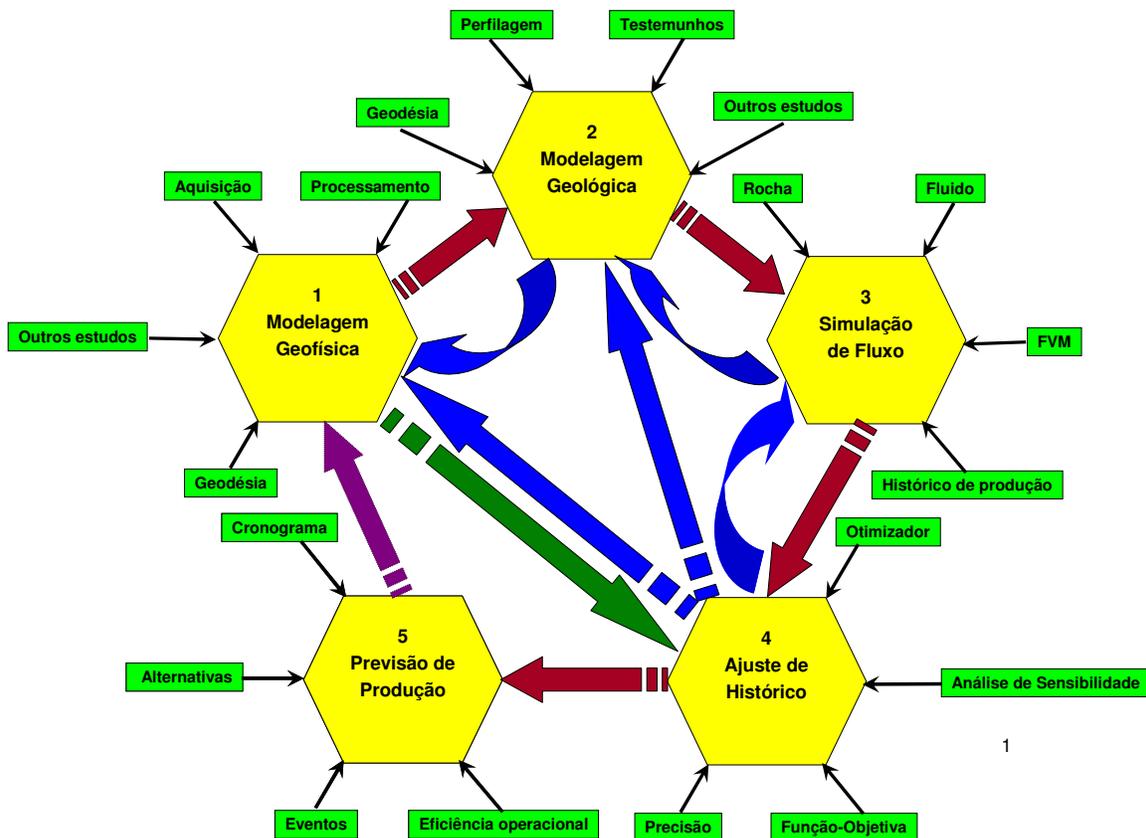


Figura 2.1: Etapas de um estudo completo de reservatórios.

A modelagem geofísica engloba trabalhos desde a aquisição, passando pelo processamento e finalizando na interpretação sísmica. Mesmo sendo a primeira etapa ciclo do processo, ainda assim recebe influência e diretrizes das etapas seguintes. À medida que se perfura poços e que os poços entram em produção, as influências das etapas seguintes se tornam ainda mais marcante e, em alguns casos, determinante. Porém, em caso de novo levantamento sísmico (4D), modelagem geofísica pode ter novas atribuições de contribuir na modelagem dinâmica.

A partir da modelagem geofísica são exportados o arcabouço estrutural e os atributos sísmicos que conjuntamente com os dados de poços (perfis a poço aberto, testes de formação, testemunhos, fluidos etc.) e de produção resultam na construção do modelo geológico. Entretanto, a resposta não é única, ou seja, existem vários modelos geológicos que honram os dados de entrada. Estes modelos geológicos são ordenados de acordo com o volume de óleo *in situ* onde se escolhem os conjuntos de modelos que representam os cenários pessimista, médio e otimista.

Uma etapa muito importante a ser considerada na modelagem geológica e na simulação de escoamento é a integração dos dados do reservatório adquiridos em diversas escalas, em milímetros (lâminas delgadas), centímetros (plugues, perfis), metros (testes de formação) e dezenas de metros (sísmica), Figura 2.2. Nesta integração, deve haver consistência entre os valores obtidos nas diversas escalas, pois dados com alta resolução estão distribuídos espacialmente com baixa densidade, enquanto os dados com baixa resolução têm como domínio o reservatório todo.

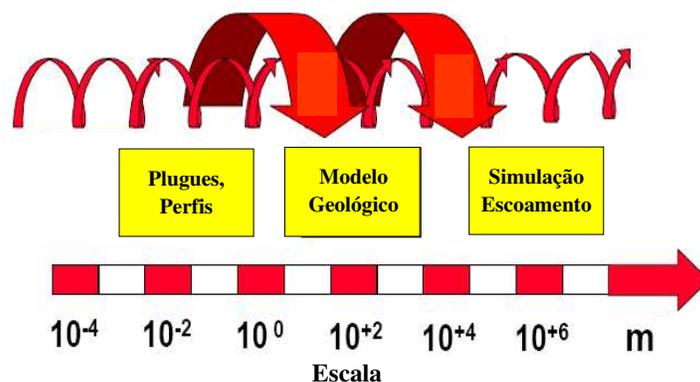


Figura 2.2: Integração dos dados adquiridos em diversas escalas. Fonte: Romeu, 1997.

A representação de reservatórios nos modelos numéricos é feita por malhas compostas de células. Na modelagem geofísica, estas células têm as dimensões na ordem de 10m, na modelagem geológica estas dimensões situam-se em torno de 50m e no modelo de simulação de escoamento, as dimensões mais usuais ficam na faixa 100m, podendo chegar até a 200m na direção horizontal e dezenas de metros na direção vertical. Logo, observa-se que a passagem do modelo de uma etapa para a seguinte leva a um aumento progressivo nas dimensões das células ou uma redução do número de células para representar o reservatório que implica em perda de resolução e, conseqüentemente, perda de informação. Esta alteração se faz necessária para tornar o modelo compatível com a capacidade de processamento computacional. Este processo, conhecido como transferência de escala (Figura 2.3), é bastante complexo, pois as células maiores devem reproduzir simultaneamente o comportamento dinâmico e estático das células menores representadas. No ajuste de impedância no tempo zero é possível utilizar a malha refinada da modelagem geofísica, pois não exige um grande esforço computacional.

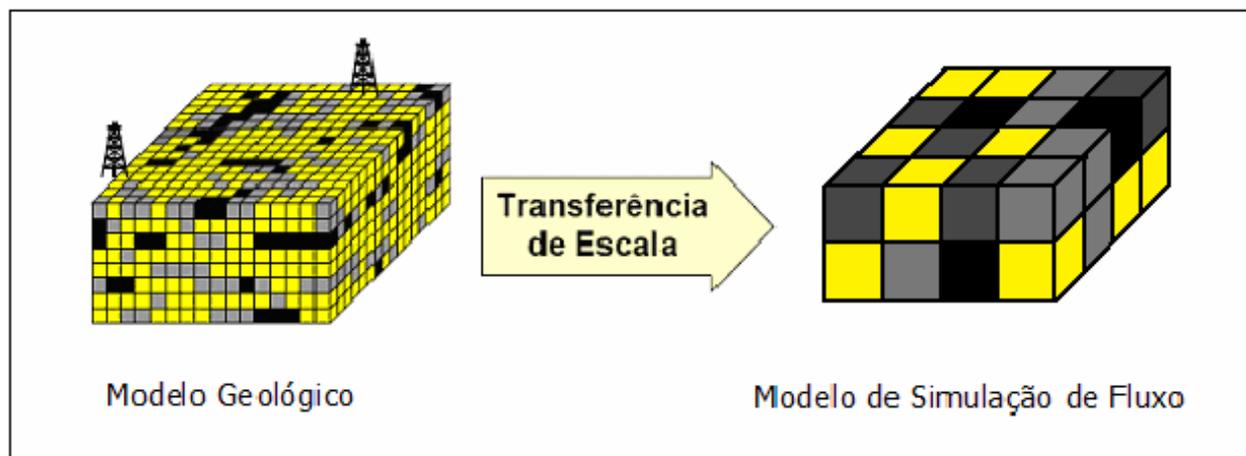


Figura 2.3: A transferência de escala do Modelo Geológico para o Modelo de Simulação de Escoamento como fonte de incertezas. Fonte: Romeu, 1997.

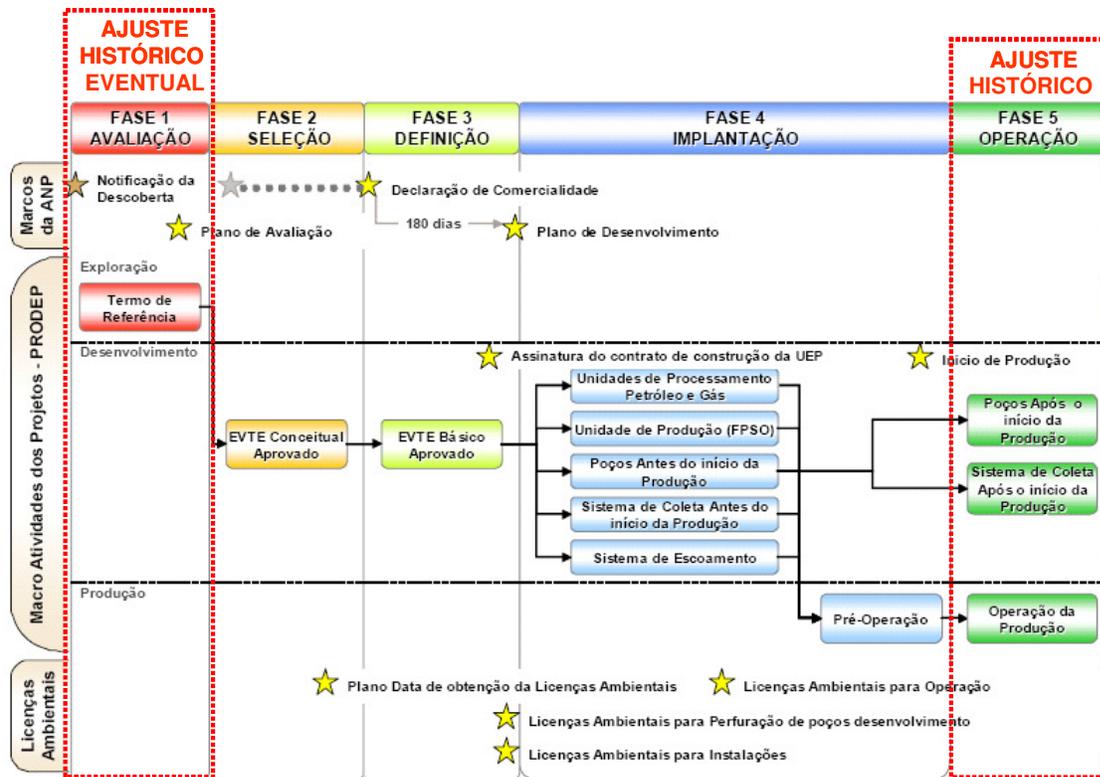
Na etapa seguinte, são realizadas as montagens dos modelos de simulação de escoamento para todos os cenários, baseados nos modelos geológicos, nos dados de produção e injeção e ainda nos valores mais prováveis de rochas e fluidos. A escolha do modelo de simulação de escoamento que representará cada cenário será aquele que tiver o melhor ajuste inicial, ou seja, a menor função-objetivo. Pode-se usar o conceito de modelo geológico representativo (MGR),

Maschio e Schiozer, 2005. Em caso de disponibilidade, pode ser utilizada a sísmica 4D para restringir os modelos de simulação para escolha dos MGR.

Após o ajuste, realiza-se a extrapolação de comportamento ou previsão de produção. Podem-se ainda analisar diversas alternativas ou estratégias de produção visando melhorar a recuperação e a economicidade do projeto. Eventualmente, podem-se conseguir bons ajustes de histórico com modelos distintos, mas com extrapolações diferentes. É importante conhecer a incerteza na previsão de comportamento para poder analisar a viabilidade de incluir esta flexibilidade nos dimensionamentos ou manutenções dos equipamentos, porém é preciso ser criterioso, pois pode gerar uma redução na eficiência dos equipamentos ou um aumento nos custos.

O simulador de escoamento com o histórico ajustado é uma ferramenta imprescindível para gerenciar o reservatório que consiste na otimização da produção e a injeção e na antecipação de soluções de problemas.

Outra forma de visão mais abrangente, que envolve estudos de sub-superfície e estudos de superfície, é através de projetos de exploração de uma jazida de petróleo, os quais compreendem cinco fases distintas conforme ilustradas na Figura 2.4. Começa com a descoberta do campo no início da Fase 1 e termina com o abandono ao final da Fase 5. O ajuste de histórico, foco deste trabalho, somente ocorre após o início de produção, ou seja, na Fase 5.



Fonte: Petrobras (2005)

Figura 2.4: Fases de um projeto de exploração de uma jazida de petróleo, com destaque para o período que ocorre o ajuste de histórico. Fonte: Hayashi, 2006.

2.2 Ajuste de Histórico

A principal ferramenta empregada no ajuste de histórico é o simulador de escoamento no meio poroso, doravante denominado simulador de escoamento ou apenas simulador. Os modelos de simulação de escoamento, por apresentarem incertezas, precisam ser submetidos ao ajuste de histórico, visto que é extremamente raro que um modelo, logo após a montagem, apresente erros mínimos aceitáveis entre os valores simulados e observados. As principais fontes de incertezas são:

- Dificuldades em representar o reservatório com todos os detalhes;
- Interpolação de propriedades entre poços que resultam em múltiplos modelos geológicos possíveis;
- Transferência de escala;

- Representatividade de uma amostra.

2.2.1 Atributos incertos e variáveis de ajuste

Tanto o simulador, quanto o reservatório real respondem a um estímulo ou excitação. Na prática só existem duas formas de estímulos: pressão e vazão de poço que são mutuamente exclusivas, ou seja, se o poço estiver sendo estimulado pela pressão, a vazão tem que ser um dado de resposta e vice-versa.

Outras formas mais simples destas definições seriam: o estímulo é a variável de entrada do processo que é mais conhecida como controle e a resposta do simulador ou do reservatório real é a variável de saída do processo. A variável de entrada tem vantagem de poder ser imposta até o limite físico, quando este, então, passa a controlar o processo.

No processo de ajuste de histórico, em geral, adota-se o controle pela vazão de óleo ou líquido e a pressão e outras vazões são as variáveis de saída do processo, sendo agora, portanto, passíveis de análise no ajuste de histórico.

Neste texto, para diferenciar as variáveis de saída do reservatório real e do simulador são usadas as terminologias observado e simulado, respectivamente. A variável de saída vazão de água passa a ser vazão de água observada (reservatório real) e vazão de água simulada (simulador). O termo variável de ajuste se refere indistintamente tanto a variável de saída do reservatório real, quanto à variável de saída do simulador. A verificação do ajuste de histórico é a comparação dos valores das variáveis de saída simuladas e observadas. Os atributos incertos são as propriedades do reservatório que podem ser alteradas no processo de ajuste.

A Figura 2.5 ilustra o fluxograma parcial do ajuste de histórico com foco nas nomenclaturas das principais variáveis envolvidas, bem com as suas inter-relações.

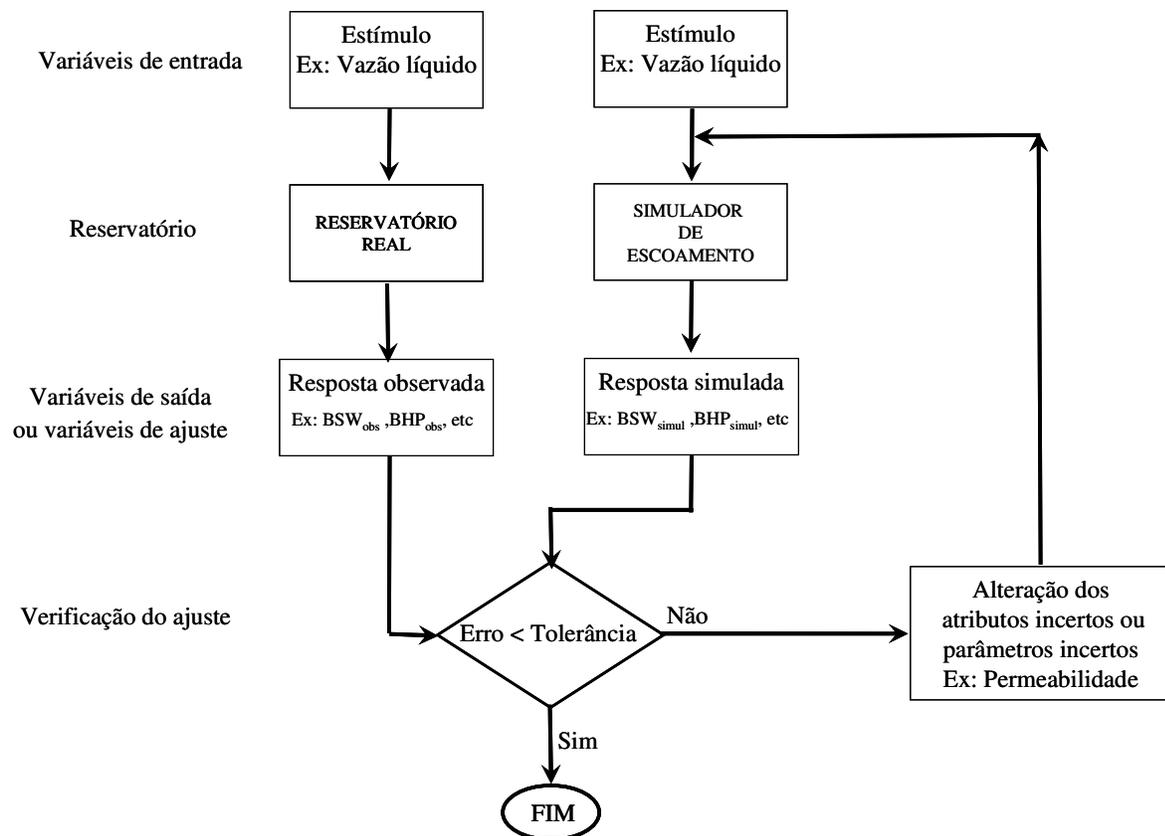


Figura 2.5: Fluxograma parcial do ajuste de histórico com foco nas nomenclaturas das principais variáveis envolvidas.

Recentemente, o número de variáveis de ajuste aumentou muito conforme pode ser visto na Tabela 2.1, trazendo várias vantagens, mas também trouxe grandes complexidades, Tudo isso foi motivado pelo avanço tecnológico que justificou aperfeiçoar os equipamentos existentes e até desenvolver novos com maior confiabilidade, durabilidade e complexidade surgindo assim os poços e os campos inteligentes e a sísmica 4D e também o aumento da capacidade computacional.

Tabela 2.1: Comparação das variáveis de ajuste utilizados no ajuste de histórico tradicional e no ajuste de histórico atual.

VARIÁVEIS	RESPOSTAS SIMULADAS		Vantagens ou finalidades
	Ajuste de histórico tradicional	Ajuste de histórico atual	
Pressão	Pressão estática (campo)	<p>Ajustar pressão por poço:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estática; • Escoamento; • Cabeça (Pcab); • Árvore natal (Panm - poços submarinos); • Poços verticais - Pressão x Prof. – durante a perfuração; • Poços horizontais – Pressão x distância. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Melhor definição dos blocos e zonas; ○ Calibrar o VOIS; ○ Ajustar as propriedades do reservatório.
Água	Vazão de água (poço)	<p>Ajustar por poço e por canhoneio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vazão de água; • Salinidade; • Fração de água produzida de cada injetor; • Teor de Bário e outros minerais 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Alterar cotas de produção ou injeção; ○ Otimizar o ajuste da planta de processo; ○ Dimensionar tratamento de incrustação.
Óleo	Vazão de óleo (poço)	<p>Ajustar por poço e por canhoneio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vazão de óleo; • API. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Otimizar o ajuste da planta de processo.
Gás	Vazão de gás ou RGO (poço)	<p>Ajustar por poço e por canhoneio:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vazão de gás ou RGO. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Otimizar o ajuste da planta de processo.
Saturação de fluidos	Não há.	<p>Ajustar por poço:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Saturação de fluidos nos poços recém-perfurados ou em intervenção. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Incorporar subida do contato ou <i>fingering</i>.
Sísmica	Não há.	<p>Ajustar por zona ou camada:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Impedância acústica. 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Corrigir frente de avanço da água; ○ Visualizar barreiras ao escoamento.

Os principais atributos incertos são: permeabilidade absoluta, porosidade, compressibilidade, contato óleo/água, aquífero, falhas, permeabilidade relativa, pontos terminais

e pressão capilar. Sendo que, estas duas últimas estão entre os atributos incertos que apresentam os maiores impactos no ajuste de histórico. Além disso, é preciso considerar ainda as dificuldades na transferência de escala destas propriedades.

O processo de ajuste de histórico é uma composição do ajuste dos dados de produção em forma de vetor com o ajuste dos dados provenientes da sísmica distribuídos em forma de matriz tridimensional relacionado a um tempo específico, porém esta comparação pode ser realizada em três domínios - Figura 2.6.

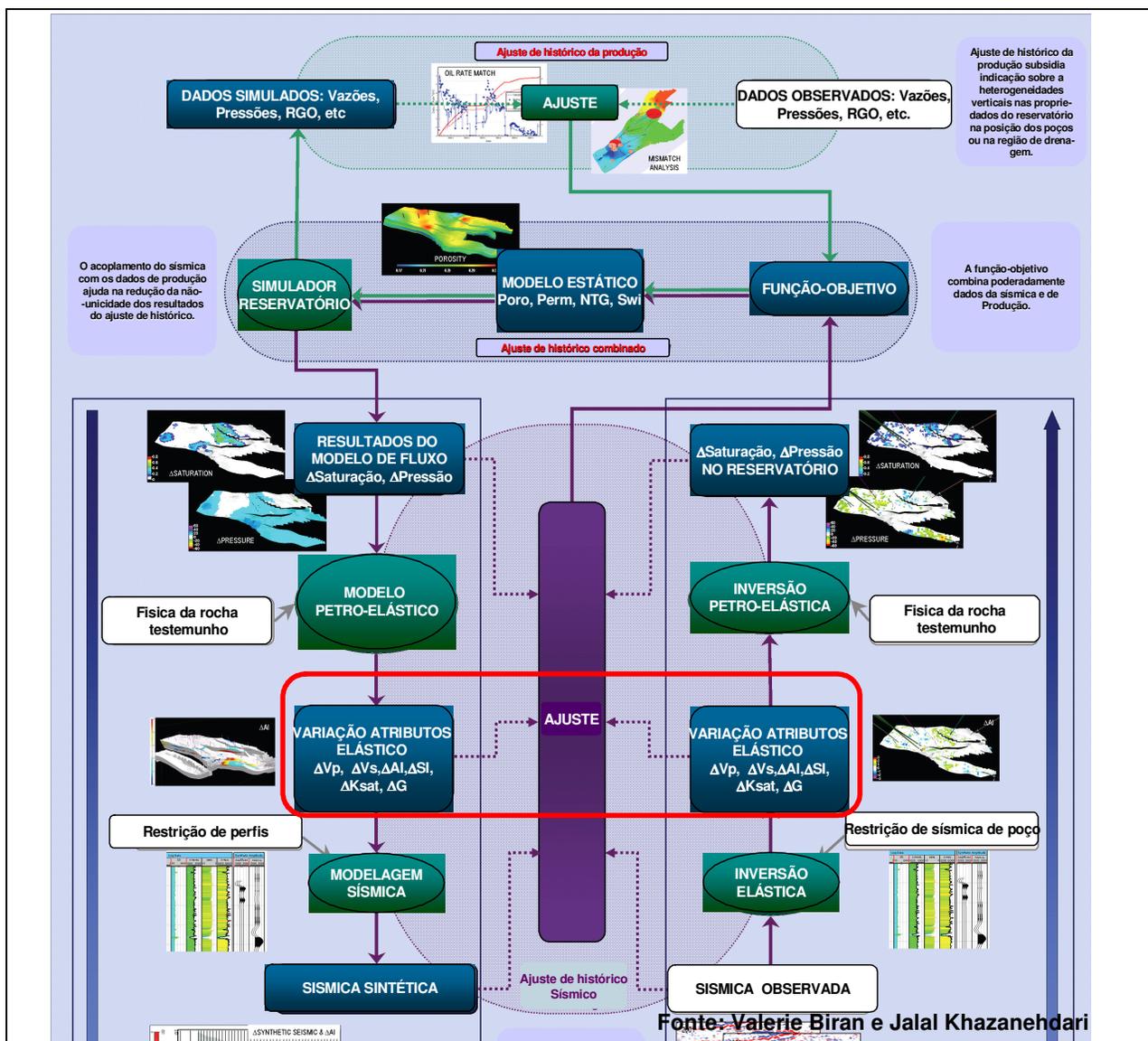


Figura 2.6: Domínios de ajustes de histórico.

O domínio no qual se ajustam os mapas de variação de pressão e saturação representa uma facilidade para o simulador de escoamento, uma vez que, estas propriedades são parâmetros de saída do simulador. Entretanto, existe uma grande incerteza nos resultados associada a dupla inversão: a petro-elástica e a sísmica.

A comparação no domínio de mapas de atributos petro-elásticos é a mais usual e também é o adotado neste trabalho. A dificuldade e o grau de incerteza desta comparação são apenas moderados. Já o equacionamento para comparação no domínio sísmico implica em um elevado grau de complexidade, principalmente na transformação de dados petro-elásticos em dados sísmicos.

2.2.2 Função-objetivo

Antes de apresentar o conceito da função-objetivo, torna-se necessário introduzir algumas definições e convenções que são adotadas neste trabalho

- Caso Base: é o primeiro modelo de escoamento construído logo após exportação dos dados estruturais e de propriedades do modelo geológico, ou seja, é o modelo de escoamento inicial onde nenhum atributo incerto ainda foi alterado.
- Casos simulados: são todos os outros modelos de escoamento onde algum atributo incerto foi alterado.
- Distância do Caso Base ($Dist_{Base}$): definida em termos de unidades de volume, pressão, saturação ou impedância acústica, representa a diferença entre o valor do Caso Base (V_{Base}) e o Observado (V_{Obs}) ao longo do tempo ou posição na malha de simulação (Equação 2.1).

$$Dist_{Base} = V_{Base} - V_{Obs} \dots\dots\dots(2.1)$$

- Distância do caso simulado ($Dist_{simul}$): definida em termos de unidades de volume, pressão, saturação ou impedância acústica, representa a diferença entre o valor do

caso simulado (V_{Simul}) e o observado (V_{Obs}) ao longo do tempo ou posição na malha (Equação 2.2).

$$Dist_{Simul} = V_{Simul} - V_{Obs} \dots\dots\dots(2.2)$$

- Erro ou afastamento do Caso Base (E_{Base}): Definida em termos de unidades de volume, pressão, saturação ou impedância acústica, representa a diferença, em módulo, entre o valor do Caso Base (V_{Base}) e o observado (V_{Obs}) ao longo do tempo ou posição na malha (Equação 2.3).

$$E_{Base} = |V_{Base} - V_{Obs}| \dots\dots\dots(2.3)$$

- Erro ou afastamento do caso simulado (E_{Simul}): definido em termos de unidades de volume, pressão, saturação ou impedância acústica, representa a diferença, em módulo, entre o valor do caso simulado (V_{Simul}) e o observado (V_{Obs}) ao longo do tempo ou posição na malha (Equação 2.4).

$$E_{Simul} = |V_{Simul} - V_{Obs}| \dots\dots\dots(2.4)$$

A utilização da distância na função-objetivo tem a vantagem de identificar pelo sinal se os valores simulados estão abaixo ou acima dos valores observados e conseqüentemente estimar se os valores dos atributos incertos precisam ser aumentados ou reduzidos. Como a soma destes valores pode se anular pois há valores positivos e negativos, usa-se normalmente na função-objetivo o erro (E) que considera o módulo ou o quadrado da distância.

Portanto, a função-objetivo é um indicador quantitativo, imprescindível no processo de ajuste de histórico semi-automatizado que indica os afastamentos dos valores observados dos valores históricos. O processo de ajuste de histórico buscará minimizar a função-objetivo.

Neste trabalho, foi adotada uma formulação proposta elaborada por Maschio (2005) e Rizzo (2007) que pondera para cada variável de ajuste a soma dos erros ao quadrado de cada dado simulado dividido pela soma dos erros ao quadrado de cada dado do Caso Base (Equação 2.5).

$$FO = \sum_{I=1}^m W_i \cdot \sum_{j=1}^n \frac{\sum_{k=1}^o (V_{i,j,k}^{Sim} - V_{i,j,k}^{Obs})^2}{\sum_{k=1}^o (V_{i,j,k}^{Base} - V_{i,j,k}^{Obs})^2} \dots\dots\dots(2.5)$$

onde “*m*” representa a quantidade máxima de variáveis de ajuste, “*W_i*”, o peso atribuído a cada variável de ajuste, “*n*”, a quantidade máxima de poços (ou quando a variável de ajuste for a impedância, “*n*” assume valor 1), “*o*”, a quantidade máxima de medições do dado observado (ao longo do tempo ou nas células da malha), “*V_{i,j,k}^{Sim}*”, a variável de ajuste simulada, “*V_{i,j,k}^{Obs}*”, a variável de ajuste observada, *V_{i,j,k}^{Base}*, a variável de ajuste simulada do Caso Base. Isto significa que para o Caso Base, a função-objetivo assume valor 1, e quando a FO se aproxima do valor zero, está próximo de um ajuste muito bom. Não significa um ajuste perfeito porque depende da atribuição dos pesos das variáveis de ajuste e também da qualidade do ajuste inicial do Caso Base.

Esta formulação possui vantagens que estão relacionadas abaixo:

- Por ser adimensional (normalizada), permite manusear variáveis com unidades, magnitudes, densidade de informações totalmente distintas;
- Reduz a subjetividade na comparação das respostas dos casos simulados, porém não a elimina totalmente porque ainda resta a subjetividade dos pesos;
- Permite automatizar o processo de otimização, pois é uma representação matemática do erro entre os dados observados e simulados, necessária para o uso de um algoritmo de otimização;
- Pode ser calibrado para propósitos específicos tais como: ajustar os tempos de erupção de água, os tempos finais do histórico com intuito de realizar uma previsão de curto prazo confiável, a região ou o poço de maior importância seja pelo maior volume envolvido ou pela confiabilidade dos dados, a produção de água para

dimensionar produtos químicos e energia para tratamento dos fluidos ou ainda priorizar acerto na pressão de escoamento no fundo do poço para verificar tempo de surgência dos poços.

A flexibilidade na escolha dos pesos tem pontos positivos, pois permite a adaptação para casos específicos, mas tem a desvantagem que o critério pode ser subjetivo e que eventualmente tem um grande impacto na convergência do ajuste de histórico.

As principais variáveis de ajustes associadas às funções-objetivo são as pressões estáticas dos poços (única ou diversas variando com a profundidade e ao longo do poço horizontal), as pressões de escoamento dos poços, os volumes de cada uma das fases em produção por poço e por campo, as saturações de fluidos medidos nos poços recém-perfurados e as impedâncias acústicas das células.

Embora a utilidade da função-objetivo seja a mesma, ainda não existe um consenso sobre a sua formulação. Muitos autores preferem utilizar a função-objetivo como a soma dos erros ao quadrado ou a soma do módulo do erro, o que levam ao inconveniente da função-objetivo passar a ter um sistema de unidades, impedindo a junção de variáveis de natureza diferentes.

2.2.3 Parametrização

O ajuste de histórico é normalmente dividido em duas fases bem marcantes que ocorrem alternadamente ou inter-relacionadas, com proporções diferenciadas no início e no final do ajuste. Estas fases são:

- Diagnóstico do ajuste ou parametrização: é a parte mais importante do processo de ajuste de histórico que implica na concepção e no entendimento físico do problema. Questiona-se a existência ou a ausência de falhas geológicas, a conexão entre zonas diferentes, o zoneamento, as barreiras verticais de escoamento, o gradiente de pressão em poços horizontais, as regiões de intercomunicação de zonas e blocos, as transmissibilidades de falhas, as inconsistências de dados observados (ou mesmo

rateio da produção ou injeção) ou as características de fluidos, a efetividade do canhoneio, a canalização, a região de atuação de aquífero, os volumes e as distribuições dos fluidos. São poucos os artigos que abordam este assunto quer seja pela complexidade envolvida, que pela fragilidade em sustentar a interpretação. Os artigos que abordam este tipo de problema são estudos de casos específicos e não procuram generalizar a metodologia usada para a solução do problema.

- Execuições: é a parte mecânica, repetitiva e com muitos cálculos que compreende alterar os atributos incertos e a disparar o simulador de escoamento. Pode-se agilizar a busca da solução através de otimizadores e computação paralela.

No ajuste manual, estas duas fases são realizadas pelo intérprete e no ajuste assistido, a primeira fase é feita manualmente e, na segunda fase, através de um algoritmo de otimização busca-se a melhor solução. A computação paralela pode ser utilizada nessa etapa para acelerar o processo.

2.2.4 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade é uma fase muito importante que deve ser realizada antes de iniciar o ajuste de histórico propriamente dito, pois permite avaliar a influência que cada variável tem na função-objetivo. Com isso, podem-se eliminar aquelas variáveis que têm pouca influência e conseqüentemente reduzir o número de simulações necessárias para convergir para a solução do problema e o tempo final demandado para o ajuste.

Outra informação que a análise de sensibilidade fornece é a direção da alteração do parâmetro de ajuste para minimizar o erro da função-objetivo, ou seja, se deve reduzir ou aumentar o valor do parâmetro de ajuste.

Para realizar a análise de sensibilidade, lança-se a simulação do Caso Base, em seguida, roda-se novamente o simulador de escoamento variando um parâmetro de ajuste de cada vez,

assumindo primeiro o valor mínimo e depois outra rodada com o valor máximo. Na fase seguinte, calcula-se o valor da sensibilidade do parâmetro que é a diferença da função-objetivo entre o caso em análise e o Caso Base. Valores negativos indicam que a variação do parâmetro de ajuste está na direção de minimização da função-objetivo e valores positivos indicam que a variação do parâmetro leva ao afastamento da solução.

2.3 Modelo petro-elástico

As diferentes rochas e fluidos que constituem o reservatório apresentam respostas acústicas que quando combinadas formam a resposta acústica do reservatório. No modelo petro-elástico, as propriedades da simulação convencional (como pressão, densidade dos fluidos, saturações e porosidade efetiva) são usadas para calcular a resposta acústica efetiva dos fluidos que é então combinado com a resposta acústica das rochas para obter a resposta acústica global do reservatório. A principal resposta acústica da sísmica 4D utilizada para avaliar a variação de pressão e saturação do reservatório é a impedância acústica.

O cálculo da impedância acústica global é realizado com o auxílio da equação de Gassmann no qual são assumidas algumas premissas:

- Frequência sísmica suficientemente baixa (menor que 100 Hz) para não induzir um gradiente de pressão, ou seja, deve haver um tempo suficiente para que o fluido possa fluir através dos poros;
- Rocha isotrópica;
- Módulo mineral homogêneo;
- Fluido não muito viscoso porque considera que toda tensão cisalhante é absorvida pela rigidez da rocha seca.

O módulo de elasticidade de volume (K) e o módulo de elasticidade transversal ou módulo de cisalhamento ou módulo de rigidez (G) são propriedades tão importantes na modelagem petro-elástica que será feita uma breve descrição destas variáveis.

O módulo de elasticidade de volume (K) de uma substância mede a resistência da substância a compressão/tração uniforme. É definida como o aumento/diminuição de pressão necessária para um dado decréscimo/acrécimo relativo no volume.

O módulo de elasticidade de volume pode ser formalmente definido pela (Equação 2.6):

$$K = -V \cdot \frac{\partial p}{\partial V} \dots\dots\dots(2.6)$$

onde, p é pressão; V é volume;

O inverso do módulo de elasticidade de volume é a compressibilidade da substância. O módulo de elasticidade transversal ou módulo de cisalhamento ou modulo de rigidez (G), ou algumas vezes S ou μ , é definido como a razão entre a tensão e a deformação de cisalhamento (Equação 2.7).

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \dots\dots\dots(2.7)$$

As variáveis envolvidas no cálculo do módulo de elasticidade transversal (G) estão representadas na Figura 2.7.

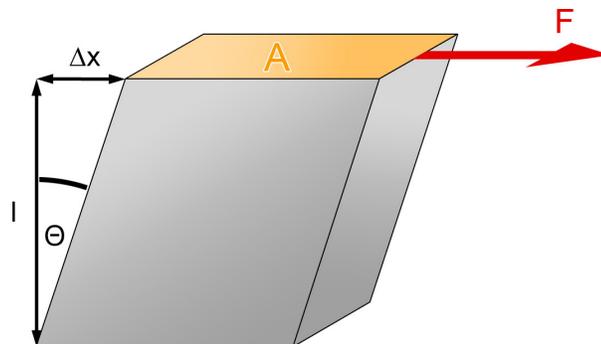


Figura 2.7: Variáveis envolvidas no cálculo do módulo de elasticidade transversal.

onde:

- τ (F/A) é tensão cisalhante;
- F é a força que atua na face A;
- A é a área na qual a força atua;

$\gamma (\Delta x/l)$ é deformação de cisalhamento;
 Δx é o deslocamento transversal;
 l é o comprimento inicial.

O fluxo de trabalho da Figura 2.8 (Emerick *et al.*, 2007) ilustra bem as variáveis envolvidas na montagem do modelo petro-elástico e mostra também que para o cálculo das impedâncias acústicas necessita determinar um grande número de variáveis previamente. A abordagem deste trabalho segue uma seqüência operacional, onde as variáveis são calculadas previamente para serem utilizadas nos passos seguintes, ou seja, o fluxograma da Figura 2.8 é executado de cima para baixo. Outra abordagem é a partir da formulação final na qual são verificadas as variáveis não conhecidas que, neste problema, depende de outras variáveis que também não são conhecidas, ou seja, o fluxograma da Figura 2.8 é resolvido de baixo para cima. Tem como vantagem a visualização do problema como um todo, mas fica com um encadeamento de equações pendentes que só são resolvidas no final do processo.

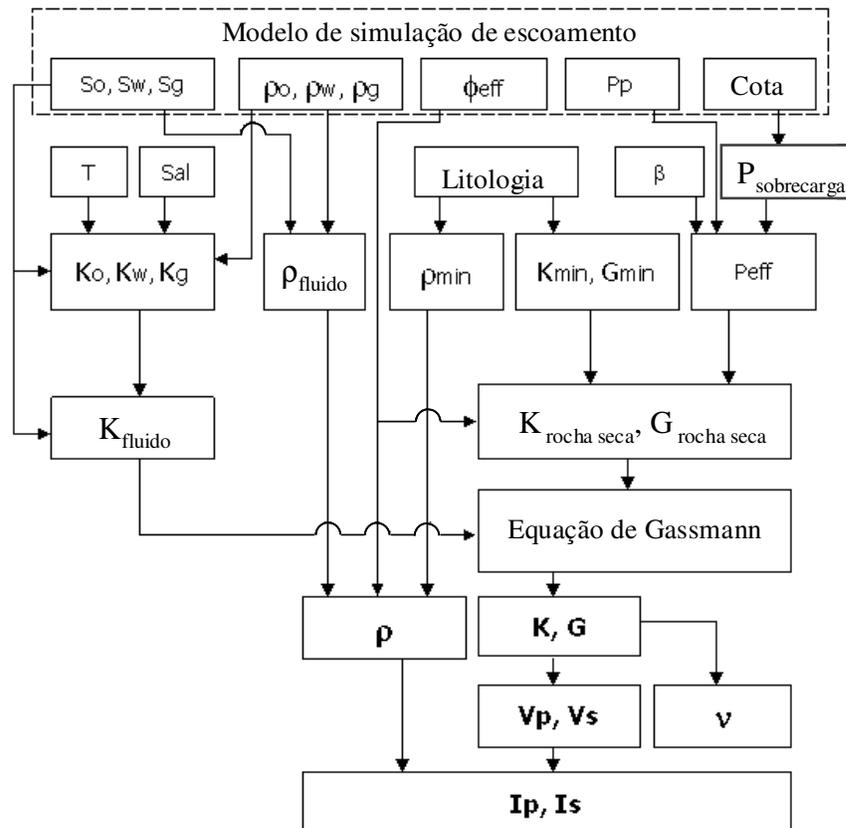


Figura 2.8: Fluxo de trabalho do modelo petro-elástico proposto por Emerick *et al.*,2007

A seqüência do cálculo da impedância acústica é feita através de 14 passos descritos abaixo:

1) POROSIDADE EFETIVA (ϕ_{eff})

A porosidade efetiva da célula de simulação num instante qualquer é calculada a partir da porosidade efetiva da célula de simulação no tempo inicial (ϕ_0) e da compressibilidade da rocha (Equação 2.8) ou da compactação (Equação 2.11).

$$\phi_{eff} = \phi_0 \left(1 + X + \frac{X^2}{2} \right) \dots\dots\dots(2.8)$$

onde:

$$X = C.(P-P_{ref});$$

C é compressibilidade da rocha;

p é pressão de poro na célula de simulação no instante t;

p_{ref} é pressão na célula de simulação no tempo inicial (t=0);

A compressibilidade da rocha é medida em laboratório a partir de plugues de testemunhos e o resultado é apresentado em forma de tabelas em função da pressão efetiva. A pressão efetiva (P_{eff}), por sua vez, pode ser calculada a partir da pressão de sobrecarga ou *overburden* (P_{over}) e da pressão de poros na célula de simulação de escoamento (P_{cel}) (Equação (2.9)).

$$p_{eff} = p_{over} - \beta.P_{cel} \dots\dots\dots(2.9)$$

onde:

β é coeficiente de Biot que tem valor na ordem de 0,85 para os reservatórios da Bacia de Campos e significa que nem toda pressão do poro contribui para contrapor a pressão de overburden, ou seja, há uma perda de energia.

A pressão de sobrecarga representa a pressão exercida pela camada de rocha acima do ponto de medição acrescida pela pressão exercida pela lâmina d água, no caso de campo de petróleo marítimo (Equação (2.10)).

$$p_{over} = [\gamma_{over}.(p_{rof}-LA)+\gamma_{agua}.LA] \dots\dots\dots(2.10)$$

sendo:

γ_{over} o gradiente de sobrecarga que representa a pressão da camada de rocha sobre o reservatório pela espessura de rocha;

p_{rof} a profundidade da célula de simulação de escoamento;

LA a lâmina d água na coordenada da célula de simulação de escoamento;

$\gamma_{\text{água}}$ o gradiente da água do mar.

Outra forma menos usual de calcular a porosidade efetiva é considerar a compactação através da expressão:

$$\phi_{\text{eff}} = \phi_0 \cdot C(p) \dots\dots\dots(2.11)$$

sendo:

C(p) o multiplicador da compactação do volume poroso especificado através de tabelas como função da pressão.

2) MASSA ESPECÍFICA TOTAL DOS FLUIDOS (ρ_{fluidos})

A massa específica total dos fluidos é a ponderação da massa específica de cada fluido pela respectiva saturação (Equação 2.12).

$$\rho_{\text{fluidos}} = S_o \cdot \rho_o + S_w \cdot \rho_w + S_g \cdot \rho_g \dots\dots\dots(2.12)$$

onde:

$S_{o/w/g}$ é Saturação do óleo, água e gás da célula de simulação;

$\rho_{o/w/g}$ é massa específica do óleo, água e gás da célula de simulação;

3) MASSA ESPECÍFICA GLOBAL (ρ)

A massa específica global é calculada a partir da massa específica total dos fluidos ponderada pela fração porosa e da massa específica dos minerais ponderadas pela parte não porosa (Equação 2.13), cuja formulação é:

$$\rho = \phi_{eff} \cdot \rho_{fluidos} + (1 - \phi_{eff}) \cdot \rho_{minerais} \dots\dots\dots(2.13)$$

Os valores usuais das massas específicas das principais litologias são mostradas na Tabela 2.2 (Mavko, 1998).

Tabela 2.2: Valores das massas específicas das principais litologias.

Litologias	Massa específica (kg/m3)
Arenitos	2650
Carbonatos	2710
Folhelhos	2550

Se houver mais de um mineral ou litologia, a massa específica dos minerais ($\rho_{minerais}$) é calculada considerando a média ponderada da massa específica de cada mineral ou litologia pelo volume.

4) MÓDULO DE ELASTICIDADE DE VOLUME DOS MINERAIS (K_{min}) E MÓDULO DE ELASTICIDADE TRANSVERSAL DOS MINERAIS (G_{min})

Os módulos de elasticidades de volume e transversal de uma mistura de minerais dependem basicamente de três fatores: (1) da fração volumétrica de cada mineral; (2) do módulo de elasticidade de cada mineral; e (3) do arranjo entre os minerais, ou seja, da definição do mineral que é arcabouço e do que é matriz e também da maneira como são distribuídos (totalmente dispersos, preenchimentos etc.).

Normalmente, não se tem informação sobre o terceiro item, então se calcula os limites superiores e inferiores dos módulos de elasticidades de volume e transversal tendo como base o modelo de Hashin-Shtrikman (Equação 2.14).

$$K^{HS\pm} = K_1 \pm \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1 \cdot (K_1 + \frac{4}{3} \cdot G_1)^{-1}},$$

$$G^{HS\pm} = G_1 \pm \frac{f_2}{(G_2 - G_1)^{-1} + \frac{2 \cdot f_1 \cdot (K_1 + 2 \cdot G_1)}{5 \cdot G_1 \cdot (K_1 + \frac{4}{3} \cdot G_1)}} \dots\dots\dots(2.14)$$

onde:

f_1 é a fração volumétrica do arcabouço;

f_2 é a fração volumétrica da matriz que é aproximadamente a argilosidade (VSH);

K_1 e K_2 são os módulos de elasticidade de volume do arcabouço e da matriz;

G_1 e G_2 são os módulos de elasticidade transversal do arcabouço e da matriz.

Conhecendo os limites inferiores e superiores dos módulos de elasticidade, podem-se determinar os módulos de elasticidades de volume (K_{\min}) e transversal (G_{\min}) dos minerais (Equação 2.15) considerando a média aritmética simples.

$$K_{\min} = \frac{K^{HS-} + K^{HS+}}{2},$$
$$G_{\min} = \frac{G^{HS-} + G^{HS+}}{2}. \quad \dots\dots\dots(2.15)$$

Os valores usuais Mavko (1998) dos módulos de elasticidades de volume e transversal (Tabela 2.3) são:

Tabela 2.3: Valores usuais dos módulos de elasticidades de volume e transversal.

Litologia	K (kgf/cm ²)	G (kgf/cm ²)
Quartzo	377000	459000
Argila	255000	92000
Carbonatos	783000	326000

5) MÓDULO DE ELASTICIDADE DE VOLUME DA ROCHA SECA ($K_{\text{rocha seca}}$)

O módulo de elasticidade de volume da rocha seca ($K_{\text{rocha_seca}}$) pode ser calculado através da expressão (Equação 2.16):

$$(K_{rocha\ seca})^\alpha = C_k \cdot (K_{min})^\alpha + \sum_{i=0}^7 \{C_{k,i}(P) \cdot \phi_{eff}^i\} \dots\dots\dots(2.16)$$

sendo:

α um expoente especificado (geralmente vale +1 ou -1 que indicam se $K_{rocha\ seca}$ e K_{min} são relacionados aritmeticamente ou harmonicamente;

C_K o coeficiente do termo K_{min}

$C_{K,i}(p)$ são tabelados em função da pressão.

Vale lembrar que o termo “rocha seca” não significa que a rocha está saturada com gás, e sim, a alteração do volume resultante do aumento da pressão de confinamento aplicada mantendo a pressão de poro constante. Outra forma de compreender este termo seria considerar um experimento no qual o módulo de elasticidade de volume do fluido tenha valor nulo e então a compressão do poro não induz alteração na pressão de poro.

Outra forma de obter o módulo de elasticidade de volume é através de medições em laboratório ou da utilização de correlação com reservatório análogo (Emerick *et al.*, 2007) (Equação 2.17).

$$K_{rocha\ seca} \text{ (kgf/cm}^2\text{)} = -442863 \cdot \phi \text{ (fração)} + 212060 \dots\dots\dots(2.17)$$

6) MÓDULO DE ELASTICIDADE TRANSVERSAL DA ROCHA SECA ($G_{rocha\ seca}$)

O módulo de elasticidade transversal da rocha seca ($G_{rocha\ seca}$) (Equação 2.18) pode ser calculado por:

$$(G_{rocha\ seca})^\alpha = C_G \cdot (G_{min})^\alpha + \sum_{i=0}^7 \{C_{G,i}(P) \cdot \phi_{eff}^i\} \dots\dots\dots(2.18)$$

onde:

α é um expoente especificado que assume o mesmo valor da equação anterior;

C_G é o coeficiente do termo G_{\min}

$C_{G,i}(p)$ são tabelados em função da pressão.

O módulo de elasticidade transversal também pode ser obtido através de medições em laboratório ou da utilização de correlação com reservatório análogo (Emerick *et al.*, 2007) (Equação 2.19).

$$G_{\text{rocha seca}}(\text{kgf/cm}^2) = -240939 \cdot \phi (\text{fração}) + 118613 \quad \dots\dots\dots(2.19)$$

7) MÓDULO DE ELASTICIDADE DE VOLUME DO ÓLEO (K_o)

Os valores dos módulos de elasticidade de volume dos fluidos são baseados em correlações formuladas por Batzle e Wang (1972).

O módulo de elasticidade de volume do óleo em kgf/cm^2 é fornecido pela expressão (Equação 2.20):

$$K_o = 1,01972 \cdot 10^{-2} \cdot \rho_{o,R} \cdot V_o^2 \quad \dots\dots\dots(2.20)$$

onde:

$\rho_{o,R}$ é a massa específica do óleo (kg/m^3) nas condições do reservatório;

V_o é a velocidade do som no óleo (m/s);

A velocidade do som no óleo é dada por correlações que depende das condições de pressão e temperatura do reservatório. Para o óleo morto é fornecido pela (Equação 2.21):

$$V_o = 2096 \cdot \sqrt{\frac{\rho_{o,R}}{2,6 \cdot 10^3 - \rho_{o,R}}} - (3,7 \cdot T) + (0,455 \cdot P) + \dots \dots \dots (2.21)$$

$$+ 0,0115 \cdot \left\{ \left(4,12 \cdot \sqrt{\frac{1,08 \cdot 10^3}{\rho_{o,R}}} - 1 \right) - 1 \right\} \cdot T \cdot 0,098 \cdot P$$

sendo:

T é a temperatura do reservatório ($^{\circ}\text{C}$);

p é a pressão no reservatório (kgf/cm^2);

Caso não disponha da $\rho_{o,R}$ nas condições de reservatório, pode-se partir do grau API do óleo calcular o ρ_{os} , medido nas condições de superfície, a partir das Equação 2.22e Equação 2.23.

$$\rho_o = 141,5 / (131,5 + \text{API}) \dots \dots \dots (2.22)$$

$$\rho_{os} (\text{kg}/\text{m}^3) = 1000 \rho_o \dots \dots \dots (2.23)$$

Em seguida faz-se a correção da densidade do óleo pela pressão através da Equação 2.24:

$$\rho_{o,P} = \rho_{os} + 1000((2,7146 \cdot 10^{-4} \cdot p - 1,6094 \times 10^{-11} \cdot p^3) \cdot (0,001 \rho_{os} - 1,15)^2 + 3,4202 \times 10^{-5} \cdot p) \dots \dots \dots (2.24)$$

E por último corrige a densidade do óleo pela temperatura pela Equação 2.25:

$$\rho_{o,R} = \rho_{o,P} \cdot \{0,972 + 3,81 \times 10^{-4} \cdot (T + 17,78)^{1,175}\} \dots \dots \dots (2.25)$$

Para o caso de óleo vivo é utilizado o conceito de pseudo-massa específica (ρ_o') - definida abaixo - que permite reduzir a equação do cálculo da velocidade do som no óleo a mesma equação do óleo morto, apenas substituindo $\rho_{o,R}$ por ρ_o' - Equação 2.26. Não há necessidade de correção da temperatura e da pressão porque as variáveis β_o e R_G , fornecidas pelo simulador de escoamento, já estão nas condições do reservatório.

$$V_o = 2096 \cdot \sqrt{\frac{\rho_o'}{2,6 \cdot 10^3 - \rho_o'}} - (3,7 \cdot T) + (0,455 \cdot p) + 0,0115 \cdot \left\{ \left(4,12 \cdot \sqrt{\frac{1,08 \cdot 10^3}{\rho_o'}} - 1 \right) - 1 \right\} \cdot T \cdot 0,098 \cdot p \dots \dots \dots (2.26)$$

$$\rho_o' = \frac{\rho_{o,R}}{\beta_o} (1 + 0,001 \cdot R_G)^{-1}$$

8) MÓDULO DE ELASTICIDADE DE VOLUME DA ÁGUA (K_w)

O módulo de elasticidade de volume da água (em kgf/cm^2) é similar ao calculado para o óleo e pode ser expresso pela Equação 2.27:

$$K_w = 1,01972 \cdot 10^{-2} \cdot \rho_w \cdot V_w^2 \quad \dots\dots\dots(2.27)$$

onde:

ρ_w é a massa específica da água (kg/m^3) nas condições do reservatório calculado pela Equação 2.28:

$$\rho_w = \rho_{pw} + 1000 \cdot S \cdot \{0,668 + 0,44 \cdot S + 10^{-6} \cdot [29,4 \cdot p - 235,2 \cdot p \cdot S + T \cdot (80 + 3 \cdot T - 3300 \cdot S - 1,274 \cdot p + 4,606 \cdot p \cdot S) \dots\dots\dots(2.28)$$

onde:

S a salinidade da água na célula de simulação ($\text{ppm}/10^6$);

p a pressão na célula de simulação (kgf/cm^2);

T a temperatura em $^{\circ}\text{C}$;

Por sua vez ρ_w depende da massa específica da água pura (ρ_{pw}), medidas nas condições do reservatório em kg/m^3 e expressa pela Equação 2.29.

$$\rho_{pw} = 1000 + 10^{-3} \cdot [-80T - 3,3 \cdot T^2 + 0,00175 \cdot T^3 + 47,92 \cdot p - 0,196 \cdot T \cdot p + 0,001568 \cdot T^2 \cdot p - 0,1274 \cdot 10^{-5} \cdot T^3 \cdot p - 3,2 \cdot 10^{-3} \cdot p^2 - 1,92 \cdot 10^{-5} \cdot T \cdot p^2] \dots\dots\dots(2.29)$$

V_w a velocidade do som na água (m/s) dada pela Equação 2.30:

$$V_w = V_{pw} + C_s \cdot S + (780 - 0,980665 \cdot p + 0,001537 \cdot p^2) \cdot S^{1,5} - 1820 \cdot S^2 \quad \dots\dots\dots(2.30)$$

C_s o coeficiente da salinidade expresso pela Equação 2.31.

$$C_s = 1170 - 9,6 \cdot T + 0,055 \cdot T^2 - 8,5 \cdot 10^{-5} \cdot T^3 + 0,2548 \cdot p - 2,842 \cdot 10^{-4} \cdot T \cdot p - 4,572 \cdot 10^{-4} \cdot p^2 \quad \dots\dots\dots(2.31)$$

V_{pw} a velocidade do som na água pura (m/s) é representada pela Equação 2.32:

$$V_{pw} = \sum_{i=0}^4 \left\{ \sum_{j=0}^3 (w_{ij} \cdot T^i \cdot (0,0981 \cdot p)^j) \right\} \quad \dots\dots\dots(2.32)$$

W_{ij} são os coeficientes da equação - Tabela 2.4.

Tabela 2.4: Coeficientes dos parâmetros da equação da velocidade do som na água pura.

W_{ij}	i=0	i=1	i=2	i=3	i=4
j=0	1402.85	4.871	-0.04783	1.487E-4	-2.197E-7
j=1	1.524	-0.0111	2.747E-4	-6.503E-7	7.987E-10
j=2	3.437E-3	1.739E-4	-2.135E-6	-1.455E-8	5.230E-11
j=3	-1.197E-5	-1.628E-6	1.237E-8	1.327E-10	-4.614E-13

9) MÓDULO DE ELASTICIDADE DE VOLUME DO GÁS (K_g)

O módulo de elasticidade de volume do gás na célula de simulação, em kgf/cm^2 , é fornecida pela Equação 2.33:

$$K_g = \frac{0,09807 \cdot p \cdot \gamma}{1 - \left(\frac{P_r}{Z} \cdot f \right)} \dots\dots\dots(2.33)$$

onde:

p é a pressão da célula em kgf/cm^2 ;

γ , a densidade do gás nas condições do reservatório;

p_r , a pseudopressão, adimensional;

Z , o fator de compressibilidade do gás;

f , uma variável que agrega um conjunto de outras variáveis.

Para o cálculo da pseudo-pressão (Equação 2.35) e da pseudo-temperatura (Equação 2.36), necessita-se da densidade do gás (d_g) que pode ser determinada pela Equação 2.34:

$$d_g = \frac{\rho_{gás_sc}}{\rho_{ar_sc}} \dots\dots\dots(2.34)$$

$$p_r = \frac{0,0981 \cdot p}{4.892 - (0.4048 \cdot d_g)} \dots\dots\dots(2.35)$$

$$T_r = \frac{T + 273.15}{94.72 + 170.75 \cdot d_g} \dots\dots\dots(2.36)$$

onde T é a temperatura em $^{\circ}\text{C}$;

O fator de compressibilidade do gás Z (Equação 2.37) e a variável f (Equação 2.38), mostradas a seguir, podem ser expressos em função das variáveis auxiliares a (Equação 2.39), b (Equação 2.40), c (Equação 2.41), d (Equação 2.42) e m (Equação 2.43).

$$Z = (a.P_r) + b + c.d \quad \dots\dots\dots(2.37)$$

$$f = c.d.m + a \quad \dots\dots\dots(2.38)$$

$$a = 0,03 + 0,00527(3,5 - T_r)^3 \quad \dots\dots\dots(2.39)$$

$$b = 0,642T_r - 0,007T_r^4 - 0,52 \quad \dots\dots\dots(2.40)$$

$$c = 0,109(3,85 - T_r)^2 \quad \dots\dots\dots(2.41)$$

$$d = \exp\left\{-\left[0,45 + 8\left(0,56 - \frac{1}{T_r}\right)^2\right] \cdot \frac{P_r^{1,2}}{T_r}\right\} \quad \dots\dots\dots (2.42)$$

$$m = -1,2\left\{0,45 + 8\left(0,56 - \frac{1}{T_r}\right)^2\right\} \cdot \frac{P_r^{0,2}}{T_r} \quad \dots\dots\dots(2.43)$$

$$\rho_G \approx \frac{2,8243.d_g.P}{Z.R.(T + 273,15)} \quad \dots\dots\dots(2.44)$$

$$R = 8,31441 \text{ j / g - mole deg(constante do gas)}$$

Por fim, determina-se a densidade do gás através da Equação 2.45:

$$\gamma = 0,85 + \frac{5,6}{P_r + 2} + \frac{27,1}{(P_r + 3,5)^2} - 8,7 \exp\{-0,65.(P_r + 1)\} \quad \dots\dots\dots (2.45)$$

10) MÓDULO DE ELASTICIDADE DE VOLUME DOS FLUIDOS (K_{fluidos})

O módulo de elasticidade de volume dos fluidos pode ser calculado por meio de dois métodos: Lei de Wood generalizada e Lei de Wood com Brie e outros.

A Lei de Wood generalizada considera a média harmônica do módulo de elasticidade de volume de cada fluido ponderada pela respectiva saturação (Equação 2.46).

$$\frac{1}{K_{\text{fluidos}}} = \frac{S_o}{K_o} + \frac{S_w}{K_w} + \frac{S_g}{K_g} \quad \dots\dots\dots (2.46)$$

A Lei de Wood com Brie e outros (Equação 2.47) considera a média harmônica do módulo de elasticidade de volume dos líquidos - óleo e água (Equação 2.48) ponderados pela saturação de líquidos e uma equação separada para incorporar o efeito do gás.

$$K_{\text{fluidos}} = (K_{\text{liquidos}} - K_g) \cdot (1 - S_g)^e + K_g \quad \dots\dots\dots (2.47)$$

onde:

$$\frac{1}{K_{\text{liquidos}}} = \frac{S_o}{K_o} + \frac{S_w}{K_w} \quad \dots\dots\dots (2.48)$$

e = expoente “saturação patch”

11) MÓDULO DE ELASTICIDADE DE VOLUME OU MÓDULO DE YOUNG (K)

O modelo petro-elástico deve ter sensibilidade suficiente para distinguir a velocidade sísmica de uma rocha saturada com um fluido e da mesma rocha saturada com dois fluidos. Ou ainda poder diferenciar a velocidade sísmica de uma rocha seca de uma saturada com fluido. A esta questão intitulamos problema de substituição de fluidos.

Quando uma rocha é atravessada por uma onda sísmica, há um aumento de compressão na rocha que induz um incremento na pressão de poro. Para o caso de baixa frequência da onda sísmica, a teoria de Gassmann (1951) e Biot (1956) prediz o aumento do módulo de elasticidade de volume (K) de uma rocha saturada através da seguinte equação (Equação 2.49):

$$K = K_{rocha\ seca} + \frac{\left(1 - \frac{K_{rocha\ seca}}{K_{min\ erais}}\right)^2}{\frac{\phi_{eff}}{K_{fluido}} + \frac{(1 - \phi_{eff})}{K_{min\ erais}} + \frac{K_{rocha\ seca}}{(K_{min\ erais})^2}} \dots\dots\dots (2.49)$$

12) MÓDULO DE ELASTICIDADE TRANSVERSAL OU MÓDULO DE ELÁSTICIDADE AO CISALHAMENTO OU MÓDULO DE RIGIDEZ (G)

O módulo de elasticidade transversal (G) é o mesmo da rocha seca visto que foi assumido que os fluidos não são muito viscosos e, portanto não propagam onda cisalhante, então vale a Equação 2.50:

$$G = G_{rocha\ seca} \dots\dots\dots (2.50)$$

13) CÁLCULO DAS VELOCIDADES

A velocidade da onda de pressão ou longitudinal (V_p), em m/s, é função dos módulos de elasticidades de volume e transversal e da massa específica global e pode ser calculada pela Equação 2.51:

$$V_p = 313,1557 \sqrt{\frac{K + (4.G/3)}{\rho}} \dots\dots\dots (2.51)$$

A velocidade da onda cisalhante (V_s), em m/s, é função apenas do módulo de elasticidade transversal e da massa específica global e pode ser calculada pela Equação 2.52:

$$V_s = 313,1557 \sqrt{\frac{G}{\rho}} \dots\dots\dots (2.52)$$

14) CÁLCULO DAS IMPEDÂNCIAS ACÚSTICAS

Finalmente, as impedâncias acústicas de pressão e cisalhante são calculadas respectivamente através das expressões Equações 2.53 e 2.54:

$$I_p = \rho.V_p \dots\dots\dots (2.53)$$

$$I_s = \rho.V_s \dots\dots\dots (2.54)$$

sendo:

I_p a Impedância acústica de pressão devido à onda de pressão longitudinal em kg/s/m²;

I_s a Impedância acústica cisalhante devido à onda cisalhante em kg/s/m².

2.4 Método de otimização - algoritmo genético

Para os processos assistidos, uma vez definidos as variáveis de ajustes e os respectivos domínios ou o espaço solução das variáveis, a busca da solução é feita através de algoritmos de otimização cujos principais métodos utilizados são os métodos de busca direta (por exemplo, Hooke & Jeeves e Polítopo), de primeira ordem (Gradientes e Quase-Newton), e métodos globais do tipo algoritmo genético, *simulated annealing*, dentre outros.

Estes métodos diferem na forma de explorar o espaço de soluções. Comparando o método de algoritmo genético com os demais, observam-se três grandes vantagens: não necessita que a superfície de respostas seja muito suavizada, não fica preso em mínimos locais e é facilmente paralelizável (simulações podem ser distribuídas em máquinas paralelas). Em virtude disso, a utilização deste método no processo de ajuste de histórico vem aumentando.

Algoritmos Genéticos (AG) são métodos computacionais de busca e otimização inspirados nos mecanismos da teoria da evolução natural de Darwin como hereditariedade, mutação, seleção natural e recombinação (ou *crossing over*).

Os termos utilizados na teoria do algoritmo genético têm a mesma nomenclatura e são conceitualmente iguais aos da genética, porém algumas definições tiveram que ser adaptadas, os quais estão relacionadas abaixo:

- Cromossomo ou indivíduo (genótipo) - cadeia de bits ou caracteres que representa uma solução possível para o problema;
- Gene - representação de cada parâmetro de acordo com o alfabeto utilizado (binário, inteiro ou real);
- Fenótipo - cromossomo codificado;
- População - conjunto de pontos (indivíduos) no espaço de busca;
- Geração - iteração completa do AG que gera uma nova população;
- Aptidão - saída gerada pela função-objetivo para um indivíduo da população;
- Seleção - seleciona dois cromossomos (pais) dentre a população de acordo com seu grau de adaptação;
- *Crossover* é um processo no qual há a troca de fragmentos entre pares de cromossomos dos pais para gerar um novo descendente (filhos) – vide exemplo - Figura 2.9;



Figura 2.9: Exemplo de *crossover*. Fonte: Mendes, 2008.

- Mutação - tem como objetivo permitir maior variabilidade genética na população – vide exemplo na Figura 2.10, com o objetivo de fugir de mínimos locais;

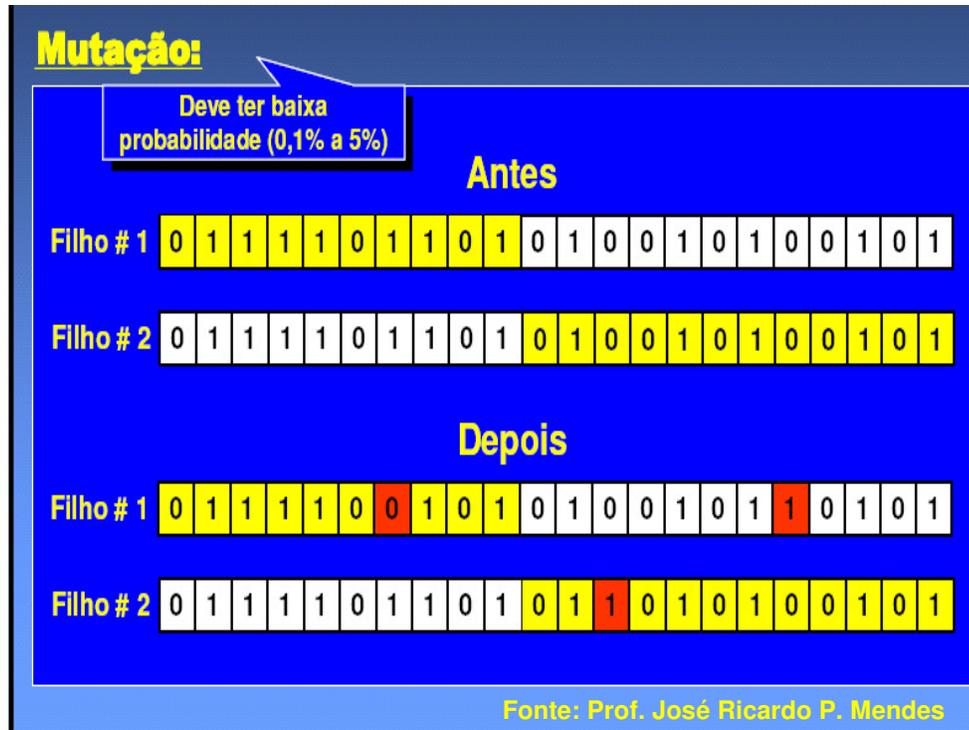


Figura 2.10: Exemplo de mutação. Fonte: Mendes, 2008.

- ✓ Elitismo - garante que certo percentual dos melhores indivíduos de uma população não seja perdido. Desta forma, os melhores cromossomos de uma população são reproduzidos na geração seguinte.

O processo de otimização com algoritmo genético consiste de seis etapas bem definidas:

1. Inicialização: gera aleatoriamente ou define-se uma população de N cromossomos;
2. Avaliação: calcula a função-objetivo para cada cromossomo;
3. Nova população: cria uma nova população com os seguintes passos:
 - Elitismo: os melhores indivíduos são selecionados para compor a nova população;
 - Seleção: seleciona dois cromossomos (pais) dentre a população de acordo com seu grau de adaptação;
 - *Crossover*: cruza os pais para formar um novo descendente;
 - Mutação: altera alguns cromossomos dos novos indivíduos da nova geração;
4. Aceitação: introduz a nova geração na atual população;
5. Substituição: utiliza a nova população gerada para iniciar um novo ciclo;
6. Teste: finaliza, se o critério de convergência é alcançado. Caso contrário, volta à etapa 2.

Um inconveniente do método de algoritmo genético é a necessidade de calibração das taxas de mutação, *crossover* e elitismo para cada caso estudado. Outro problema pode ser a necessidade de um grande número de avaliações da FO (simulações) o que pode ser minimizado pelo uso correto da ferramenta e pela inserção do conhecimento do problema que se está otimizando tentando minimizar simulações de casos com baixa probabilidade de gerar boas soluções. Isto pode ser feito, por exemplo, através do balanceamento correto entre a diversificação (maior taxa de mutação, por exemplo) e elitismo; mas como não é objetivo principal deste trabalho, o AG foi usado aqui sem a preocupação de grande eficiência, tentando garantir apenas eficácia, ou seja, encontrar soluções otimizadas.

Capítulo 3 - Revisão Bibliográfica

3.1 Ajuste de histórico

No processo de ajuste de histórico, em função do elevado número de simulações, torna-se altamente vantajoso o uso da paralelização das simulações. Araque (1995) apresenta uma metodologia de paralelização externa do simulador de escoamento com a tecnologia PVM (*Parallel Virtual Machine*) e compara a paralelização interna no qual é utilizada a técnica de decomposição de domínio para as soluções das equações lineares e não-lineares, mas para isto torna-se necessário a alteração do código fonte do simulador. Demonstrando a importância do assunto, Cuervo (1997) e Machado (1997), em trabalhos separados, também fizeram uso da paralelização externa usando PVM. O primeiro buscou otimizar os cálculos dos parâmetros de ajustes e o segundo tratou da análise de sensibilidade dos parâmetros de ajustes.

Leitão (1998) também utilizou a paralelização externa através do pacote PVM para execução das simulações e automatizou o processo de ajuste de histórico assistido. Neste processo, foi utilizada uma função-objetivo multidimensional que é minimizada com o uso de duas categorias de algoritmos de otimização: métodos de busca direta (Politopo e Hooke & Jeeves) e métodos de primeira ordem (Gradientes e Quase-Newton). A metodologia foi aplicada a um campo real, demonstrando-se a potencialidade da ferramenta na aceleração dos estudos de reservatórios.

Santos (2000) propôs uma metodologia de ajuste assistido de histórico de produção de um estudo de simulação de reservatórios com o uso integrado do Módulo de Análise de Sensibilidade

do Histórico de Produção (ASAHP) e do Módulo de Otimização (MOT) do programa UNIPAR desenvolvidos pela Unicamp para auxiliar o processo de ajuste de histórico.

3.2 Linhas de corrente

Maschio e Schiozer (2004) apresentam uma integração de diferentes metodologias para ajuste de histórico para campos complexos. Para estes casos, um modelo de malha fina é necessário e conseqüentemente o tempo de simulação é muito alto o que torna um fator de restrição, visto que o número de simulações deve ser limitado para que o processo se torne viável. A abordagem proposta combina três passos fundamentais: o ajuste de histórico global, o uso da simulação de linhas de corrente para determinar o caminho de escoamento entre produtores e injetores ou entre o aquífero e o produtor para facilitar a escolha da região de interesse de ajuste e o ajuste de histórico dos poços através da modificação das propriedades da região de interesse. A metodologia foi aplicada a um caso real com melhoria significativa no processo tanto em tempo gasto como em qualidade intrínseca quando comparado ao processo tradicional onde as regiões são definidas utilizando procedimentos intuitivos.

Kretz *et al.* (2004) utilizou um procedimento semelhante ao trabalho de Maschio e Schiozer, para ajustar a frente de avanço de água mapeada por uma sísmica sintética em um modelo 2D. Cada linha de corrente determinava a região que teria as propriedades alteradas. O método tem duas vantagens: primeiro, o processo de ajuste foi bastante rápido; segundo, o mapa de saturação ficou muito próximo do caso de referência. Como ponto fraco, as propriedades de ajuste ficaram muito diferentes do caso referência.

Gross (2007) aplicou uma metodologia de ajuste de histórico com linhas de corrente que ajusta simultaneamente a vazão de água e a pressão levando em consideração diferentes volumes de correção de acordo com a necessidade, sempre honrando as restrições estruturais e espaciais, ou seja, sempre assegura um modelo geológico consistente. Quando o modelo atual está próximo

do satisfatório, pequenas correções são realizadas em uma região restrita do reservatório. Por outro lado, grandes áreas do reservatório são calibradas.

3.3 Sísmica 4D

A utilização da sísmica 4D no mapeamento do escoamento de fluidos no meio poroso é relativamente recente porque dependia fortemente da evolução tecnológica da aquisição e do processamento sísmico. Um dos primeiros trabalhos sobre o assunto foi divulgado por Nur (1989). O contexto daquele período apontava para uma escassez do petróleo que poderia ter o seu efeito minimizado através do aumento da recuperação do óleo. Para isso, necessitava melhorar a caracterização do reservatório com o mapeamento das heterogeneidades. Por comparação dos volumes investigados das diversas fontes de aquisição de dados (amostras de calha, testemunho, testes de formação – fração do volume investigado menor que 10^{-9} % do volume do reservatório), ele concluiu que somente a sísmica teria condições investigar um volume considerável. O estudo principal estava focalizado na redução da velocidade da onda P em óleos pesados com o aumento da temperatura, mas ele visualizava a aplicação também na substituição de fluidos. Na afirmação a seguir demonstra a sua visão com relação à importância do assunto: “...sem um completo entendimento pelo geofísico da relação entre as propriedades do reservatório e os fluidos do reservatório, por um lado, e das ondas sísmicas, por outro, os métodos geofísicos existentes ou modificados para o reservatório não será plenamente bem sucedido. Sem estes conceitos, não haverá consenso suficiente entre os geofísicos para desenvolver uma nova tecnologia geofísica ou será desenvolvida lentamente”.

Estudos anteriores com foco em óleos pesados já mostravam alguns resultados da sísmica 4D. Pullin *et al.* (1987) relatam a aplicação da sísmica 4D num projeto piloto de injeção de vapor no arenito betuminoso Athabasca com alguma visualização de zonas aquecidas e não-aquecidas. Greaves and Fulp (1987) fizeram um protótipo para um projeto de combustão *in situ*. Eles foram capazes de monitorar precisamente o volume da câmara de combustão e a eficiência de varrido.

Nesta ocasião, não havia boa rentabilidade quando computava o alto preço da sísmica, baixo preço do petróleo e a baixa vazão e recuperação do óleo pesado.

Entretanto, grandes avanços foram proporcionados pelos estudos de Lumley *et al.* (1994) que pesquisaram a aplicação em reservatórios com óleo leve num processo de substituição de óleo por água, bem como a substituição de óleo por gás. Nestes estudos são apresentadas as formulações que são as bases do modelo petro-elástico atual, mas o trabalho não teve como foco uma aplicação prática.

Apesar de comprovada a viabilidade teórica da sísmica 4D, ainda restava muitas dúvidas sobre viabilidade econômica para um campo real. Neste sentido, Lumley e Bahrens (1998) abordaram com autoridade os requisitos necessários dos reservatórios candidatos, descreveram os possíveis ganhos e as tomadas de decisão e registraram os motivos pelos quais a sísmica 4D poderia não trazer os resultados esperados.

Nos anos seguintes, houve um aumento substancial de aquisições sísmicas 4D voltadas para melhoria da drenagem do reservatório como desvio de poços, adensamento de malha etc. Com os dados da sísmica 4D disponíveis, foi natural a sua incorporação no processo de ajuste de histórico. Por isso, os próximos artigos basicamente têm duas abordagens: ou relatam casos bem sucedidos da aplicação da sísmica 4D, ou apresentam uma metodologia de ajuste de histórico com incorporação qualitativa dos dados da sísmica 4D. Excetuando Carballo *et al.* (2006), os artigos têm em comum a abordagem de ajustes de históricos “corretivos”, ou seja, a aquisição sísmica 4D só é realizada muitos anos após o início da produção.

Staples *et al.* (2005) resumiu de forma bem clara que dependendo do projeto a comparação entre a sísmica e o simulador de escoamento pode ser feita: no domínio sísmico, gerando uma sísmica sintética a partir do modelo de simulação; no domínio da engenharia, convertem-se os dados sísmicos em variações de pressão e saturação; no domínio misto, comparando padrões do mapa de amplitude 4D com o mapa de varrido do simulador.

Lygren *et al.* (2005) mostram os resultados da aplicação da sísmica 4D no Campo de Norne, Noruega. Os resultados foram tão animadores que eles já realizaram quatro levantamentos sísmicos (1992, 2001, 2002 e 2004) até a data do fechamento do artigo em 2005. As variáveis de ajustes foram a impedância acústica e a pressão estática de fundo de poço (RFT), utilizando um método de ajuste de histórico assistido. Os resultados do ajuste permitiram reposicionar adequadamente dois poços horizontais e um vertical.

Carballo *et al.* (2006) mostraram que foi adotada uma forte estratégia de acompanhamento da drenagem com sísmica 4D nos campos de Girassol, Jasmin e Dália. Além da sísmica base (1999), foram feitos levantamentos em 2002 (um ano após o início de produção do Campo de Girassol e seis meses após a injeção de água e reinjeção de gás), em 2004 (um ano após o início de produção do Campo de Jasmin) e estava previsto um em 2008 (dois anos após o início de produção do Campo de Dália e o terceiro monitor do Campo de Girassol). Foi implementada uma metodologia que integra as informações da sísmica 4D com os outros dados que consiste de uma seqüência de oito etapas, sendo a principal o cálculo da diferença da pseudo-impedância (monitor – base) e a separação da diferenças da pseudo-impedância em partes positivas e negativas. O resultado foi a facilidade de identificação de canais e de áreas drenadas e não drenadas do reservatório.

Walker *et al.* (2006) desenvolveram um fluxograma de trabalho denominado “modelagem de reservatório de cima para baixo” (TDRM) que consiste em definir um grande número de parâmetros (50 ou mais) com dezenas de níveis e com o auxílio de um otimizador baseado em algoritmo genético, ajusta-se diversos modelos de reservatório que permitem estimar as incertezas nas curvas de produção, bem como torna claro o valor que pode ser investido em aquisição de informação adicional, como por exemplo, nova sísmica 4D. Esta filosofia de trabalho foi aplicada com bons resultados a três campos do Mar do Norte: Andrews, Harding e Vall Hall. No primeiro foi mapeada a movimentação do contato óleo/água, no segundo observou-se que os ajustes de históricos baseados somente em dados de poços realizados no ano 2000 apresentaram na maioria dos poços, desajustes significativos já em 2004. Enquanto os modelos

ajustados em 2000 considerando dados de poços e sísmica 4D continuavam ajustados, em sua maioria, até no ano 2004. No terceiro campo, foram adquiridas duas sísmicas (1992 e 2002) e a partir de 2003 foram instalados cabos permanentes de fundo denominado “*life-of-field*” (LoFS) que permitiram fazer seis aquisições sísmicas ao longo de 2005.

Janssen *et al.* (2006) estudaram o reservatório do Campo de Ekofisk que tem três levantamentos sísmicos (1989, 1999 e 2003). No intervalo de tempo entre as duas primeiras aquisições, os sinais sísmicos foram dominados pela compactação do reservatório e pela subsidência do *overburden*. Concluíram, então, que para o gerenciamento de reservatórios necessita-se uma informação atualizada do comportamento dinâmico do reservatório, por isso é necessário reduzir o intervalo de tempo entre as aquisições, mas o sinal da sísmica 4D torna-se cada vez menor e, portanto, torna-se cada vez mais difícil a locação de poços no adensamento de malha. Com a redução no intervalo de aquisição sísmica, as mudanças no reservatório tornarão cada vez menores e mais difíceis para detectar. Esta detecção também fica muito afetada pelo nível de ruído. A partir de um modelo sintético, concluíram que para intervalo ideal de aquisição sísmica seria de 6 meses, com um nível de ruído mínimo, ou seja, somente com o OBC atende-se a este pré-requisito. Para o estudo realizado verificou-se que para o intervalo de 48 meses, tolera-se um nível de ruído de 20 a 30 nrms, o que é compatível com todos os tipos de aquisições.

Bampi *et al.* (2007) apresentaram os resultados bem sucedidos da primeira aplicação de uma sísmica 4D no Brasil com foco no maior campo produtor do país. A metodologia empregada baseou-se na técnica de domínio misto onde se comparam os mapas de diferença de amplitude no topo e na base do reservatório com os mapas de saturação do modelo de escoamento que permitiu identificar canais de alta permeabilidade, reposicionamento de poços, falhas selantes e transmissibilidade de falhas e acerto de rateio de poço injetor.

Castro (2007) propõe duas abordagens para inclusão dos dados da sísmica 4D no fluxo de trabalho da caracterização de reservatórios. A primeira trata da abordagem de Integração de Dados Probabilísticos (PDI), o qual consiste da modelagem das informações contidas na sísmica 4D através da probabilidade espacial da ocorrência de fácies; e a segunda discorre acerca da

abordagem do *forward modeling* (FM) que consiste do ajuste da sísmica 4D em função dos dados de produção. Na caracterização do reservatório é utilizada a técnica de “modelagem paralela” no qual a perturbação é feita diretamente no modelo refinado com integração dos dados geológicos e de produção, utilizando a abordagem de integração de dados probabilísticos. Para a abordagem do FM necessita a modelagem seguinte da resposta sísmica 4D que está baseado na transferência de escala – “*downscale*” - da resposta do simulador de escoamento. Estas abordagens foram aplicadas com resultados satisfatórios, a um campo do Mar do Norte para modelar fácies de canais de um reservatório fluvial.

Risso (2007) desenvolveu uma metodologia que incorpora no ajuste de histórico os mapas de saturação provenientes da sísmica 4D com os dados de produção, injeção e pressão. Para a otimização assistida foram empregadas as técnicas de planejamento estatístico e superfície de resposta. A metodologia foi aplicada para um reservatório sintético e um reservatório real com bons resultados. Este trabalho tem como diferencial o ajuste de histórico no domínio da saturação e não na impedância como os outros trabalhos citados aqui.

Capítulo 4 - Metodologia

Neste capítulo, é feita a descrição da metodologia geral do ajuste de histórico, combinando dados de produção e pressão com mapas de impedância acústica, bem como as premissas adotadas e as limitações do método.

Esta metodologia caracteriza-se por buscar identificar as heterogeneidades do reservatório nos anos iniciais de produção e injeção, desempenhando assim um papel pró-ativo permitindo que sejam tomadas decisões antes que o problema venha ocorrer efetivamente, melhorando o desempenho com campo. Estudo detalhado encontra-se no anexo, Item 7. O método tradicional, sem sísmica 4D, tem limitações nos tempos iniciais de produção devido aos poucos dados para calibração do modelo.

Não existe um melhor método, apenas a abordagem é diferente. Na realidade, os dois métodos se complementam porque um tem bons resultados nos tempos iniciais e o outro atua melhor após muitos anos de produção.

4.1 Metodologia proposta

A metodologia proposta compreende uma seqüência de nove etapas (Figura 4.1), sendo que quatro delas - destacadas em vermelho - representam a contribuição do trabalho no processo de ajuste de histórico.

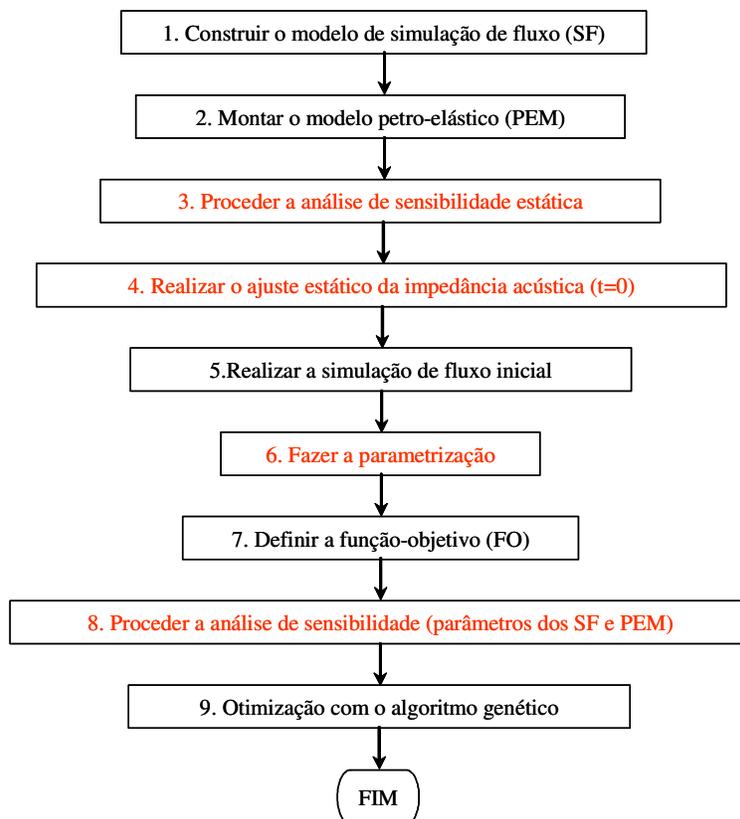


Figura 4.1: Fluxograma da metodologia proposta para incorporação da sísmica 4D no processo de ajuste de histórico. As etapas marcadas em vermelho representam a contribuição do trabalho.

Etapa 1: Construir ou montar o modelo de simulação do reservatório a ser estudado. Nesta fase, é desejável que a malha do simulador de escoamento seja tão refinada quanto à modelagem geofísica ou geológica porque se evita a transferência de escala onde informações consideráveis são perdidas. Como os dados estáticos do simulador de escoamento são exportados apenas no tempo zero para a modelagem petro-elástica, desta forma não é exigido um grande esforço computacional do simulador de escoamento. Neste trabalho, a transferência de escala não foi abordada, pois foram usadas as mesmas malhas para a simulação e a sísmica.

Etapa 2: Montar o modelo petro-elástico (PEM). Basicamente se resume na aplicação da formulação da equação de Gassmann, porém é importante prever na programação computacional uma flexibilidade para que os atributos incertos do modelo petro-elástico possam ser alterados com facilidade para serem utilizados na análise de sensibilidade.

Etapa 3: Proceder à análise de sensibilidade estática ou análise de sensibilidade no tempo zero. Não existe na literatura referência de procedimento semelhante. Esta etapa tem como finalidade identificar os atributos incertos do modelo petro-elástico, com maiores influências na função-objetivo calculada no tempo zero. Esta análise de sensibilidade, realizada com os atributos incertos do modelo petro-elástico, é muito semelhante à análise de sensibilidade dos atributos incertos do modelo de simulação de escoamento, porém a função-objetivo considerada é o quociente da soma da diferença, ao quadrado, da impedância acústica simulada e observada pela soma da diferença, ao quadrado, da impedância acústica do Caso Base e observada medida em cada célula da malha do modelo (Equação 4.1).

$$FO_{IA} = \frac{\sum_{i=1}^{ncel} (IA_i^{Sim} - IA_i^{Obs})^2}{\sum_{i=1}^{ncel} (IA_i^{Base} - IA_i^{Obs})^2} \dots\dots\dots(4.1)$$

A partir do valor unitário da função-objetivo do Caso Base, altera-se um atributo incerto de cada vez para medir o valor da função-objetivo, depois se ordenam os atributos incertos em ordem decrescente da função-objetivo. Aconselha-se excluir da função-objetivo as regiões do mapa onde os valores da variação da impedância acústica estejam abaixo do nível de precisão das ferramentas, na faixa de 1% ou que tenha baixo grau de confiabilidade.

A análise de sensibilidade no tempo zero tem um papel muito importante por ser a primeira etapa do processo de ajuste estático da impedância acústica, porque evita levar para a fase seguinte, o de ajuste de histórico, as incertezas das variáveis estáticas, ou seja, aquelas que não dependem de produção e injeção no reservatório. Neste trabalho, a variável de ajuste desta etapa se resume a impedância acústica de pressão ou longitudinal, doravante denominada apenas por impedância acústica (IA).

O objetivo principal da análise de sensibilidade no tempo zero é reduzir os esforços computacionais e conseqüentemente o tempo necessário para o ajuste estático da impedância

acústica, com a eliminação dos atributos incertos de menores impactos na função-objetivo. A forma de apresentação pode ser de dois modos: gráfico tornado ou o gráfico *spider*. O gráfico tornado é mais simples e de fácil visualização. O gráfico *spider* é mais completo e permite uma visualização mais completa da variação do atributo incerto.

No gráfico tornado, escolhe de cada vez um atributo incerto do modelo de escoamento base ou do modelo petro-elástico base, define-se os limites mínimo e máximo do atributo. Primeiramente, altera-se o modelo para o valor do limite mínimo do atributo incerto e calcula-se o erro de impedância acústica deste caso com relação a IA observada. Este processo está mostrado em detalhes na Figura 4.2. Em seguida, é utilizado o limite máximo de variação do atributo incerto. Depois se repete o processo para os demais atributos incertos.

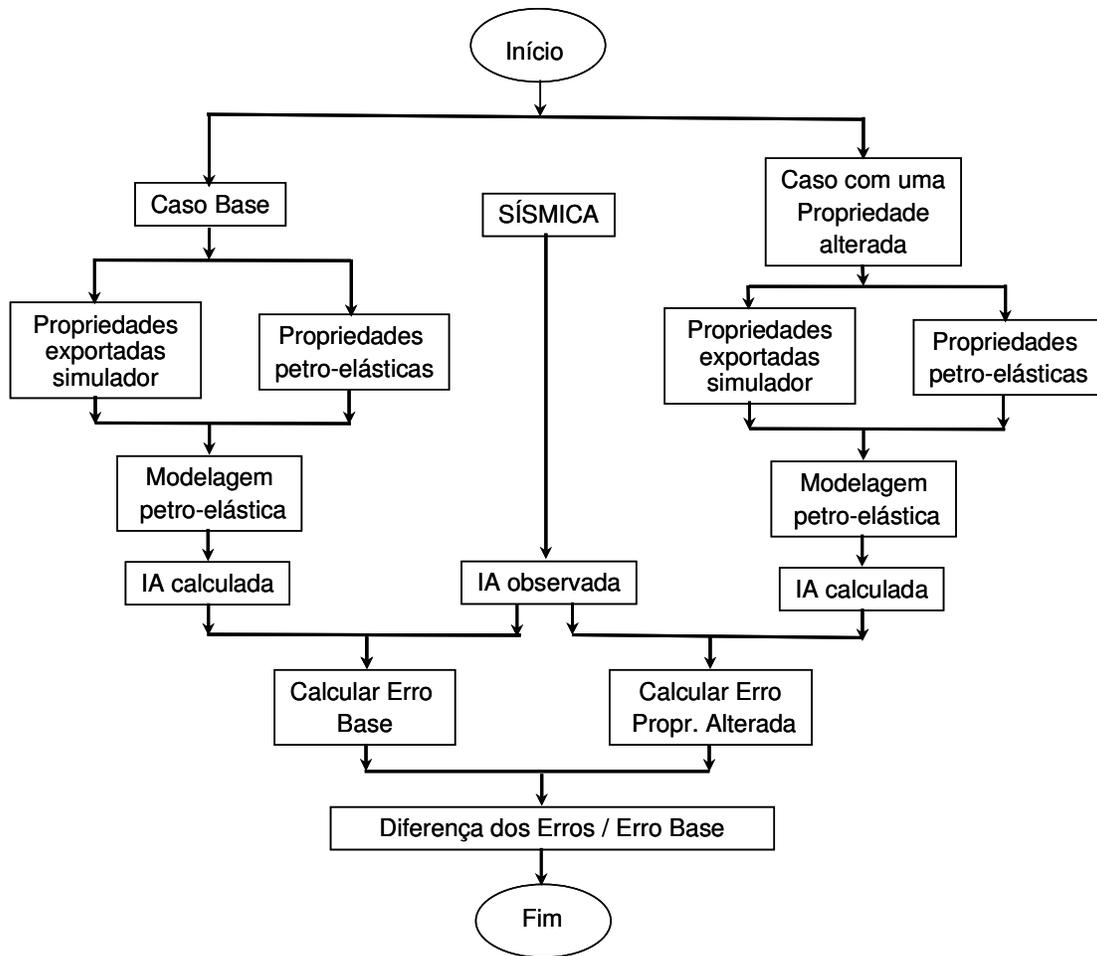


Figura 4.2: Fluxograma da análise de sensibilidade relativo ao gráfico tornado para um atributo e um limite mínimo ou máximo.

Etapa 4: Realizar ajuste estático da impedância acústica no tempo zero. Esta etapa, que também é uma contribuição deste trabalho, consiste em minimizar as diferenças entre as impedâncias acústicas observadas e as calculadas a partir do modelo de escoamento no tempo zero, através da alteração dos atributos incertos do modelo petro-elástico e alguns do modelo de escoamento para permitir a parametrização na fase seguinte do processo de ajuste de histórico, bem como reduzir o número de atributos incertos. Esta etapa é fundamental para que os diagnósticos a serem feitos na parametrização tenham bons resultados.

O ideal nesta etapa é que o estudo seja realizado com o mesmo refinamento da malha geológica para que não haja perda de informações na transferência de escala.

O ajuste estático é um processo iterativo e pode demandar um grande esforço manual, por isso, recomenda-se o uso de um otimizador como algoritmo genético na busca da melhor solução. O processo se inicia com a exportação dos atributos incertos do Caso Base a partir do simulador de fluxo, prossegue com a definição das propriedades petro-elásticas e através da modelagem petro-elástica calcula-se a IA, denominada de IA calculada, o qual é comparada com IA observada para calcular-se o erro. O objetivo é minimizar o erro, ou seja, se o erro for menor que a tolerância ou atingiu o número máximo de gerações, termina-se o processo, caso contrário altera-se os atributos incertos escolhidos e reinicia o processo. Este processo está ilustrado no fluxograma da Figura 4.3.

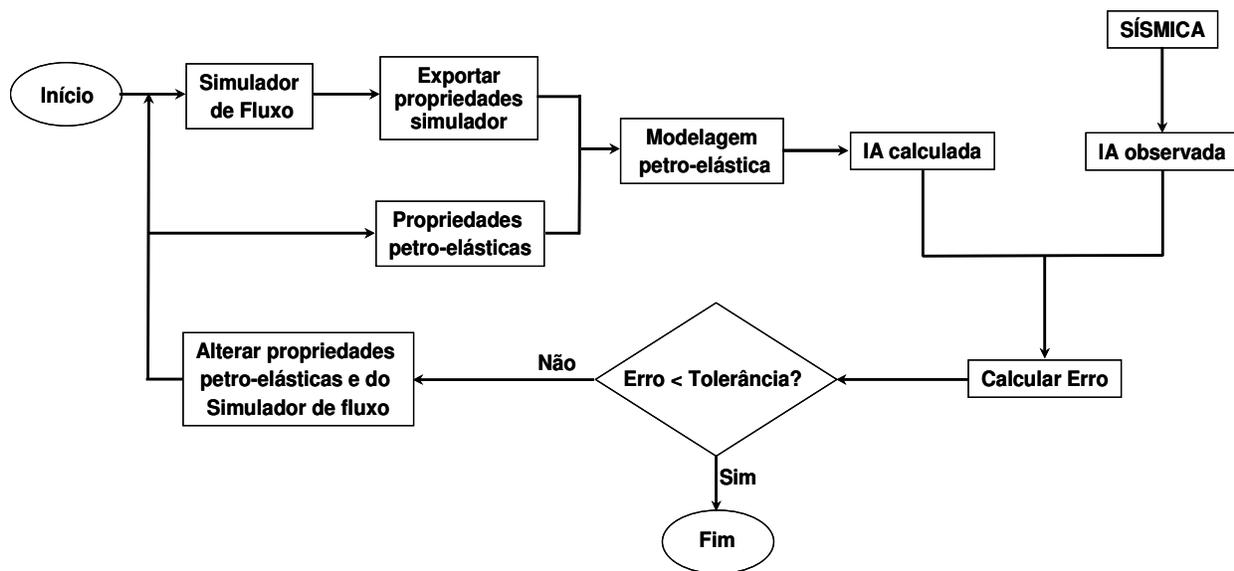


Figura 4.3: Fluxograma do ajuste de impedância acústica no tempo zero.

Etapa 5: Realizar a simulação de escoamento inicial. Nesta fase, o modelo de simulação de escoamento deve ter malha definitiva que vai ser utilizada no ajuste de histórico, significa que a malha já deve ter passado pela transferência de escala. Nesta fase, verifica-se quanto o modelo de escoamento está desajustado e de quais as variáveis observadas são mais confiáveis e quais as mais duvidosas.

Etapa 6: Fazer a parametrização. Esta é uma etapa muito importante de um ajuste de histórico, onde o intérprete precisa dedicar bastante tempo para compreender os fenômenos físicos que ocorrem no reservatório, bem como para interagir com as diversas especialidades para questionar a presença ou ausência de falhas geológicas, a existência de canais de alta permeabilidade, os problemas de medição de pressão e vazão, as representatividades das amostragens e as incertezas nos ensaios laboratoriais. Com isso, é possível definir os domínios das variáveis que serão submetidas à análise de sensibilidade para se escolher os atributos incertos do modelo de escoamento.

Nesta fase, pressupõe-se que todos os atributos incertos do modelo petro-elástico já foram ajustados, de modo que todo ajuste de histórico passa a depender apenas dos atributos incertos do modelo de simulação de escoamento que podem ser identificados no mapa de diferença de impedância acústica (mapa de parametrização). Este mapa, quando realizado nos tempos iniciais de produção e injeção, mostra bem as direções de maiores e menores transmissibilidades nas proximidades dos poços injetores e produtores possibilitando ter uma idéia, em função da geometria e do sinal (positivo ou negativo) da diferença de IA, do tipo de heterogeneidade envolvida e a sua direção. Este mapa depende de duas variáveis (Figura 4.4) que são: 1) a variação IA_{s4d} que é a diferença da impedância acústica proveniente da inversão sísmica entre um tempo t e o tempo inicial e 2) a variação IA_{SF} que é a diferença da impedância acústica calculada a partir dos resultados da simulação de escoamento entre um tempo t e o tempo inicial. Neste cálculo, somente são consideradas as células da malha cujas diferenças sejam maiores que 1% da impedância acústica medida no tempo t pela sísmica 4D devido ao limite da resolução da sísmica.

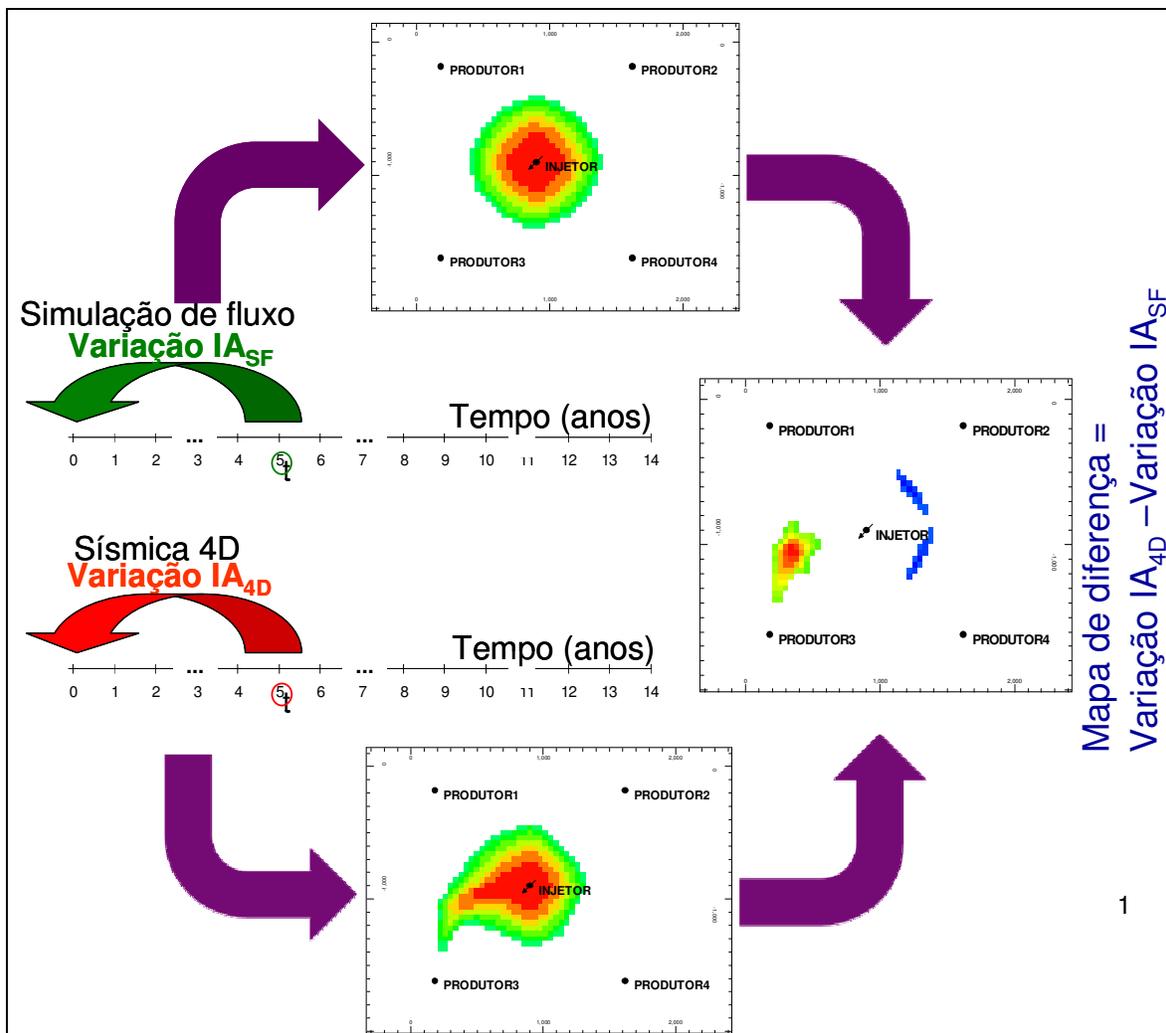


Figura 4.4: Definições das variáveis envolvidas no mapa de parametrização.

Apesar de todos os recentes avanços tecnológicos, na prática, toda essa análise ainda é baseada apenas na diferença da IA observada, pois a automatização é bastante complexa.

Para longos tempos de produção e injeção, este mapa de parametrização pode ter sérios problemas de interpretação pelo fato do escoamento ser mais complexo, devido a maiores interações no reservatório, motivo pelo qual não se recomenda a sua utilização. Em contrapartida, nos tempos iniciais de produção e injeção, esperam-se diferenças dentro das margens aceitáveis. Da mesma forma que interpretação de teste de formação para longos tempos de produção e injeção não se obtém bons resultados.

Etapa 7: Definir a função-objetivo. A função-objetivo é a referência para avaliar se as respostas do simulador de escoamento estão se aproximando ou não dos valores medidos ou observados. A equação geral da função-objetivo varia de acordo com os dados observados. Para este estudo foi utilizada a Equação 4.2 que é similar a equação definida por Maschio e Schiozer (2005).

$$FO = W_p \cdot (W_w \cdot FO_w + W_g \cdot FO_g + W_{bhp} \cdot FO_{bhp}) + W_{s4d} \cdot FO_{s4d} \dots\dots\dots (4.2)$$

onde “W_p”, “W_w”, “W_g”, “W_{BHP}” e “W_{s4d}” são pesos atribuídos aos dados de produção, de água, de gás, de pressão de escoamento e da sísmica 4D, respectivamente; “FO_w”, “FO_g”, “FO_{BHP}” e “FO_{s4d}” são funções-objetivo parciais da água, do gás, da pressão de escoamento e da sísmica 4D, representadas respectivamente pelas Equações 4.3, 4.4, 4.5 e .4.6

$$FO_w = \frac{\sum_{i=1}^{i_{\max}} (Qw_i^{Sim} - Qw_i^{Obs})}{\sum_{i=1}^{i_{\max}} (Qw_i^{Base} - Qw_i^{Obs})} \dots\dots\dots (4.3)$$

$$FO_g = \frac{\sum_{j=1}^{j_{\max}} (Qg_j^{Sim} - Qg_j^{Obs})}{\sum_{j=1}^{j_{\max}} (Qg_j^{Base} - Qg_j^{Obs})} \dots\dots\dots (4.4)$$

$$FO_{BHP} = \frac{\sum_{k=1}^{k_{\max}} (BHP_k^{Sim} - BHP_k^{Obs})}{\sum_{k=1}^{k_{\max}} (BHP_k^{Base} - BHP_k^{Obs})} \dots\dots\dots (4.5)$$

$$FO_{s4d} = \frac{\sum_{l=1}^{l_{\max}} (IA_l^{Sim} - IA_l^{Obs})}{\sum_{l=1}^{l_{\max}} (IA_l^{Base} - IA_l^{Obs})} \dots\dots\dots (4.6)$$

onde Qw é a vazão de água; Qg, a vazão de gás, BHP, a pressão de escoamento no fundo do poço e IA, a impedância acústica de pressão e os índices Base, Obs e Sim estão relacionados ao Caso Base, aos valores observados e ao caso modificado respectivamente e i_{max}, j_{max}, k_{max} e l_{max} são os

números máximos de elementos observados da vazão de água, vazão de gás, pressão de escoamento no fundo do poço e impedância acústica.

As células a serem consideradas no cálculo da função-objetivo parcial da impedância acústica são aquelas cujos valores calculados de IA têm variação superior a 1% em relação ao IA_{Obs} . Esta restrição está relacionada ao limite de detecção da sísmica.

Etapa 8: Proceder à análise de sensibilidade dos parâmetros do simulador de escoamento (SF) e do modelo petro-elástico (PEM). As formulações foram baseadas no livro do Mavko (1998), no artigo de Emerick *et al* (2007) e no manual do Eclipse (2006). Esta etapa visa reduzir o número de atributos incertos, bem como reduzir os níveis. Aqui vale destacar, que a contribuição do trabalho para a metodologia de ajuste de histórico está na inclusão dos atributos incertos do modelo petro-elástico na análise de sensibilidade. Visto que o cálculo da impedância acústica a partir dos resultados do simulador de escoamento passa necessariamente pela modelagem petro-elástica.

A diferença da análise de sensibilidade do PEM a ser realizada nesta etapa em relação à etapa 3 está relacionada fortemente a variação dos parâmetros petro-elásticos com a pressão.

Etapa 9: Realizar a otimização com o algoritmo genético. A escolha do algoritmo genético para a busca da solução do problema foi baseada nas três grandes vantagens do método que são: não necessitar que o espaço de soluções seja muito suavizado, não ficar preso em mínimos locais e ser facilmente paralelizável.

A otimização com o algoritmo genético é um processo iterativo automatizado através de uma rotina de programação gerenciada pelo programa Matlab® cujas etapas são mostradas na Figura 4.5. Por demandar muitas simulações, recomenda-se fortemente a distribuições de simulações em paralelo.

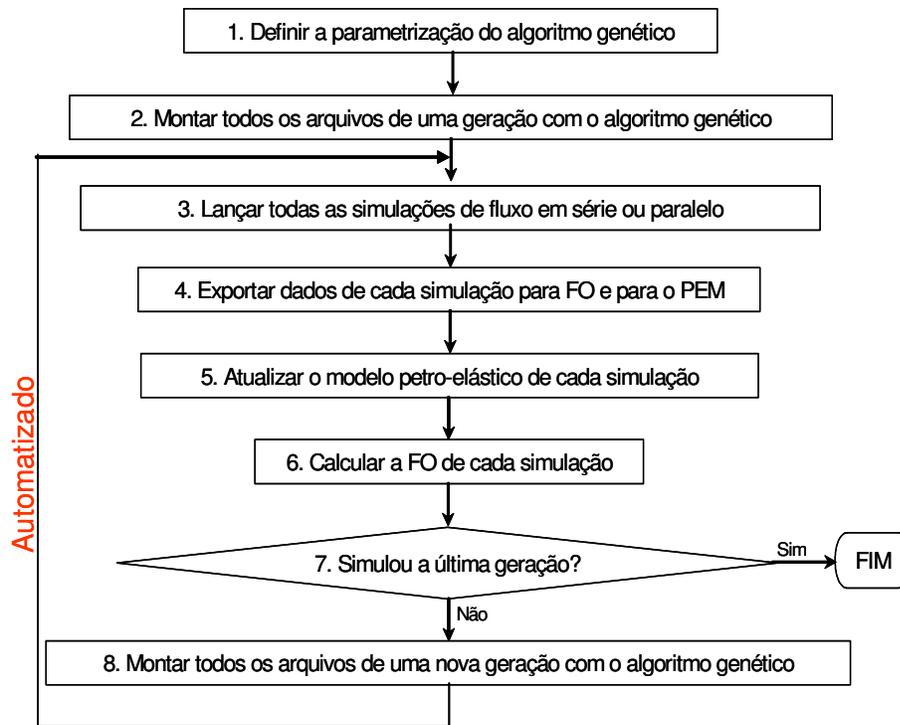


Figura 4.5: Fluxograma da otimização com o algoritmo genético.

4.2 Premissas ou domínio de aplicação

A metodologia proposta tem algumas limitações ou premissas relacionadas abaixo, mas que não restringem substancialmente o domínio de aplicação:

- Necessidade que o projeto seja submetido à recuperação secundária através da injeção de água para obter maior variação na impedância ao redor do poço injetor. Mesmo naqueles projetos cujos mecanismos de produção sejam atuantes, é comum a utilização da injeção de água para antecipar a produção e adequar o tempo de produção compatível com a vida útil dos equipamentos;
- Aplicação em reservatório produtor de óleo suficientemente leve para haver contraste de densidade com a água injetada;
- Não haver grande subsidência. É bastante razoável esta consideração em função da manutenção da pressão do reservatório pela injeção de água e a ainda grande espessura de rocha até o reservatório permite redistribuir as tensões nas camadas superiores;

- Utilização de sísmica com boa repetibilidade para poder distinguir as áreas em que houve variação de propriedades elásticas. Melhores resultados estão associados a aquisição com cabos permanentes, cabos de fundo e sísmica de alta resolução;
- Aplicação em período inicial de injeção (até cerca de 30% da vida útil de produção do campo ou até 30% de varrido da distância entre injetor e produtor) para evitar os artefatos de difícil interpretação comuns em longos tempos de produção e injeção;
- Não faz abordagem sobre transferência de escala da impedância acústica da sísmica para o simulador de escoamento, no intuito de compatibilizar refinamento vertical e horizontal;
- Não há problemas de aplicação em reservatórios espessos com segregação de fluidos ou em reservatórios com alta inclinação.

Capítulo 5 - Aplicação

A aplicação da metodologia foi subdividida em dois casos. O Caso A se refere à validação da metodologia e o Caso B é a aplicação num modelo modificado do Campo de Namorado da Bacia de Campos.

Para os dois casos, o simulador de escoamento foi o IMEX® da CMG, mas poderia ser qualquer outro simulador comercial. O IMEX® tem algumas vantagens como disponibilidade de licenças em grande número e, principalmente, pela facilidade de exportação de propriedades através de linhas de comando permitindo automatizar o processo. A modelagem petro-elástica e os conversores de formatos de interface foram realizados em programação FORTRAN. Por fim, o processo de otimização com algoritmo genético e o gerenciamento do processo foram realizados com o programa Matlab, da Mathworks.

5.1 Caso A

Para validação da metodologia, foi utilizado um modelo sintético simples com resposta conhecida com duas falhas e um canal de alta permeabilidade construído por Risso (2007), doravante denominado Modelo Histórico, para gerar o histórico de produção, injeção e pressão de escoamento e ainda permitir o cálculo da impedância acústica observada. Neste estudo, foi considerado um levantamento sísmico após quatro anos do início da produção/injeção. Este tempo parece ser uma boa escolha, pois tempos menores podem ter problemas com o limite de resolução da sísmica e num caso real seria encoberto pelo ruído (Janssen, 2006) e também as

anomalias das diferenças de IA entre o observado e o calculado não tem definição suficiente para distinguir o número de falhas do reservatório. Ao diagnosticar, neste período, os problemas de drenagem do reservatório que poderão ocorrer, ainda há tempo suficiente para corrigir as estratégias de drenagem para minimizar as perdas de produção. Tempos muito maiores que quatro anos, tem a interpretação das causas das anomalias da diferença de IA, dificultada em virtude dos efeitos secundários serem muito amplificados.

O Modelo Base é o modelo inicial a partir do qual será realizada a alteração para o ajuste de histórico e é a referência para indicar a convergência da função-objetivo.

5.1.1 Modelo Histórico

O Modelo Histórico utilizado para testar a metodologia proposta é um *five-spot* com duas falhas selantes e um canal de alta permeabilidade, modificado do modelo construído por Risso (2007) (Figura 5.1). O reservatório é representado estruturalmente por um topo horizontal a -1000 m, discretizado com malha de 45 x 45 x 1 células nas direções x, y e z respectivamente, com células de dimensões iguais 40 m nas três direções, que totalizam 19,5 milhões de m³ de óleo *in situ*.

As propriedades do reservatório são: permeabilidade absoluta constante igual a 200 mD, exceto no canal de alta permeabilidade (1000 mD), porosidade constante de 20% e a relação da espessura porosa líquida pela espessura total (expressa por *net-to-gross*, ntg) constante igual a 1. O fluido do reservatório é um óleo leve com viscosidade de 0,78 cP nas condições iniciais do reservatório (pressão estática de 98 kgf/cm² e temperatura de 50 °C), com razão de solubilidade inicial de 85 m³/m³ e não tem contato óleo/água.

O simulador de escoamento utilizado no estudo foi o IMEX®, da Computer Modelling Group, por ter algumas vantagens como permitir exportar propriedades dinâmicas do modelo de

escoamento através de linhas de comando para ser utilizado no modelo petro-elástico e também por permitir a geração das linhas de corrente diretamente a partir dos resultados do simulador por diferenças finitas, sem a necessidade de montar um simulador de linhas de corrente.

As principais alterações realizadas no modelo construído por Risso (2007) foram: (1) as falhas passaram a serem representadas por multiplicadores de transmissibilidade; (2) passou-se a utilizar uma saturação de água irreduzível de 21% e uma saturação de óleo residual de 19%, (3) controle de produção por vazão de líquido.

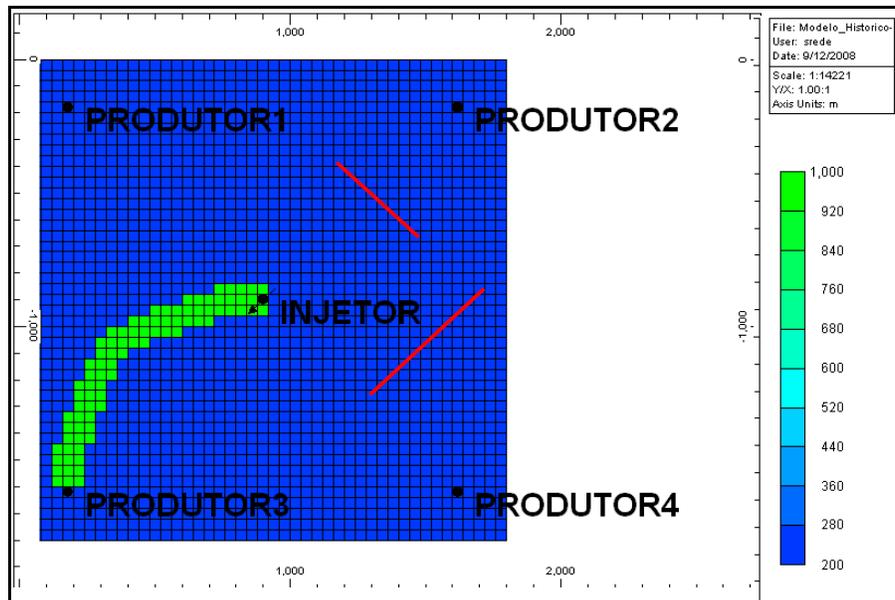


Figura 5.1: (a) Mapa de permeabilidade, ressaltando em verde, o canal de alta permeabilidade e em vermelho, as duas falhas geológicas

5.1.2 Modelo Base

O Modelo Base é semelhante ao modelo histórico, apenas difere por não conter as falhas e o canal de alta permeabilidade que são objetos do ajuste de histórico. E também difere por utilizar o controle de vazão por líquido para que não existam grandes variações da pressão estática do reservatório.

5.1.3 Subcasos de ajustes de históricos

Conforme descrito anteriormente na metodologia, a sísmica 4D é utilizada com propósito bem específico nas duas fases do processo de ajuste de histórico: na parametrização onde visa identificar as variáveis de ajustes e na otimização, onde tem como meta contribuir com um parâmetro no sentido de melhorar a precisão da função-objetivo.

No intuito de verificar o ganho de qualidade do ajuste de histórico com a incorporação da sísmica 4D foram comparados quatro ajustes de históricos sob diferentes tipos de dados observados. O primeiro ajuste de histórico incorporou os dados observados de produção e sísmica 4D (AH_P&S) na função-objetivo, o segundo, apenas sísmica 4D (AH_S), o terceiro, apenas dados de produção (AH_P) e o último, apenas com os dados de produção e sem a sísmica 4D para parametrização, método denominado aqui de tradicional (AH_TRAD). Por este motivo, apenas nos três primeiros ajustes de históricos que utilizam a sísmica 4D na parametrização é possível identificar efeitos da presença de duas falhas e um canal de alta permeabilidade, mas ainda não a sua localização.

5.1.4 Função-Objetivo

Os pesos considerados na função-objetivo para cada condição de ajuste de histórico estão representados na Tabela 5.1. Inicialmente os pesos são divididos entre a sísmica 4D (W_{s4d}) e a produção (W_p), sendo esta decomposta em duas parcelas, a pressão de escoamento no fundo do poço ($W_{BHP} = 50\%$ do peso da produção) e a vazão de água ($W_w = 50\%$ do peso da produção).

Tabela 5.1: Pesos da sísmica 4D e da produção na função-objetivo para as diversas condições de ajustes de históricos.

AJUSTES	USO DA SÍSMICA NA PARAMETRIZAÇÃO	W_{s4d}	W_p	
			W_{bhp}	W_w
AH_P&S	Sim	50%	25%	25%
AH_S	Sim	100%	0%	0%
AH_P	Sim	0%	50%	50%
AH_TRAD	Não	0%	50%	50%

5.1.5 Parametrização

A parametrização depende dos dados disponíveis. Neste trabalho, serão consideradas duas condições: com sísmica 4D que se aplicam as condições de ajustes de históricos AH_P&S, AH_P e AH_S e sem sísmica 4D para a condição AH_TRAD.

5.1.5.1 Com sísmica 4D

Nesta etapa de parametrização é importante definir os mecanismos controladores de escoamento, neste sentido foi utilizado o mapa de linhas de corrente do modelo base sobreposto ao mapa de diferença de impedância acústica, no quarto ano de produção e injeção, entre o modelo histórico e o modelo base (Figura 5.2). Estão destacadas nas elipses as anomalias positivas e negativas que representam respectivamente a direção de redução de transmissibilidade e a direção de aumento de transmissibilidade.

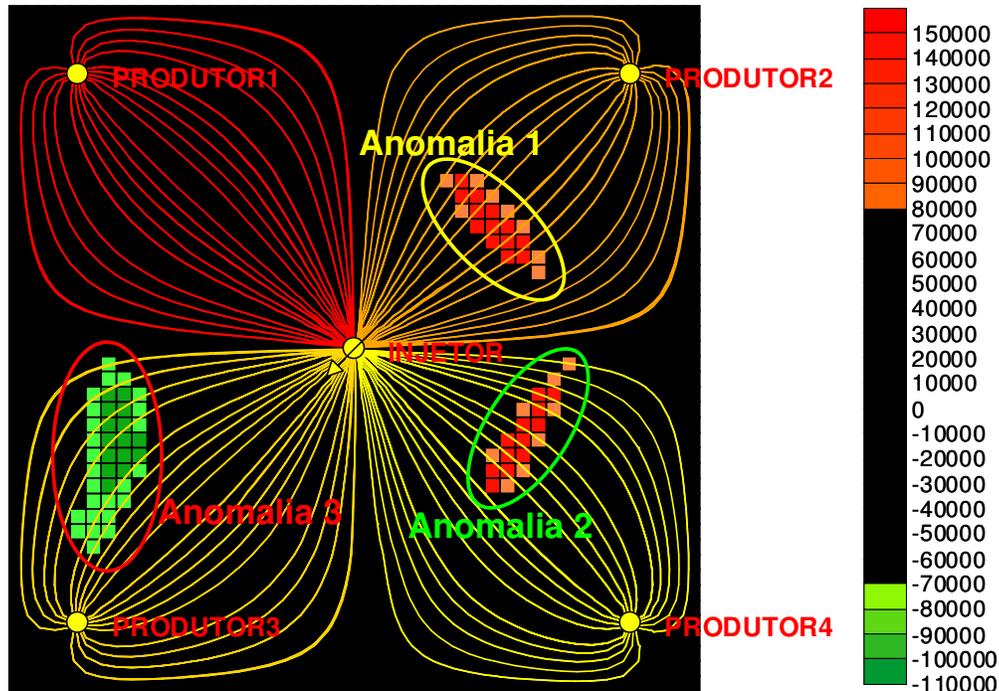


Figura 5.2: Mapa de linhas de corrente do modelo base sobreposto ao mapa de diferença de impedância acústica, no quarto ano de produção e injeção, entre o modelo histórico e o modelo base.

As anomalias positivas indicam que o modelo histórico tem menor transmissibilidade entre o injeção e o produtor que o considerado no Caso Base. As linhas de corrente permitem identificar o par produtor/injeção envolvido. A anomalia 1, destacada com uma elipse amarela, indica que existe uma redução de transmissibilidade entre o poço Injeção e o Produtor 2. A anomalia 2 destacada com uma elipse verde indica que também existe uma redução de transmissibilidade entre o poço Injeção e o Produtor 4. Como não se espera uma redução de permeabilidade absoluta ou de espessura do reservatório da direção do poço Injeção para os produtores Produtor 2 e Produtor 4, nem um aumento da viscosidade do óleo nestas mesmas direções, então se pode concluir que se trata de duas falhas geológicas, respectivamente Falha1 e Falha2.

Atualmente existem duas outras formas de constatar a presença de falhas próximas aos poços produtores ou injetores. A primeira forma é através de interpretações de testes de formação. É possível calcular a distância, mas não se tem a direção, nem o comprimento. A segunda forma é através de interpretação sísmica. Acontece com certa frequência que muitas falhas têm rejeito pequeno e a sísmica não tem resolução para detecção, sendo denominadas falhas sub-sísmicas. Nesta metodologia, a sísmica vai detectar a alteração do escoamento devido

presença de falha selante, contudo, a localização da anomalia não precisa necessariamente coincidir com a posição da falha. Por isso, é preciso calcular de modo iterativo.

As anomalias negativas indicam um aumento de transmissibilidade entre o injetor e o produtor. A anomalia 3 (Figura 5.2), destacada com uma elipse vermelha, indica o aumento de transmissibilidade entre o poço Injetor e o Produtor 3. Aqui também vale as mesmas discussões abordadas com as anomalias positivas, ou seja, tem-se um controle sobre o modelo do reservatório suficiente para afirmar que não há variação de espessura do reservatório e/ou viscosidade do fluido do reservatório, portanto, a anomalia 3 está associada a um aumento na permeabilidade absoluta. Atualmente, não existe uma ferramenta com boa precisão para identificar estas regiões. Com muitas limitações e restrições, os atributos sísmicos talvez seja a única ferramenta que pode dar uma idéia grosseira desta variação. Novamente, a anomalia não coincide com o fato gerador, ou seja, a região do aumento da permeabilidade não coincide com a anomalia.

Este trabalho propõe que a região a ter o aumento da permeabilidade esteja compreendida entre as duas linhas de corrente do modelo base que contornam a anomalia. Pelo fato das linhas de corrente do modelo base não representarem precisamente as linhas de corrente do modelo real ou do histórico, torna-se necessário determiná-la iterativamente. Esta anomalia se desloca ao longo do canal de alta permeabilidade com o passar do tempo, portanto, a realização de múltiplas sísmicas permitiria determinar com precisão a localização do canal de alta permeabilidade, mas esta técnica tem um elevadíssimo custo que inviabiliza economicamente a sua execução na maioria dos casos, exceto no caso de um sistema de cabos permanentes implantados. Outra forma de análise que também poderia dar uma indicação qualitativa do canal seria através da análise da diferença de impedância acústica observada entre o tempo quatro anos e o tempo zero, entretanto, na maioria dos casos existe uma grande dispersão dos resultados.

Assim, o ajuste de histórico deste modelo, portanto, consiste em determinar a localização e o comprimento das duas falhas existentes a Nordeste e Sudeste do poço Injetor e a permeabilidade e a localização do canal de alta permeabilidade. A localização de cada falha está associada a duas variáveis: as coordenadas de início e o azimute da falha. A partir das análises

das anomalias de impedância acústica pode-se inferir que os azimutes das falhas 1 e 2 são respectivamente -45° e $+45^\circ$ e os comprimentos das falhas estão na faixa de 350 m a 1050 m.

5.1.5.2 Sem sísmica 4D

Devido à falta de informação, a parametrização fica bastante prejudicada. Neste caso, a diferença entre os dados simulados e observados será atribuída à incerteza na permeabilidade absoluta na região de influência de cada poço produtor conforme mostrado, com cores diferentes, na Figura 5.3, totalizando quatro parâmetros de ajustes.

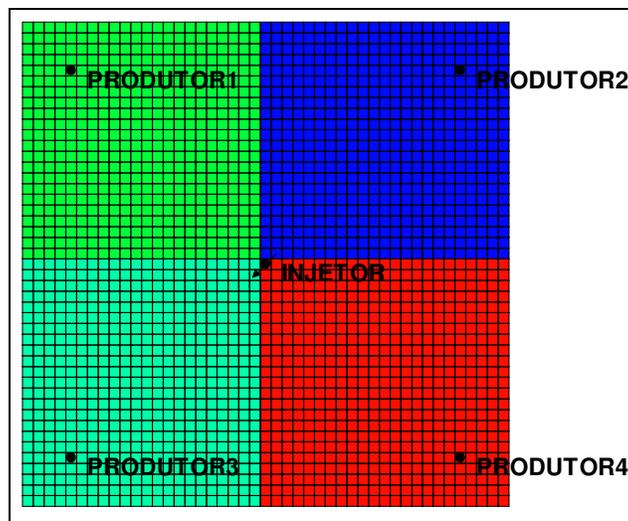


Figura 5.3: Área de influência de cada poço produtor.

5.1.6 Otimização

Os atributos incertos a serem utilizados no processo de otimização dependem fortemente dos dados disponíveis para realizar a parametrização. Como a informação da sísmica 4D também afeta a parametrização, torna-se necessário subdividir a otimização em dois grupos: com sísmica 4D e sem sísmica 4D. Em ambos os grupos, a otimização busca a minimização da função-objetivo.

5.1.6.1 Com sísmica 4D

O processo de otimização desenvolvido neste trabalho teve como gerenciador, o módulo de algoritmo genético o programa Matlab, como simulador de escoamento o programa IMEX® da CMG, como conversores de formatos, módulos Petro-elásticos e identificadores de áreas entre linhas de correntes programações em FORTRAN.

Os atributos incertos utilizados no processo de otimização foram: as coordenadas da extremidade a oeste de cada falha, os comprimentos das falhas e a permeabilidade absoluta horizontal do canal cujos valores estão resumidos na Tabela 5.2. Estes sete parâmetros foram subdivididos em quinze níveis que resultam em 170 milhões de combinações.

Tabela 5.2: Limites inferiores e superiores das variáveis incertas utilizadas na otimização.

Limite	FALHA 1			FALHA 2			Permeabilidade Canal (m)
	Coordenadas		Comprimento (m)	Coordenadas		Comprimento (m)	
	i	j		i	j		
Inferior	27	7	350	29	21	350	500
Superior	41	21	1050	43	35	1050	1200

A partir do mapa de linhas de correntes sobreposto ao mapa de anomalias (mapa de diferença da variação da impedância acústica entre o histórico e o Caso Base mostrado anteriormente na parametrização), considerou-se a área para alteração da permeabilidade definida pelas linhas de correntes que circundam as células que apresentam as maiores anomalias negativas (Figura 5.4).

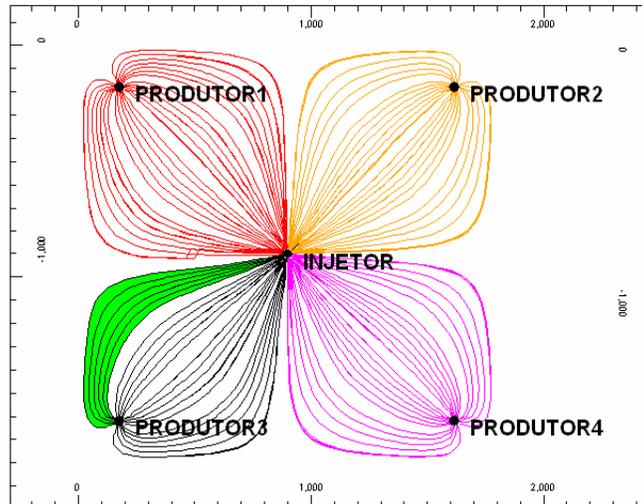


Figura 5.4: Região de alteração de permeabilidade destacada em verde. Esta área é delimitada pelas linhas de correntes que contornam as maiores anomalias negativas.

Outra forma de representar as incertezas das coordenadas de início das falhas está ilustrada na Figura 5.5 onde os locais possíveis das extremidades oeste das Falhas 1 e 2 estão sobrepostas ao reservatório.

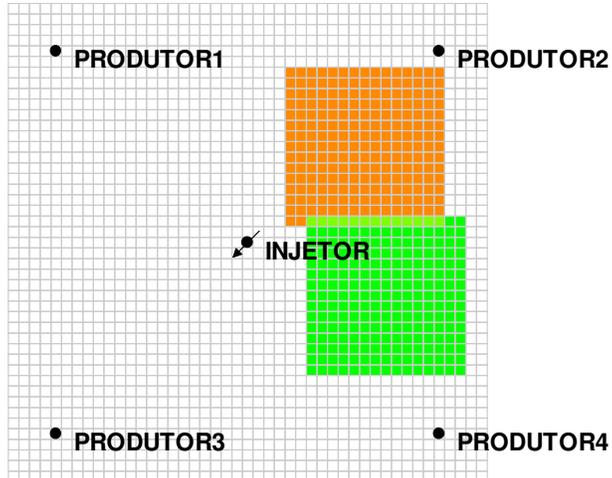


Figura 5.5: Áreas que delimitam as extremidades oeste das Falhas 1 e 2. A área na cor laranja está relacionada à Falha 1 e a cor verde a Falha 2.

5.1.6.2 Sem sísmica 4D

Conforme definido na parametrização, a otimização referente ao ajuste de histórico (AH_TRAD) compreende 4 atributos incertos e 15 níveis cujos limites inferiores e superiores são

mostrados na Tabela 5.3. As combinações dos atributos incertos e dos níveis totalizam 50625 possibilidades que pode ser considerado muito baixo se comparado aos 170 milhões para o caso de parametrização com a sísmica 4D.

Tabela 5.3: Limites inferiores e superiores dos atributos incertos do ajuste de histórico, sem o uso da sísmica 4D na parametrização.

PERMEABILIDADE (mD)				
Limite	Área do Produtor 1	Área do Produtor 2	Área do Produtor 3	Área do Produtor 4
Inferior	100	100	100	100
Superior	1500	1500	1500	1500

5.2 Caso B

5.2.1 Modelo modificado do Campo de Namorado

Para aplicação da metodologia, foi escolhido um modelo modificado do Campo de Namorado com 28 poços produtores e 16 poços injetores cuja principal alteração em relação ao original foi à antecipação do cronograma de entrada dos poços injetores de acordo com os pares produtores para criar várias frentes de avanço da água. Contribuiu para escolha do reservatório do Campo de Namorado, o fato de ser alvo de intensos estudos acadêmicos e de amplo domínio público.

O reservatório tem uma estrutura em forma de anticlinal com a porção mais alta no centro do reservatório nas imediações do poço NA09D_I e uma falha mapeada de pequeno rejeito, não selante, de direção aproximadamente Norte-Sul, conforme pode ser vista no mapa estrutural de topo do reservatório com a distribuição dos poços injetores e produtores (Figura 5.6).

O reservatório foi discretizado com malha *corner-point* regular com células de dimensões 100 m x 100 m x espessura variável, com 80 células na direção I, 50 células na direção J e 10

m^3/m^3std e fator volume formação do óleo (B_o) de $1,41 m^3/m^3std$ medidos nas condições de pressão de saturação ($210 kgf/cm^2$) e temperatura de $88 ^\circ C$.

A Tabela 5.4 resume as principais propriedades do óleo do reservatório que além das variáveis já citadas, incluem o fator volume formação do gás (B_g), a viscosidade do óleo (Vis_o) e a viscosidade do gás (Vis_g). Estão destacados os valores na pressão de saturação (P_{sat}) e na pressão inicial (P_i), respectivamente em vermelho e verde. Constata-se, portanto, o alto grau de sub-saturação.

Tabela 5.4: Tabela PVT com as principais características do óleo do reservatório.

P (Kgf/cm ²)	Rs (m ³ /m ³)	Bo (m ³ /m ³)	Bg (m ³ /m ³)	Viso (cP)	Visg (cP)
20	23,83	1,176	0,0561	2,3654	0,0111
40	34,95	1,202	0,0284	1,9509	0,0121
60	45,68	1,228	0,0191	1,7084	0,0131
80	56,01	1,253	0,0144	1,5363	0,0141
91	61,54	1,267	0,0127	1,4589	0,0146
100	65,93	1,278	0,0115	1,4029	0,0151
120	75,46	1,302	0,0097	1,2939	0,0160
140	84,58	1,326	0,0083	1,2017	0,0170
160	93,30	1,350	0,0073	1,1218	0,0180
180	101,62	1,373	0,0065	1,0514	0,0190
200	109,54	1,397	0,0058	0,9884	0,0199
Psat = 210,4	113,49	1,408	0,0056	0,9581	0,0204
220	113,49	1,406	0,0053	0,9314	0,0209
240	113,49	1,400	0,0049	0,8794	0,0219
260	113,49	1,394	0,0045	0,8315	0,0228
280	113,49	1,388	0,0042	0,7872	0,0238
300	113,49	1,382	0,0039	0,7459	0,0247
Pi = 322	113,49	1,375	0,0037	0,7036	0,0258
350	113,49	1,367	0,0034	0,6538	0,0271

A Figura 5.7 mostra, em forma gráfica, o comportamento da razão de solubilidade e do fator volume formação do óleo com a pressão desde um valor acima da pressão inicial até uma pressão muito baixa, cobrindo desta forma toda faixa de operação do reservatório.

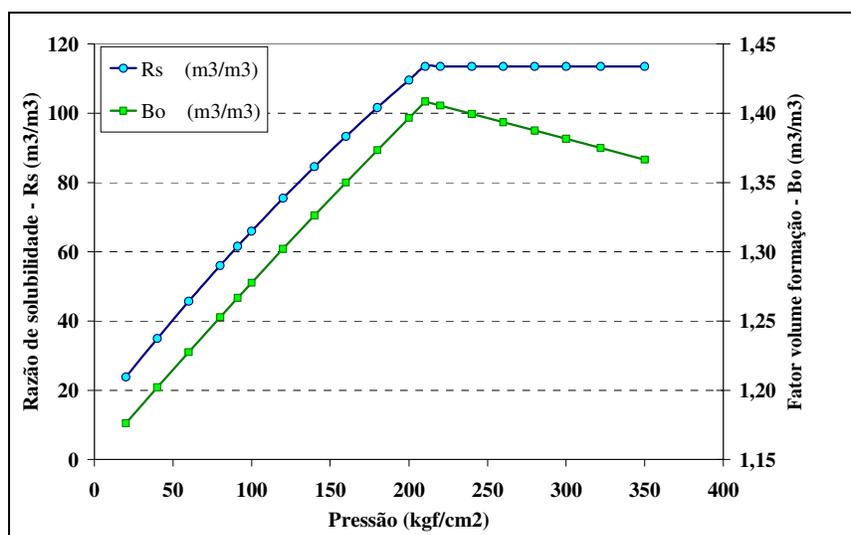


Figura 5.7: Comportamento da razão de solubilidade e do fator volume formação do óleo com a pressão.

A porosidade média do reservatório, ponderada pelo volume, é de 21,2 %. Os dados indicaram uma variação de camada para camada, com tendência de diminuição em direção a base. A Figura 5.8 mostra a distribuição de porosidade da camada 4 que foi considerada representativa do reservatório por situar-se aproximadamente no centro de massa, visto que as camadas 9 e 10 além de terem as menores áreas de ocorrência também têm as menores porosidades. Outro comportamento esperado é a concentração de maiores valores de porosidade na região central da camada.

As estruturas alongadas de direção NW-SE, verificadas no mapa de porosidade da Figura 5.8 coincidem com a direção de deposição do Arenito Namorado. Portanto, eventual canal de alta permeabilidade tem grande chance de ter esta mesma direção.

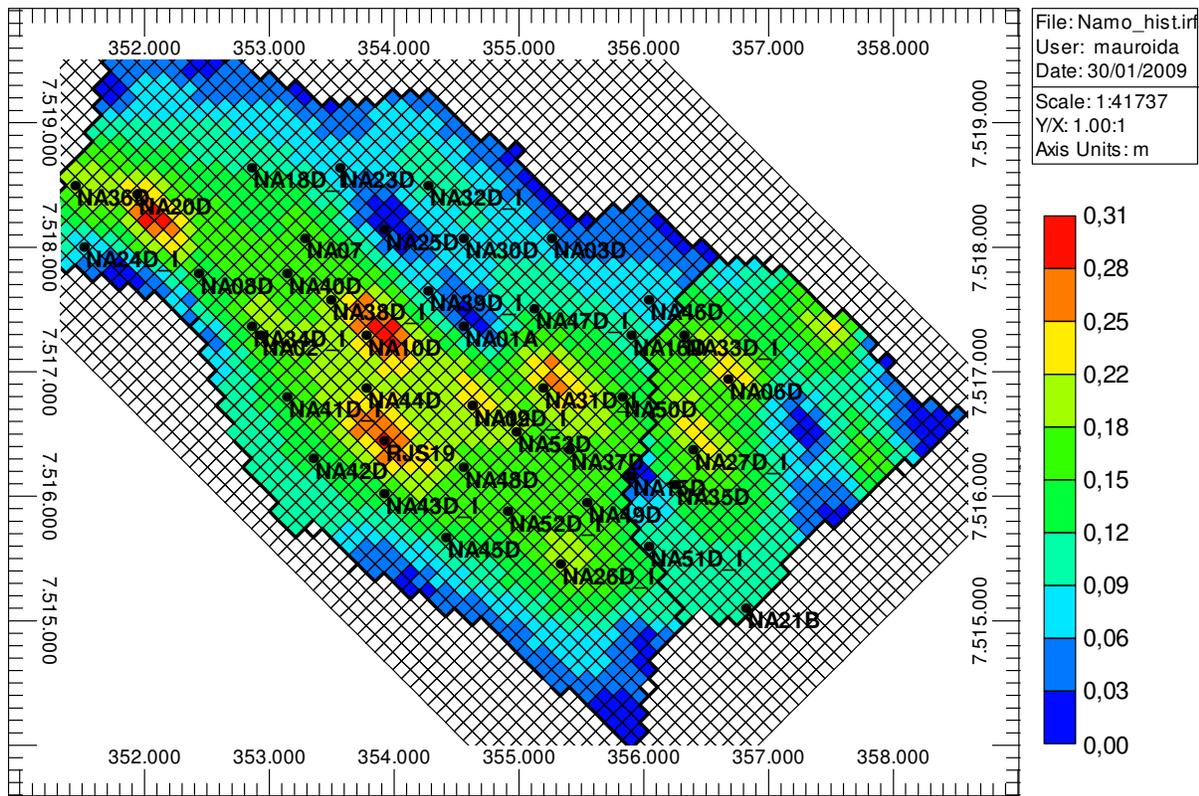


Figura 5.8: Distribuição de porosidade da camada 4, representativa do reservatório.

A permeabilidade absoluta (K_{abs}) pode ser considerada apenas como razoável por ter uma média de 189 mD. A distribuição da permeabilidade foi obtida a partir da correlação com a porosidade e ajustados nos poços com testes de formação. Considerou-se uma permeabilidade vertical no valor de um por cento da permeabilidade absoluta horizontal.

Todas as características mostradas acima são comuns aos modelos histórico e base. Entretanto, a partir deste ponto serão mostradas as características específicas de cada modelo.

5.2.2 Modelo Histórico

As principais características do modelo histórico residem na presença de duas heterogeneidades, uma falha e um canal conforme a Figura 5.9, inseridas com o propósito de causar uma diferença importante entre os modelos histórico e base. Ambos são coerentes

geologicamente, pois a falha tem direção aproximadamente paralela à falha mapeada e o canal, a mesma direção da deposição do arenito.

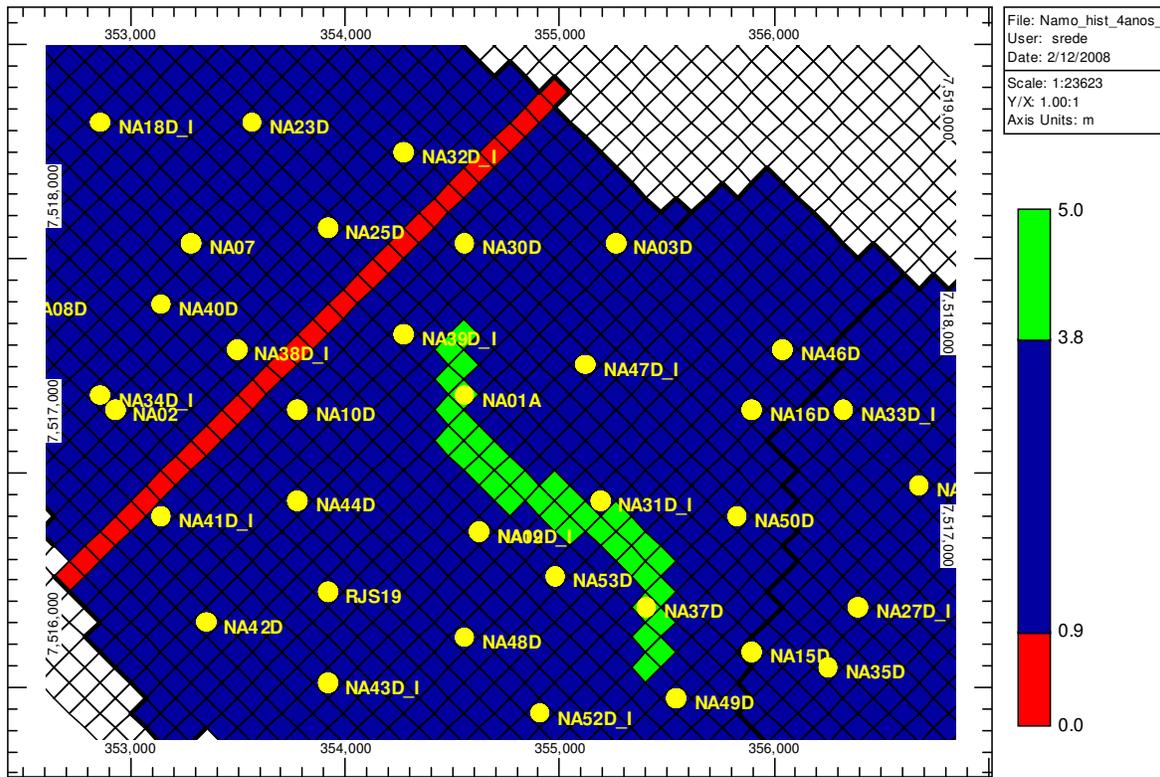


Figura 5.9: Mapa de multiplicador da permeabilidade absoluta na direção I da região central do reservatório com destaque na falha (cor vermelha, com multiplicador igual a zero) e no canal de alta permeabilidade (cor verde, com multiplicador igual a 4) não mapeados.

As curvas de permeabilidades relativas para o sistema água/óleo e para o sistema óleo/gás são mostradas na Figura 5.10a e Figura 5.10b, respectivamente. Observa-se que a rocha é molhável preferencialmente à água em relação ao óleo e molhável preferencialmente ao óleo em relação ao gás. Os pontos terminais são: saturação de água irreduzível (S_{wi}) de 20%, saturação de óleo residual (S_{or}) de 24%, permeabilidade relativa ao óleo@ S_{wi} ($K_{ro}@S_{wi}$) de 82%, permeabilidade relativa à água@ S_{or} ($K_{rw}@S_{or}$) de 31%, permeabilidade relativa ao gás@ S_{lr} ($K_{rg}@S_{lr}$) também de 31% e saturação crítica de gás de 0%. Sendo a compressibilidade da formação (C_f) de $300 \cdot 10^{-6} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$.

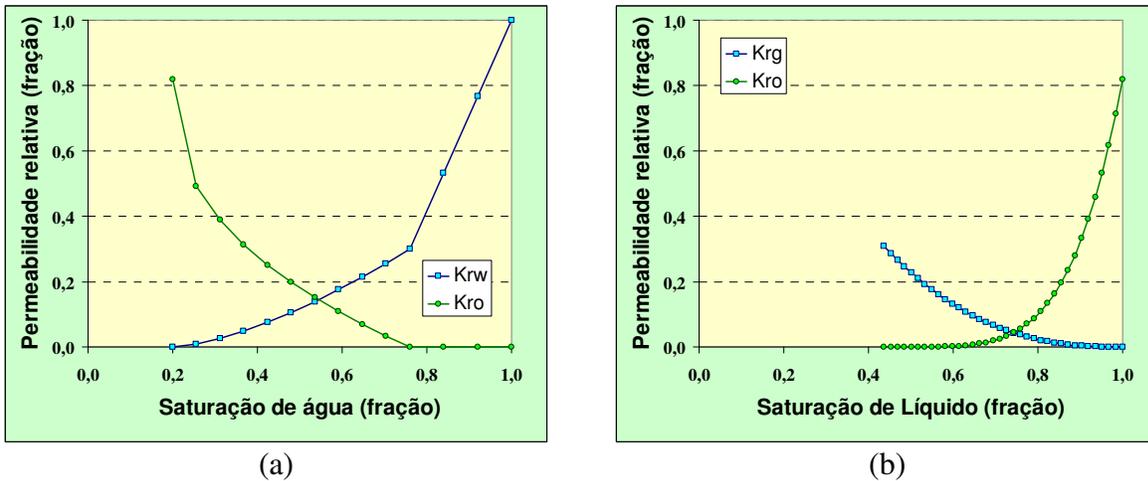


Figura 5.10: Curvas de permeabilidades relativas do Modelo Histórico. (a) sistema água/óleo. (b) sistema óleo/gás.

5.2.3 Modelo Base

É a partir do Modelo Base que são realizadas as alterações dos atributos incertos para ajustar o histórico de produção e a impedância acústica. Além deste modelo não conter a falha e o canal de alta permeabilidade do modelo histórico, mostrados anteriormente na Figura 5.9, tem como principal incerteza as propriedades das rochas.

As curvas de permeabilidades relativas para o sistema água/óleo e para o sistema óleo/gás são mostradas na Figura 5.11a e Figura 5.11b, respectivamente. Os pontos terminais são: saturação de água irreduzível de 22%, saturação de óleo residual de 26%, permeabilidade relativa ao óleo@Swi de 78%, permeabilidade relativa à água@Sor de 32%, permeabilidade relativa ao gás@Slr de 31% e saturação crítica de gás de 0%. Outras alterações em relação ao modelo histórico são a permeabilidade absoluta média de 210 mD e a compressibilidade da formação de $250 \cdot 10^{-6} \text{ (kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$.

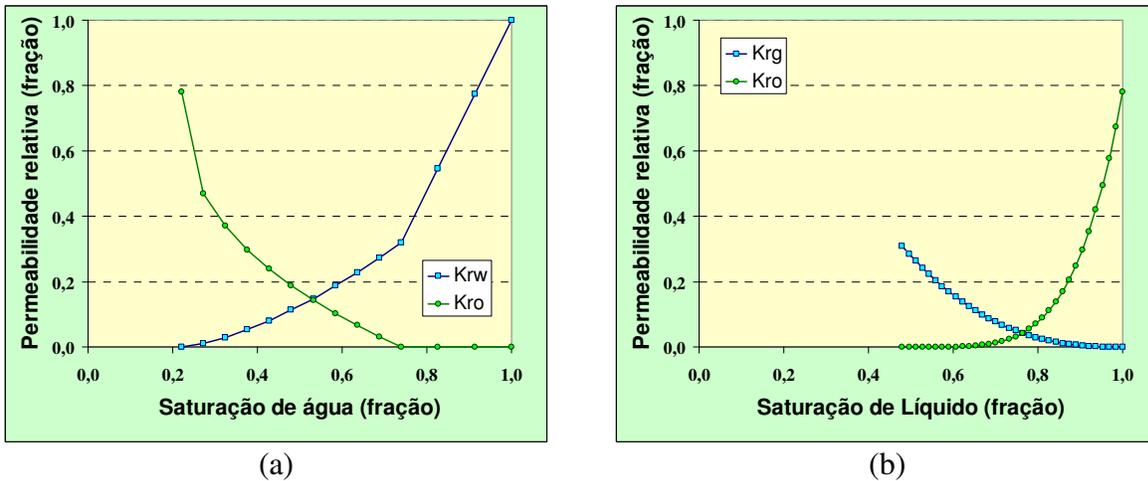


Figura 5.11: Curvas de permeabilidades relativas do Modelo Base. (a) sistema água/óleo. (b) sistema óleo/gás.

5.2.4 Análise de sensibilidade no tempo zero

Os atributos incertos escolhidos para análise de sensibilidade foram todos do modelo petro-elástico (a massa específica dos minerais (MM), o módulo de elasticidade de volume do arcabouço (Karc), o módulo de elasticidade transversal do arcabouço (Garc), o coeficiente angular do K rocha seca (CAKrocha), o coeficiente linear do K da rocha seca (CLKrocha), o coeficiente angular do G rocha seca (CAGrocha), o coeficiente linear do G rocha seca (CLGrocha), o módulo de elasticidade de volume do matriz (Kmat) e o módulo de elasticidade transversal do matriz (Gmat)) e apenas dois do modelo de escoamento (porosidade (ϕ) e saturação de água inicial (S_{wi})) porque a maioria dos atributos incertos (permeabilidade absoluta e relativas ao óleo e à água, a saturação de óleo residual, a saturação crítica de gás e viscosidade) do modelo de escoamento não influenciam na impedância acústica no tempo zero. As compressibilidades da formação, do óleo, da água e do gás já estão sendo consideradas no modelo petro-elástico através dos módulos de elasticidades de volume da rocha e dos fluidos.

5.2.5 Ajuste de impedância acústica no tempo zero

No ajuste de impedância acústica no tempo zero, foram utilizados os quatro atributos incertos escolhidos na etapa anterior, que foram subdivididos em 15 níveis cada, totalizando 50625 possibilidades. A faixa de variação dos atributos incertos foi os mesmos da análise de sensibilidade no tempo zero realizada anteriormente. A Tabela 5.5 mostra os valores iniciais dos atributos incertos (base), os valores finais (ajustado) e os valores corretos (histórico). Constatou-se que o otimizador conseguiu acertar os valores do multiplicador de porosidade e da massa específica dos minerais, mas para o CLKrocha e o CLGrocha conseguiu apenas uma resposta apenas razoável.

Tabela 5.5: Valores dos atributos incertos nas condições iniciais (modelo base), nas condições finais (ajustado) e o histórico.

	Multiplicador porosidade (adimensional)	Massa específica (kg/m ³)	CLKrocha (kgf/cm ²)	CLGrocha (kgf/cm ²)
Base	1,00	2790	200000	110000
Ajustado	1,11	2650	228140	110000
Histórico	1,11	2650	212060	118613

No início do processo de ajuste pode ser verificada uma grande diferença de impedância acústica no tempo zero entre o modelo base e o modelo histórico da ordem de 10^5 a 10^6 para cada célula, conforme pode ser observado na Figura 5.12. Esta diferença tem uma redução significativa após o processo de ajuste, caindo para ordem de 10^3 e 10^4 segundo a Figura 5.13, demonstrando a eficiência da metodologia.

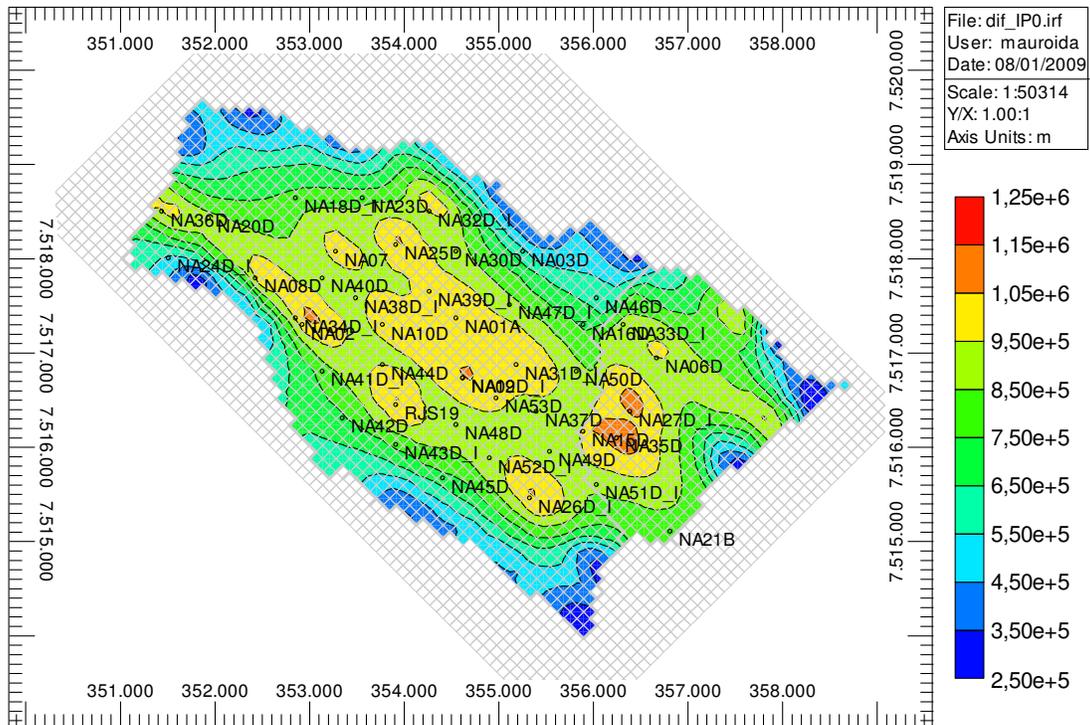


Figura 5.12: Mapa de diferença de impedância acústica no tempo zero entre o Modelo Base e o Modelo Histórico. Observa-se a predominância dos valores na ordem de 10^5 e 10^6 .

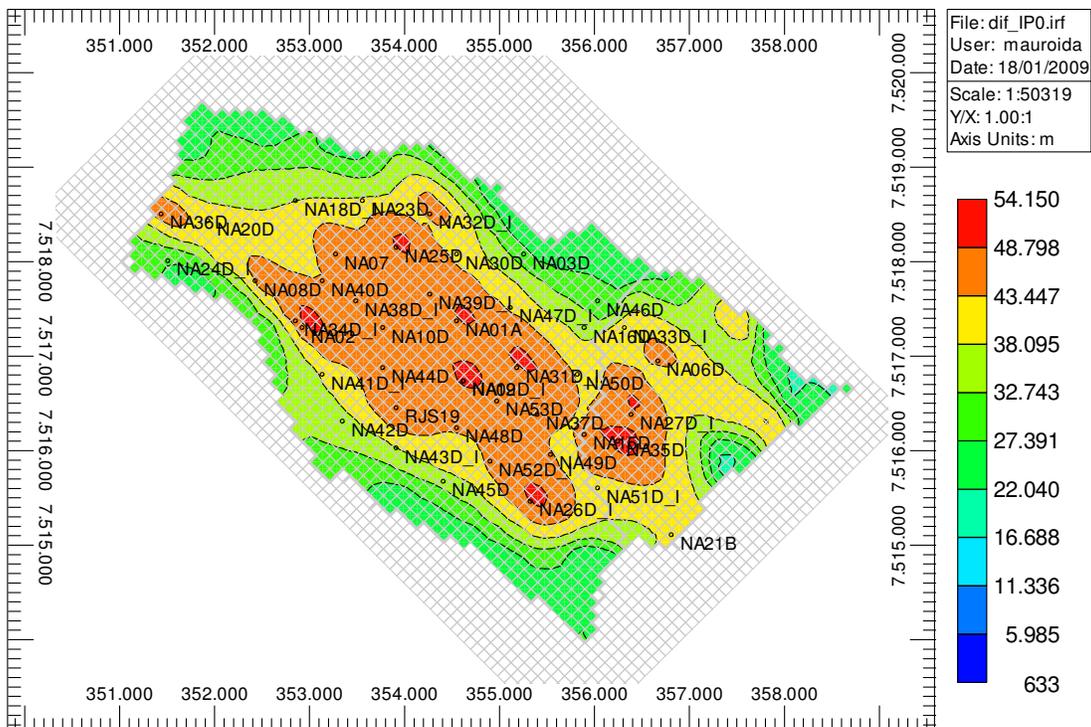


Figura 5.13: Mapa de diferença de impedância acústica no tempo zero entre o modelo ajustado e o Modelo Histórico. Observa-se a predominância dos valores na ordem de 10^3 e 10^4 .

Ao final do processo, o valor do erro da função-objetivo foi reduzido a 0,405% do erro inicial do Caso Base.

5.2.6 Parametrização

A parametrização depende dos tipos e confiabilidades dos dados disponíveis como vazões dos fluidos, pressões de escoamento e sísmica 4D. No Caso B, a parametrização foi realizada de duas formas: com sísmica 4D e sem sísmica, conforme descrição a seguir.

5.2.6.1 Com sísmica 4D

A partir do modelo histórico foram geradas as propriedades no quarto ano de produção e injeção que foram exportadas para o modelo petro-elástico para calcular a impedância acústica observada. Este mecanismo só foi utilizado por não ter disponível a impedância acústica proveniente da sísmica. E através deste mesmo processo, a partir do modelo base, se obtém a impedância acústica base.

A parametrização deste estudo foi realizada através do mapa de diferença entre a impedância acústica observada e a impedância acústica base no quarto ano de produção e injeção (Figura 5.14). A interpretação deste mapa indica que os poços injetores têm dificuldade de escoamento na direção de anomalia positiva adjacente (cor vermelha) e têm facilidade de escoamento na direção da anomalia negativa adjacente (cor verde). As anomalias positivas e negativas indicam que existe uma diferença estrutural, ou de propriedades entre o modelo real (histórico) e o modelo base. Entre as possíveis causas estão as diferenças da inclinação do topo, da inclinação da base, das espessuras, das viscosidades dos fluidos, das anisotropias de permeabilidades, da presença de falha geológica e da presença de canal de permeabilidade. A maioria destas causas está minuciosamente abordada no anexo.

Porém, em função do conhecimento do modelo geológico e da confiabilidade dos dados foram eliminadas as causas das diferenças de impedâncias decorrentes de diferença de inclinação do topo, de inclinação da base, de espessura, de viscosidade e de anisotropia de permeabilidade. Portanto, concluiu-se que a diferença de impedância acústica está associada à presença de falhas geológicas e de canais de permeabilidade. Quando uma falha geológica do modelo real (histórico) estiver perfeitamente mapeada no modelo base, não se detectará anomalias positivas ou negativas nas suas imediações porque as distribuições de pressões e saturações estarão bem representadas.

Análises do mapa de diferença de impedância acústica observada e base no quarto ano de produção e injeção (Figura 5.14) indicam que num primeiro momento as Regiões 1,2 3 podem conter respectivamente, uma falha geológica, outra falha geológica e um canal de alta permeabilidade. Esta combinação das Regiões 1, 2 e 3 foi denominada de Arranjo 1.

Outra possibilidade para Região 3 seria a presença duas falhas ao invés do canal de alta permeabilidade. Estas falhas estariam posicionadas, uma na Região 4 e outra, na Região 5. Esta combinação das Regiões 1, 2, 4 e 5 foi denominada de Arranjo 2.

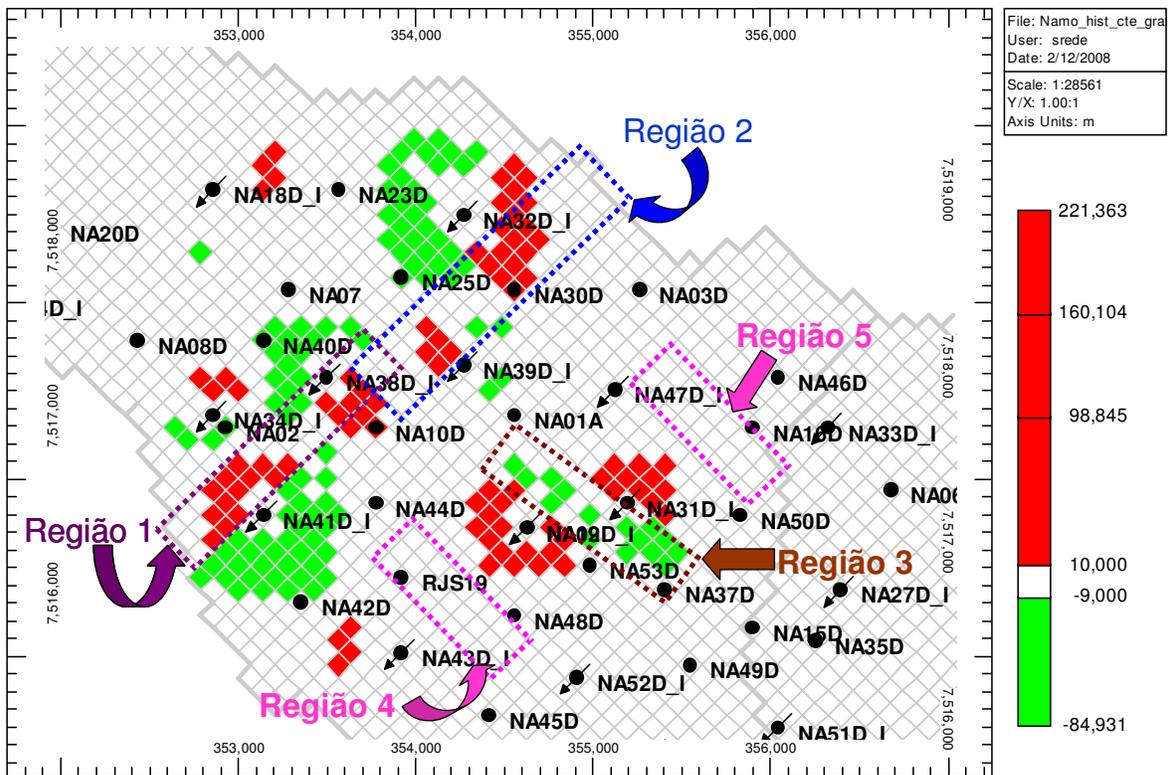


Figura 5.14: Mapa de diferença entre a impedância acústica observada e a impedância acústica base após quatro anos de produção e injeção da camada 4, representativa do reservatório com destaque para as cinco possíveis regiões com heterogeneidades.

Para definição exata das células da Região 3 que faziam parte do canal de alta permeabilidade absoluta foram adotados os seguintes passos:

- A partir da simulação modelo base foram geradas, com o auxílio da interface gráfica do Results da CMG, as linhas de correntes para o campo todo para ter uma visão global. Este mapa foi sobreposto ao mapa de diferença entre a impedância acústica observada e a impedância acústica base (Figura 5.15) no quarto ano de produção e injeção para se ter uma idéia geral da distribuição das linhas de correntes e dos poços envolvidos;

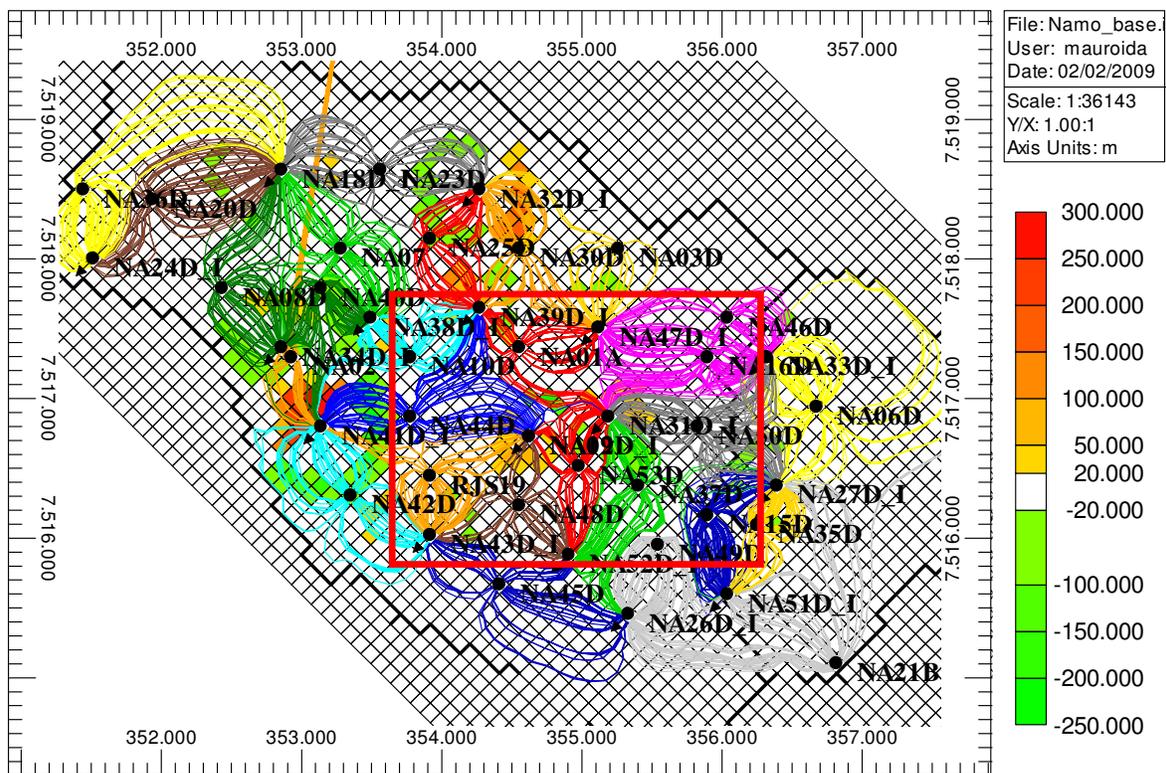


Figura 5.15: Mapa de linhas de corrente do modelo base sobreposto ao mapa da diferença entre a impedância acústica observada e a impedância acústica base da camada 4 do campo. Em destaque a área a ser ampliada.

- Na ampliação é possível ter uma visão exata das linhas que contornam as anomalias de amplitudes que constituem o canal de alta permeabilidade conforme destacado pela elipse em vermelho da Figura 5.16, bem como definir todas as células compreendidas entre estas duas linhas limites desde o produtor até o injetor. Observa-se a presença de três sistemas produtor-injetor: NA01A e NA31D_I, NA37D e NA31D_I e, por último, NA53D e NA31D_I (Figura 5.17). No simulador de escoamento, estas três áreas foram agrupadas e passaram a ter apenas um único multiplicador da permeabilidade absoluta.

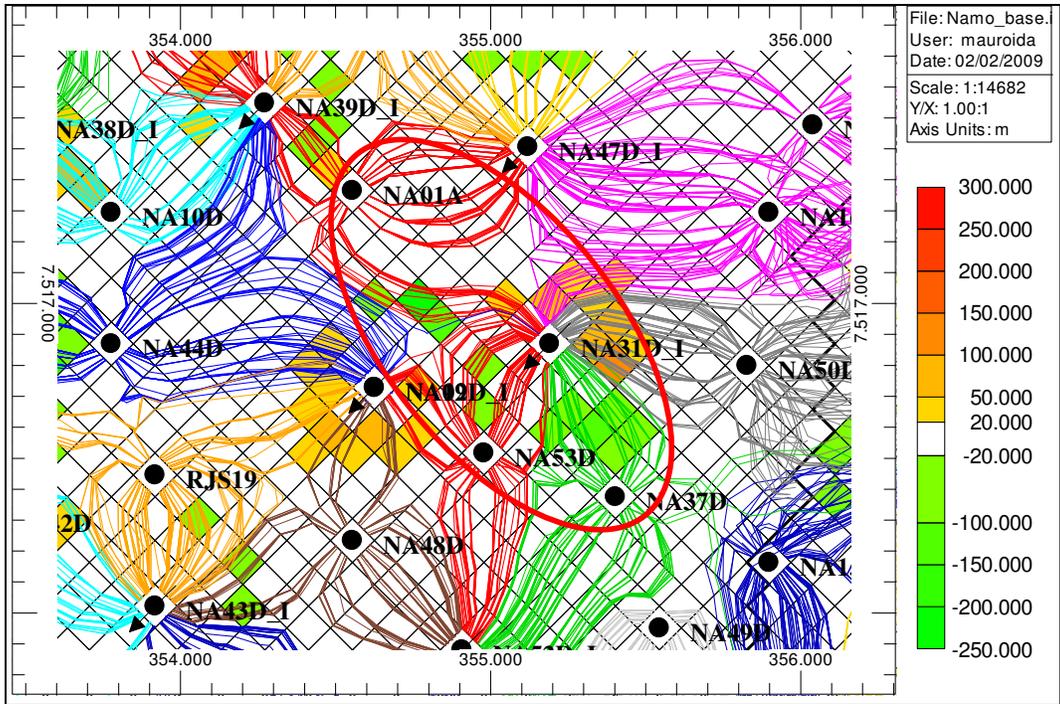


Figura 5.16: Área ampliada do mapa de linhas de corrente do modelo base sobreposto ao mapa da diferença entre a impedância acústica observada e a impedância acústica base da camada 4 do campo. Destaque para as linhas de corrente e a diferença de impedância acústica na área dos poços NA01A, NA31D_I, NA37D e NA53D.

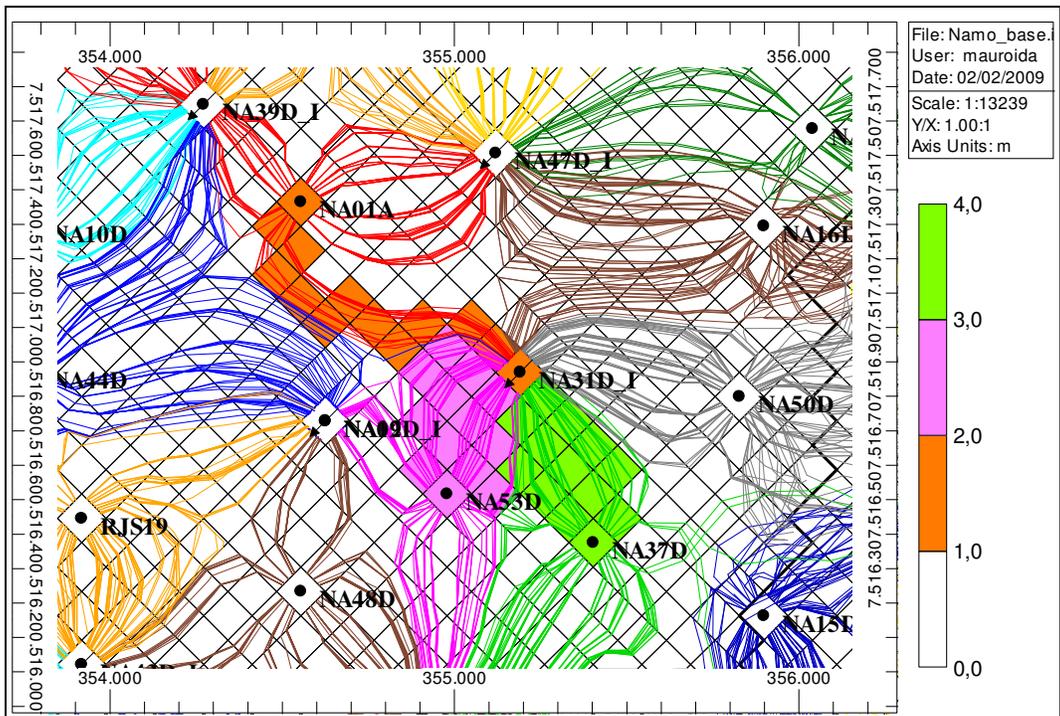


Figura 5.17: Definição dos três sistemas produtor-injetor NA01A e NA31D_I, NA37D e NA31D_I e, por último, NA53D e NA31D_I com as respectivas áreas de influências.

5.2.6.2 Sem sísmica 4D

A parametrização sem a sísmica 4D pode ser bastante subjetiva e depender fortemente da experiência do intérprete. Na falta de informação, foram escolhidos os atributos incertos mais usuais como o multiplicador da permeabilidade absoluta, a permeabilidade relativa à água na saturação de óleo residual, a permeabilidade relativa ao óleo na saturação de água irreduzível, a saturação de óleo residual, saturação de água irreduzível e compressibilidade da formação. O multiplicador da porosidade não foi utilizado porque se assumiu que a incerteza foi reduzida no ajuste estático.

5.2.7 Análise de sensibilidade no quarto ano de produção

A análise de sensibilidade no quarto ano de produção foi realizada apenas com os atributos incertos dos dados de rocha e das variáveis da parametrização. Os principais atributos incertos do modelo petro-elástico foram incluídos apenas com a finalidade de verificação, ou seja, não foram utilizados no ajuste de histórico do quarto ano de produção porque considerou que estas incertezas já foram solucionadas no ajuste de impedância acústica no tempo zero. Considerou-se também que não há incertezas dos dados de fluidos, topo e base estrutural.

Para o Arranjo 1 e o Arranjo 2 devido à dificuldade de incorporar as falhas geológicas e o canal na análise de sensibilidade, visto que cada falha tinha, no mínimo, três parâmetros inter-relacionados (coordenada *i* do início da falha, coordenada *j* do início da falha e o comprimento da falha), assumem-se valores médios e comparam-se os resultados com os do modelo base (sem falha e sem canal). Para os demais atributos incertos do modelo de escoamento e do modelo petro-elástico assumiu-se como limite superior um valor aproximadamente 15% maior que o valor do Caso Base e como limite inferior adotou-se um valor de 85% do Caso Base, conforme podem ser vistas na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Valores dos atributos incertos utilizados na análise de incerteza do Caso B.

		Atributos incertos		Valores médios	
Arranjo 1	Arranjo 2	Multiplicador da Kabs do canal		3	
		Falha 1	Coordenadas	i	32
				j	34
			Comprimento (m)		1100
		Falha 2	Coordenadas	i	33
				j	21
			Comprimento (m)		1100
		Falha 3	Coordenadas	i	43
				j	20
			Comprimento (m)		850
		Falha 4	Coordenadas	i	42
				j	36
			Comprimento (m)		850

Atributos incertos	Base	Limite inferior	Limite superior
Multiplicador da Kabs	1	0,85	1,15
K _{rw} @Sor (fração)	0,32	0,27	0,37
K _{ro} @Swi (fração)	0,78	0,66	0,9
Swi (%)	0,22	0,19	0,25
Sor (%)	0,26	0,22	0,3
Cf (10 ⁻⁶ cm ² /kgf)	250	210	290
MM	2670	2640	2700
CLKrocha	214100	212000	216200
CLGrocha	119800	118600	121000

5.2.8 Subcasos de ajustes de históricos

Ao final do processo da análise de sensibilidade, foi possível definir cinco subcasos de ajustes de históricos:

- NAMO_P&S1: Utiliza a sísmica na parametrização. Composto pela alteração dos atributos incertos do Arranjo 1, do multiplicador de permeabilidade absoluta do canal e da K_{rw} .
- NAMO_P&S2: Utiliza a sísmica na parametrização. Composto pela alteração dos atributos incertos do arranjo 2 e da K_{rw} .
- NAMO_P: Utiliza a sísmica na parametrização, mas não utiliza a sísmica 4D na função-objetivo. Composto pela alteração dos atributos incertos do Arranjo 1, do multiplicador de permeabilidade absoluta do canal e da K_{rw} .
- NAMO_S: Utiliza a sísmica na parametrização, mas não utiliza os dados de produção na função-objetivo, apenas a sísmica (peso 100%). Composto pela alteração dos atributos incertos do Arranjo 1, do multiplicador de permeabilidade absoluta do canal e da K_{rw} .

- NAMO_TRAD: Denominado de ajuste tradicional por não utilizar a sísmica 4D na parametrização, nem na função-objetivo. Os atributos incertos utilizados foram a K_{rw} , a K_{abs} , a S_{wi} e a K_{ro} .

Da forma como foram definidas, os subcasos NAMO_P e NAMO_S terão que ser refeitos caso o subcaso NAMO_P&S1 apresente piores resultados, em termos de função-objetivo, do que NAMO_P&S2.

5.2.9 Função-Objetivo

A função-objetivo considerada nesta etapa do trabalho é a mesma definida anteriormente (Equação 4.2), no qual os pesos considerados para cada condição de ajuste de histórico estão representados na Tabela 5.7. Inicialmente os pesos são divididos entre a sísmica 4D (W_{s4d}) e a produção (W_p), sendo esta decomposta em duas parcelas, a pressão de escoamento no fundo do poço ($W_{BHP} = 50\%$ do peso da produção) e a vazão de água ($W_w = 50\%$ do peso da produção).

Tabela 5.7: Pesos da sísmica 4D e da produção na função-objetivo para as diversas condições de ajustes de históricos.

AJUSTES	USO DA SÍSMICA NA PARAMETRIZAÇÃO	W_{s4d}	W_p	
			W_{BHP}	W_w
NAMO_P&S1	Sim	50%	25%	25%
NAMO_P&S2	Sim	50%	25%	25%
NAMO_P	Sim	0%	50%	50%
NAMO_S	Sim	100%	0%	0%
NAMO_TRAD	Não	0%	50%	50%

Vale lembrar que as funções-objetivo parciais da água, do gás, da pressão de escoamento e da sísmica 4D foram adimensionalizadas em relação ao Caso Base no intuito de melhorar a relação entre variáveis com unidades, grandezas e densidades de informações diferentes. Desta forma, as funções-objetivo caracterizam-se por serem positivas e valores menores que a unidade

são melhores que o ajuste do Caso Base e valores maiores que a unidade são piores que o Caso Base.

5.2.10 Otimização

A otimização também precisou ser subdivida em dois grupos: com sísmica 4D e sem sísmica 4D porque os atributos incertos a serem utilizados no processo de otimização variavam de acordo com cada grupo. Em ambos os grupos, a otimização buscou a minimização da função-objetivo.

Para realizar a otimização foram utilizados os atributos incertos definidos na fase da análise de sensibilidade, bem como a quantidade de níveis e a faixa de variação dos atributos. Com isto, pode-se ter uma idéia do espaço da solução. Nesta fase, os atributos incertos também podem ser chamados de parâmetros.

5.2.10.1 Com sísmica 4D

Os atributos incertos utilizados no processo de otimização dos subcasos com a sísmica 4D foram: as coordenadas de início de cada falha, os comprimentos das falhas, a permeabilidade absoluta horizontal, o multiplicador de permeabilidade absoluta no canal e a permeabilidade relativa à água@Sor ($K_{rw}@Sor$) cujos valores dos subcasos estão resumidos na Tabela 5.8. Estes parâmetros foram subdivididos em níveis, variando de três até quinze, podendo resultar em até 3,16 trilhões combinações.

Tabela 5.8: Valores dos atributos incertos utilizados no processo de otimização dos subcasos com a sísmica 4D para os diversos ajustes de históricos.

ATRIBUTOS INCERTOS			AJUSTES DE HISTÓRICOS				Siglas: LI - Limite inferior LS - Limite superior		
			Namo_P&S1		Namo_P&S2		Histórico	Base	Níveis
			LI	LS	LI	LS			
Falha 1	Coordenadas	i	31	33	31	33	33	-	3
		j	32	46	32	46	32	-	15
	Comprimento (m)		400	1800	400	1800	1600	-	15
Falha 2	Coordenadas	i	32	35	32	35	33	-	4
		j	19	33	19	33	20	-	15
	Comprimento (m)		400	1800	400	1800	1500	-	15
Falha 3	Coordenadas	i	-	-	41	55	-	-	15
		j	-	-	18	22	-	-	5
	Comprimento (m)		-	-	500	1200	-	-	15
Falha 4	Coordenadas	i	-	-	40	50	-	-	11
		j	-	-	35	38	-	-	4
	Comprimento (m)		-	-	500	1200	-	-	15
Multiplicador da Kabs do canal			1	7	-	-	5	-	7
Krw@Sor (fração)			0.27	0.37	0.27	0.37	0.31	0.32	11

5.2.10.2 Sem sísmica 4D

Os atributos incertos utilizados no processo de otimização do subcaso sem a sísmica 4D foram: permeabilidade relativa à água@Sor (Krw@Sor), permeabilidade relativa ao óleo@Swi (Kro@Swi), multiplicador da Kabs e saturação de água inicial (Swi) cujos valores do subcaso estão resumidos na Tabela 5.9. Estes parâmetros foram subdivididos em níveis, variando de sete até treze, que resultam em 13.000 combinações.

Tabela 5.9: Valores dos atributos incertos utilizados no processo de otimização dos subcasos sem a sísmica 4D para os diversos ajustes de históricos.

ATRIBUTOS INCERTOS	AJUSTE DE HISTÓRICO		Siglas: LI - Limite inferior LS - Limite superior		
	Namo_trad		Histórico	Base	Níveis
	LI	LS			
<u>Krw@Sor (fração)</u>	0,27	0,37	0,31	0,32	11
<u>Kro@Swi (fração)</u>	0,66	0,9	0,82	0,78	13
Multiplicador da Kabs	0,85	1,15	1,05	1,00	7
Swi (fração)	0,19	0,25	0,20	0,22	13

Capítulo 6 - Resultados e Discussões

Neste capítulo, serão apresentados os resultados e conclusões referentes à validação (Caso A) e a aplicação (Caso B). Várias etapas dos ajustes são omitidas aqui devido ao grande número de simulações e processos realizados para se chegar aos resultados. Estão apresentados aqui somente os principais resultados que levaram a conclusões significativas.

6.1 Caso A

O processo de ajuste de histórico envolveu as etapas de parametrização e otimização com o algoritmo genético. Para cada sub-caso, foram programados 30 gerações com 20 indivíduos que totalizam 600 simulações, mas foram efetivamente realizadas 395 simulações para o sub-caso AH_P&S, 444 para o AH_S, 463 para o AH_P e 393 para o AH_TRAD. Esta diferença entre o número simulações previstas e as realizadas está relacionada a repetição das combinações dos parâmetros dos atributos incertos que elimina a necessidade de algumas simulações.

6.1.1 Otimização com o algoritmo genético

Para o ajuste AH_P&S foram testadas diversas combinações de parâmetros de controle do algoritmo genético como população, geração, *crossover* e mutação no intuito de determinar a combinação de melhor convergência da otimização (Tabela 6.1). O valor do elitismo utilizado

nesta comparação foi sempre igual 1. Esta melhor combinação de parâmetros foi escolhida para ser utilizada também nos outros ajustes.

O melhor resultado, FO igual 0,00243, ocorreu para o Caso 5 com população de 20 indivíduos, 30 gerações, taxa de crossover igual a 0,7 e taxa de mutação igual 0,3. Desta forma, todas as análises seguintes passaram a utilizar os mesmos parâmetros.

Tabela 6.1: Comparação da convergência da função-objetivo para diversas combinações de população, gerações, crossover e mutação.

Caso	População	Gerações	Crossover	Mutação	FO
1	15	15	0,7	0,3	0,06540
2	15	15	0,7	0,2	0,05647
3	20	30	0,6	0,4	0,00579
4	20	30	0,8	0,2	0,00899
5	20	30	0,7	0,3	0,00243
6	20	30	0,7	0,4	0,01417
7	20	30	0,8	0,3	0,00323

A evolução do valor da função-objetivo individual e média de cada geração é mostrada na Figura 6.1. No início do processo, observa-se uma melhoria rápida do melhor indivíduo de cada geração e uma evolução lenta nos tempos finais, sendo que a média se mantém estável do início ao final do processo, resultado num aumento da dispersão.

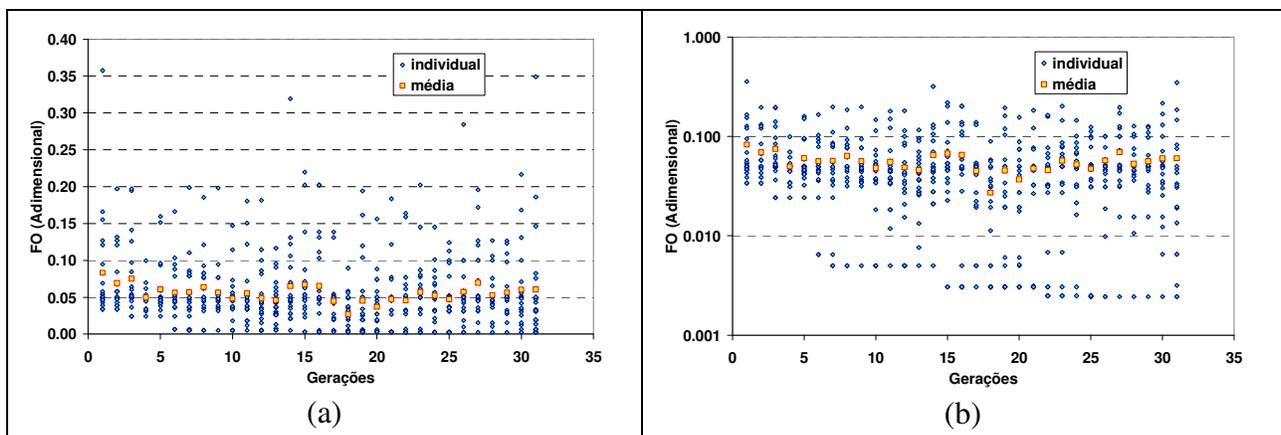


Figura 6.1: Evolução da função-objetivo individual e média versus gerações com eixo Y linear (a) e eixo Y logarítmico (b) utilizando população de 20 indivíduos, *crossover* de 0,7, *mutação* de 0,3 e *elitismo* de 1.

A apresentação dos ajustes foi dividida em dois grupos: o grupo dos atributos incertos que representam as variáveis de entrada e o grupo das variáveis de ajustes no qual são comparadas as variáveis simuladas com as observadas.

6.1.2 Atributos incertos

6.1.2.1 Ajuste do canal de alta permeabilidade

A Figura 6.2 mostra a comparação da localização do canal de alta permeabilidade entre o modelo histórico (a) e o modelo ajustado com dados produção e sísmica 4D (b). Observa-se que o ajuste da localização do canal de permeabilidade pode ser considerado bom. Em função de limitações das linhas de correntes na definição do canal de permeabilidade, melhorias poderiam ser obtidas com o aumento no refinamento da malha e/ou aumento da densidade das linhas de corrente.

O valor da permeabilidade absoluta ajustada (900 mD) ficou próximo da permeabilidade absoluta do modelo histórico (1000 mD). A diferença pode ser atribuída à maior largura do canal calculada através das linhas de correntes. Um ajuste mais fino poderia ser obtido com uma segunda iteração, com as linhas de corrente mais próximas da realidade e conseqüentemente, um melhor ajuste da largura e da permeabilidade do canal.

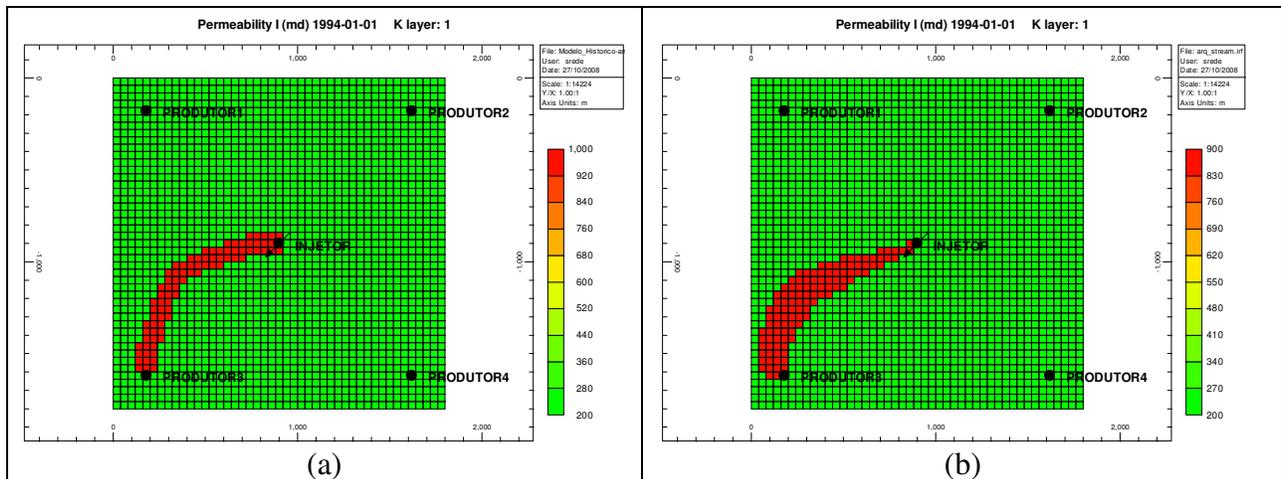


Figura 6.2: Ajuste da localização do canal de alta permeabilidade: (a) Modelo Histórico, (b) modelo ajustado com dados de produção e sísmica 4D.

6.1.2.2 Ajustes das localizações e comprimentos das falhas

Os ajustes das localizações e comprimentos das falhas, mostradas na Figura 6.3, podem ser consideradas satisfatórias. O modelo ajustado com dados de produção e sísmica 4D (b) apresenta as falhas geológicas ligeiramente maiores que o Modelo Histórico (a) impactando no ajuste de histórico das pressões de escoamento de fundo nos poços Produtor 2 e Produtor 4.

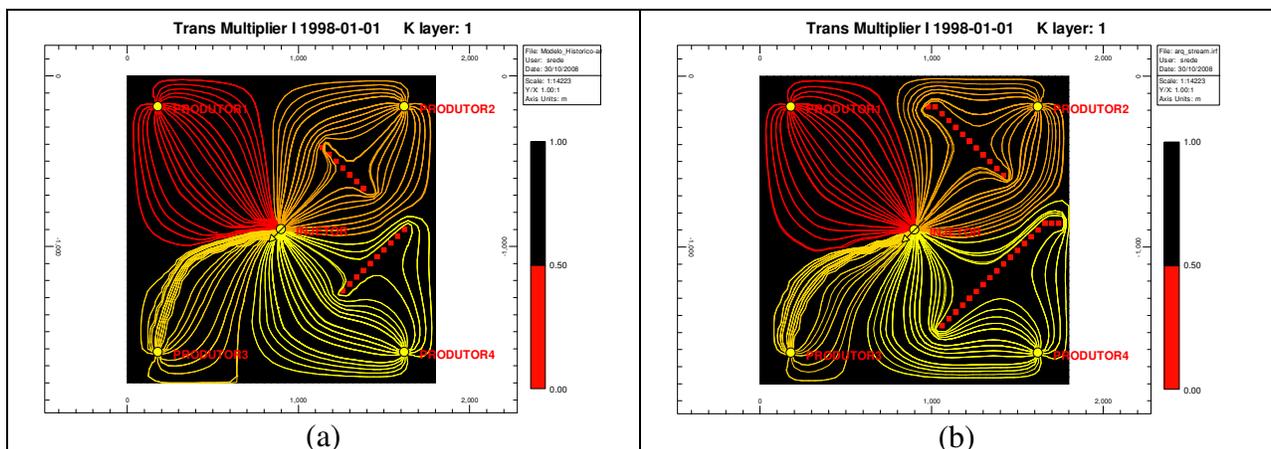


Figura 6.3: Ajuste da localização das falhas (a) modelo histórico, (b) modelo ajustado com dados de produção e sísmica 4D.

6.1.3 Variáveis de ajustes

6.1.3.1 Ajustes de pressão de escoamento e vazão de água dos poços

A Figura 6.4 mostra o ajuste de histórico da pressão de escoamento no fundo dos poços Produtor1 (a) e Produtor2 (b). Nestes dois poços, o ajuste AH_P&S apresentou melhores resultados em relação aos demais casos que pode ser explicado pelo fato das linhas de corrente deste sub-caso apresentarem um arranjo e uma distribuição bem próximos do Modelo Histórico. O ajuste AH_S não apresentou bom resultado no Produtor2 devido ao comprimento ajustado da Falha1 ter sido muito maior que o real. Esta diferença pode ser explicada pelo fato da função-objetivo ser representada por apenas um número, ou seja, a grande diferença no Produtor2 é compensada pela pequena diferença no Produtor4.

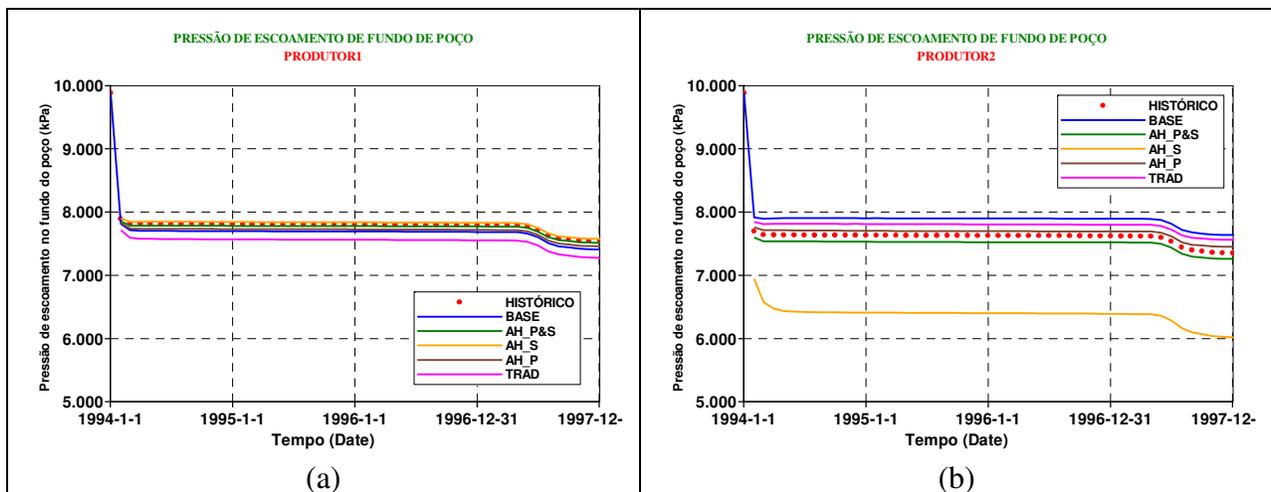


Figura 6.4: Ajuste da pressão de escoamento no fundo dos poços Produtor1 (a) e Produtor2 (b).

A Figura 6.5 mostra o ajuste de histórico da pressão de escoamento no fundo dos poços Produtor3 (a) e Produtor4 (b). Os ajustes não apresentaram resultados satisfatórios no Produtor3 pelo fato do canal ter ficado com uma largura maior que o real. Parte deste problema pode ser atribuída à dificuldade na implementação da atualização automática das linhas de corrente ao final de cada geração do algoritmo genético, por isso, utilizou-se a atualização manual. Para um ajuste melhor da pressão nos poços, poderia ser feita uma segunda iteração (o que implicaria em um maior número de simulações) ou uma relação de pesos diferente (o que poderia prejudicar as

outras funções). No Produtor 4, apesar do comprimento da falha geológica ajustada ter sido maior que o Caso Histórico, o ajuste da pressão de escoamento no fundo do poço ficou melhor pelo fato da posição da falha geológica ter ficado muito próximo do Caso Histórico.

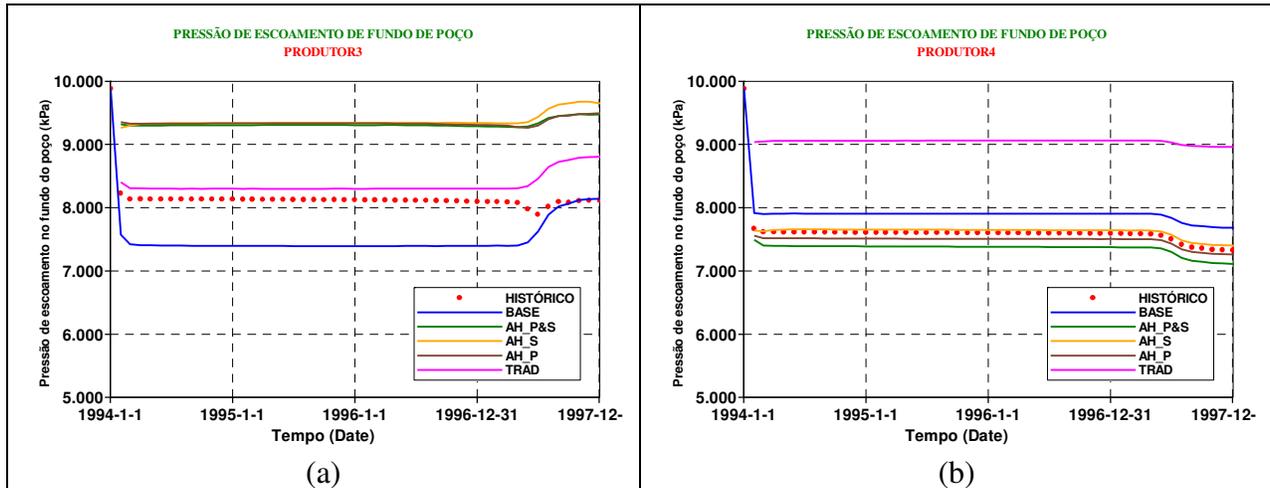


Figura 6.5: Ajuste da pressão de escoamento no fundo dos poços Produtor3 (a) e Produtor4 (b).

A Figura 6.6 mostra o ajuste de histórico da pressão de escoamento no fundo do poço Injetor (a) e o ajuste da vazão de água no poço Produtor3 (b). Observa-se que as pressões de escoamento do poço Injetor dos modelos ajustados ficaram próximas ao histórico devido à melhora da geometria da frente de avanço da água proporcionado pela presença das falhas, sendo que o ajuste só com os dados de produção (AH_P) apresentou o melhor resultado. No outro gráfico, constata-se que o tempo da irrupção de água e a taxa de crescimento da vazão de água dos ajustes AH_P&S e AH_P ficaram muito próximos do histórico. Diferentemente dos ajustes anteriores, o ajuste AH_S não apresentou produção de água, pelo fato da permeabilidade ajustada do canal ter sido menor que as demais. Os gráficos de ajustes da vazão de água dos demais poços produtores não são mostrados porque os valores são iguais a zero em todo intervalo de ajuste, tanto do Caso Histórico, como para os casos de ajustes.

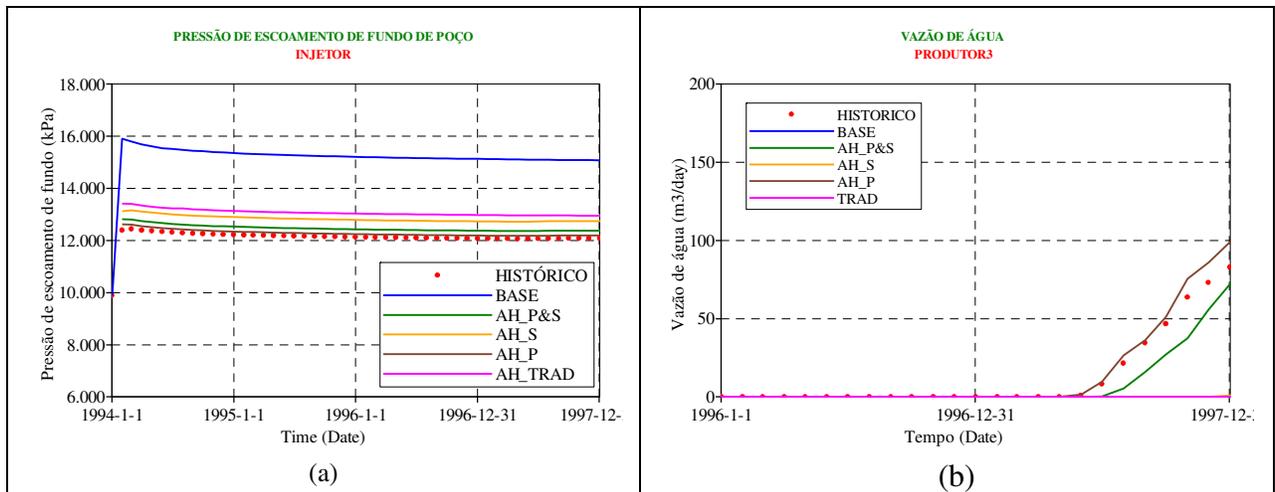


Figura 6.6: Ajuste da pressão de escoamento no fundo do poço Injetor (a) e da vazão de água do Produtor3 (b).

6.1.3.2 Ajustes de impedância acústica

Neste trabalho, são propostas duas formas de aferir a qualidade de ajustes de históricos da impedância acústica (IA): a primeira é através de mapas de diferença de IA e a segunda, através do uso de gráfico e histograma. Cada forma tem suas vantagens e desvantagens e pode-se dizer que elas se complementam. Os mapas fornecem uma visão espacial dos locais onde ocorrem os maiores erros ou diferenças. Por ser qualitativo, eventualmente podem surgir dúvidas qual o melhor ajuste de histórico. O gráfico e o histograma são mais úteis para afirmar o melhor ajuste, mas perde-se a visão espacial.

As Figuras 6.7, 6.8, 6.9, 6.10 e 6.11 mostram as diferenças, maiores que 1% após quatro anos de produção e injeção, entre a variação da IA observada e a variação da IA calculada para os casos Base, AH_P&S, AH_P, AH_S e AH_TRAD, respectivamente. Conforme esperado, os mapas indicam que o melhor ajuste (menores áreas e valores) ocorreu para o caso AH_S onde a sísmica 4D foi considerada na parametrização e teve o peso de 100% na função-objetivo. O pior ajuste (maiores áreas e valores) foi verificado para o caso AH_TRAD onde a sísmica 4D não foi considerada na parametrização e ainda teve peso zero na função-objetivo. Este caso, inclusive, foi

pior que o Caso Base. Os casos AH_P&S e AH_P apresentaram resultados intermediários, mas melhores que o Caso Base por ter utilizado, principalmente, a sísmica 4D na parametrização.

É interessante notar que o erro vermelho observado nos casos AH_P&S, AH_P, AH_S é um indicador que o canal obtido é mais largo do que o canal do Caso Histórico. Conforme citado anteriormente, uma nova iteração do processo de ajuste poderia ser feita para melhorar os resultados. Os erros observados no AH_TRAD também indicariam a presença de canais e barreiras que poderiam ser corrigidos; mas como o AH_TRAD é feito apenas quando não há dados de sísmica 4D, essa identificação não existiria.

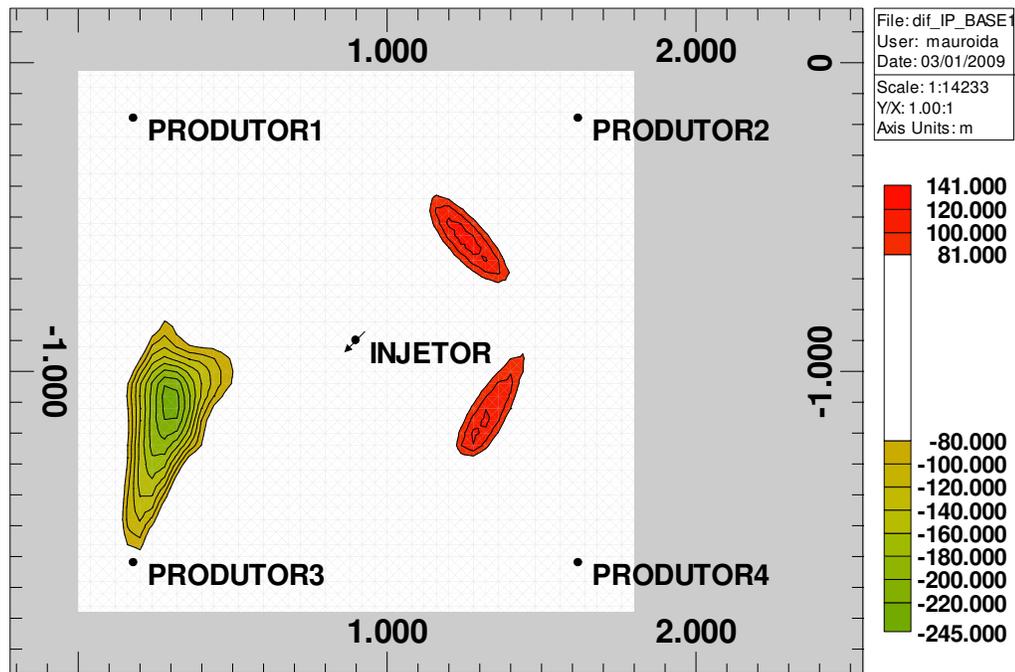


Figura 6.7: Mapa da diferença entre a variação da IA observada e a IA calculada para o Caso Base ao final do quarto ano de produção e injeção.

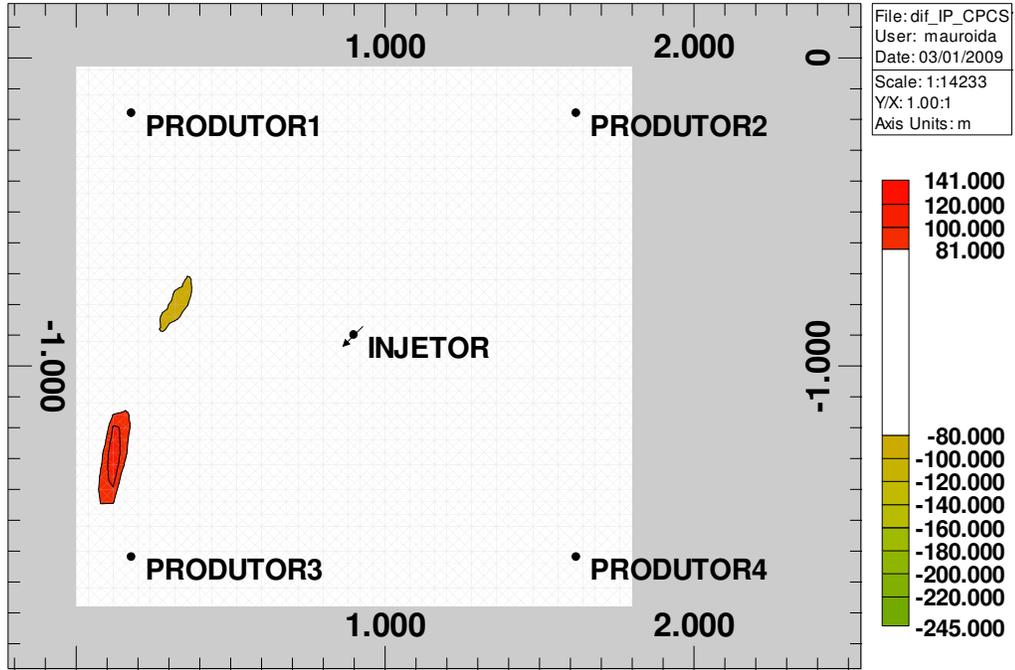


Figura 6.8: Mapa da diferença entre a variação da IA observada e a IA calculada para o ajuste AH_P&S ao final do quarto ano de produção e injeção.

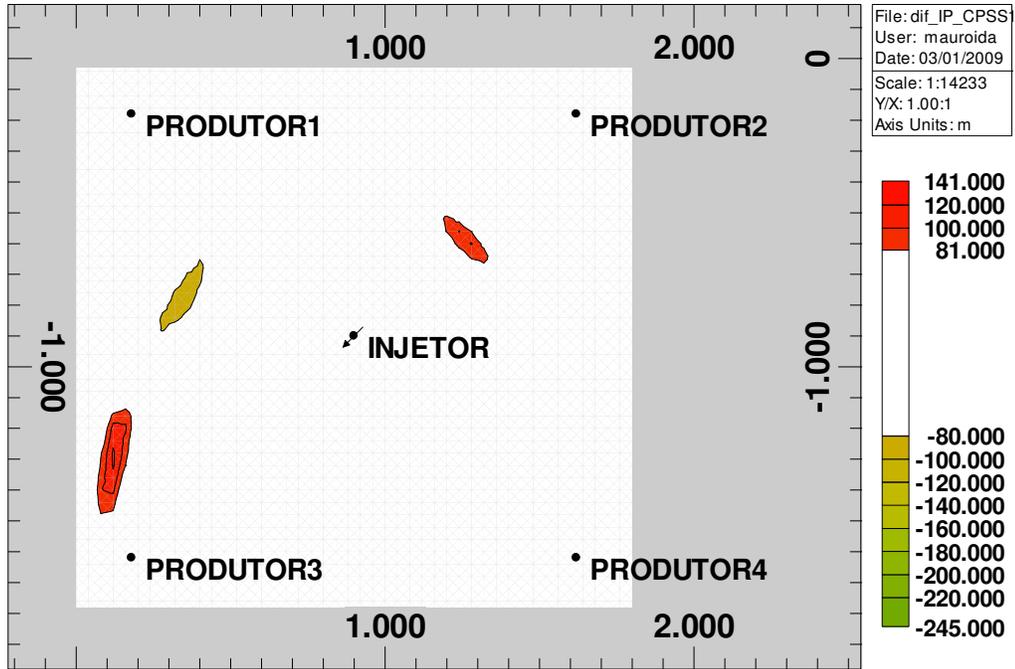


Figura 6.9: Mapa da diferença entre a variação da IA observada e a IA calculada para o ajuste AH_P ao final do quarto ano de produção e injeção.

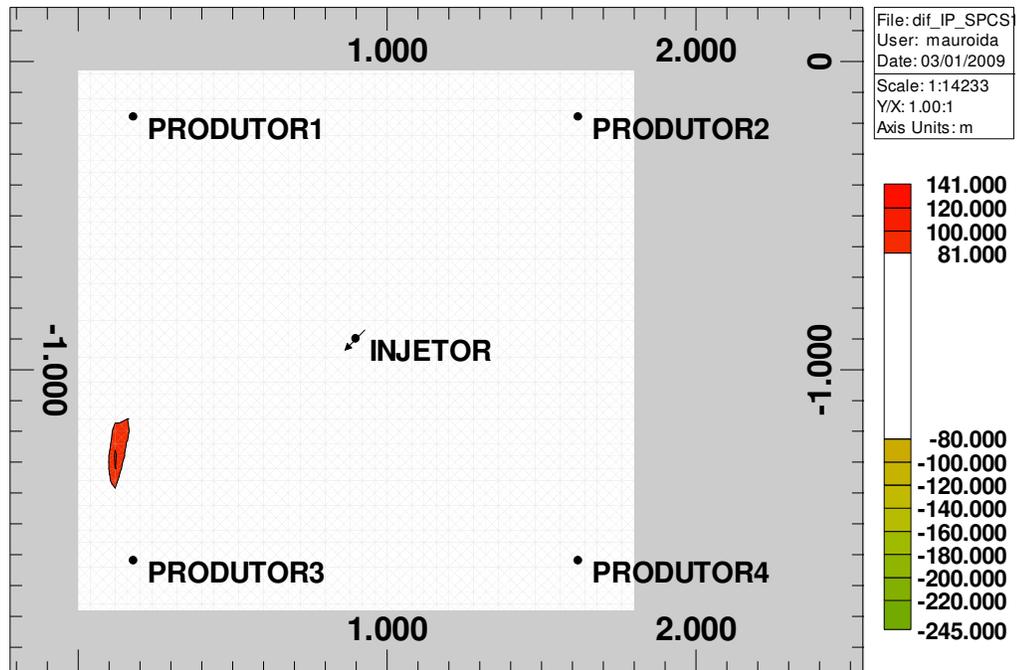


Figura 6.10: Mapa da diferença entre a variação da IA observada e a IA calculada para o ajuste AH_S ao final do quarto ano de produção e injeção.

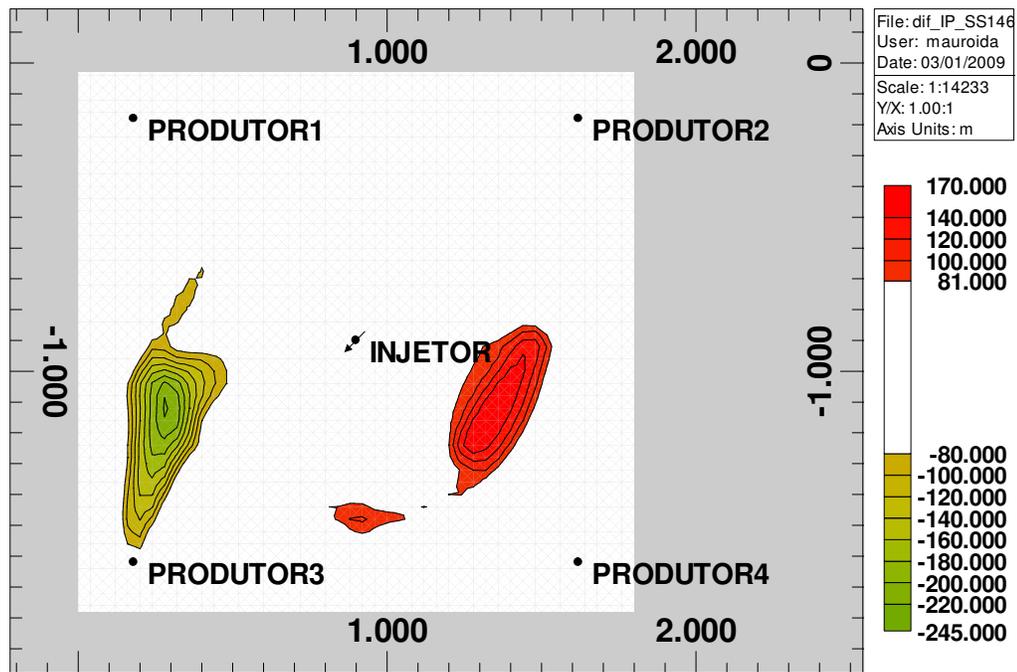


Figura 6.11: Mapa da diferença entre a variação da IA observada e a IA calculada para o ajuste AH_TRAD ao final do quarto ano de produção e injeção.

Outra de forma complementar de análise do ajuste de histórico da IA é colocar os valores dos mapas de diferença de IA em gráficos e histogramas. Na Figura 6.12, observa-se no histograma que o pior ajuste de histórico de IA se refere ao caso AH_TRAD que apresenta maiores freqüências na maioria dos intervalos. Valores no intervalo de -80000 a +80000 kg/m/s² não foram considerados, pois estão abaixo do limite de precisão de 1%. Na Figura 6.12, também está representado no gráfico menor, a soma das diferenças de IA dos cinco casos. Fica evidente a melhoria dos ajustes de históricos (AH_P&S, AH_P e AH_S) parametrizados com a sismica 4D quando comparados com o caso Base. Também torna marcante a piora do ajuste de histórico do caso AH_TRAD, que não considera a sismica 4D na parametrização.

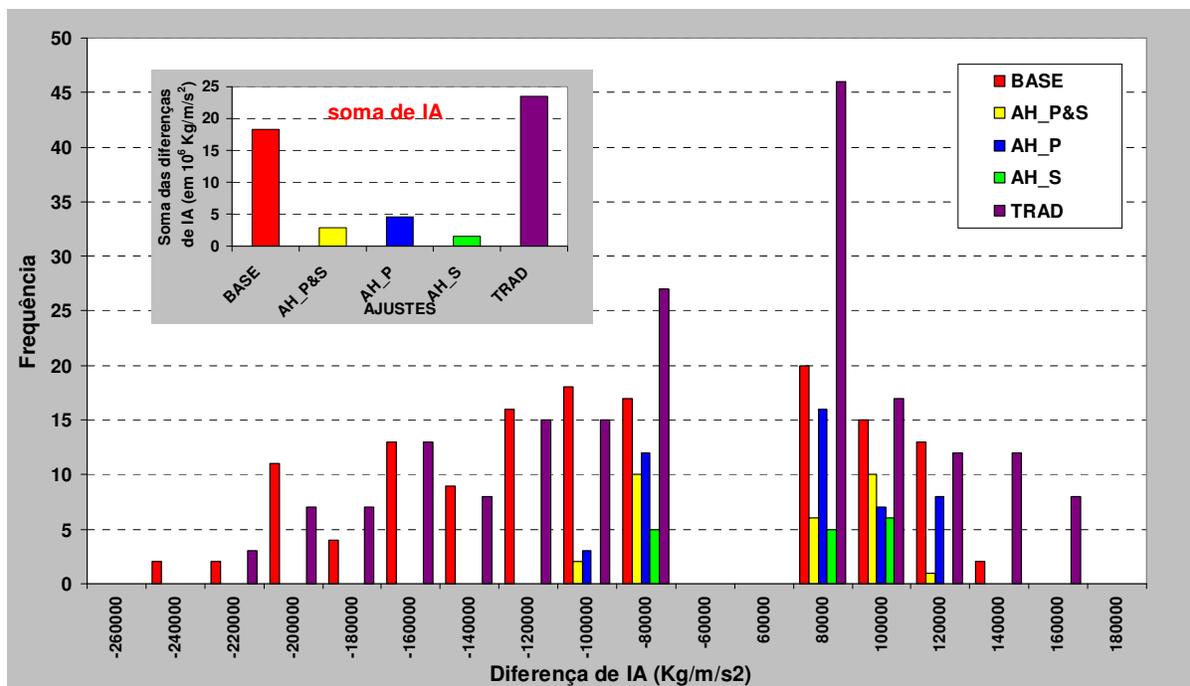


Figura 6.12: Histograma da comparação dos valores dos mapas de diferenças de IA dos diversos ajustes de históricos no gráfico maior e a comparação da soma das diferenças de IA no gráfico menor.

6.1.4 Ajustes e extrapolações dos poços

As Figuras 6.13, 6.14, 6.15 e 6.16 mostram os ajustes e as extrapolação da vazão de óleo dos poços produtores Produtor1, Produtor2, Produtor3 e Produtor4, respectivamente. Vale lembrar que a vazão de líquido é a informada no período de histórico. Em geral, são bons os ajustes dos sub-casos que utilizam a sísmica na parametrização, excetuando o Produtor1, no qual do Modelo Base tem o melhor ajuste simplesmente pela coincidência do tempo de trânsito da frente de avanço da água com o Modelo histórico. Os demais poços, onde há presença de heterogeneidades, nos sub-casos que não utilizam a sísmica na parametrização apresentaram diferenças significativas da vazão de óleo em relação ao Modelo Histórico

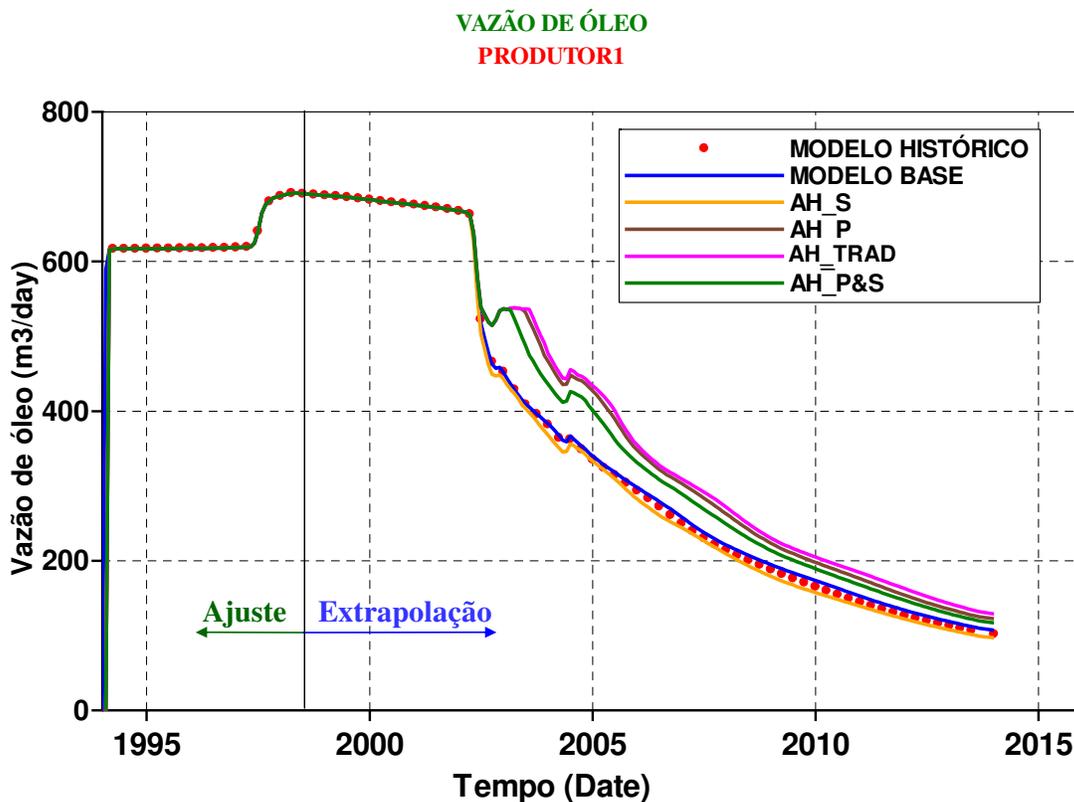


Figura 6.13: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do Produtor1.

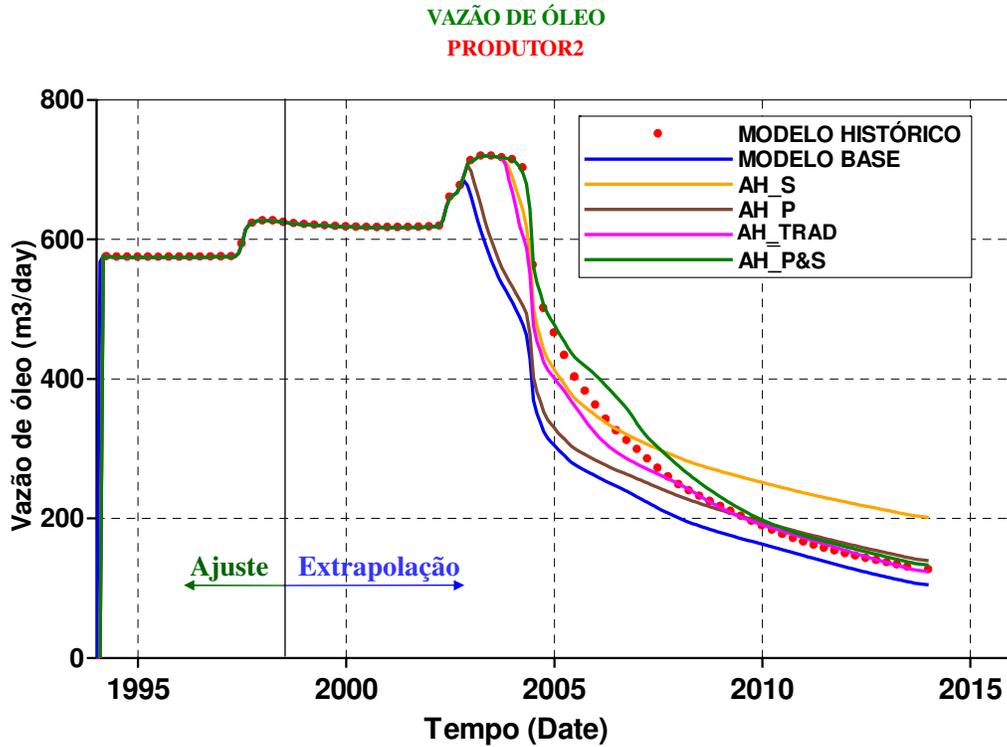


Figura 6.14: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do Produtor2.

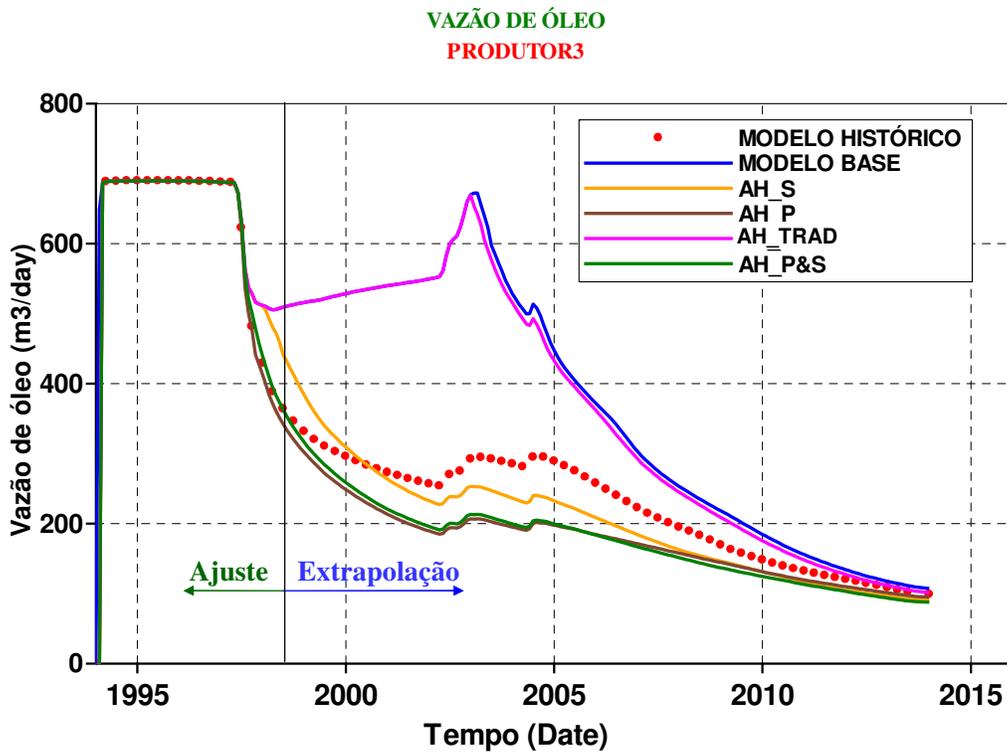


Figura 6.15: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do Produtor3.

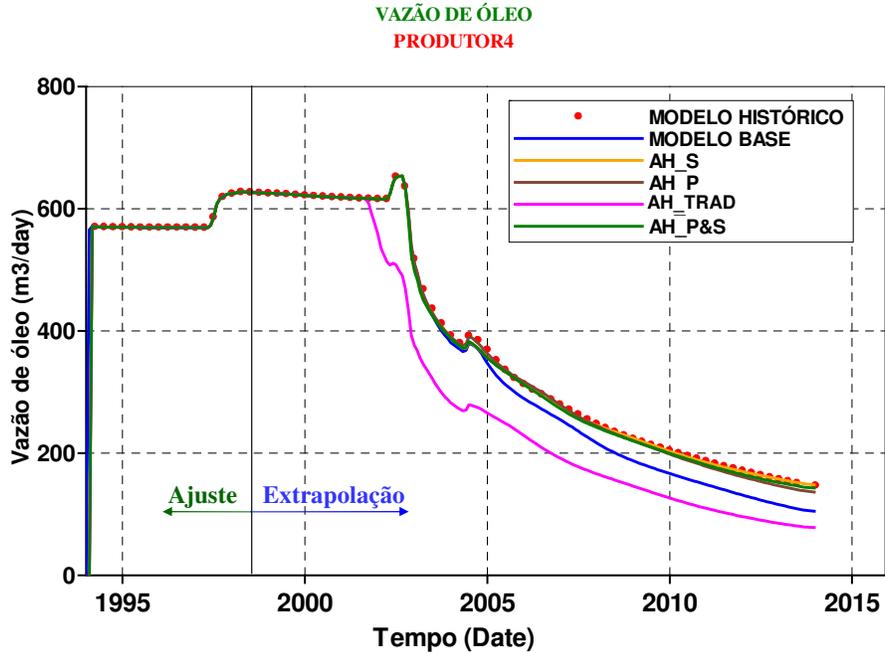


Figura 6.16: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do Produtor4.

A vazão de injeção é constante durante todo período de operação e igual a 2500 m³/d para todos os sub-casos analisados e foi honrada em todos os casos como se observa na Figura 6.17.

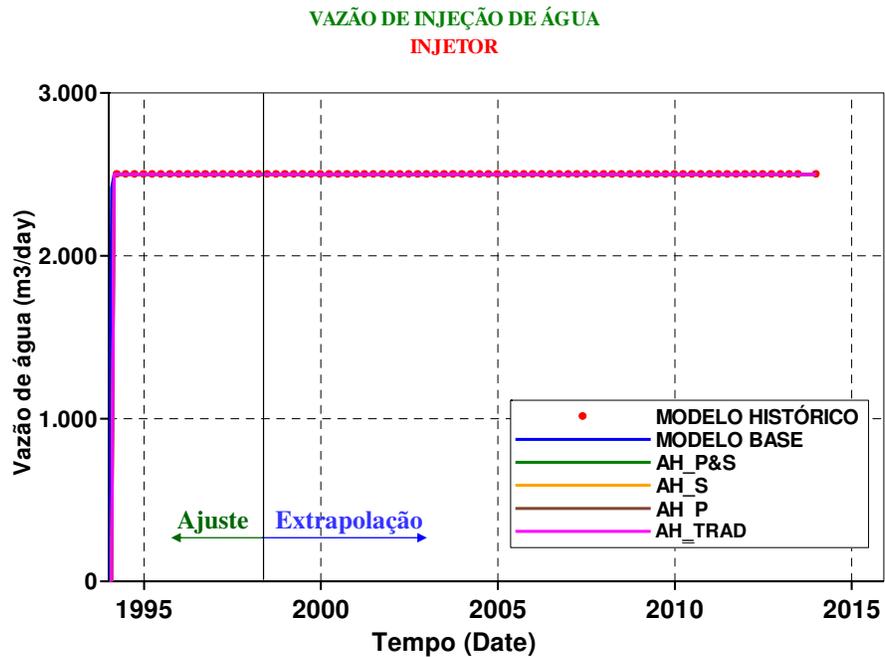


Figura 6.17: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de injeção de água do Injetor.

As Figuras 6.18, 6.19, 6.20 e 6.21 mostram os ajustes e as extrapolação da vazão de água dos poços produtores Produtor1, Produtor2, Produtor3 e Produtor4, respectivamente. Os sub-casos que utilizam a sísmica na parametrização (AH_P&S, AH_S e AH_P) são muito semelhantes entre si, mas apresentam melhores resultados que os sub-casos que não utilizam a sísmica na parametrização (Modelo Base e o AH_TRAD), exceto o poço Produtor1 do Modelo Base no qual a frente de avanço da água não foi afetada pela presença das falhas e do canal de alta permeabilidade e, dessa forma, a sísmica 4D não consegue influenciar na qualidade do ajuste. O Modelo Base e o AH_TRAD têm um grande atraso na irrupção de água no Produtor3 devido a ausência do canal de alta permeabilidade e em consequência disto, verifica uma antecipação da produção de água nos demais poços. Nesse caso específico, como a água chega no poço Produtor3 ainda no período de histórico, o método AH_TRAD poderia e deveria ser calibrado novamente numa segunda iteração para ajustar o momento da irrupção de água mas isso não foi feito no presente trabalho. Isso poderia ser feito num trabalho futuro, melhorando o método AH_TRAD, assim como todos os outros casos com ajuste não satisfatório para os critérios de cada projeto específico.

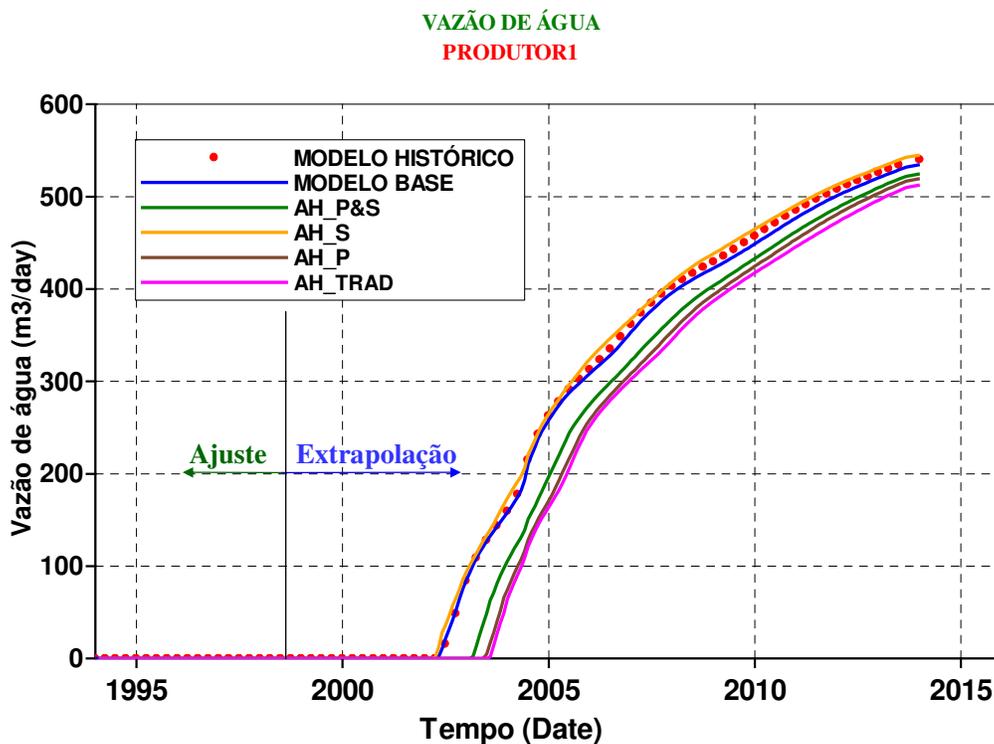


Figura 6.18: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do Produtor1.

VAZÃO DE ÁGUA
PRODUTOR2

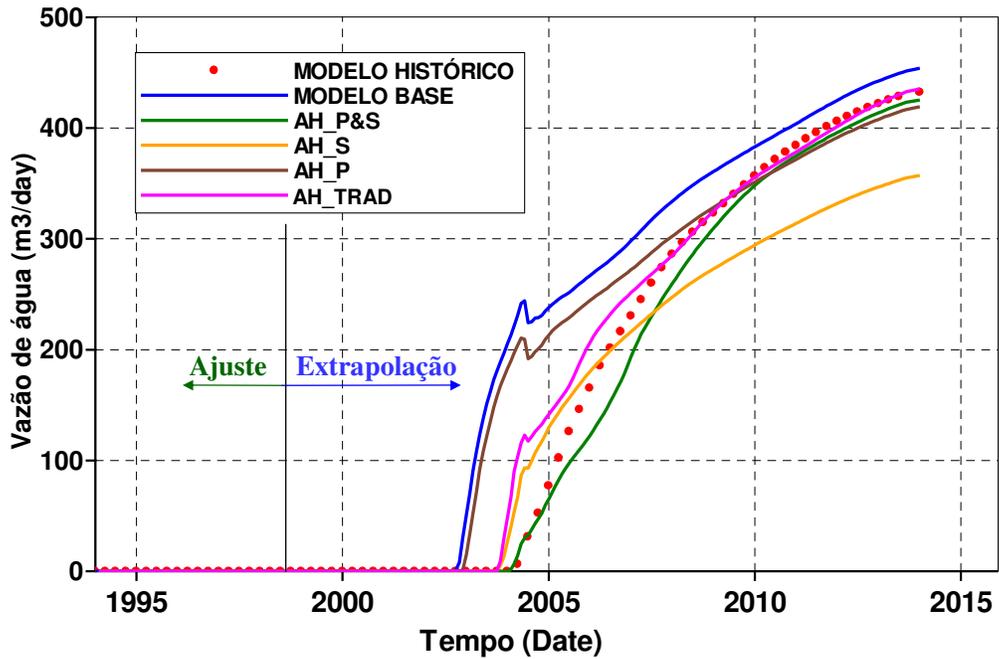


Figura 6.19: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do Produtor2.

VAZÃO DE ÁGUA
PRODUTOR3

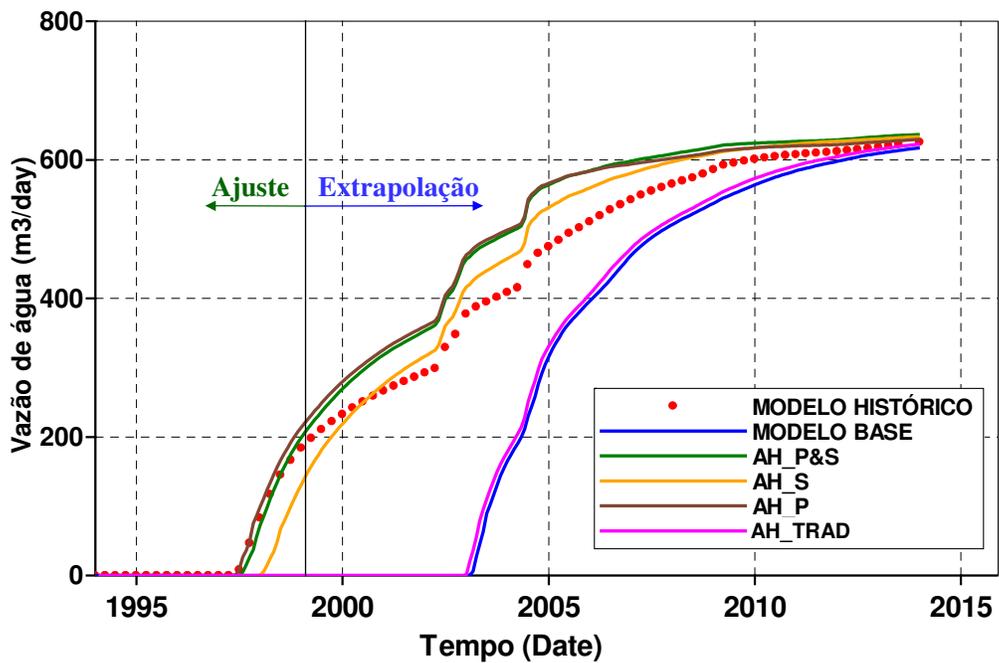


Figura 6.20: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do Produtor3.

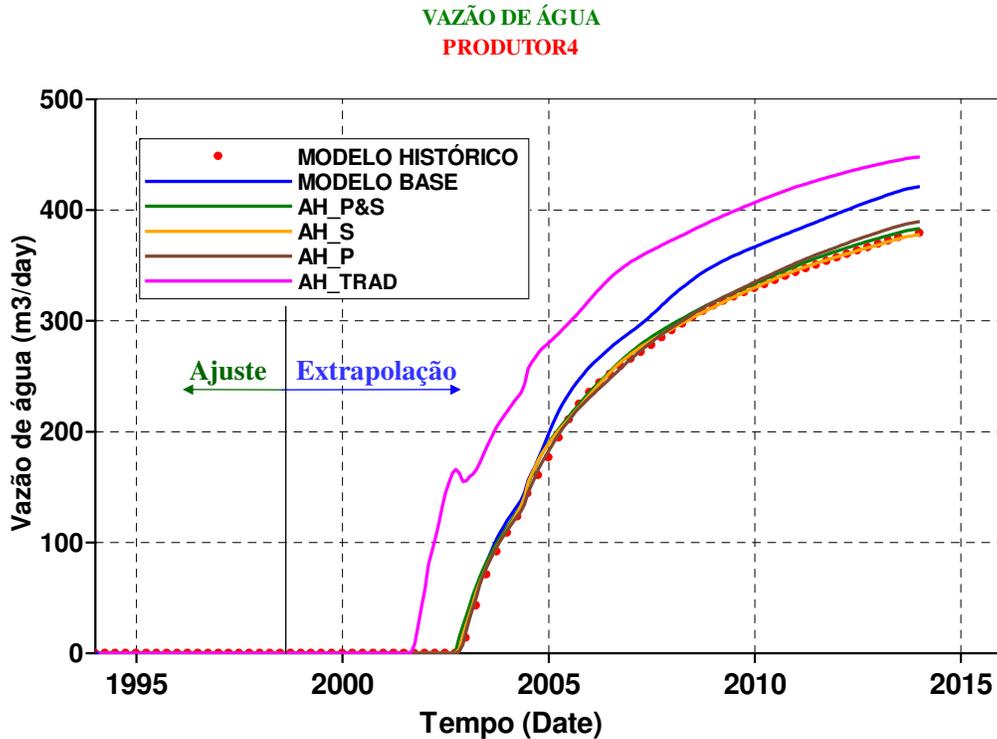


Figura 6.21: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do Produtor4.

As Figuras 6.22, 6.23, 6.24 e 6.25 mostram os ajustes e as extrapolação da pressão de escoamento de fundo dos poços produtores Produtor1, Produtor2, Produtor3 e Produtor4, respectivamente. Na média, o sub-caso AH_TRAD tem o melhor ajuste da pressão de escoamento, sobretudo nos produtores Produtor2 e Produtor3, embora os ajustes da vazão de óleo e de água destes poços tenham ficado bastante ruins. Como exceção, do ajuste no Produtor4 que ficou insatisfatório, pelo fato de não conseguir compensar a presença da falha com a alteração da permeabilidade. Esta facilidade de ajuste da pressão de escoamento do sub-caso AH_TRAD pode ser explicada pela definição independente das áreas de alteração das permeabilidades que ligam o injetor a cada produtor. Estratégia semelhante pode ser feita no futuro em relação as áreas de alteração com a informação da sísmica 4D. Neste caso específico de ajuste de pressão, também poderia ser feita uma segunda iteração para calibrar melhor o método visto que alguns casos não estão bem ajustados desde o início, mas como no ajuste de água, optou-se, neste trabalho por não realizar uma segunda iteração de ajuste.

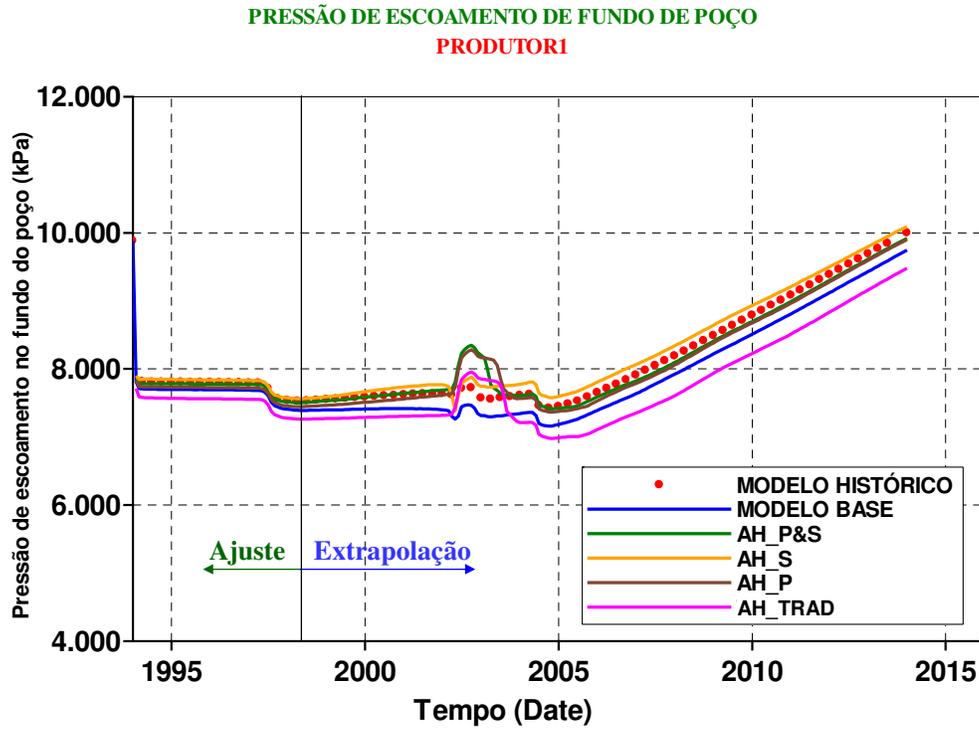


Figura 6.22: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do Produtor1.

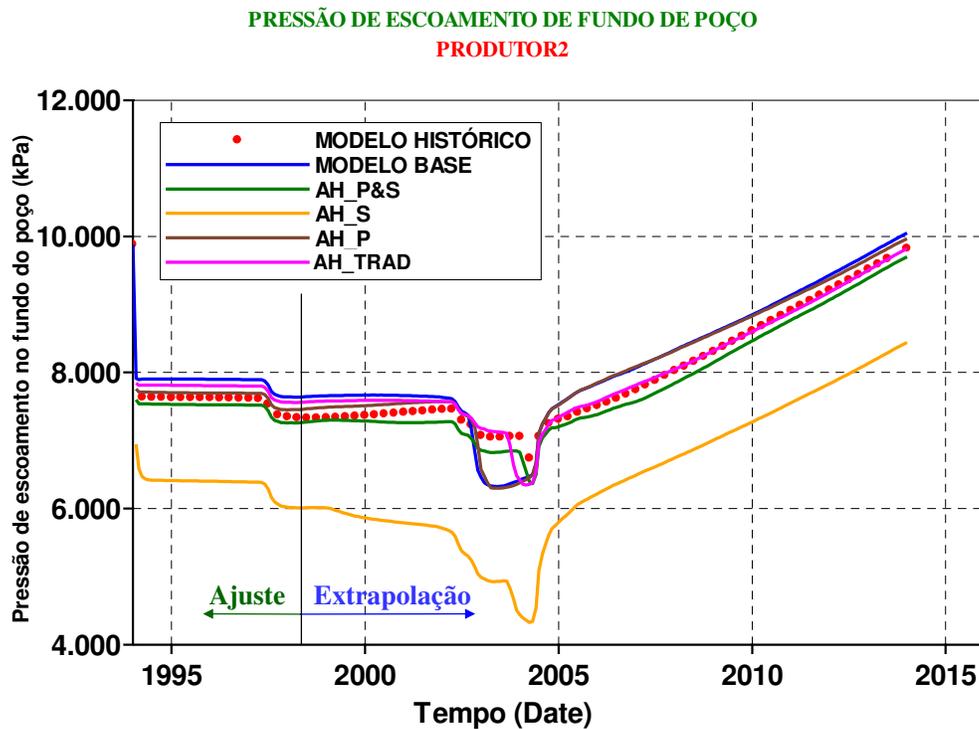


Figura 6.23: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do Produtor2.

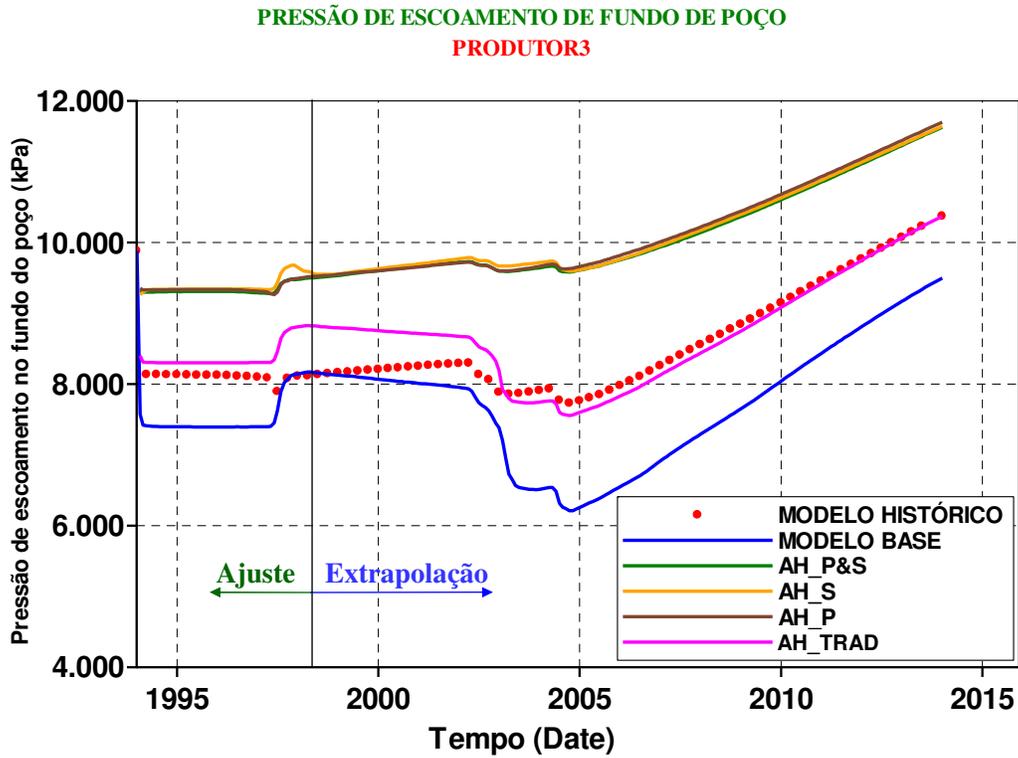


Figura 6.24: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do Produtor3.

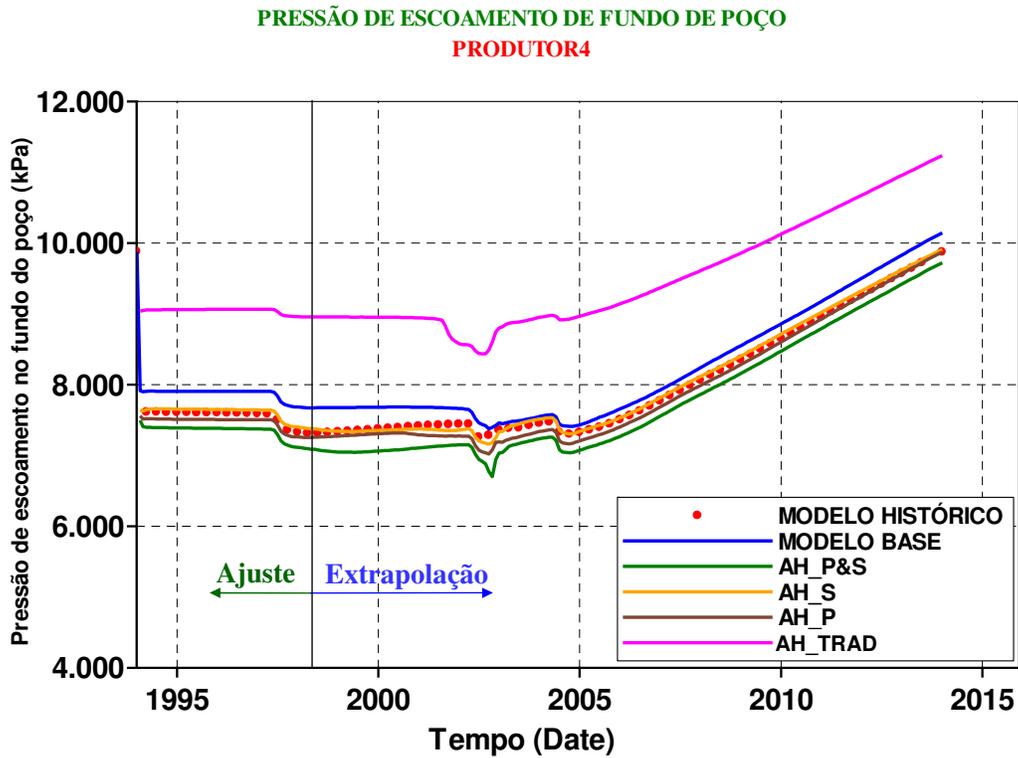


Figura 6.25: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do Produtor4.

6.1.5 Ajustes e extrapolações de produção e pressão estática do campo

Na Figura 6.26, são mostrados o ajuste de histórico até 1998 e a extrapolação da produção de óleo (a) e produção acumulada de óleo (b) para os modelos: histórico, base e ajustados (AH_P&S, AH_S e AH_P). Consta-se que o modelo ajustado que utiliza os dados de produção e sísmica 4D (AH_P&S) possui o melhor ajuste e praticamente coincide, ao longo de toda extrapolação, com o modelo histórico.

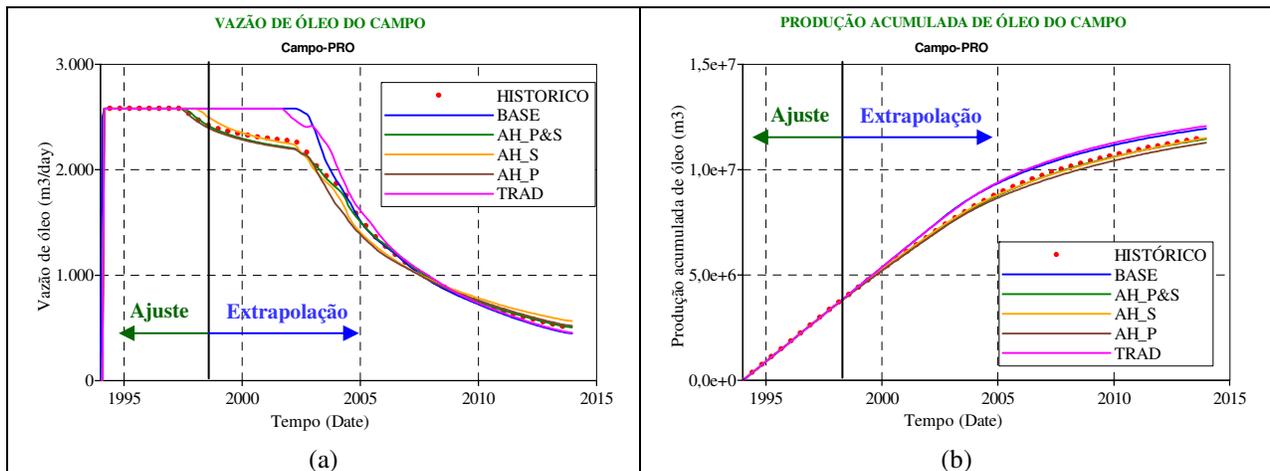


Figura 6.26: Ajuste de histórico até 1998 e extrapolação da produção de óleo (a) e produção acumulada de óleo (b) para os modelos histórico, base e ajustados (AH_P&S, AH_S e AH_P).

O histórico e a extrapolação da vazão de água e a pressão estática dos modelos histórico, base e ajustados (AH_P&S, AH_S e AH_P), Figura 6.27 (a) e Figura 6.27(b) respectivamente, ilustram a boa concordância do modelo ajustado AH_P&S com o modelo histórico justificando o uso simultâneo dos dados de produção e sísmica 4D no ajuste de histórico.

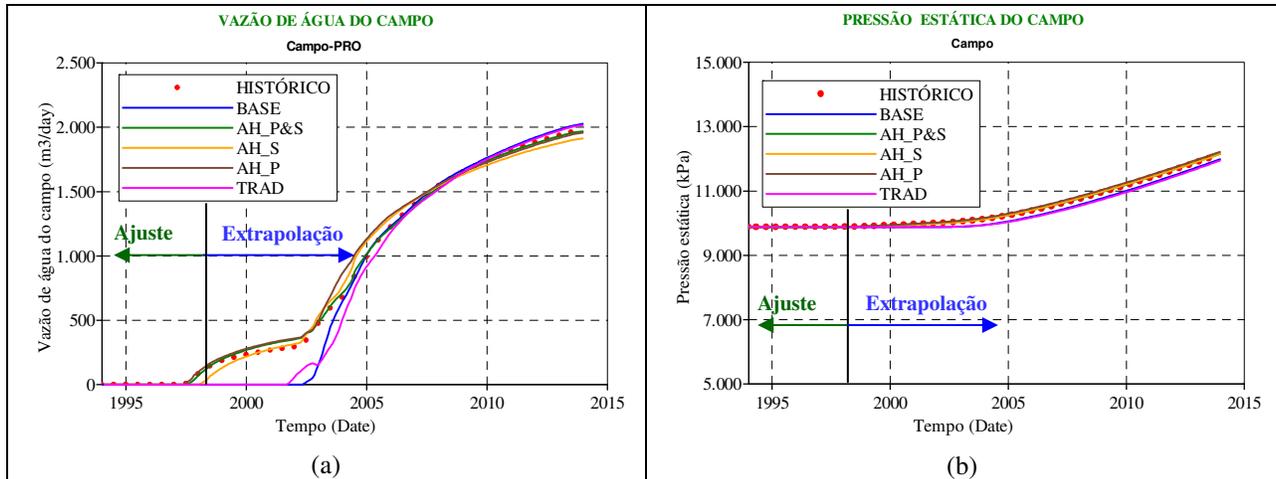


Figura 6.27: Ajuste de histórico até 1998 e extrapolção da produção de água (a) e pressão estática (b) para os modelos histórico, base e ajustados (AH_P&S, AH_S e AH_P).

6.2 Caso B

O processo de ajuste de histórico envolveu as seguintes etapas: análise de sensibilidade, no tempo zero, ajuste estático da impedância acústica, análise de sensibilidade, parametrização e otimização com algoritmo genético. No intuito de avaliar o ganho proporcionado pela incorporação da sísmica 4D foram utilizados cinco subcasos: NAMO_P&S1, NAMO_P&S2, NAMO_S, NAMO_P e NAMO_TRAD. Para cada subcaso, foram programadas 600 simulações, contudo devido às repetições este número foi reduzido para 373, 414, 389, 403 e 432 simulações respectivamente.

6.2.1 Análise de sensibilidade no tempo zero

A partir dos resultados do gráfico tornado da Figura 6.28, foram escolhidos os quatro atributos incertos que mais influenciam no erro da impedância acústica para fazer parte do processo de ajuste estático no tempo zero. As variáveis escolhidas para a próxima etapa foram a massa específica dos minerais (MM), a porosidade (ϕ), o coeficiente linear do K da rocha seca (CLKrocha) e o coeficiente linear do G rocha seca (CLGrocha). A cor verde indica a utilização da propriedade no limite superior e a cor vermelha, no limite inferior. Isto significa, por exemplo,

que a massa específica dos minerais tem uma relação direta com o erro da impedância acústica, ou seja, ao aumentar o valor da massa específica, aumenta-se o erro da impedância acústica. Enquanto a porosidade tem uma relação inversa com o erro da impedância acústica.

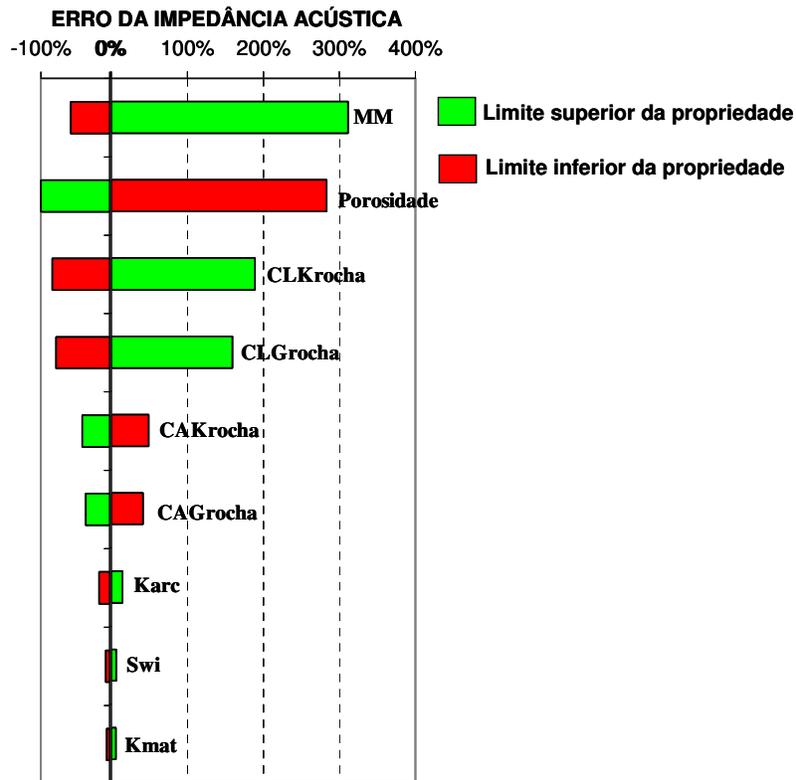


Figura 6.28: Análise de sensibilidade através do gráfico tornado dos atributos incertos do modelo de escoamento e do modelo petro-elástico.

Outra consideração é que as variáveis CAKrocha, CLKrocha são os coeficientes angular e linear da equação que relaciona a porosidade com o módulo de elasticidade de volume. E as variáveis CAGrocha e CLGrocha são os coeficientes angular e linear da equação que relaciona a porosidade com o módulo de elasticidade transversal. Estes coeficientes podem ser medidos, em laboratório, em cada testemunho e através de uma análise integrada dos poços, determina-se a equação representativa. Eles podem ainda ser determinados através de perfis e operações especiais.

Portanto, estes coeficientes não são dependentes da porosidade, mas sim, dos módulos de elasticidades de volume e transversal, utilizados no cálculo da impedância acústica, são influenciados pela porosidade. Logo, a parcela da diferença entre a impedância acústica observada e medida devido à porosidade pode ocorrer de duas formas:

- Direta: a variação da porosidade afeta diretamente o cálculo da impedância acústica. Esta variação da porosidade pode ser pela incerteza nos valores da porosidade ou pela variação no tempo, porque a porosidade é função da pressão que varia em cada coordenada do reservatório, à medida que o reservatório tem produção e injeção. Nesta parte do trabalho de ajuste no tempo zero, a segunda forma direta não é considerada porque não há produção, nem injeção.
- Indireta: os coeficientes acima mencionados relacionam a porosidade com os módulos de elasticidades que afetam a impedância acústica.

Conforme citado anteriormente, outra forma complementar de realizar a análise de sensibilidade é através do gráfico “*spider*” que consiste não só dos limites inferiores e superiores, bem como dos vários valores intermediários. Os valores usados neste estudo estão na Tabela 6.2.

Tabela 6.2: Limites inferiores e superiores e a faixa de variação dos atributos incertos dos modelos petro-elástico e de escoamento.

ATRIBUTOS INCERTOS DO MODELO PETRO-ELÁSTICO	FAIXA DE VARIAÇÃO						Lim. Sup.
	Lim. Inf.	-15%	-10%	-5%	BASE	+5%	
Massa específica dos minerais (kg/m ³) - MM	2372	2511	2651	2790	2930	3069	3209
Modulo de elasticidade de volume do arcabouço (kgf/cm ²) - Karc	337450	357300	377150	397000	416850	436700	456550
Modulo de elasticidade transversal do arcabouço (kgf/cm ²) - Garc	390150	413100	436050	459000	481950	504900	527850
Coefficiente angular do K rocha seca (kgf/cm ²) - CAKrocha	-376434	-398577	-420720	-442863	-465006	-487149	-509292
Coefficiente linear do K da rocha seca (kgf/cm ²) - CLKrocha	170000	180000	190000	200000	210000	220000	230000
Coefficiente angular do G rocha seca (kgf/cm ²) - CAGrocha	-204798	-216845	-228892	-240939	-252986	-265033	-277080
Coefficiente linear do G rocha seca (kgf/cm ²) - CLGrocha	93500	99000	104500	110000	115500	121000	126500
Modulo de elasticidade de volume do matriz (kgf/cm ²) - Kmat	216750	229500	242250	255000	267750	280500	293250
Modulo de elasticidade transversal do matriz (kgf/cm ²) - Gmat	78200	82800	87400	92000	96600	101200	105800
ATRIBUTOS INCERTOS DO SIMULADOR DE ESCOAMENTO							
Porosidade (multiplicador)	0,85	0,90	0,95	1,00	1,05	1,10	1,15
Saturação de água inicial (Swi)	17,0%	18,0%	19,0%	20,0%	21,0%	22,0%	23,0%

A análise de sensibilidade realizada através do gráfico “*spider*” (Figura 6.29) confirma os mesmos atributos incertos do gráfico tornado com relação à escolha dos atributos incertos para serem utilizados no processo de ajuste de IA no tempo zero. Observa-se também, que a

porosidade tem uma relação reversa com a variação percentual da diferença de IA e os outros três atributos incertos que mais influenciam tem uma relação direta.

A partir da Figura 6.29 poderia ter a falsa impressão que o erro poderia ser todo corrigido ao adotar um multiplicador de porosidade próximo de 1,15. O erro realmente diminui bastante a medida que aumenta o multiplicador, chegando a um mínimo de -99% para o fator de 1,107, mas a partir deste ponto volta a subir novamente e não zero como poderia imaginar. Contudo, pode-se concluir que a porosidade tem um peso muito grande no ajuste da impedância acústica pelo fato de influir direta e indiretamente conforme visto anteriormente. Somente com a combinação dos atributos incertos é que poderia obter uma minimização efetiva do erro.

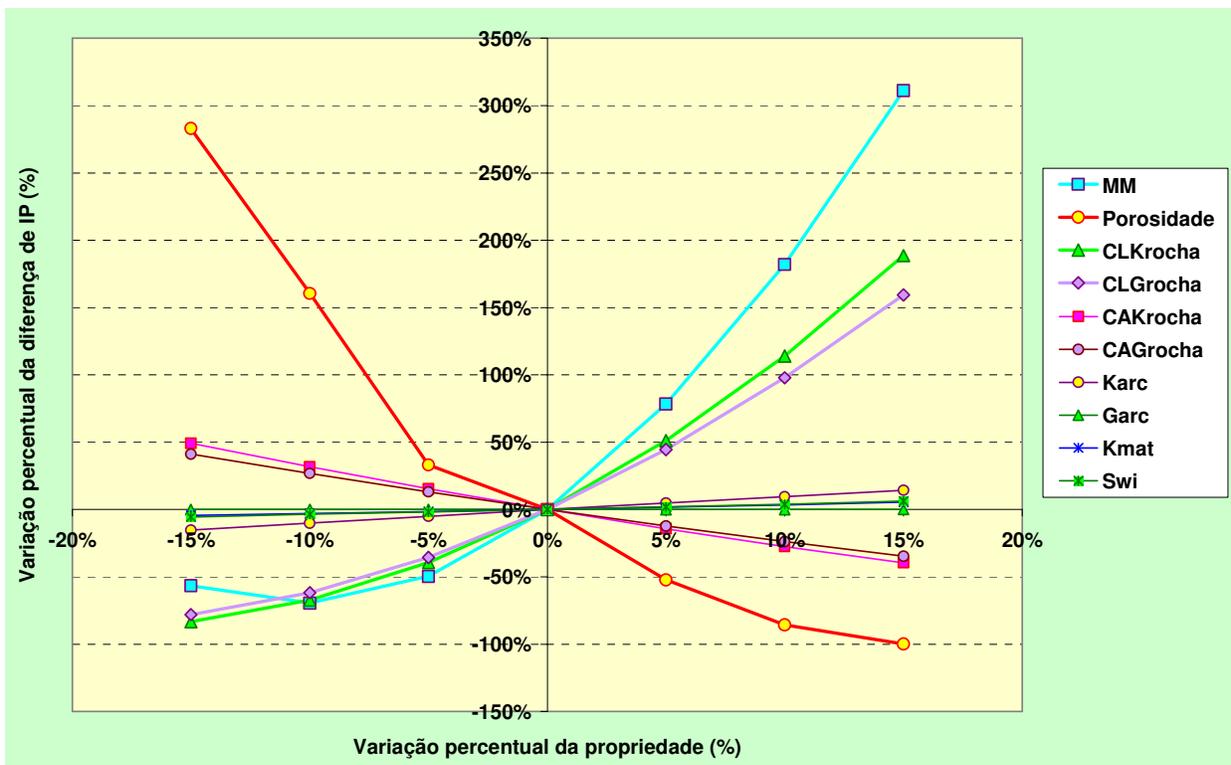


Figura 6.29: Análise de sensibilidade através do gráfico "spider" dos atributos incertos do modelo de escoamento e do modelo petro-elástico.

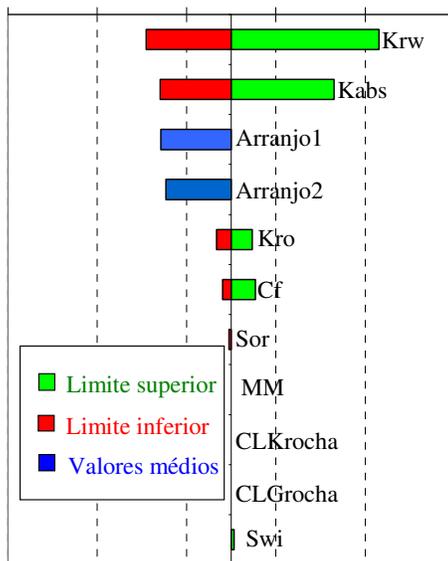
6.2.2 Análise de sensibilidade no quarto ano de produção

As Figura 6.30 a, b, c, d mostram respectivamente, a classificação em ordem decrescente, do impacto dos atributos incertos do modelo petro-elástico e do modelo de escoamento, na variação da função-objetivo parciais da pressão de escoamento de fundo (FO_{BHP}), da vazão de água (FO_{Qw}) e da impedância acústica (FO_{IA}) e também na função-objetivo total (FO). Variações negativas indicam melhoria no ajuste de histórico e positivas significam afastamento da solução.

Para realizar a análise de sensibilidade foram utilizadas as mesmas funções-objetivo parciais definida anteriormente (Equações 4.3, 4.4, 4.5, e 4.6), respectivamente para a vazão de água, a pressão de escoamento e a impedância acústica e para a função-objetivo total considerou-se o peso da sísmica 4D (W_{s4d}) de 50%, da vazão de água (W_w) de 25% e da pressão de escoamento no fundo do poço (W_{BHP}) de 25%. Todos os 44 poços tiveram os mesmos pesos no cálculo dos erros das variáveis de produção.

Varição da FO_{BHP} em relação ao Caso Base (percentagem)

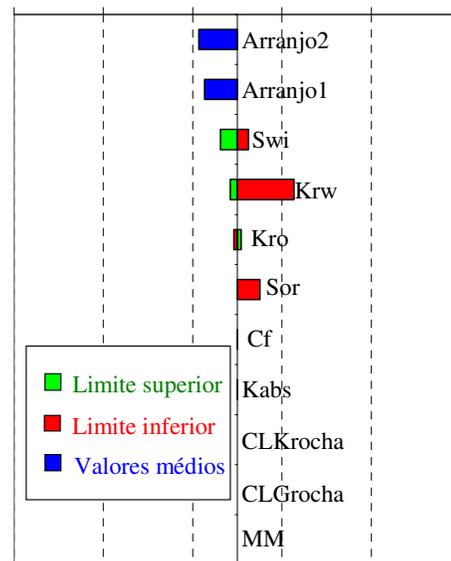
-50% -30% -10% 10% 30% 50%



(a)

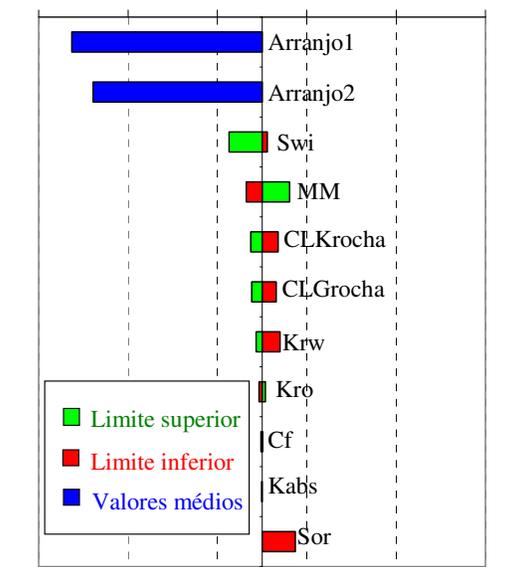
Varição da FO_{Qw} em relação ao Caso Base (percentagem)

-50% -30% -10% 10% 30% 50%



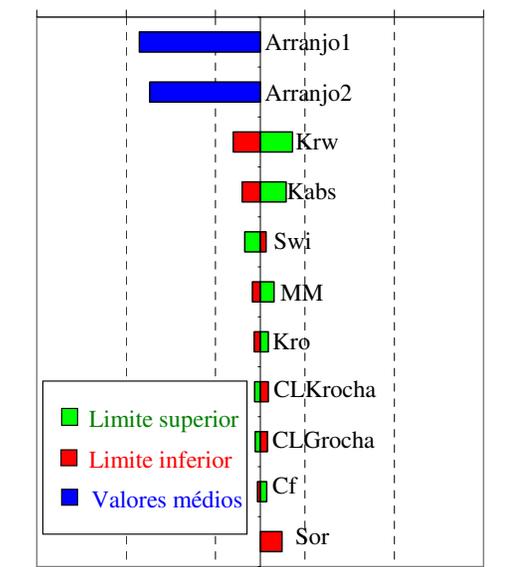
(b)

Variação da FO_{IA} em relação ao Caso Base (percentagem)



(c)

Variação da FO em relação ao Caso Base (percentagem)



(d)

Figura 6.30: Classificação, em ordem decrescente, dos principais atributos incertos do modelo de escoamento e do modelo petro-elástico segundo a variação da função-objetivo em relação ao Caso Base: (a) parcial da pressão de escoamento de fundo (FO_{BHP}), (b) parcial da vazão de água (FO_{Qw}), (c) parcial da impedância acústica (FO_{IA}) e (d) total (FO).

Os atributos incertos escolhidos para serem utilizados na fase seguinte do ajuste de histórico, foram aqueles que apresentaram as maiores influências na redução da função-objetivo como o Arranjo 1, o Arranjo 2 e a permeabilidade relativa à água (K_{rw}). Para o ajuste tradicional, onde não se utiliza a sísmica para parametrização, foi adicionado o multiplicador da permeabilidade absoluta (K_{abs}), a S_{wi} e a K_{ro} .

Os Arranjos 1 e 2 têm uma abordagem ligeiramente diferente dos demais atributos, pois são alternativas excludentes, ou seja, se ocorrer o Arranjo 1 não existirá o Arranjo 2 ou vice-versa. Enquanto os demais atributos incertos podem ser cumulativos ou combinados. Por exemplo, no ajuste de histórico a variação da K_{rw} não impede a variação dos outros atributos incertos do modelo de escoamento.

6.2.3 Parâmetros do algoritmo genético

Os valores dos parâmetros de controle do algoritmo genético foram população (20), geração (30), *crossover* (0,7), mutação (0,3) e elitismo (1). Totalizando 600 simulações para cada subcaso. Não foram realizadas análises para determinação dos parâmetros de controle, pois foram assumidos os mesmos da validação que apresentaram bons resultados.

As Figuras 6.31,6.32, 6.33, 6.34 e 6.35 mostram a evolução do valor da função-objetivo individual, média, mínimo e máximo de cada geração para os subcasos NAMO_P&S1, NAMO_P&S2, NAMO_S, NAMO_P e NAMO_TRAD. De um modo geral, observa-se uma diminuição rápida do valor mínimo da FO nas gerações iniciais do processo e uma evolução lenta nos tempos finais. Os valores da FO em cada geração têm uma distribuição cuja média tende a ficar mais próximo do valor mínimo do que do valor máximo, pelo fato da otimização buscar a minimização da FO.

Pelo fato de serem utilizados diferentes pesos das variáveis nas funções-objetivo (FO) de cada subcaso, a simples comparação dos valores finais das FO não permite afirmar qual o melhor ajuste de histórico.

Uma característica comum a todos os subcasos está no fato que todas as 3000 simulações realizadas apresentaram FO menores que 1, o que demonstra a contribuição da análise de sensibilidade e da parametrização na melhoria na convergência da solução.

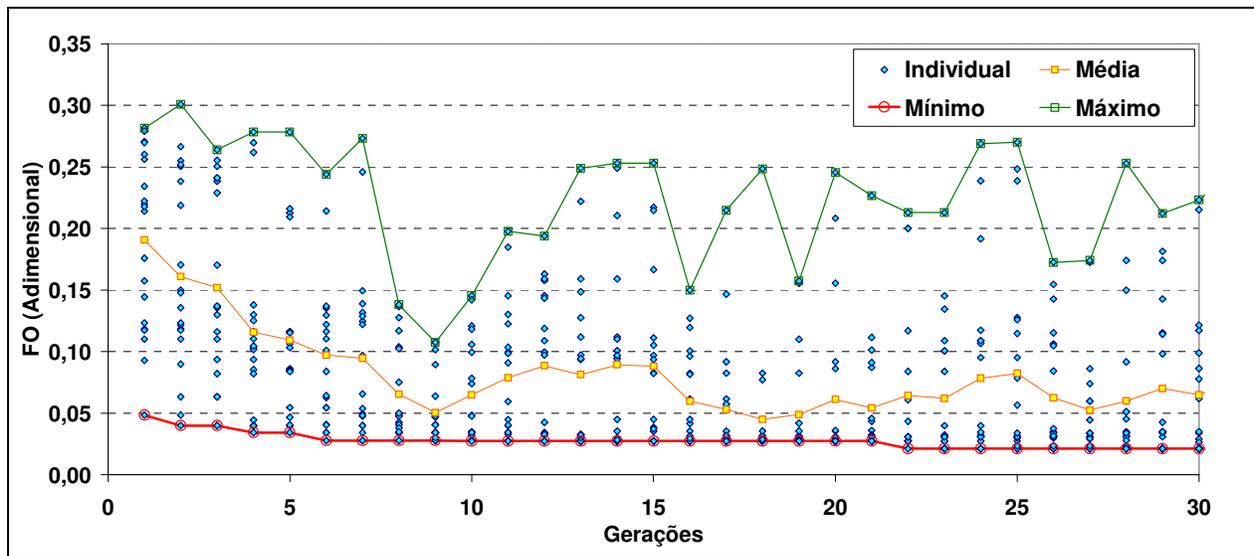


Figura 6.31: Evolução da função-objeto para o subcaso NAMO_P&S1.

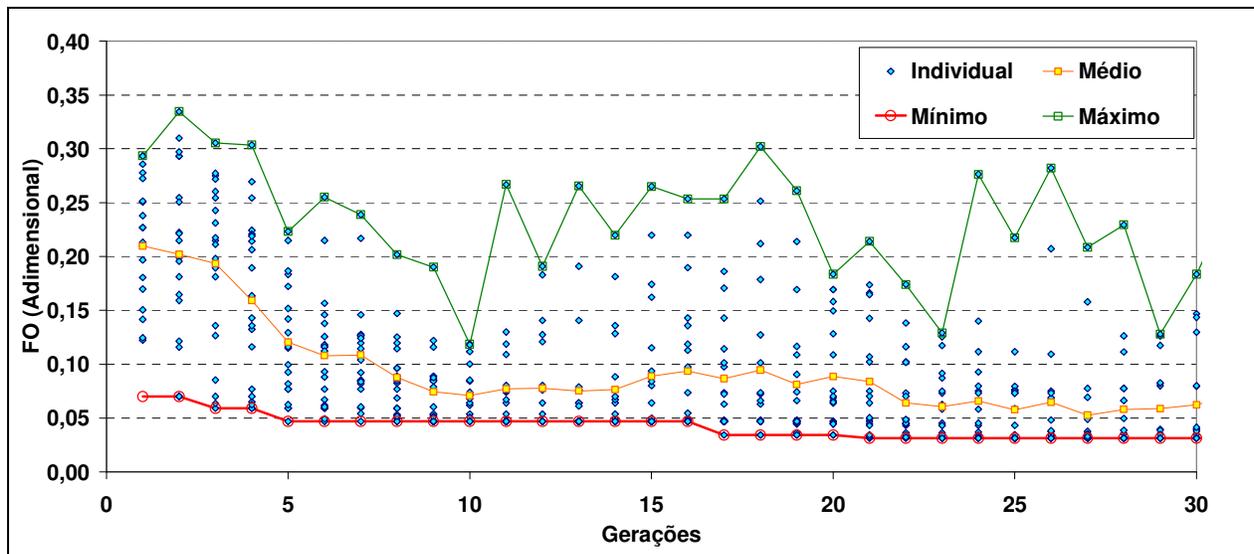


Figura 6.32: Evolução da função-objeto para o subcaso NAMO_P&S2.

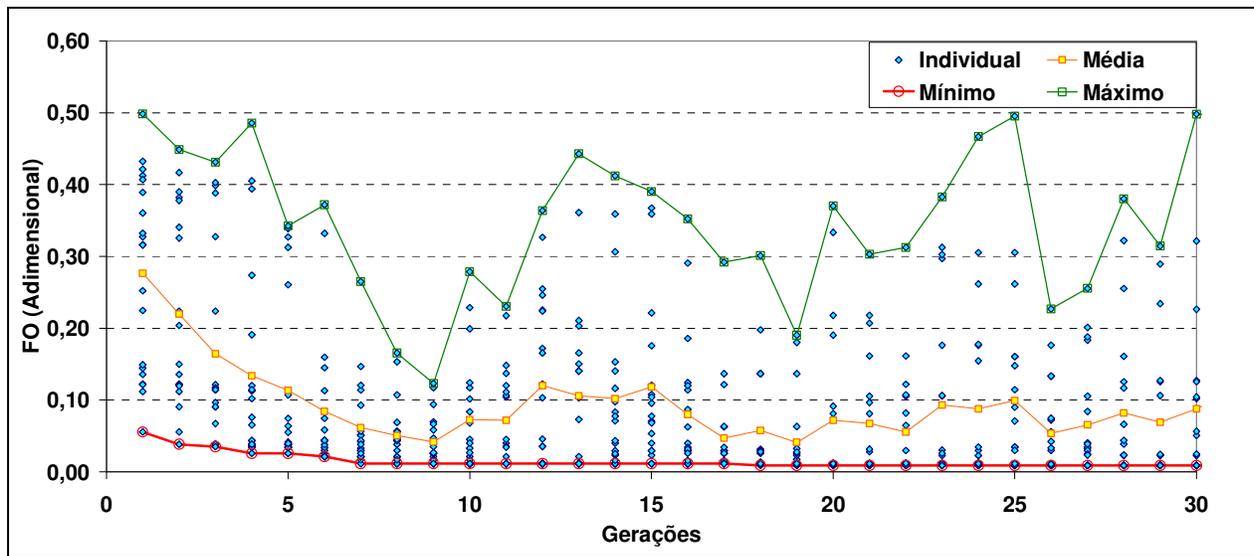


Figura 6.33: Evolução da função-objetivo para o subcaso NAMO_S.

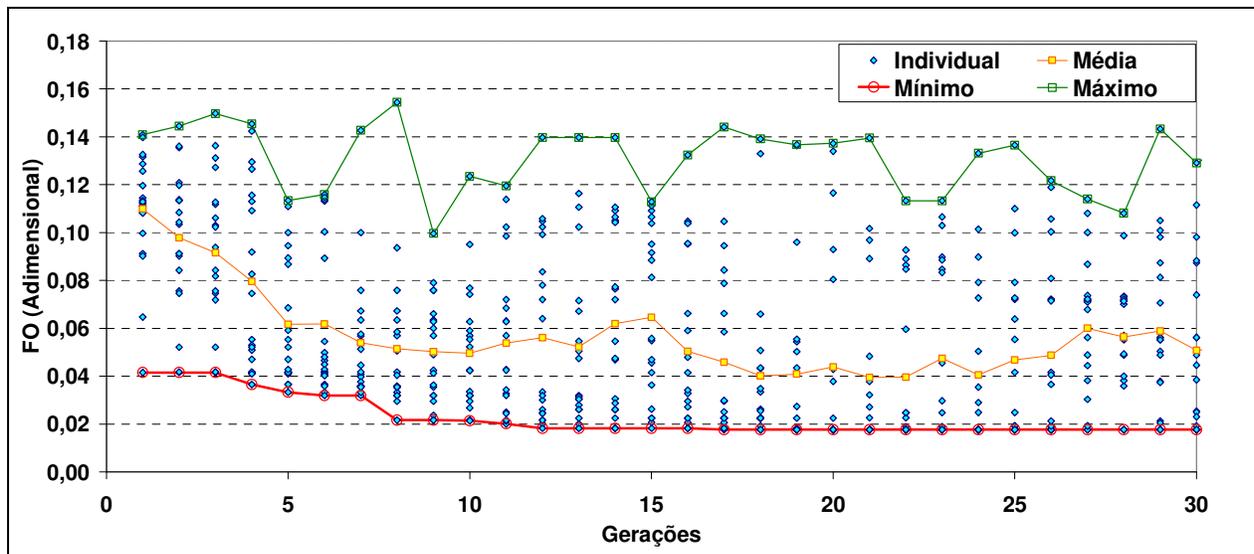


Figura 6.34: Evolução da função-objetivo para o subcaso NAMO_P.

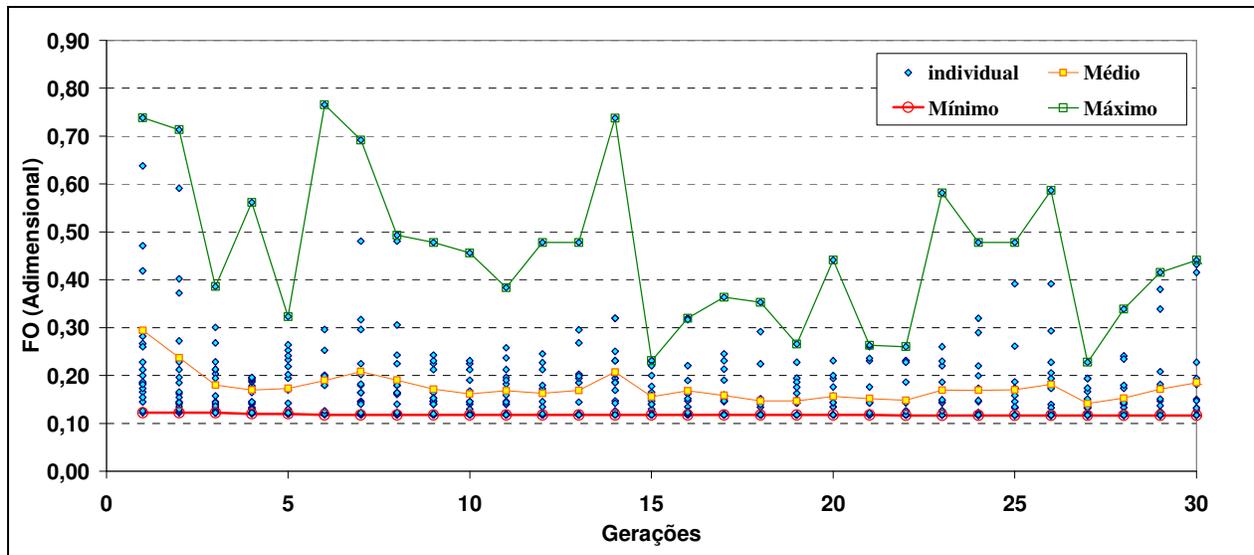


Figura 6.35: Evolução da função-objetivo para o subcaso NAMO_TRAD.

Os valores das funções-objetivo parciais e total de cada subcaso ao final do processo de otimização estão resumidos na Tabela 6.3. Embora os subcasos NAMO_S e NAMO_P apresentem menores valores de FO total, ainda não se pode afirmar que têm o melhor ajuste, pois os pesos dos dados de produção e da sísmica 4D na função-objetivo em cada subcaso são diferentes. Então, para realizar a comparação entre os subcasos torna-se necessário recalculá-las nas mesmas referências, ou seja, com os mesmos pesos. Os pesos de referências utilizados para o recálculo foram: 50% para a sísmica 4D (W_{s4d}), 25% para a vazão de água dos poços (W_w) e 25% para a pressão de escoamento no fundo do poço (W_{BHP}).

O menor valor da função-objetivo, após o recálculo, ocorreu para o NAMO_P&S1 com 2,12% que significa maior aproximação deste modelo com o Modelo Histórico.

O fato do NAMO-S ter o menor valor FO antes do recálculo (0,89%) indica apenas que sua FO foi mais eficiente para o objetivo específico de minimizar os erros da impedância acústica, mas não o foi para minimização dos erros dos dados de produção que levou após o recálculo a FO para 5,35%.

O NAMO_P, que considera a sísmica 4D na parametrização e apenas os dados de produção na função-objetivo, teve um ajuste apenas regular. Sem utilizar a parametrização com a sísmica 4D, o NAMO_TRAD apresentou os piores resultados, tanto antes como após o recálculo, o que demonstra a importância de se utilizar a sísmica 4D na parametrização.

Tabela 6.3: Valores da FO para os subcasos ao final do processo de otimização e recalculado utilizando a mesma equação da função-objetivo

Subcasos	FO _{parcial}			Valor da FO	
	BHP	Qw	IA	Otimização	Recalculado
Base	100,00%	100,00%	100,00%	100,0%	100,0%
NAMO_P&S1	2,91%	4,35%	0,61%	2,12%	2,12%
NAMO_P&S2	5,50%	1,41%	2,82%	3,13%	3,13%
NAMO_S	12,17%	7,44%	0,89%	0,89%	5,35%
NAMO_P	2,21%	1,31%	4,21%	1,76%	2,99%
NAMO_TRAD	10,90%	12,45%	12,28%	11,67%	11,97%

Os resultados do Caso B estão subdivididos em duas partes: uma sobre os atributos incertos e outra sobre as variáveis de ajustes. Em ambas as partes são detalhados e analisados os valores finais em forma de mapas e tabelas.

6.2.4 Atributos incertos

A comparação dos valores finais ajustados dos atributos incertos dos subcasos parametrizados com a sísmica 4D (NAMO-P&S1, NAMO_P, NAMO_S e NAMO_P&S2) com os valores reais do modelo do histórico estão na Tabela 6.4. De um modo geral, os valores ajustados estão próximos dos valores do histórico, refletindo os resultados dos valores das funções-objetivo.

Tabela 6.4: Comparação dos valores ajustados dos atributos incertos para os subcasos NAMO-P&S1, NAMO_P, NAMO_S e NAMO_P&S2 com os valores reais do modelo histórico.

ATRIBUTOS INCERTOS			VALORES AJUSTADOS				Histórico
			NAMO_P&S1	NAMO_P	NAMO_S	NAMO_P&S2	
Falha 1	Coordenadas	i	33	33	33	33	33
		j	32	32	32	32	32
	Comprimento (m)	1600	900	1400	1600	1600	
Falha 2	Coordenadas	i	33	33	33	33	33
		j	20	19	20	19	20
	Comprimento (m)	1400	1700	1400	1400	1500	
Falha 3	Coordenadas	i	-	-	-	51	-
		j	-	-	-	19	-
	Comprimento (m)	-	-	-	850	-	
Falha 4	Coordenadas	i	-	-	-	47	-
		j	-	-	-	36	-
	Comprimento (m)	-	-	-	850	-	
Multiplicador da Kabs do canal			4	1	2	-	5
<u>Krw@Sor (fração)</u>			0,30	0,30	0,33	0,31	0,31

A partir da comparação dos valores finais ajustados dos atributos incertos do subcaso NAMO-TRAD com os valores reais do Modelo do Histórico da Tabela 6.5, é possível afirmar que houve a uma boa convergência da solução em termos dos valores dos atributos incertos e, portanto, o alto valor da função-objetivo verificado na Tabela 6.3 está associado a pouca influência destes atributos incertos.

Tabela 6.5: Comparação dos valores ajustados dos atributos incertos para os subcasos NAMO-TRAD com os valores reais do modelo histórico.

Atributos incertos	NAMO_TRAD	Histórico
<u>Krw@Sor (fração)</u>	0.32	0.31
<u>Kro@Swi (fração)</u>	0.86	0.82
Multiplicador da Kabs	0.95	1.05
Swi (fração)	0.20	0.20

6.2.4.1 Posições das falhas e do canal de alta permeabilidade

As Figuras 6.36, 6.37, 6.38 e 6.39 mostram as posições das falhas e do canal para os subcasos NAMO_P, NAMO_S, NAMO_P&S1 e NAMO_P&S2. De um modo geral, as posições e os comprimentos das falhas 1 e 2 ficaram muito próximos dos dados reais do modelo histórico. Entretanto, o canal de alta permeabilidade apresentou uma geometria ligeiramente diferente do real, devido o modelo não possuir discretização suficiente para capturar essas pequenas alterações.

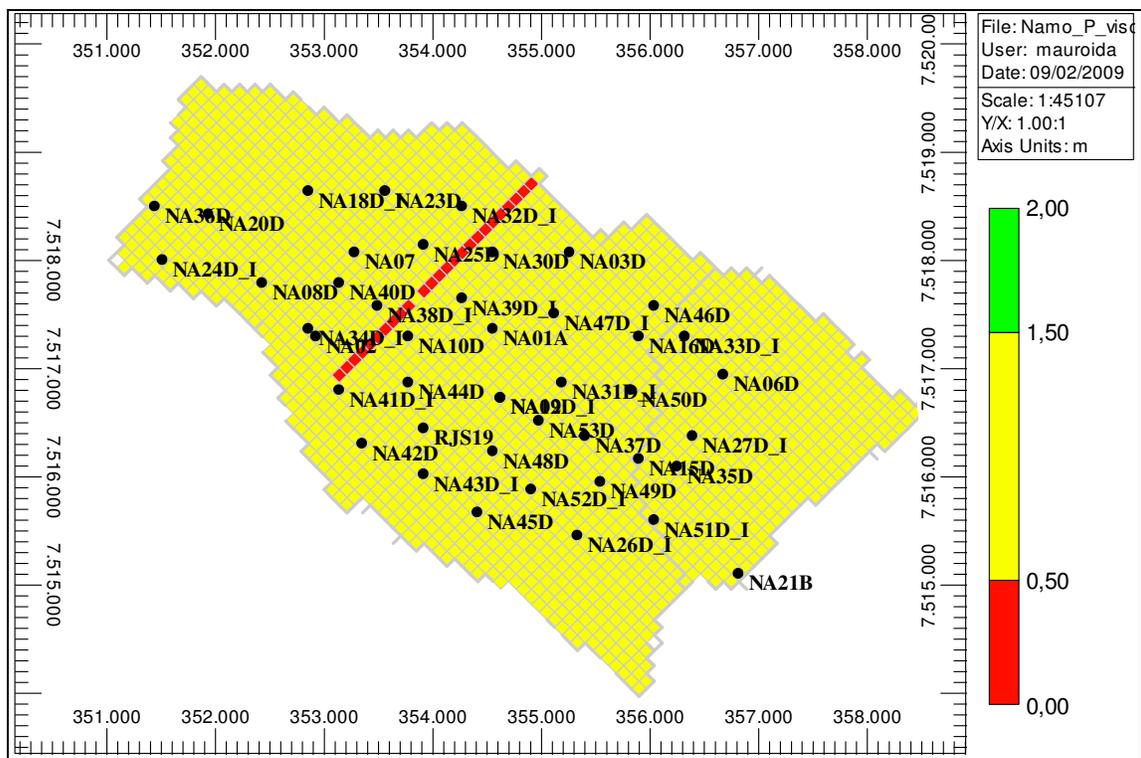


Figura 6.36: Localização das falhas para o subcaso NAMO_P. O canal de permeabilidade não é visível porque o multiplicador ajustado é o mesmo dentro e fora do canal.

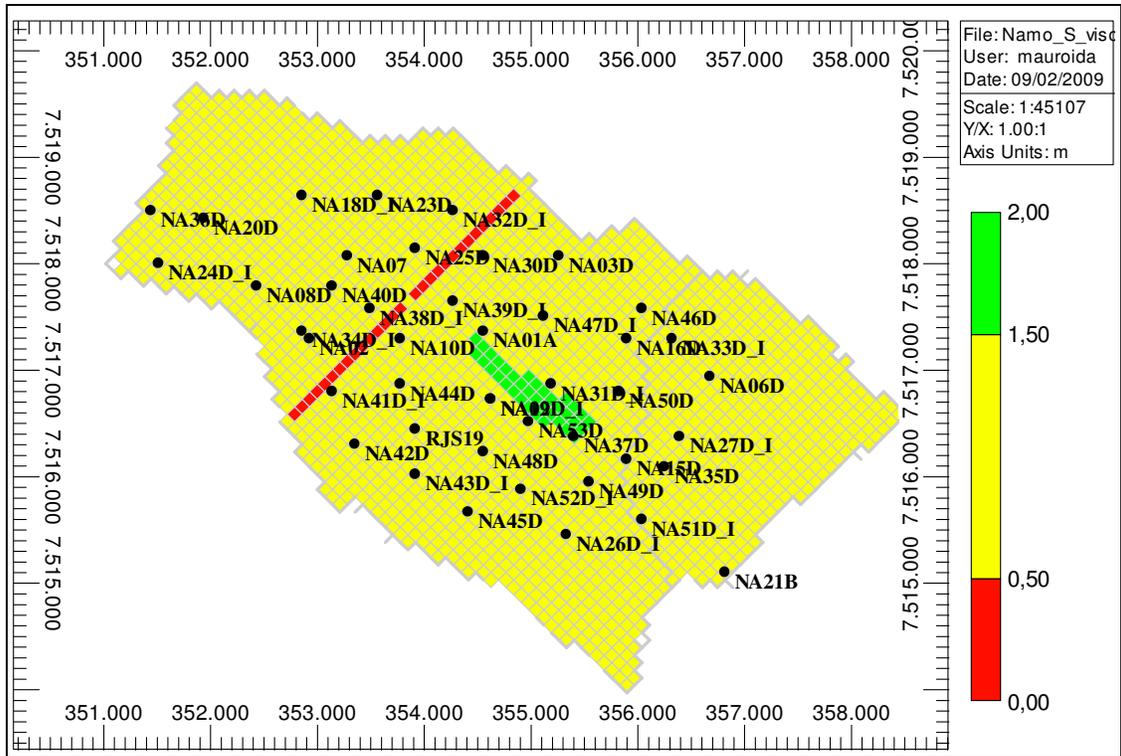


Figura 6.37: Localização das falhas e do canal para o subcaso NAMO_S.

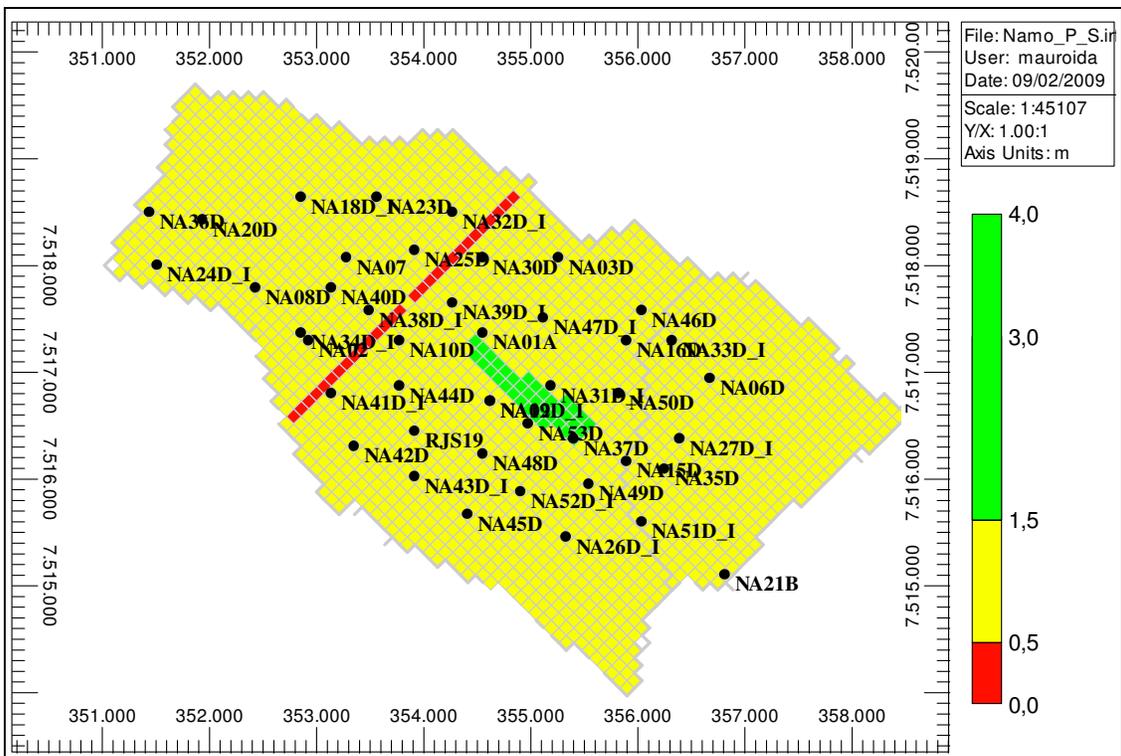


Figura 6.38: Localização das falhas e do canal para o subcaso NAMO_P&S1.

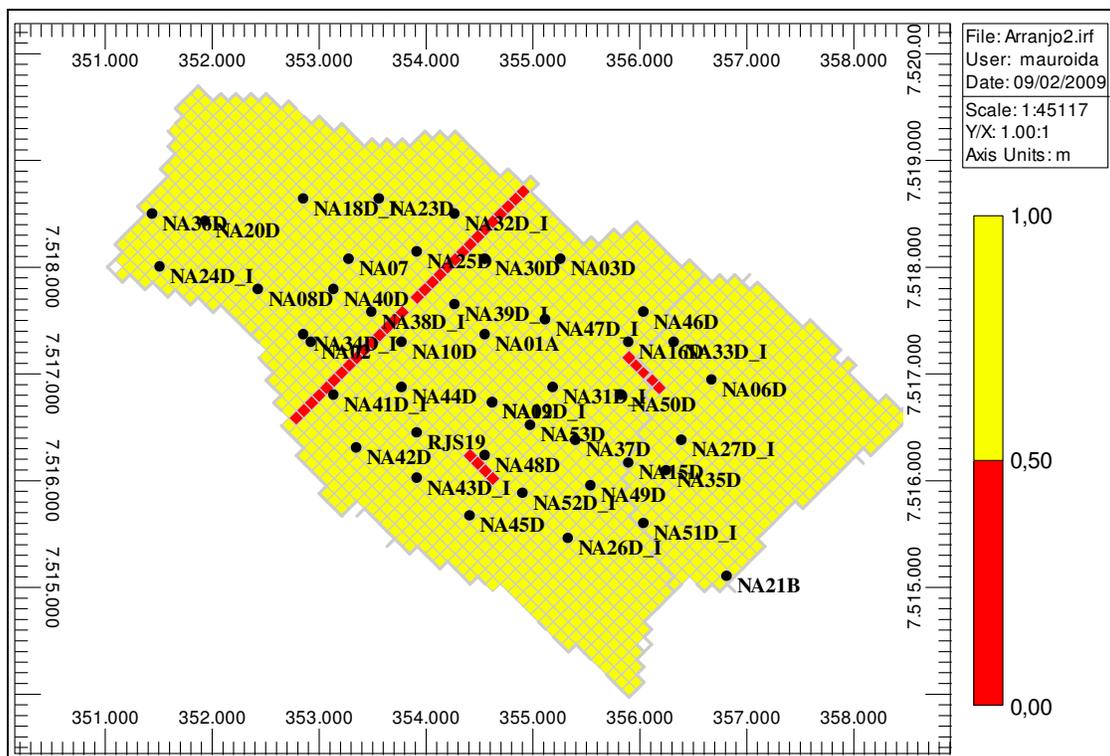


Figura 6.39: Localização das falhas para o subcaso NAMO_P&S2.

6.2.5 Ajustes de pressão de escoamento e vazão de água dos poços

Em virtude do elevado número de poços do campo, total de 44, foi necessário desenvolver um método quantitativo para classificá-los, em ordem decrescente da qualidade do ajuste, no intuito de identificar rapidamente os poços do Caso Base com piores ajustes de históricos para avaliar a melhoria após o processo de otimização.

Para medir a qualidade de ajuste dos poços foi definida uma variável, denominada de erro adimensional do poço ($Erro_{poço}$), composta de duas parcelas adimensionais (E_{simul} da BHP e do Q_w) ponderadas pelos pesos do BHP e do Q_w , uma dependente do módulo da diferença da pressão de escoamento de fundo do poço e outra do módulo da diferença do corte de água ou Q_w conforme a Equação 6.1. Os valores de referências, ΔBHP_{ref} e $\Delta Q_{w,ref}$, são diferenças máximas esperadas que têm o objetivo de adimensionalizar as parcelas de BHP e Q_w , respectivamente.

$$Erro_{poco} = W_{BHP} \cdot \sum_{i=1}^{i_{max}} \frac{|BHP_i^{Sim} - BHP_i^{Obs}|}{\Delta BHP_{ref}} + W_{Qw} \cdot \sum_{j=1}^{j_{max}} \frac{|Qw_j^{Sim} - Qw_j^{Obs}|}{\Delta Qw_{ref}} \dots\dots\dots(6.1)$$

A Figura 6.40 mostra os dez poços do Caso Base com maiores erros adimensionais, relativos aos subcasos NAMO_P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&S2 e a relação completa encontra-se na Tabela 6.6. A partir deste gráfico foram escolhidos os quatro poços com maiores erros adimensionais: NA10D, NA25D, NA30D e NA32D_I para ilustrar graficamente os ajustes da pressão de escoamento (Figuras 6.42, 6.43, 6.44 e 6.45) e da vazão de água (Figuras 6.46, 6.47 e 6.48). Um fato interessante é que estes poços se localizam nas imediações das falhas geológicas não mapeadas conforme pode ser vista na Figura 6.41.

Em todos os gráficos de ajuste da pressão de escoamento e de vazão de água dos poços mostram que o subcaso NAMO_TRAD tem pior ajuste e o subcaso NAMO_P&S1 tem o melhor ajuste.

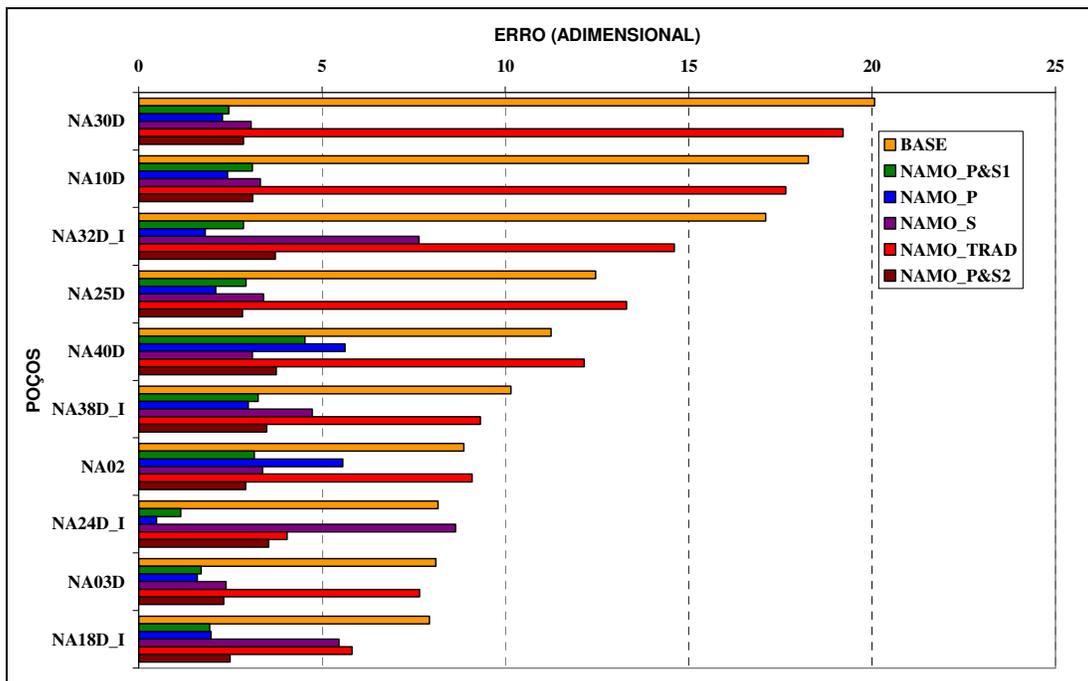


Figura 6.40: Classificação, em ordem decrescente, dos dez poços do Caso Base com maiores erros adimensionais juntamente com os subcasos NAMO_P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&S2.

Tabela 6.6: Erros adimensionais de todos os poços dos subcasos Base, NAMO_P&S, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&S2.

POÇOS	BASE	Namo_P&S	Namo_P	Namo_S	Namo_Trad	Namo_P&S2
NA30D	20,07	2,46	2,28	3,07	19,21	2,86
NA10D	18,26	3,10	2,42	3,32	17,65	3,11
NA32D_I	17,10	2,86	1,82	7,64	14,61	3,73
NA25D	12,47	2,93	2,10	3,40	13,31	2,83
NA40D	11,25	4,53	5,63	3,11	12,15	3,75
NA38D_I	10,15	3,26	2,99	4,74	9,32	3,49
NA02	8,87	3,15	5,57	3,38	9,10	2,92
NA24D_I	8,16	1,15	0,48	8,64	4,05	3,55
NA03D	8,11	1,71	1,60	2,38	7,66	2,32
NA18D_I	7,93	1,94	1,98	5,47	5,82	2,50
NA23D	7,88	2,24	1,77	2,06	8,28	1,87
NA41D_I	6,90	2,12	5,79	1,83	6,12	1,73
NA34D_I	6,80	2,86	4,10	3,58	6,51	2,81
NA07	6,68	2,51	2,34	2,27	6,97	2,18
NA12	6,20	1,88	2,25	3,78	5,72	3,67
NA31D_I	5,90	1,59	3,70	1,64	6,64	4,02
NA01A	5,36	5,08	8,08	5,91	5,19	6,97
NA42D	5,14	2,47	5,06	3,79	5,20	2,87
NA37D	5,00	1,18	7,66	1,73	5,35	6,98
NA08D	4,97	2,31	2,77	1,93	5,07	1,96
NA44D	4,87	2,27	2,22	2,63	4,56	2,57
NA53D	4,58	10,02	1,51	7,42	3,93	2,09
NA46D	4,50	1,08	0,83	3,44	3,69	3,83
NA47D_I	4,47	1,26	1,28	0,88	5,30	1,39
NA09D_I	4,39	1,86	2,23	1,20	5,32	2,73
NA16D	4,32	1,09	0,93	2,72	3,83	3,22
NA39D_I	4,31	2,77	2,49	1,97	5,11	2,59
NA48D	3,93	2,30	1,22	3,39	3,75	2,75
RJS19	3,64	2,19	1,84	3,49	3,52	3,67
NA20D	3,34	1,18	1,43	1,18	3,51	1,09
NA45D	3,04	2,16	1,06	2,60	2,63	2,82
NA49D	2,99	1,98	1,00	2,81	2,06	1,59
NA36D	2,93	1,10	1,37	1,75	3,01	1,06
NA50D	2,78	0,82	0,47	1,15	2,40	1,18
NA35D	2,69	1,23	0,57	2,26	1,57	0,74
NA43D_I	2,17	2,09	1,57	1,92	2,53	1,96
NA33D_I	2,12	0,17	0,18	5,16	0,16	1,23
NA52D_I	1,78	2,32	0,89	0,97	2,74	1,15
NA06D	1,71	0,66	0,36	0,77	1,25	1,38
NA15D	1,53	1,14	0,69	1,05	1,19	0,59
NA21B	1,38	1,09	0,48	0,95	1,12	0,51
NA27D_I	1,08	0,80	0,43	2,07	0,87	0,75
NA26D_I	1,02	1,98	0,62	1,07	1,96	0,52
NA51D_I	0,85	1,23	0,50	1,32	1,21	0,70

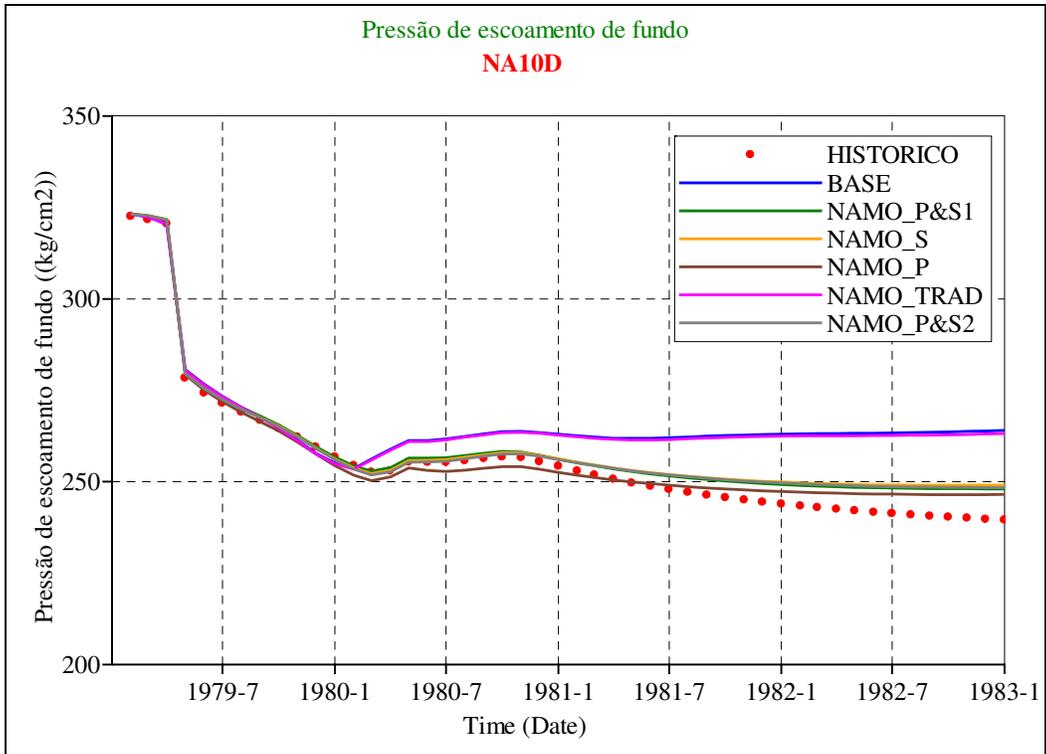


Figura 6.42: Ajuste da pressão de escoamento de fundo do poço NA10D.

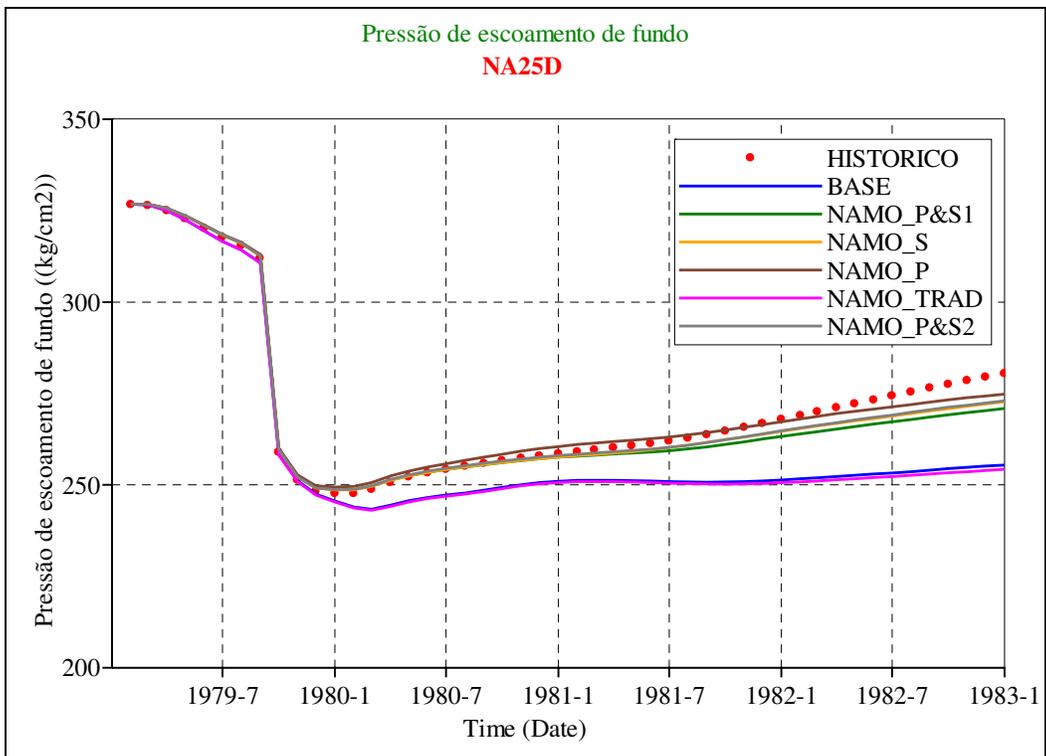


Figura 6.43: Ajuste da pressão de escoamento de fundo do poço NA25D.

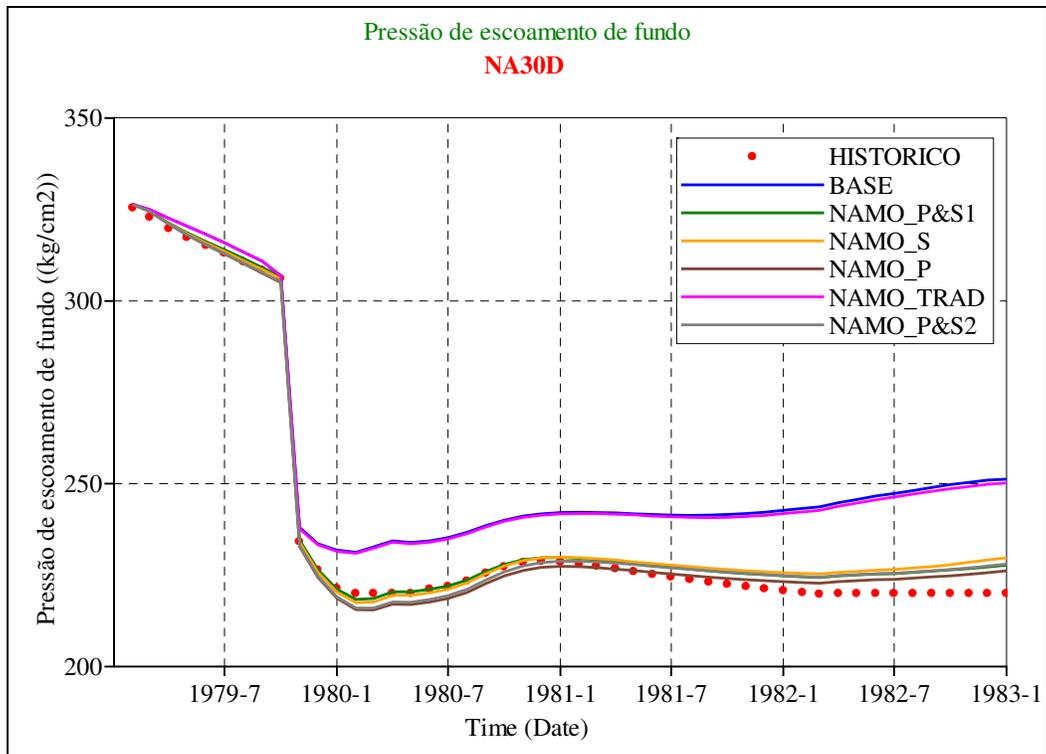


Figura 6.44: Ajuste da pressão de escoamento de fundo do poço NA30D.

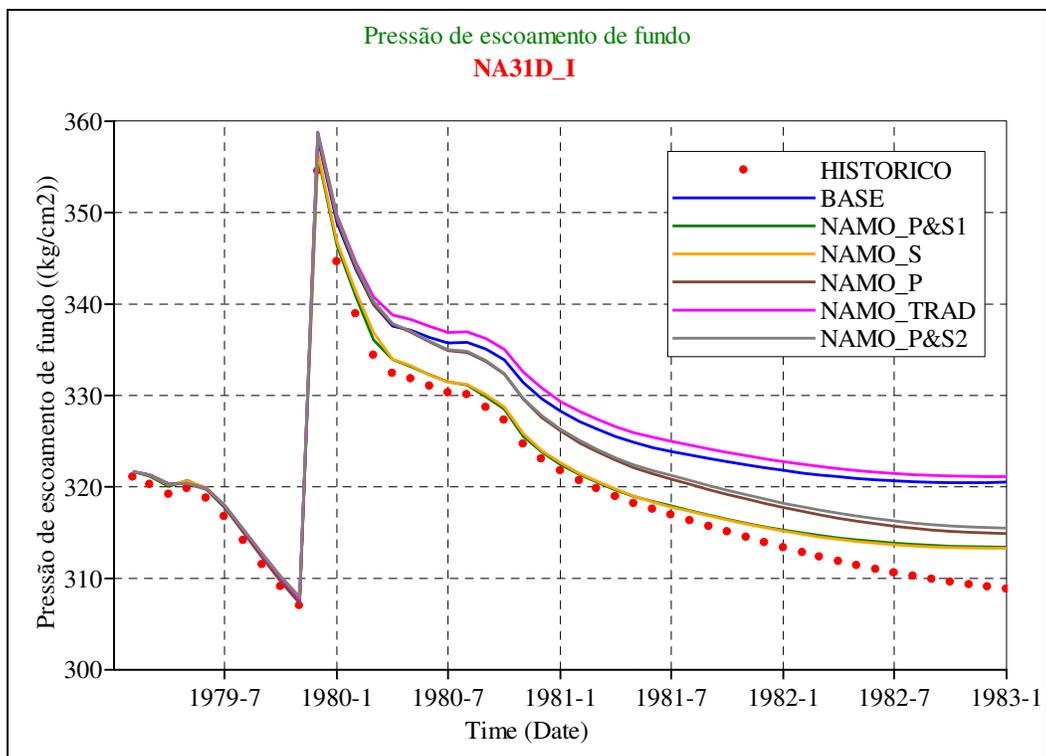


Figura 6.45: Ajuste da pressão de escoamento de fundo do poço NA31D_I.

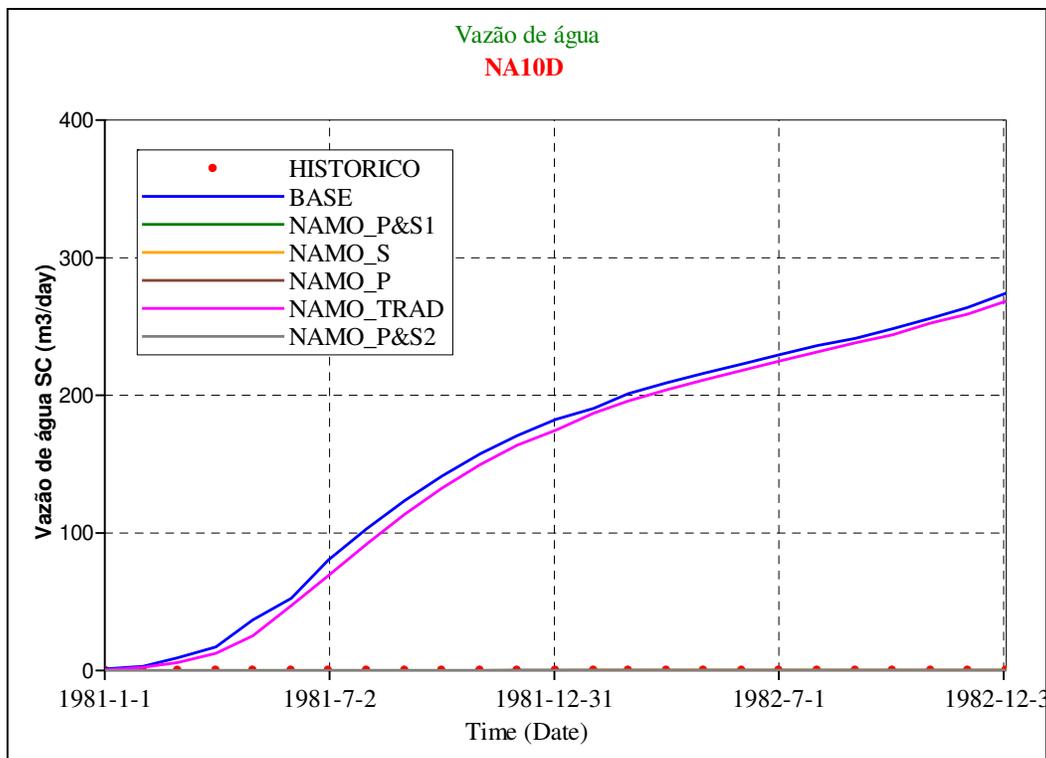


Figura 6.46: Ajuste da vazão de água do poço NA10D.

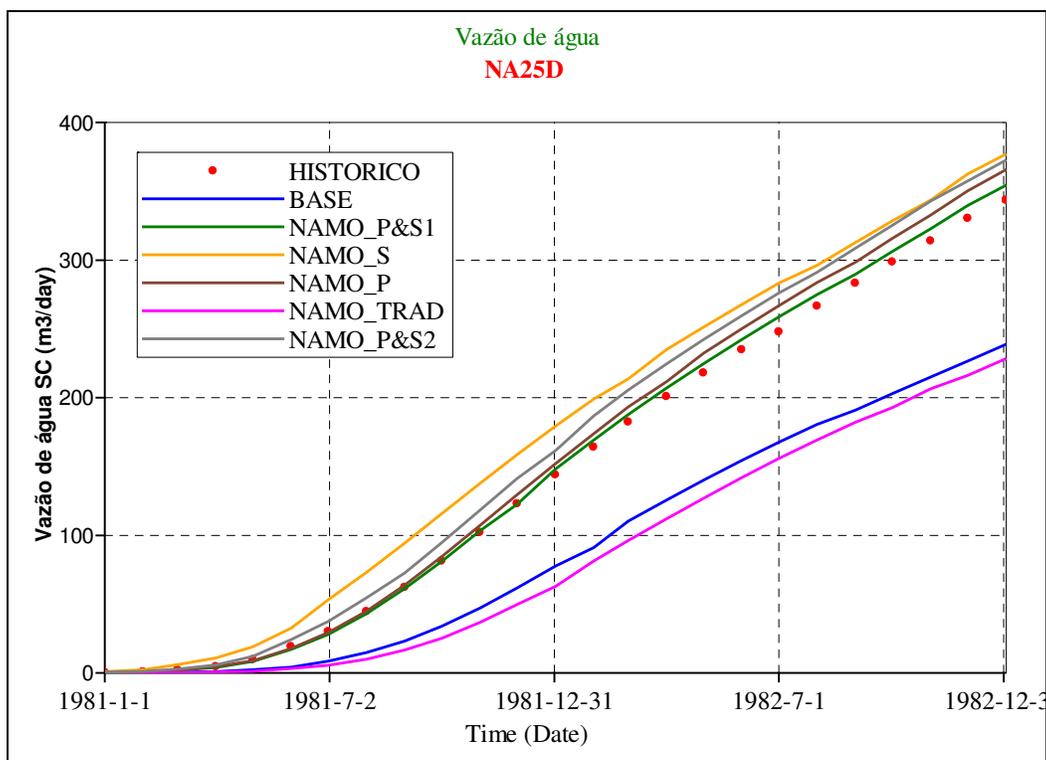


Figura 6.47: Ajuste da vazão de água do poço NA25D.

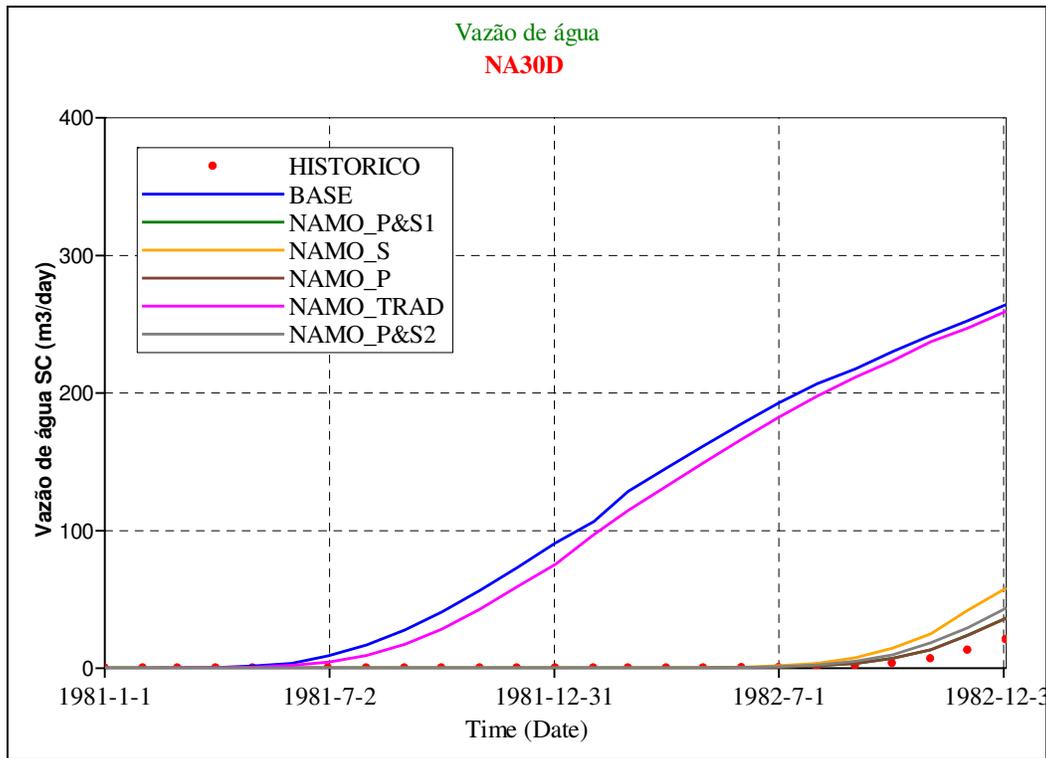


Figura 6.48: Ajuste da vazão de água do poço NA30D.

As Figuras 6.49, 6.50 e 6.51 mostram os ajustes de vazão de óleo, de água e a pressão estática no *datum* do campo. As diferenças entre os ajustes são mínimas, não sendo possível afirmar qual é o melhor e o pior ajuste a partir do ajuste do campo, embora existam diferenças poço a poço, conforme mostrado anteriormente. Este fato indica que o subcaso com piores ajustes de poços (NAMO_TRAD), o erro de um poço compensa com o erro do outro de modo que o erro global seja pequeno.

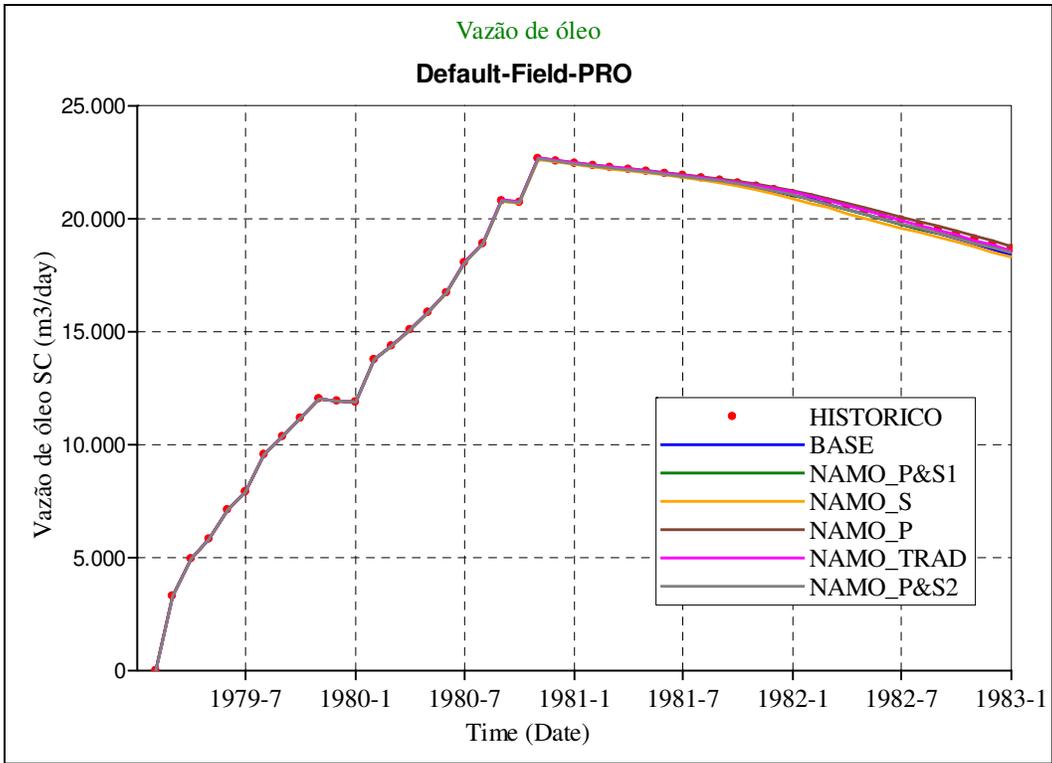


Figura 6.49: Ajuste da vazão de óleo do campo.

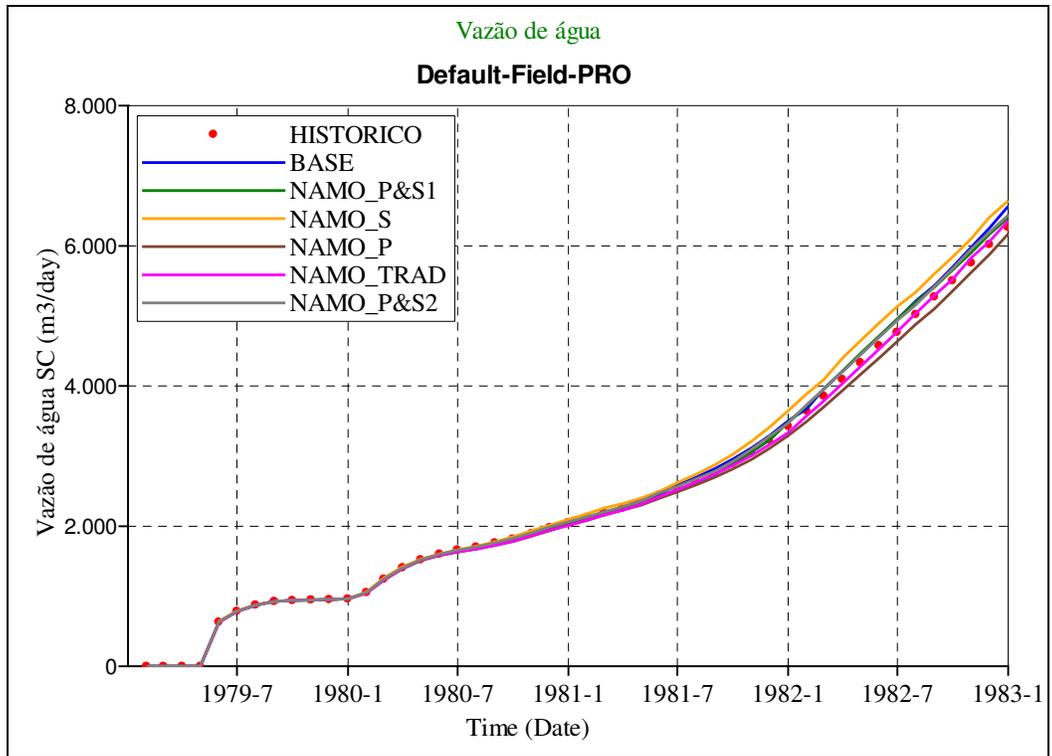


Figura 6.50: Ajuste da vazão de água do campo.

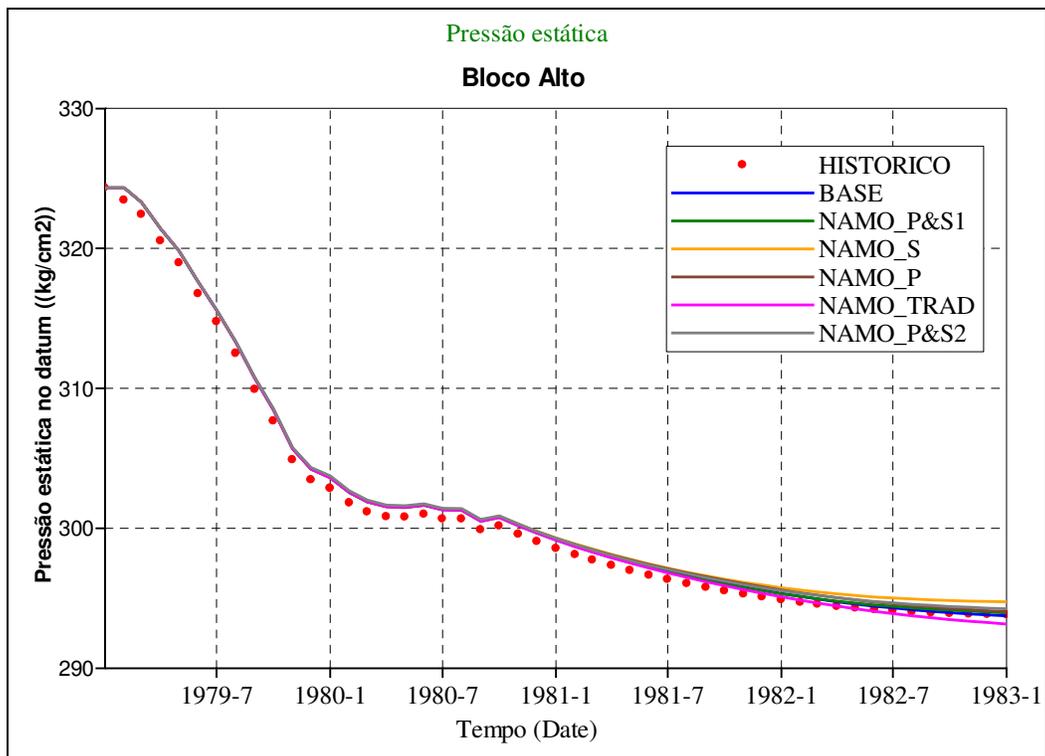


Figura 6.51: Ajuste da pressão estática no datum do campo.

6.2.6 Ajustes da impedância acústica

As Figuras 6.52, 6.53, 6.54, 6.55, 6.56 e 6.57 mostram os ajustes de histórico da diferença de impedância acústica ao final do quarto ano de produção dos subcasos Base, NAMO_P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&S2, respectivamente. Observa a melhoria dos ajustes em relação ao Base para maioria dos subcasos, exceto para o subcaso NAMO_TRAD. Conforme esperado o melhor ajuste ocorre para o subcaso NAMO_S porque a impedância acústica tem peso de 100% na função-objetivo.

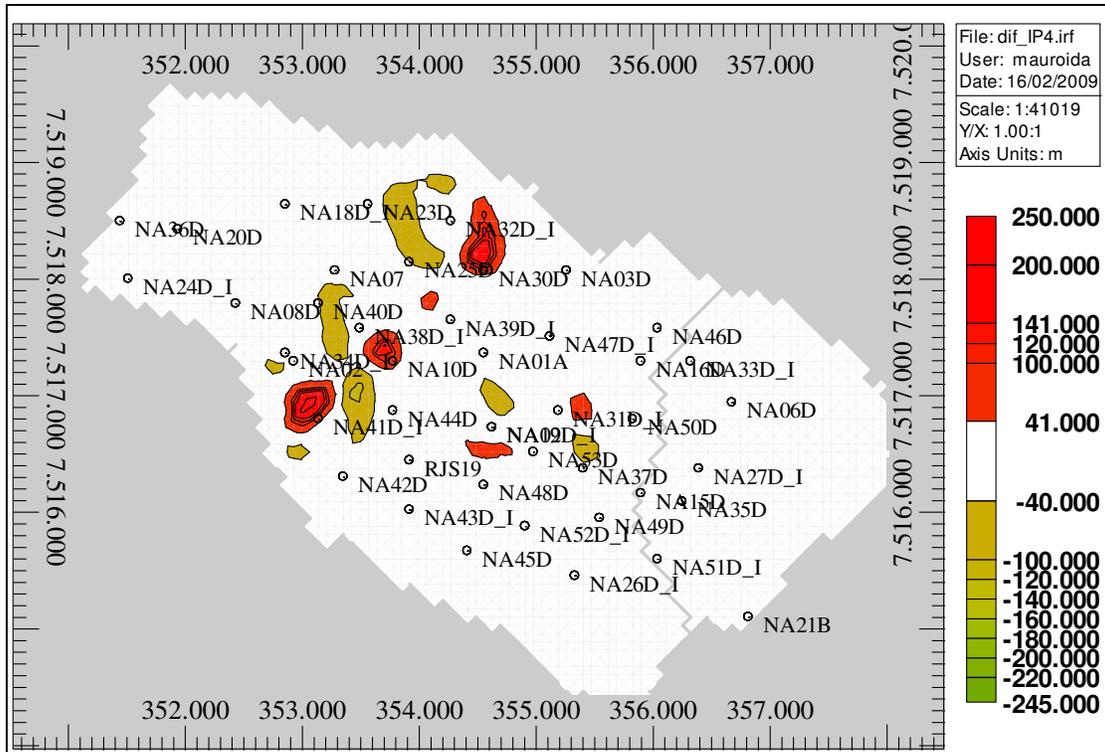


Figura 6.52: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso BASE.

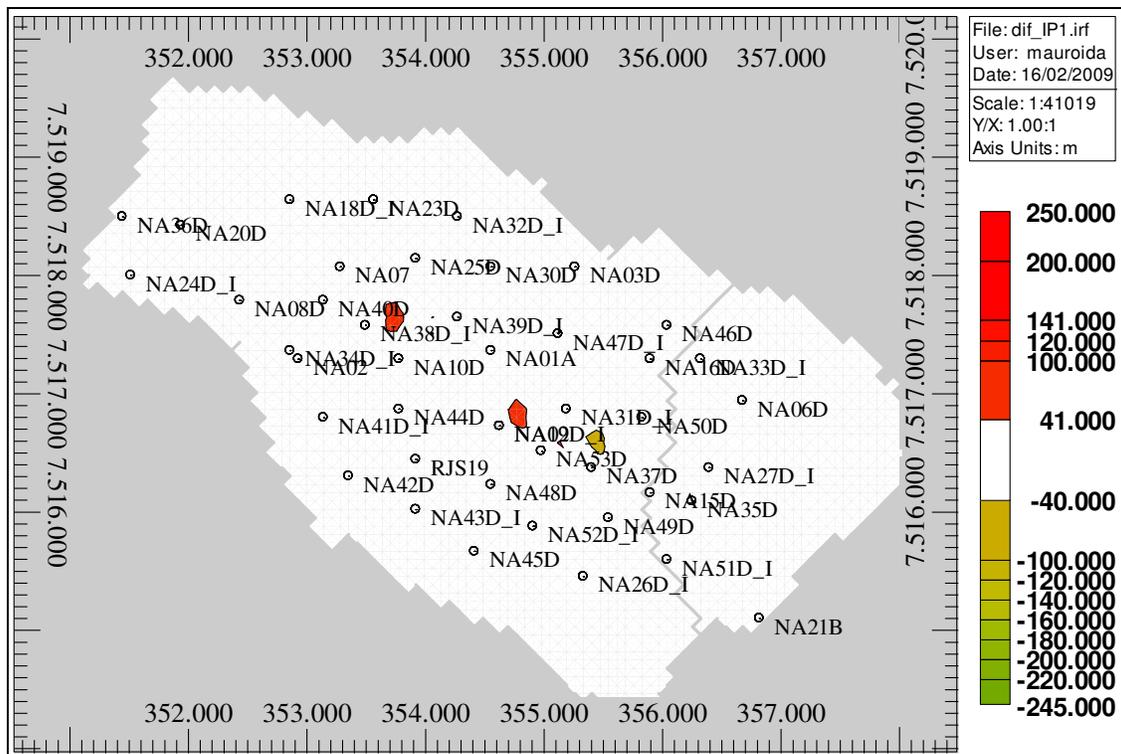


Figura 6.53: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso NAMO_P&S1.

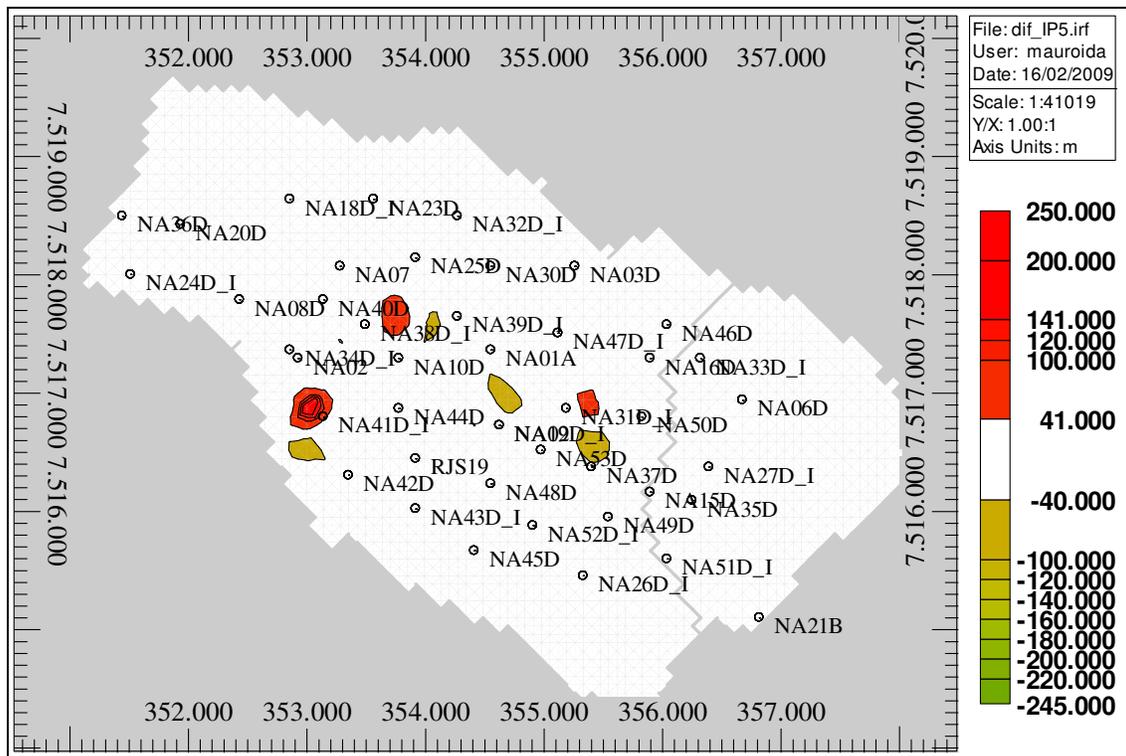


Figura 6.54: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso NAMO_P.

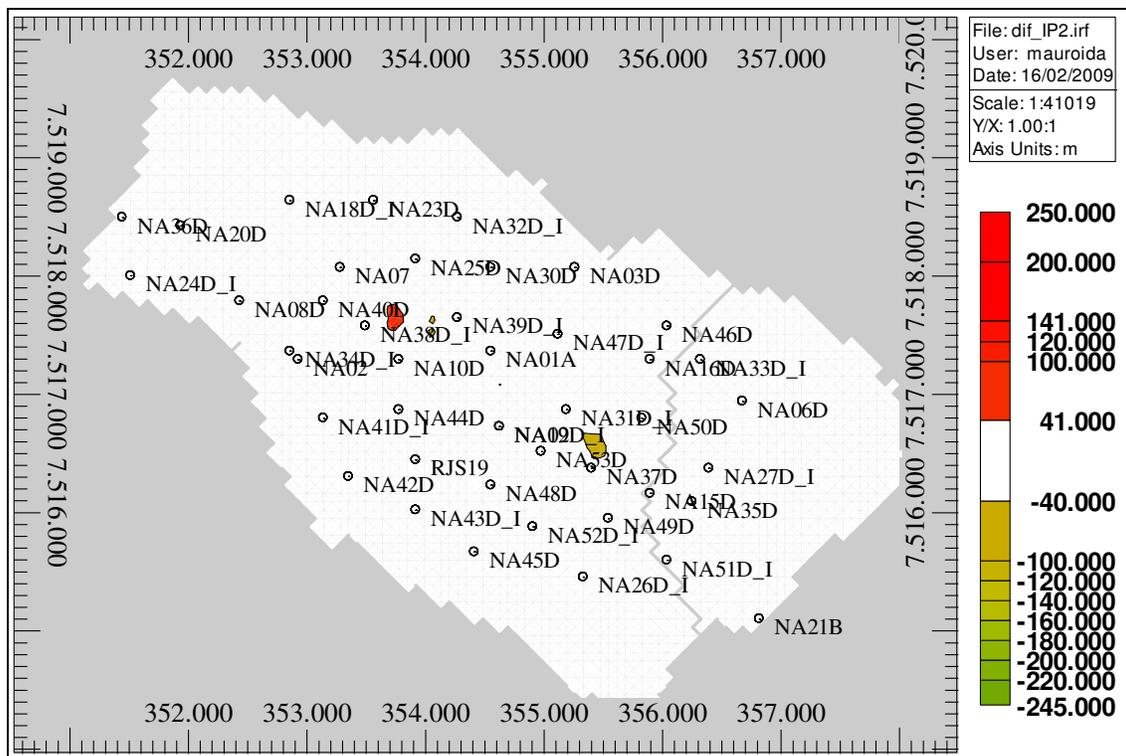


Figura 6.55: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso NAMO_S.

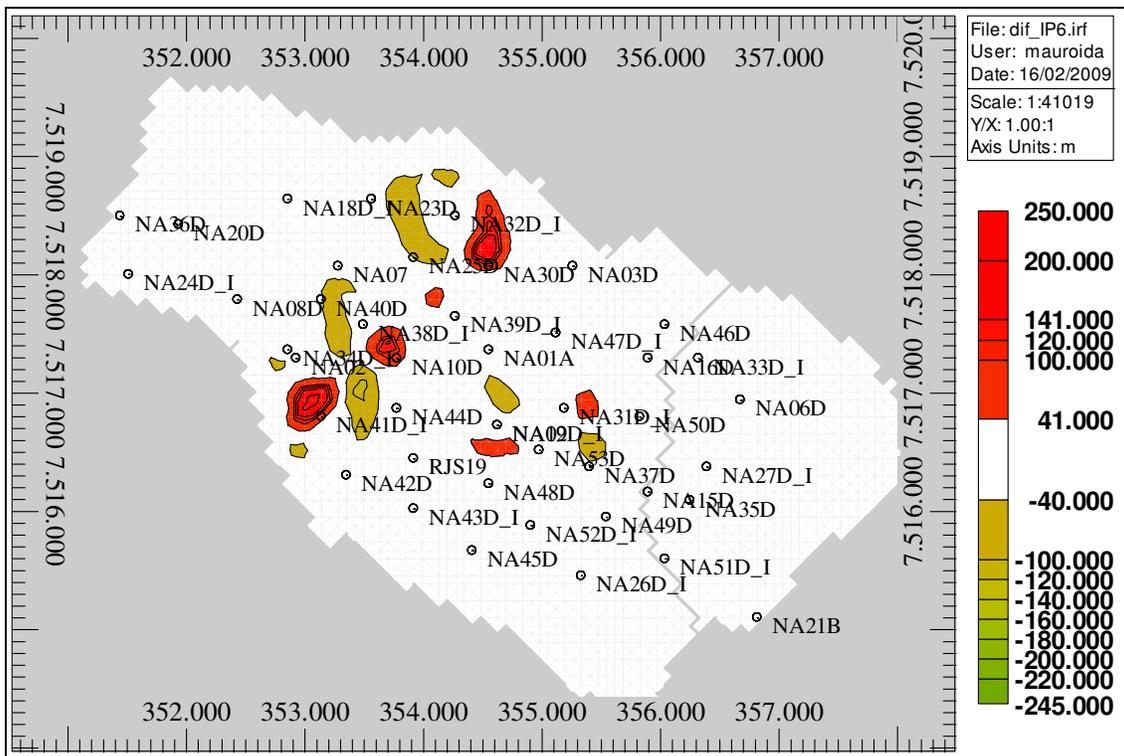


Figura 6.56: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso NAMO_TRAD.

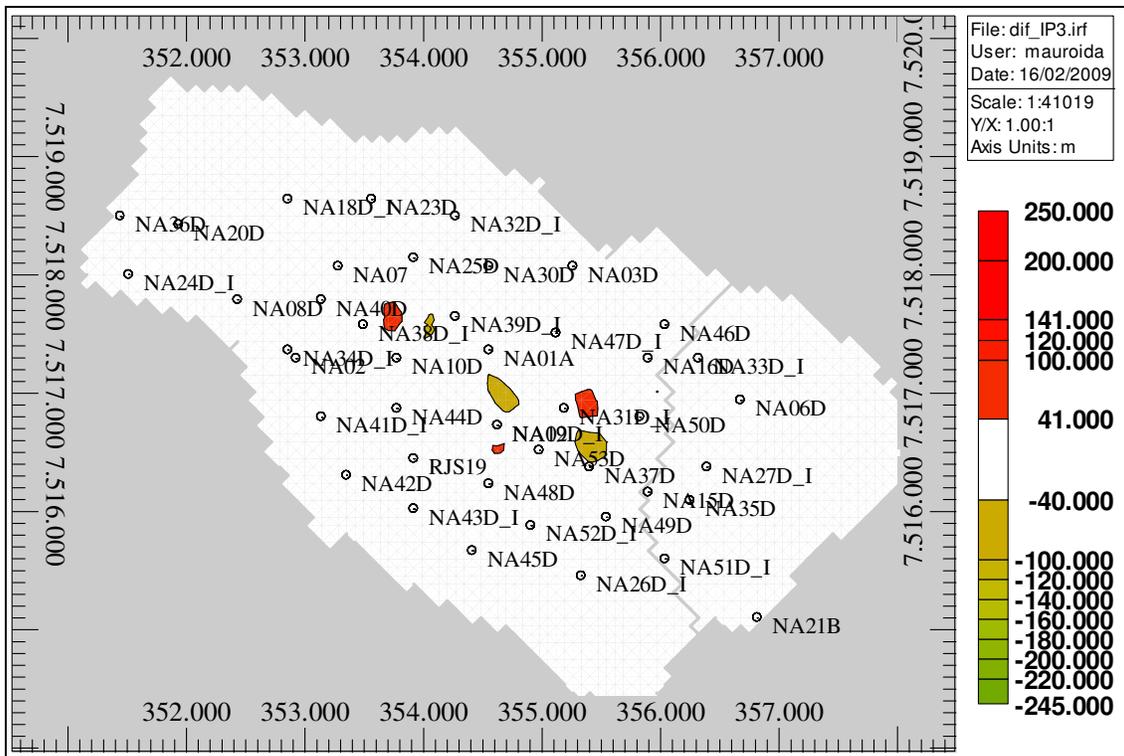


Figura 6.57: Mapa de diferença de impedância acústica no quarto de produção para o subcaso NAMO_P&S2.

6.2.7 Ajustes e extrapolações de poços

As Figuras 6.58, 6.59 e 6.60 mostram os ajustes de histórico e a extrapolação da vazão de óleo dos poços NA10D, NA25D e NA30D, respectivamente. Destaca-se em todos estes poços, o ganho proporcionado ao grupo de sub-casos que considera a sísmica 4D na parametrização.

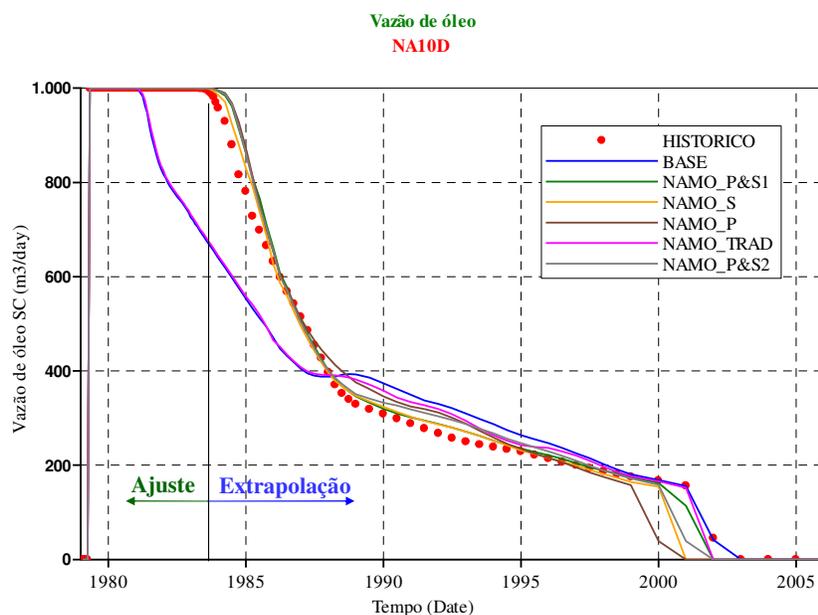


Figura 6.58: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do poço NA10D.

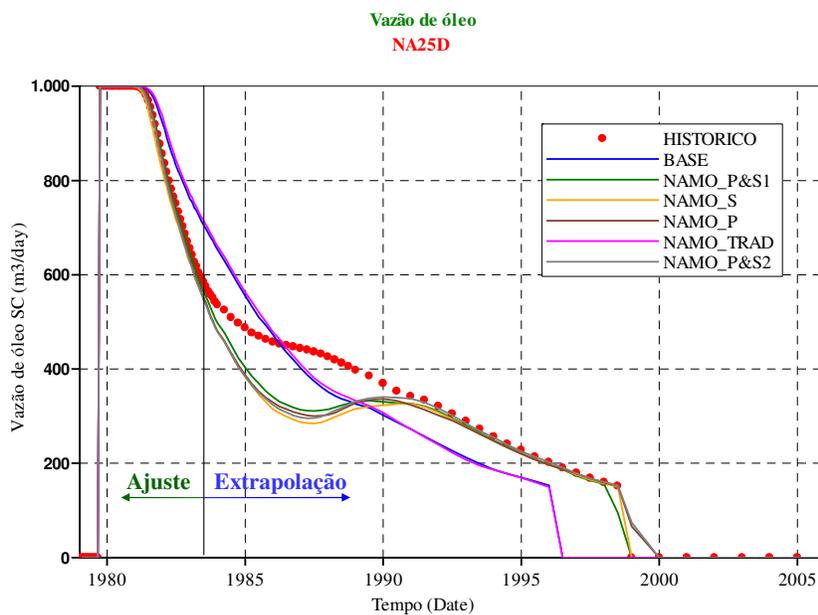


Figura 6.59: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do poço NA25D.

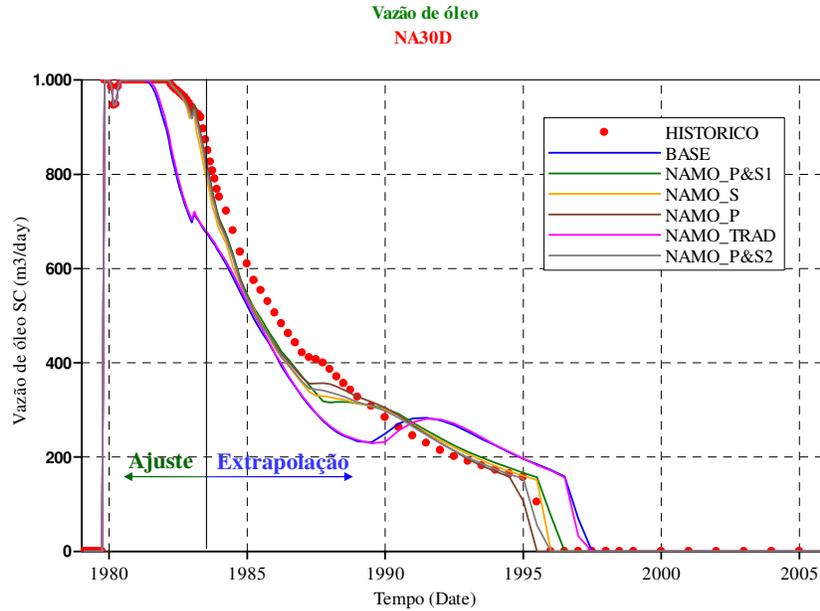


Figura 6.60: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo do poço NA30D.

As Figuras 6.61, 6.62 e 6.63 mostram os ajustes de histórico e a extrapolação da vazão de água dos poços NA10D, NA25D e NA30D, respectivamente. Novamente, observa-se em todos estes poços, o ganho proporcionado ao grupo de sub-casos que considera a sísmica 4D na parametrização.

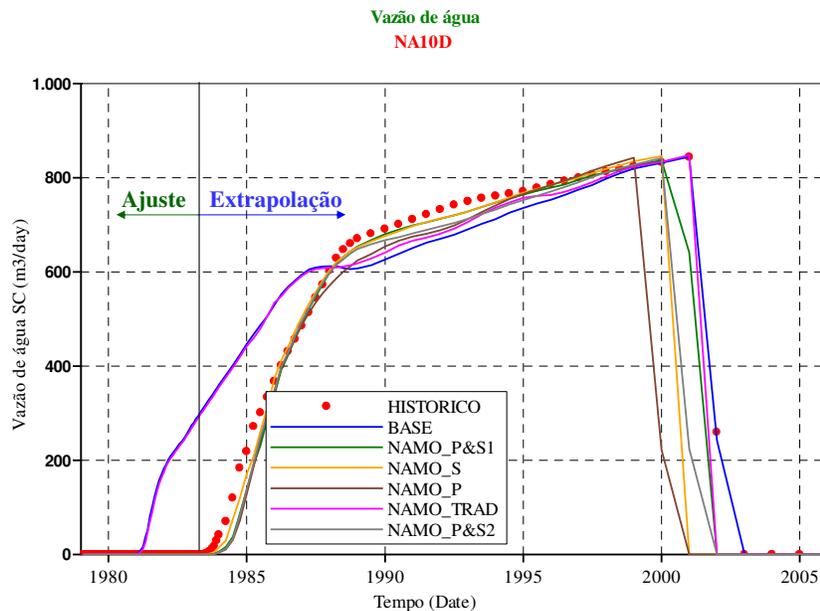


Figura 6.61: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do poço NA10D.

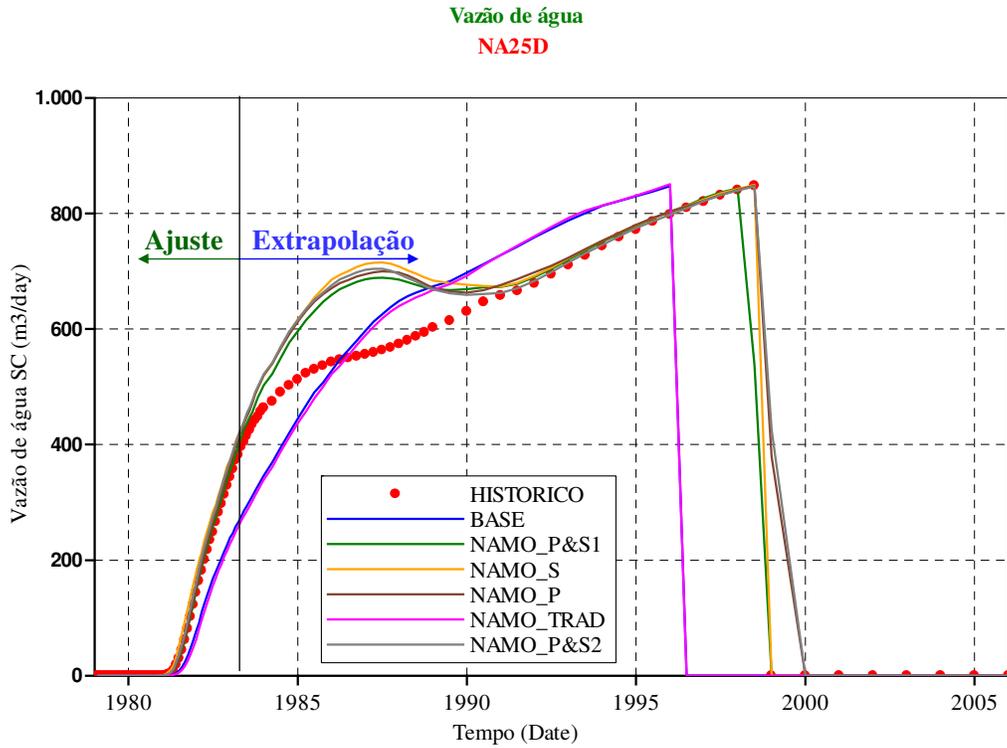


Figura 6.62: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do poço NA25D.

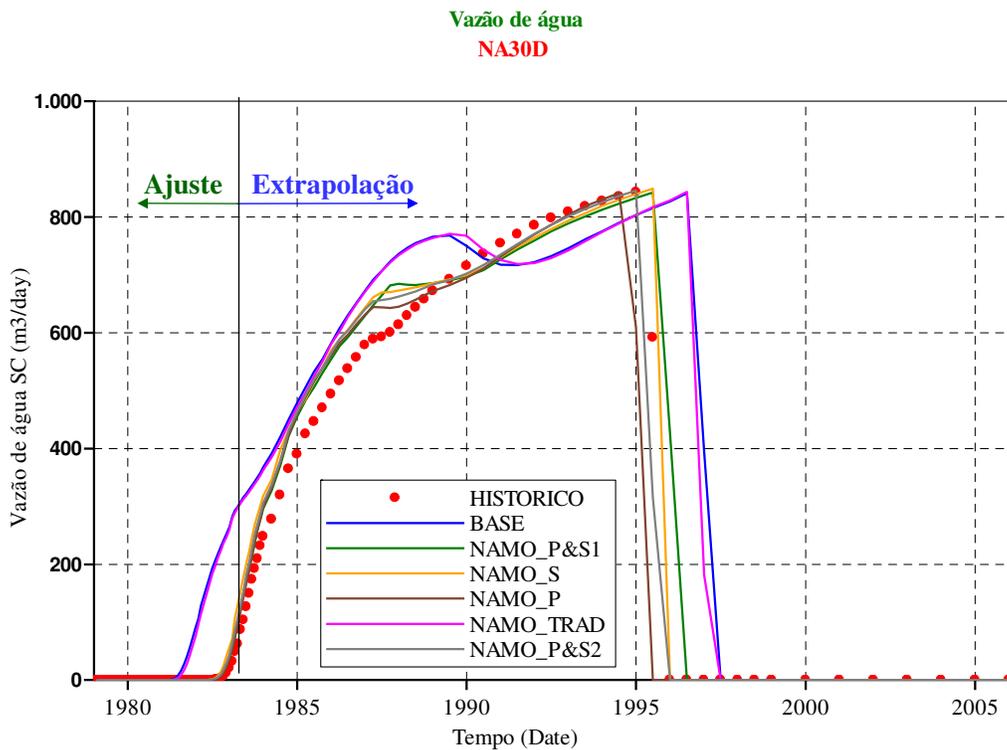


Figura 6.63: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água do poço NA30D.

As Figuras 6.64, 6.65, 6.66 e 6.67 mostram os ajustes de histórico e a extrapolação da pressão de escoamento de fundo dos poços NA10D, NA25D, NA30D e NA31D_I, respectivamente. Aqui também se observa em todos estes poços, o ganho proporcionado ao grupo de sub-casos que considera a sísmica 4D na parametrização.

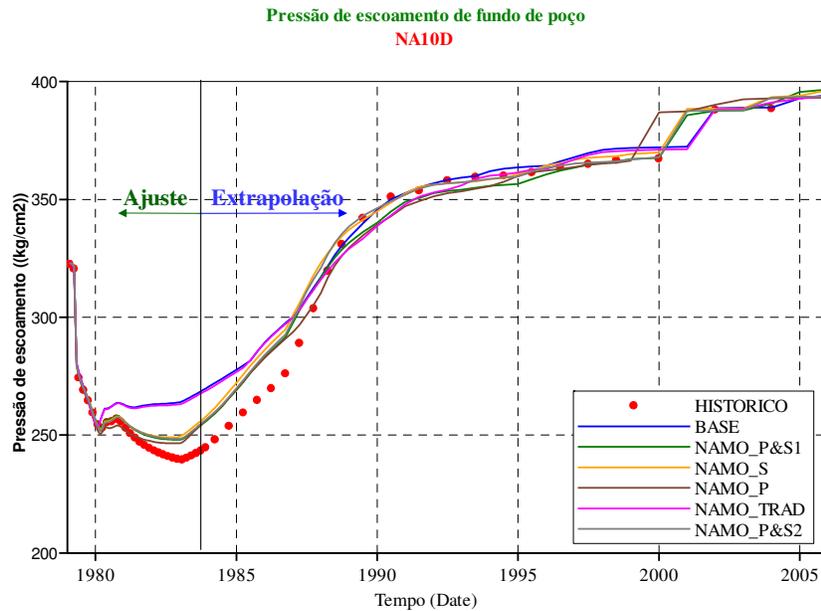


Figura 6.64: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do NA10D.

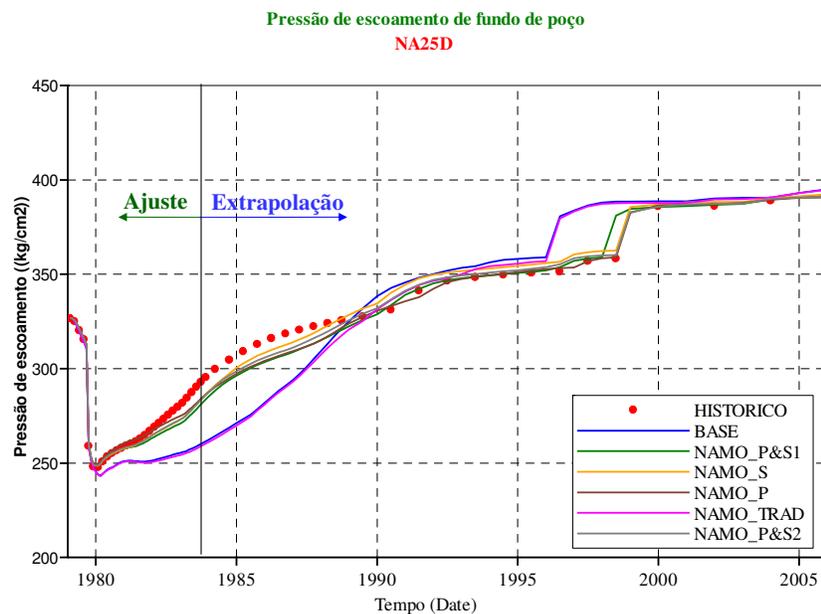


Figura 6.65: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do NA25D.

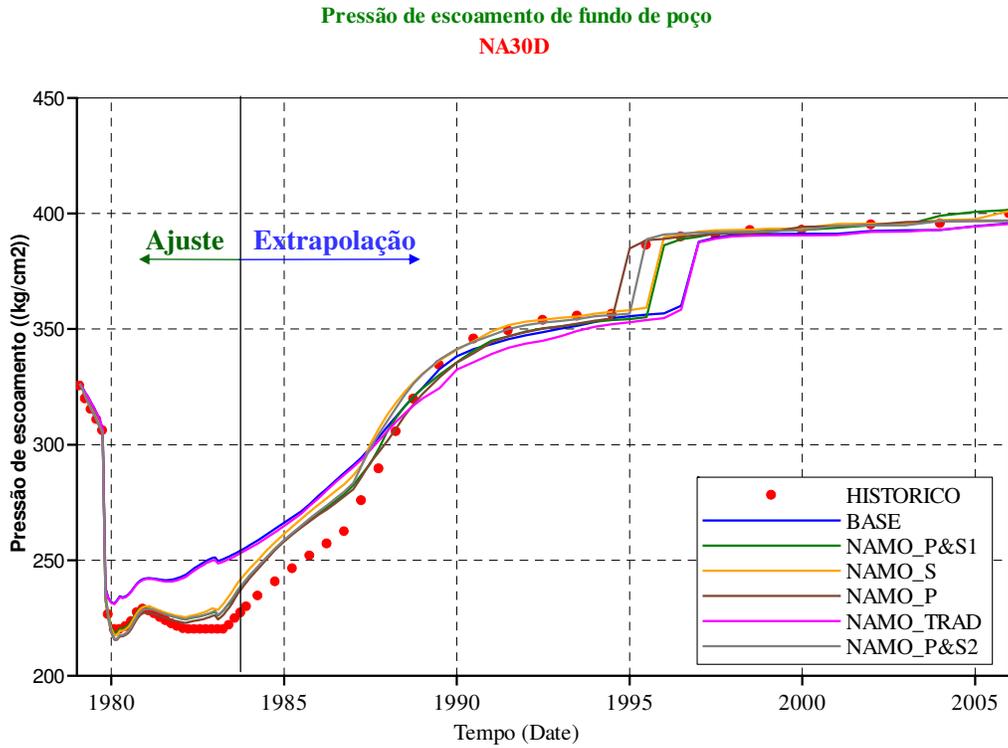


Figura 6.66: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do NA30D.

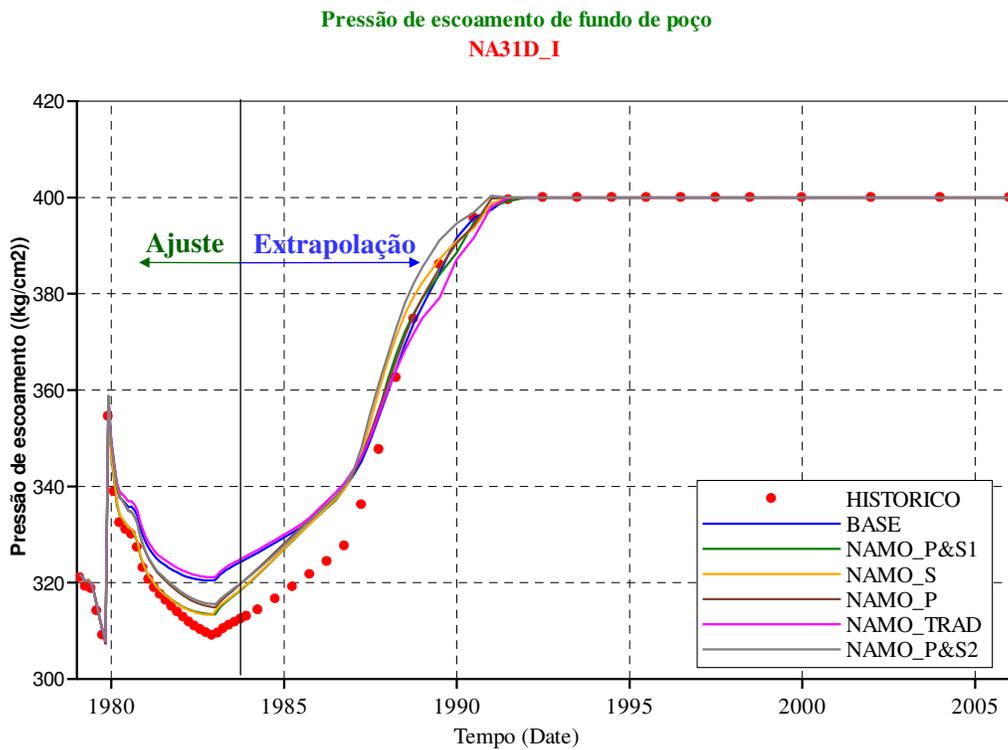


Figura 6.67: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão de escoamento de fundo de poço do NA31D_I.

6.2.8 Ajustes e extrapolações do campo

As Figuras 6.68, 6.69 e 6.70 apresentam, respectivamente, as extrapolações da produção de óleo, de água e da pressão estática no *datum* do campo dos subcasos Histórico, Base, NAMO_P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&S2. Novamente, assim como ocorreu no ajuste de histórico, as extrapolações são muito similares, não permitindo afirmar a melhor extrapolação. Este fato ocorre porque o erro de um poço compensa com o erro de outro, de maneira que, na soma dos poços o erro total praticamente se anula.

Pode-se afirmar então que para previsão de produção do campo, todos os ajustes podem ser considerados válidos; entretanto, o gerenciamento do campo através de intervenções corretivas nos poços existentes e planejamento de poços adicionais teriam resultados melhores considerando a sísmica 4D, visto que o ajuste de poços e de localização de frentes de saturação ficaram bem melhores.

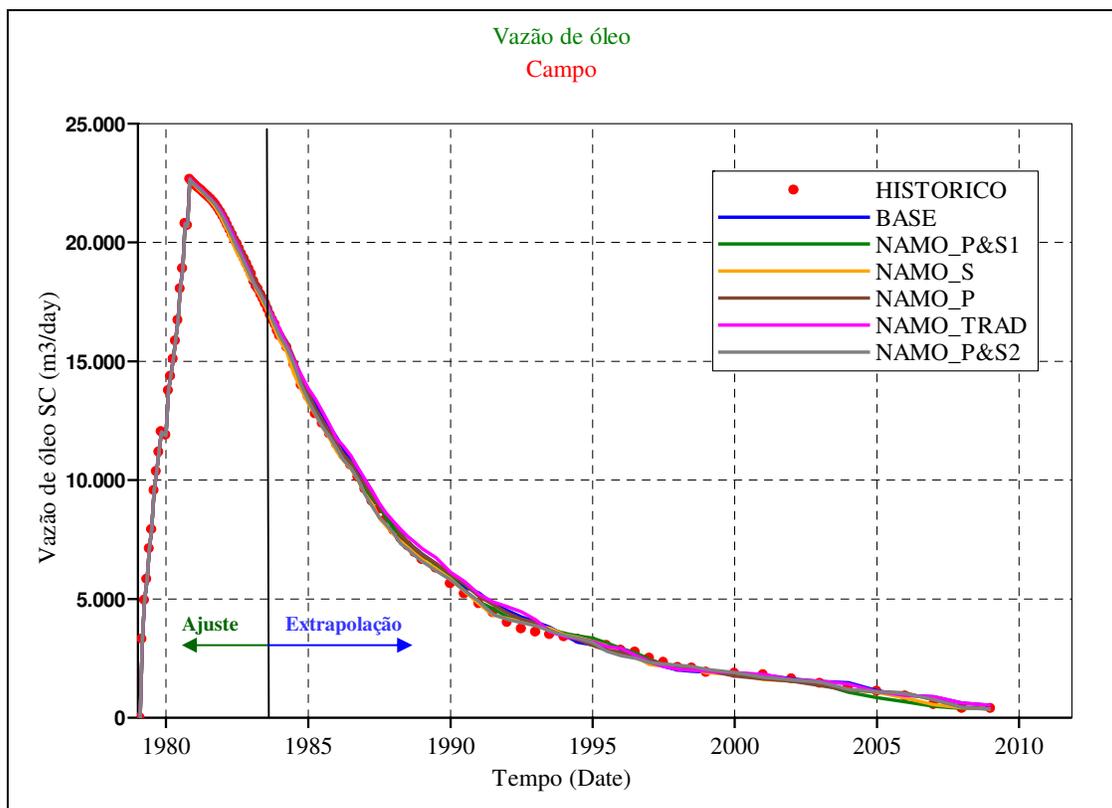


Figura 6.68: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de óleo dos subcasos Histórico, Base, NAMO_P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&2.

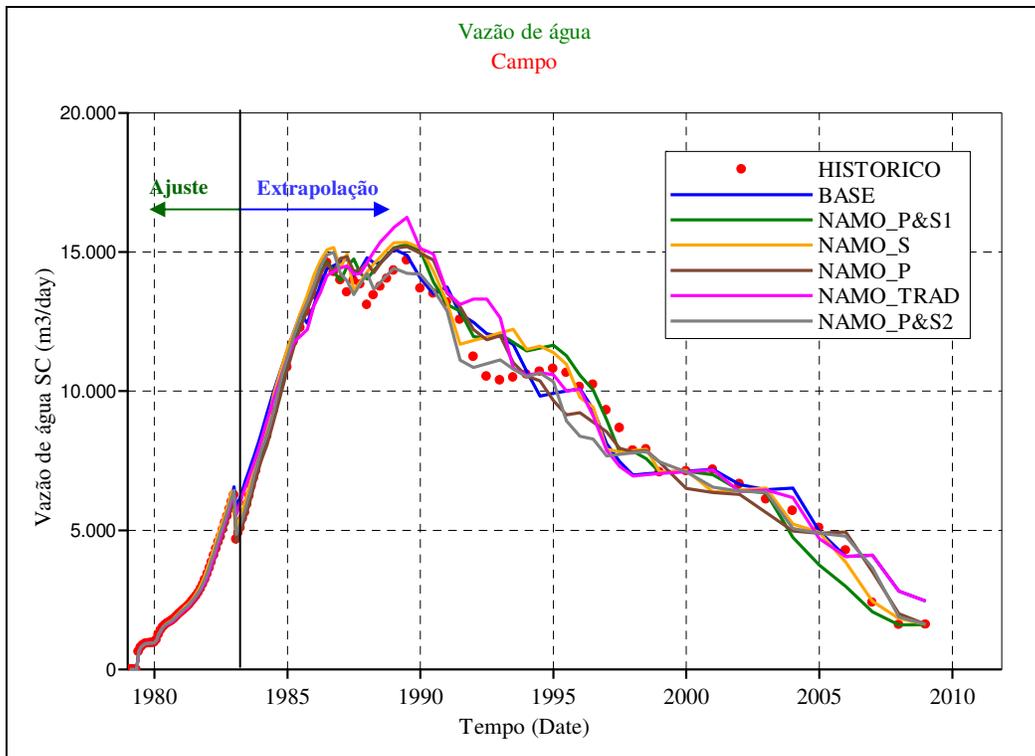


Figura 6.69: Ajuste de histórico e extrapolação da vazão de água dos subcasos Histórico, Base, NAMO-P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&2.

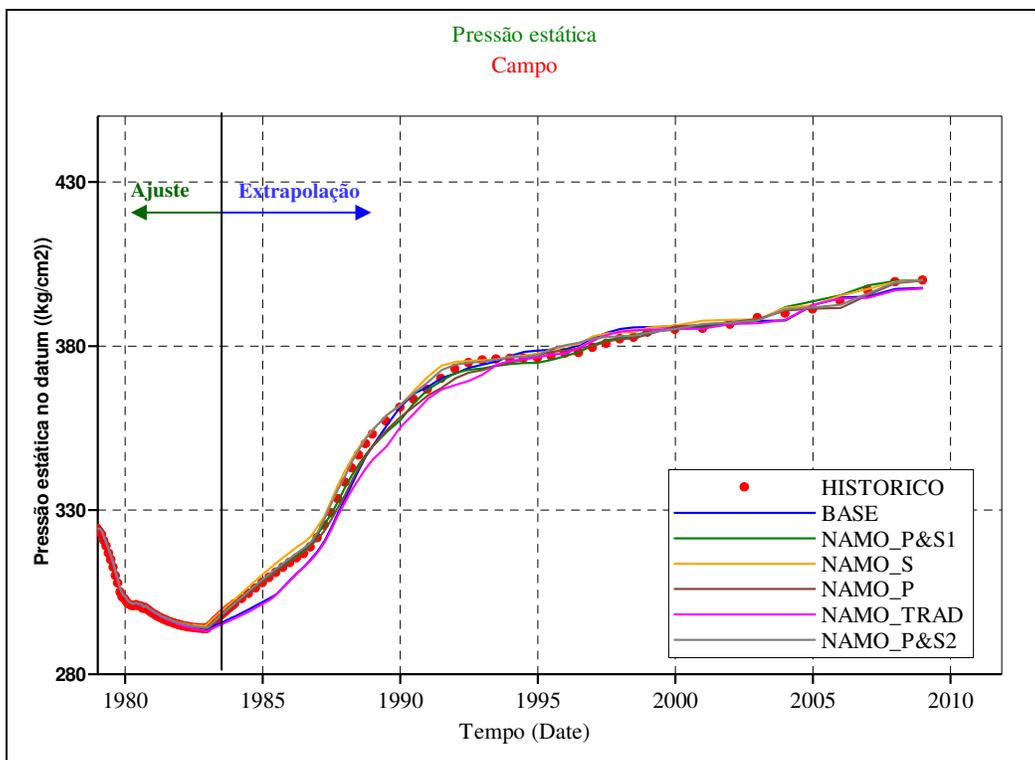


Figura 6.70: Ajuste de histórico e extrapolação da pressão estática dos subcasos Histórico, Base, NAMO_P&S1, NAMO_P, NAMO_S, NAMO_TRAD e NAMO_P&2.

Capítulo 7 - Conclusões e Recomendações

7.1 Conclusões gerais

A metodologia proposta de ajuste de histórico com uso simultâneo de dados de produção, pressão e sísmica 4D, mostrou-se robusta na identificação manual das anomalias e no posicionamento automático das falhas e do canal de alta permeabilidade tanto para um caso sintético, como também para um caso mais complexo de uma aplicação em um reservatório real modificado.

É extremamente importante o ajuste da impedância acústica calculada antes do início da produção e injeção, a partir dos dados do simulador de escoamento com a impedância acústica obtida da inversão da sísmica para que quaisquer estudos posteriores possam ser conclusivos.

A parametrização do ajuste, aplicado nos tempos iniciais de produção e injeção com mapas de diferenças de impedância acústica, mostra-se útil na associação da geometria da anomalia de impedância acústica às heterogeneidades que resultam na identificação das variáveis incertas e na redução dos níveis dos atributos incertos.

A análise simples da variação de impedância acústica observada pode levar a grandes erros na parametrização do ajuste em face da não consideração da inter-relação dos fenômenos físicos que regem o escoamento no reservatório.

O ajuste de histórico que utiliza simultaneamente as informações da sísmica 4D e dos dados de produção e pressão apresentou melhores resultados em termos de função-objetivo e de tempo de convergência quando comparados aos ajustes que utiliza apenas um tipo de informação.

A sísmica 4D com apenas uma aquisição após o início da produção contribui significativamente para melhorar o ajuste de histórico, porém não é suficiente para posicionar precisamente canais de alta permeabilidade. Esta dificuldade pode ser reduzida com múltiplas aquisições sísmicas.

A partir da análise de sensibilidade foi possível verificar que existem atributos incertos do modelo petro-elástico, como a massa específica dos minerais, os coeficientes angulares e lineares do K_{rocha} e G_{rocha} , que impactam fortemente o ajuste de histórico da mesma forma que os atributos incertos do modelo de simulação de escoamento.

O algoritmo genético apresentou bom desempenho na busca da solução do problema, sendo adequado para este tipo de problema em que o espaço-solução tende a ser altamente não linear. Um inconveniente observado nos testes realizados foi a necessidade de calibração dos parâmetros de controle do algoritmo.

7.2 Conclusões específicas

Para o Modelo sintético (Caso A), os pesos utilizados no ajuste de histórico resultaram na ênfase do acerto na vazão de água em detrimento da pressão de escoamento.

Para as características do Reservatório Namorado a porosidade tem alto peso no processo no cálculo da IA, daí a necessidade de ajustá-la na etapa inicial.

Para o Reservatório Namorado, observa-se que os ajustes de histórico e as extrapolações das variáveis do campo dos sub-casos que não utilizam a sísmica na parametrização estejam satisfatórias, apesar da deficiência do ajuste de histórico e da extrapolação da maioria dos poços. Isto significa que o erro para mais de um poço é compensado com o erro para menos de outro poço.

A parametrização através do método quantitativo fica bastante prejudicada no caso em que exista um grande período de ajuste de histórico deficiente porque a presença de anomalia é constatada em local muito distante da heterogeneidade dificultando a sua interpretação.

Existem casos em que a correção da estratégia de drenagem, devido à identificação de barreira redutora de transmissibilidade, somente apresenta economicidade quando detectada nos tempos iniciais de produção e injeção, conforme pode ser visto no anexo.

7.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

- Na metodologia proposta a parametrização é realizada apenas uma vez no início do processo, portanto, o ideal é realizar novas parametrizações entre cada iteração da otimização;
- Neste trabalho considera apenas uma aquisição sísmica 4D, contudo, a tendência mundial é realizar várias aquisições sísmicas, por isso, torna-se necessário desenvolver uma metodologia que incorpore múltiplas sísmicas na função-objetivo;
- Comprovar que a associação da metodologia proposta com a técnica de interpretação de teste de formação permitem caracterizar o reservatório com maior exatidão no sentido de identificar os principais controladores de escoamento de reservatórios.

Referências Bibliográficas

Araque, V. M. S., *Paralelização de ajuste de históricos de produção em rede de estações usando PVM*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1995. 58 p. Dissertação (Mestrado).

Bampi D., *A Sísmica 4D na Modelagem de Fluxo de um Reservatório de Hidrocarbonetos* – Seminário interno da Petrobras - SRR2007;

Carballo, A. G *et al.* *4D monitoring in Angola and its impact on reservoir understanding and economics*. The Leading Edge, 2006.

Castro, S. A. *A probabilistic approach to jointly integrate 3d/4d seismic, production data and geological information for building reservoir models*. Stanford University, 2007. 283 p. Dissertação (doutorado).

Computer Modelling Group: “*IMEX® User’s Manual*”, Calgary, Alberta Canada, Outubro 2007.

Cuervo, C. H. V., *Otimização do cálculo de parâmetros no processo de ajuste de históricos de produção usando PVM*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 62 p. Dissertação (Mestrado).

Emerick, A.A.; Rodrigues, J.R.P e Moraes, R.J. *Calculating Seismic Attributes Within a Reservoir Flow Simulator*, SPE 107001. 2007 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 15–18 Abril 2007.

GeoQuest, Schlumberger, “*ECLIPSE Reference Manual*”, 2006A.

Greaves, R. J. e Fulp, T. J., *Three-dimensional seismic monitoring of an enhanced oil recovery process*: Geophysics, 52, p.1175-1187, 1987.

Greg, W. G. *Three case studies of progress in quantitative seismic-engineering integration. The Leading Edge*, 2006.

Gross, H. *History matching production data using streamlines and geostatistics*. Stanford University, 2006. 258 p. Dissertação (doutorado).

Hayashi, S. H. D., *Valor da Flexibilização e Informação em Desenvolvimento de Campo por Módulos*. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, Brasil, 138 pp, 2006.

Janssen, A. et al. *Simulation-driven seismic modeling applied to the design of a reservoir surveillance system for Ekofisk Field*. The Leading Edge, Stavanger, Noruega, Setembro 2006.

Krets, V.; Rodrigues, Vallèz B. e Sonneland, L.. *Fluid Front History Matching Using 4D Seismic and Streamline Simulation*, SPE 90136. 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 26–29 Setembro 2004.

Leitão, H. C., *Ajuste de histórico automatizado através de otimização multivariada e paralelização externa*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 146 p. Dissertação (Mestrado).

Lumley, D. E., Strandenes, S., Dvorkin, J. e Packwood, J., *Seismic Monitoring of Oil Production: A Feasibility Study*, SEG Conference, Los Angeles, EUA, 1994.

Lumley, D. E., Strandenes, Behrens R.A., *Practical Issues of 4D Seismic Reservoir Monitoring: What an Engineer Needs to Know*, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, pp 528-538, 1998.

Lygren, M. *et al.*, *History Matching Using 4D Seismic and Pressure Data on the Norne Field*, EAGE 67th Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 13–16 Junho 2005.

Machado, A. A. V., *Análise de sensibilidade aplicada a ajuste de histórico de produção usando o PVM*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 71 p. Dissertação (Mestrado).

Maschio, C. e Schiozer, D. J. *Integration of Streamline Simulation and Automatic History Matching*. SPE89850, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, 26–29 Setembro 2004.

Maschio, C. e Schiozer, D. J. *Assisted History Matching Using Streamline Simulation*. In: Petroleum Science and Technology, pp. 761-774, nros. 7-8, vol. 23, Junho, 2005.

Maschio, C., Vidal, A. C. e Schiozer, D. J.: *A framework to integrate history matching and geostatistical modeling using genetic algorithm and direct search methods*. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 63, nos. 1-4, pp. 34-42, Dezembro, 2008.

Manual Técnico do Módulo de Incertezas e Análise de Risco (MAI), Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

Mavko, G., Mukerji, T. e Dvorkin, Jack, 2005, *The Rock Physics Handbook – Tools for Seismic Analysis in Porous Media*, Cambridge University Press, 1998.

Mendes, J. R. P., Apresentação em PDF. Notas de aula. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2008.

Nur, A. *Four-dimensional seismology and (true) direct detection of hydrocarbons: The petrophysical basis*. The Leading Edge of exploration, pp 30-36, Setembro 1989.

Pullin, et al., *3-D seismic imaging of heat zones at an Athabasca tar sands thermal pilot: 57th Annual Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts*, 391-394, 1987

Riley, W. F., Sturges, L. D. e Morris, D. H. *Mecânica dos Materiais*, Iowa State University, 1999.

Risso, V. F., *Ajuste de Histórico Utilizando Planejamento Estatístico e Combinação de Dados de Produção, Pressão e Mapas de Saturação*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 290 p. (Tese de Doutorado).

Romeu, R. K. et al. *Cálculo de propriedades equivalentes para transferência de escala (Programa Upa)*. Rio de Janeiro, Petrobras/Cenpes/Diger, Nov. 1997.

Santos, J. P. M., *Determinação de Metodologia de Ajuste Automatizado de Histórico*. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas, Brasil, 116 pp, 2000.

Staples, R.; Stevens, T.; Leoutre, E.; Jolley S.; Marshall, J. *4d seismic history matching – the reality*. EAGE 67th Conference & Exhibition — Madrid, Espanha, 13 - 16 Junho 2005.

Timoshenko, S. P. *Resistência dos Materiais*, Universidade de Stanford, 1974.

Walker et al., *Three case studies of progress in quantitative seismic-engineering integration*. The Leading Edge, pp. 1161-1166, 2006.

WIKIPEDIA: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Wikip%C3%A9dia> – Acesso em 10 abril 2008.

ANEXOS

Anexo 1: Efeitos das heterogeneidades na impedância acústica

As impedâncias calculadas são aquelas provenientes dos cálculos realizados a partir dos resultados de uma simulação do Modelo Base no qual não estão representadas as heterogeneidades. As impedâncias acústicas observadas ou medidas para um caso real são aquelas obtidas a partir da inversão sísmica 4D, entretanto por não dispormos desta informação, foram substituídas neste trabalho pelas impedâncias acústicas calculadas a partir do Modelo Histórico no qual estão incorporadas as heterogeneidades.

Outro conceito também muito utilizado neste trabalho é a variação da impedância acústica observada que é a impedância acústica observada no tempo da aquisição sísmica menos a impedância acústica observada no tempo inicial (antes da produção e injeção).

Neste mesmo raciocínio, a variação da impedância acústica calculada é a impedância acústica calculada no mesmo tempo da aquisição sísmica menos a impedância acústica calculada no tempo inicial ou no tempo zero (antes da produção e injeção).

As variações das impedâncias acústicas observadas e calculadas podem resultar em mapas diferentes, pelo fato de que as heterogeneidades reais nem sempre são incorporadas fielmente ao simulador de escoamento. Estas heterogeneidades alteram as linhas de corrente e conseqüentemente levam a uma distribuição de pressão e saturação distintas das calculadas.

Finalmente, o último conceito é a diferença entre a variação da IA calculada e a variação da IA observada, doravante também denominada de diferença de impedância acústica.

Portanto, ao se analisar os mapas das diferenças de impedância pode-se ter uma idéia do tipo de heterogeneidade envolvida. Para atingir estes objetivos, torna-se necessário o estudo dos efeitos das heterogeneidades na impedância acústica (IA) que tem grande influência na compreensão dos fundamentos para a parametrização do ajuste de histórico. Estes efeitos podem ser analisados de duas formas: a partir da variação da IA observada (também chamada de método qualitativo) ou através da diferença entre a variação da IA observada e a variação da IA calculada (método quantitativo). Além disso, neste último os valores da diferença são incorporados na função-objetivo.

O motivo de se utilizar a diferença entre a variação da IA observada e a variação da IA calculada, ao invés de, simplesmente a diferença entre a IA observada e a IA calculada se deve ao fato de que, nem sempre a IA observada e a IA calculada no tempo inicial (antes da produção e injeção) são iguais.

Cada forma tem os seus propósitos específicos. A variação da IA observada (IA no tempo t menos a IA inicial) tem um papel muito importante, realizada de uma maneira qualitativa através de uma análise visual, serve como primeira aferição da qualidade da inversão sísmica e, tem como ponto forte, a verificação de inconsistências globais, como também de erros locais próximos aos poços. Dentre estes problemas, pode-se citar erros de medição de vazão de água injetada incoerentes com a área mapeada, presença de capa de gás secundária em reservatório sub-saturados ou a ausência de capa de gás em reservatórios saturados e influxo de água a partir de aquífero inexistente. Outra grande aplicação do método qualitativo é quando a sísmica 4D é adquirida após um longo período de produção e injeção e o ajuste de histórico está deficiente por vários anos.

Apesar de ser muito útil nesta fase inicial de verificação da qualidade, a variação da IA observada isoladamente nem sempre apresenta bons resultados na parametrização, porque se têm dificuldades em considerar nos efeitos decorrentes da presença de falhas ou canais de alta permeabilidade, as variações simultâneas de inclinação do topo, de espessura, de viscosidade, de

base em forma de canal e de comprimento da falha pelo fato da geometria da anomalia serem influenciados por estes parâmetros.

A seguir, são mostrados alguns casos (reservatório inclinado, uma falha, reservatório inclinado mais uma falha, duas falhas e canal de alta permeabilidade) dos efeitos das heterogeneidades na diferença da variação da IA observada e a variação da IA calculada. A variação de espessura também pode influenciar nas respostas, mas não será analisado por não fazer parte do escopo do trabalho.

Anexo 2: Reservatório inclinado

Este primeiro caso tem como objetivo, apenas ilustrar uma comparação entre o método qualitativo e o quantitativo no processo de parametrização. Diferentemente dos casos seguintes, o Modelo Base utilizado aqui consegue reproduzir fielmente o Modelo Histórico para tornar a comparação bastante simples.

Neste intuito, foi construído para este caso um Modelo Histórico e Base que represente o reservatório “real” com malha 45 x 45 x 8, com permeabilidade, porosidade e espessura constantes iguais a 500 mD, 20% e 45 m respectivamente, óleo leve com viscosidade nas condições do reservatório de 0,7 cP e topo inclinado com 15 graus (Figura A.1). Sendo que todos os poços entram em operação simultaneamente. As Figuras A.2, A.3, A.4, A.5 e A.6 mostram as variações de IA observadas na camada 4 após 1 ano, 2,5 anos, 5 anos, 10 anos e 15 anos de produção e injeção, respectivamente. As escalas de cores destas figuras foram escolhidas de modo que variações de IA menores que 1% ficassem na cor branca. A camada 4 pode ser considerada representativa do reservatório por ser a camada central e também a média do reservatório. Estes mapas de IA, ao longo do tempo, apresentam em comum a simetria em relação ao Eixo 1, mas uma assimetria em relação ao Eixo 2 com deslocamento na direção Norte indicando, pela análise visual, uma direção preferencial de fluxo que seria decorrente de um aumento de permeabilidade nesta direção, sendo que na verdade este fenômeno está associado à segregação gravitacional devido à variação de profundidade do topo e base do reservatório. O

problema da análise visual está relacionado à não incorporação no raciocínio todos os fenômenos físicos que podem ocorrer no escoamento no meio poroso isoladamente ou em conjunto como segregação gravitacional, efeitos viscosos e de pressão, por isso fica extremamente difícil afirmar, por exemplo, se a frente de avanço da água numa determinada direção está mais rápida ou mais devagar que o esperado, uma vez que não existe uma comparação.

Em função dos resultados desfavoráveis do método qualitativo, os próximos casos referem-se apenas ao método quantitativo.

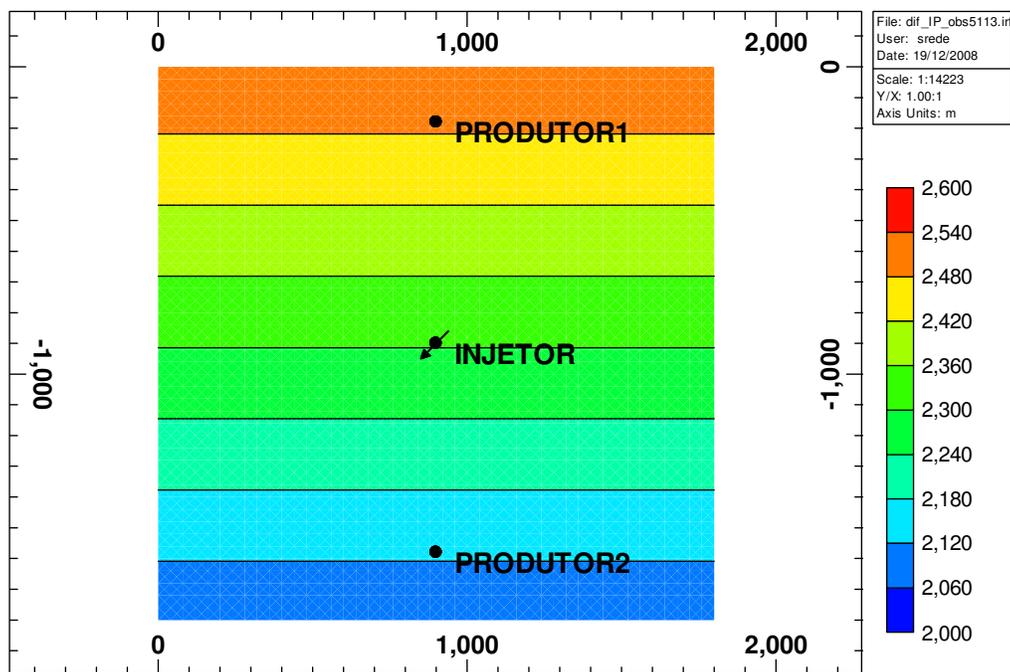


Figura A.1: Mapa estrutural de topo do modelo sintético com inclinação de 15 graus.

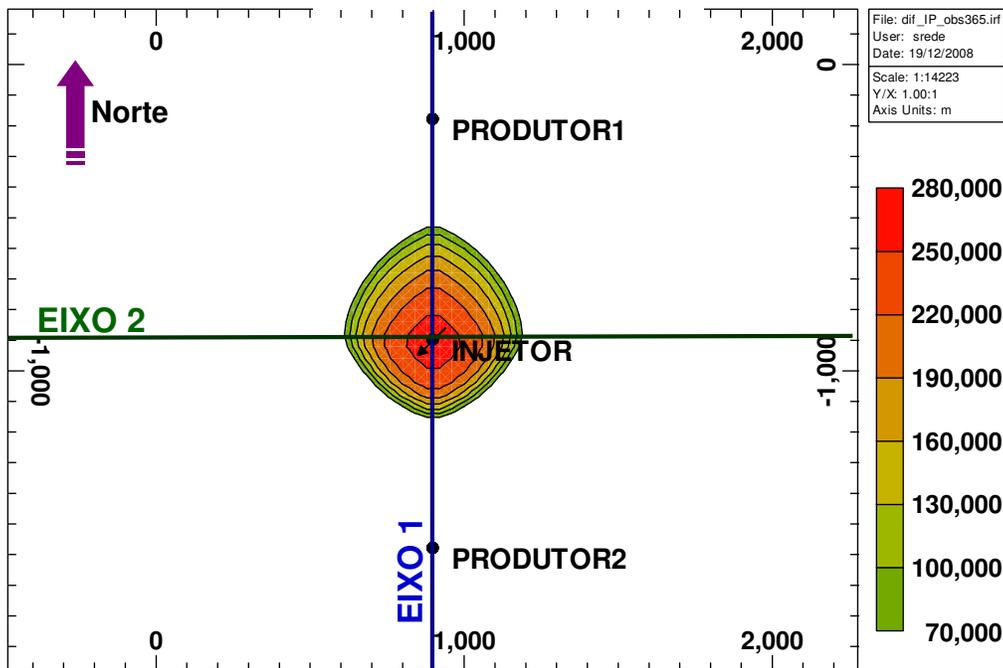


Figura A.2: Variação da impedância acústica observada após 1 ano de produção e injeção para um reservatório inclinado 15 graus.

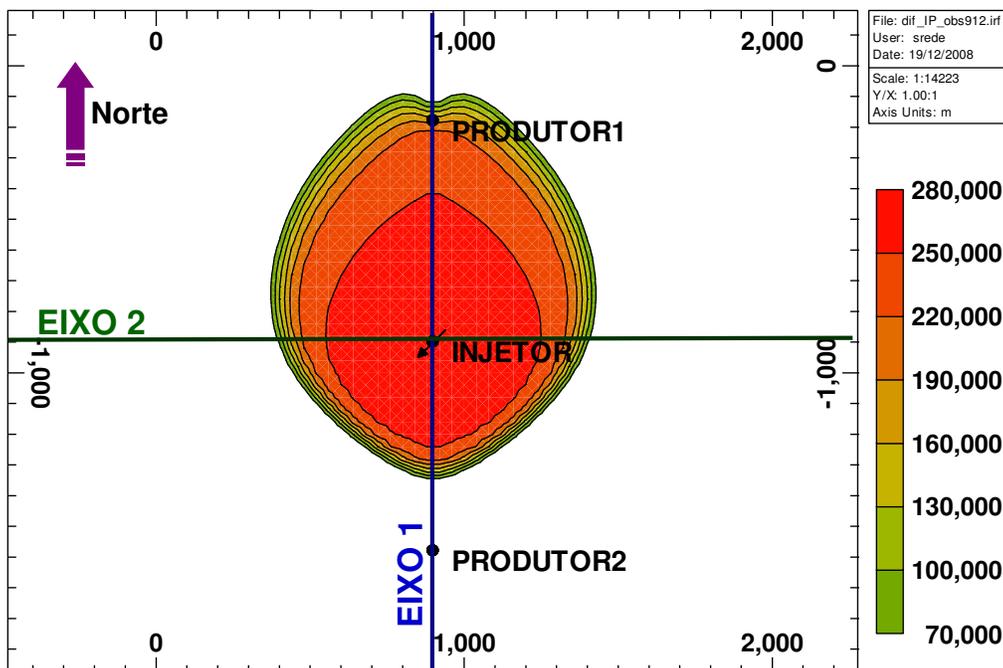


Figura A.3: Variação da impedância acústica observada após 2,5 anos de produção e injeção para um reservatório inclinado 15 graus.

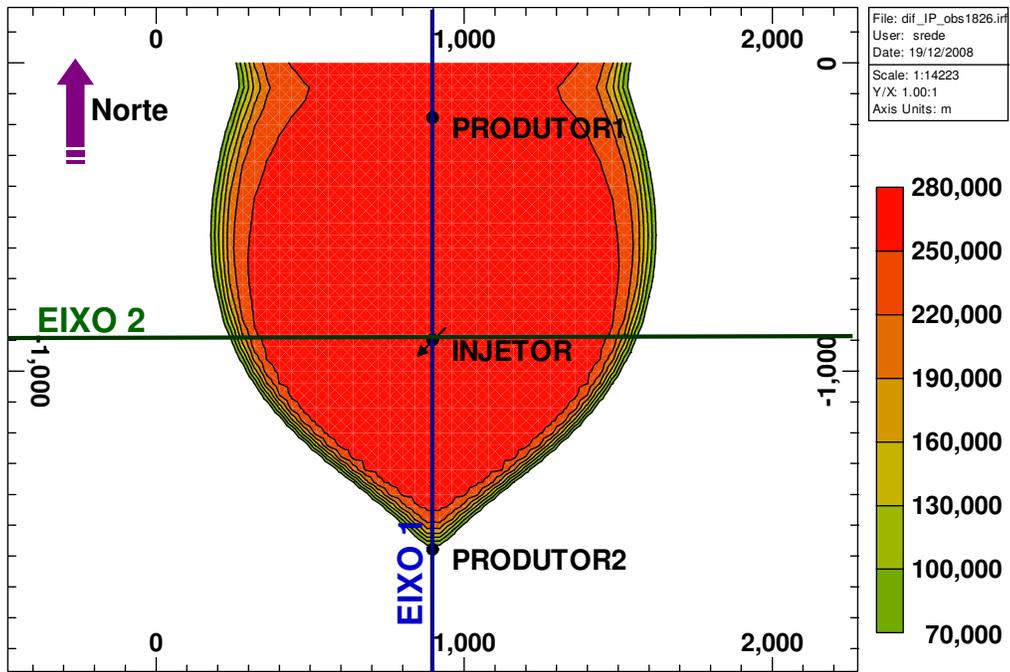


Figura A.4: Variação da impedância acústica observada após 5 anos de produção e injeção para um reservatório inclinado 15 graus.

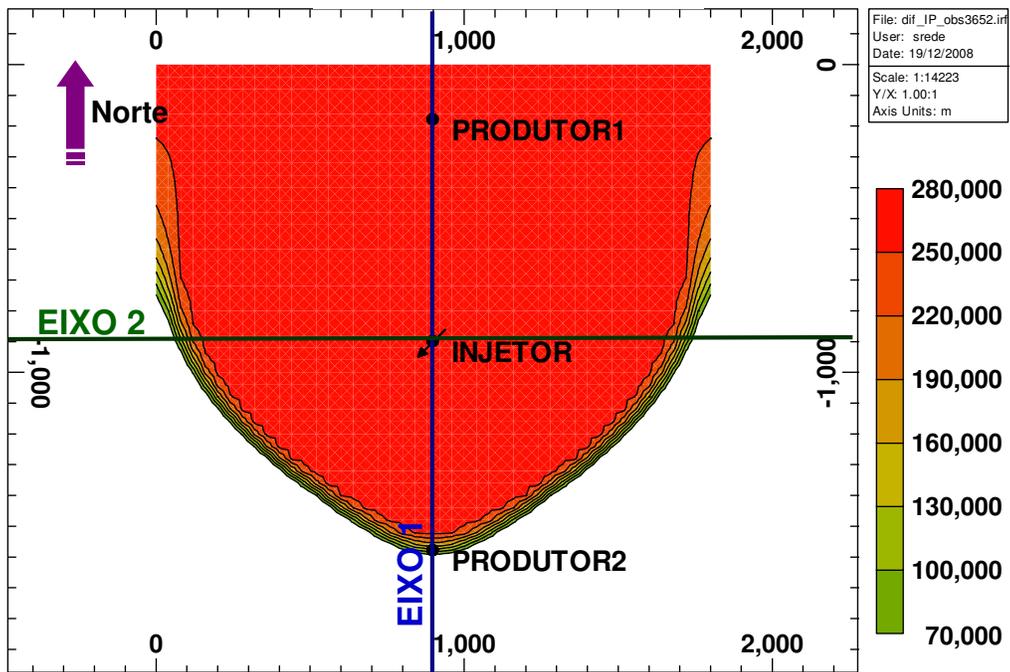


Figura A.5: Variação da impedância acústica observada após 10 anos de produção e injeção para um reservatório inclinado 15 graus.

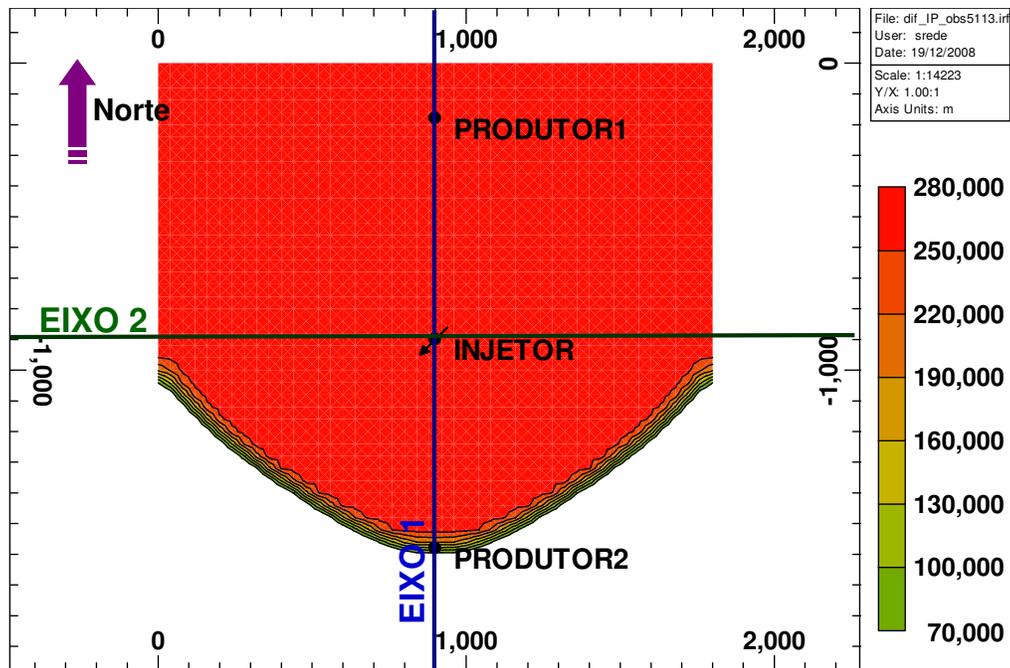


Figura A.6: Variação da impedância acústica observada após 15 anos de produção e injeção para um reservatório inclinado 15 graus.

Por outro lado, ao utilizar o método quantitativo, analisa-se a diferença entre a variação da IA observada (variação IA4D) e a variação da IA calculada (variação IAsf), onde se constata um ajuste perfeito pelo fato da diferença ser igual a zero em todo mapa de diferença (Figura A.7), significa, portanto, que o modelo base já está ajustado, não necessitando de qualquer alteração.

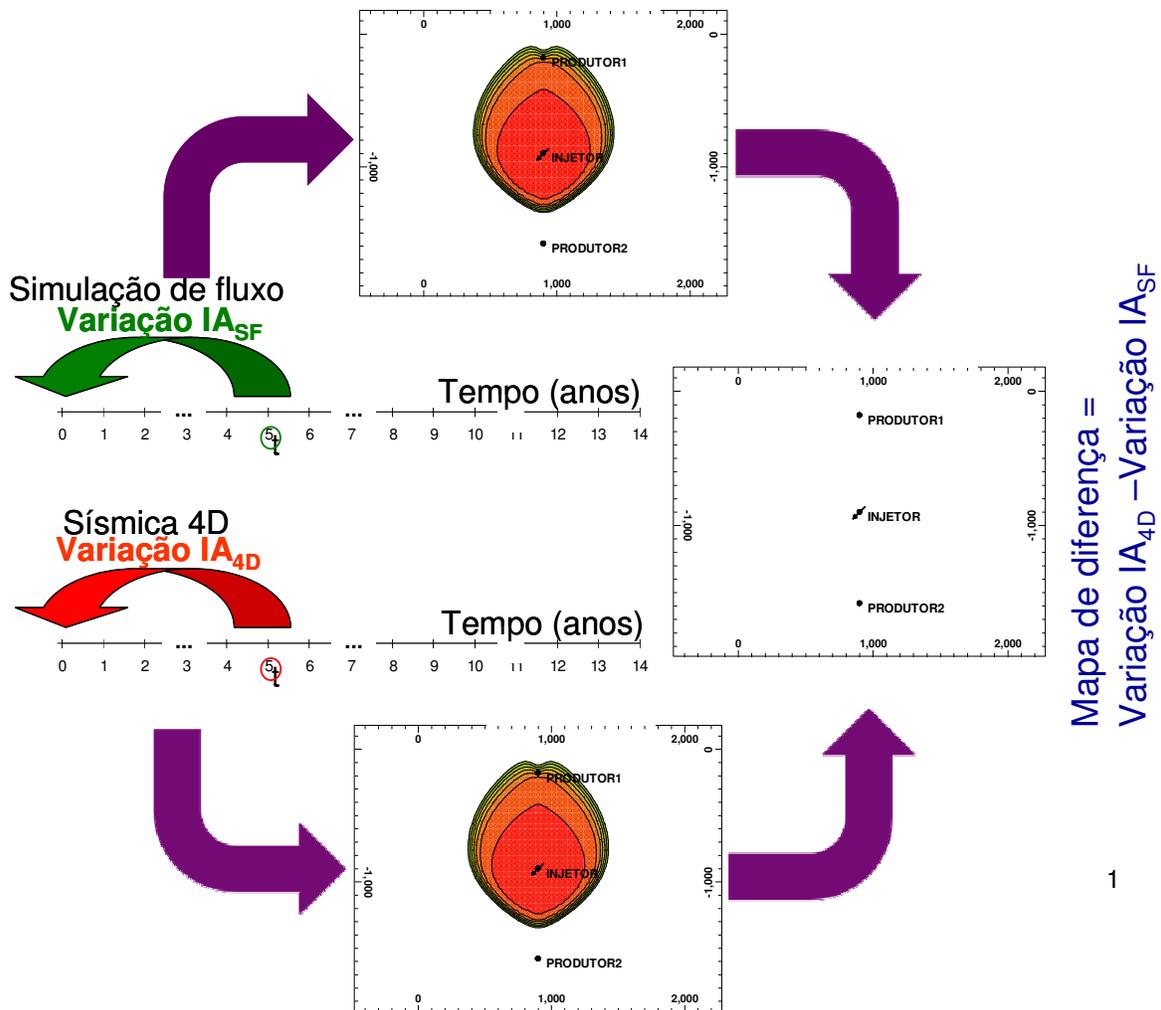


Figura A.7: Análise ilustrativa da diferença entre a variação de IA observada e a IA calculada após 2,5 anos de produção e injeção.

Anexo 3: Reservatório com uma falha

Este caso tem como objetivo relacionar as maiores diferenças entre a variação da IA observada e a variação da IA calculada com as movimentações dos fluidos e as distribuições das linhas de corrente.

O Modelo Histórico deste caso só difere do modelo anterior de reservatório inclinado, por ter o topo horizontal e conter uma falha selante entre o Injetor e o Produtor1, cuja posição exata

pode ser vista na Figura A.8. Por sua vez, o Modelo Base é muito semelhante ao Modelo Histórico, exceto pela ausência da falha.

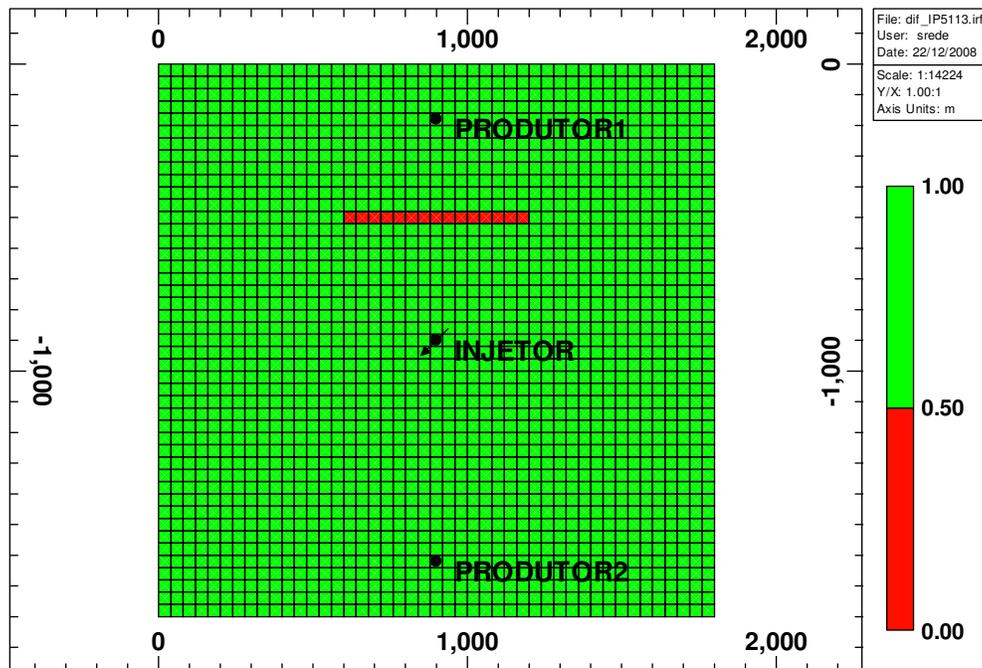


Figura A.8: Mapa de multiplicador de transmissibilidade na direção Y do Modelo Histórico com uma falha entre o Injetor e o Produtor 1.

Após o primeiro ano de produção e injeção já pode ser observado no mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada (Figura A.9) uma dificuldade de fluxo na direção Norte do Injetor representada pelas maiores anomalias positivas decorrente da presença da falha. Apenas como forma ilustrativa, está sendo mostrada a falha, pois no caso real, não se tem informação alguma quando a falha é sub-sísmica. Esta anomalia, nos tempos iniciais, sempre tem um formato triangular com a base voltada para o poço injetor, mas no decorrer da injeção pode assumir formatos bem diferentes, podendo inclusive ficar desprezível quando o varrido tornar elevado ou a frente de avanço da água contornar a falha (Figura A.13). Porém, com relação à localização da anomalia, pode-se afirmar que pouco se altera a partir do momento que a anomalia atinge a falha.

Contraopondo a redução de velocidade, existe uma região que apresenta um maior aumento de velocidade, representado pelas anomalias negativas, que tem formato de um semi-anel, que no caso em estudo está situado ao Sul do Injetor. Nesta fase, os efeitos detectados comportam-se como se falha tivesse comprimento infinito, porque a água ainda não iniciou o processo de contornar a falha.

Como na prática, não se dispõe das linhas de corrente do Modelo Histórico, então são mostradas as linhas de corrente do Modelo Base para fornecer uma idéia da evolução do posicionamento destas anomalias. Ao contrário das anomalias positivas, as maiores anomalias negativas se movimentam bastante seguindo o espalhamento das linhas de corrente. Apesar destas movimentações, observa-se uma característica comum em todo período, a anomalia se mantém sempre com um formato alongado cujo eixo maior forma aproximadamente um ângulo reto com a linha que une o injetor ao centro da anomalia. Estes comportamentos podem ser observados no desenvolvimento, ao longo do tempo, das anomalias positivas e negativas mostradas nas Figuras A.10, A.11, A.12 e A.13 que representam respectivamente 2,5 (dois e meio), 5 (cinco), 10 (dez) e 15 (quinze) anos após o início da produção e injeção.

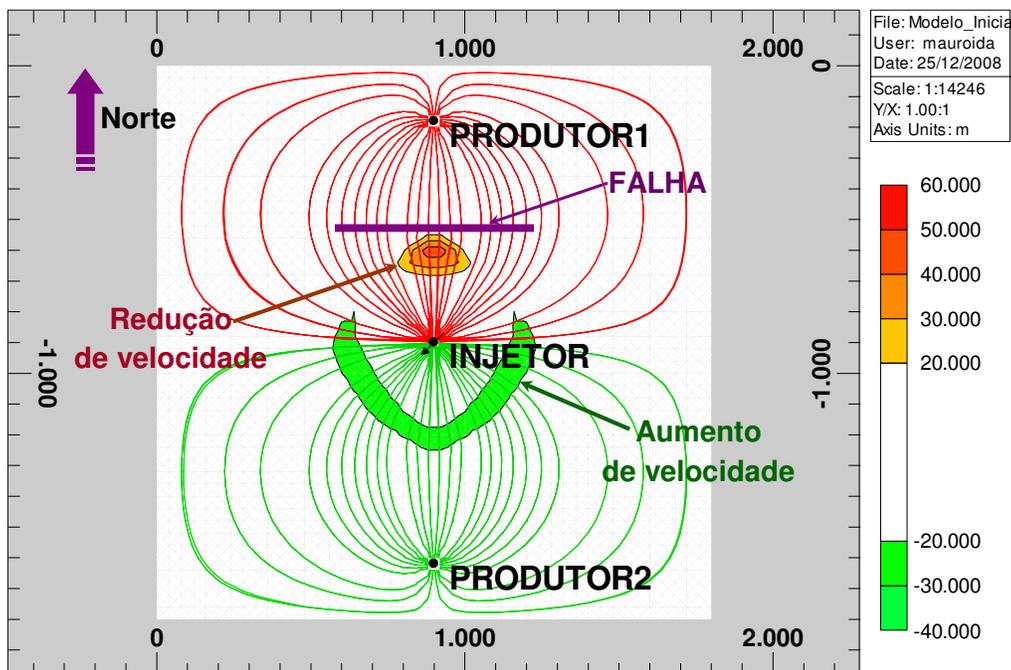


Figura A.9: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após um ano de produção e injeção para um reservatório com uma falha, sobreposto ao mapa de linhas de corrente do Caso Base, indicando a região de maior aumento e a de maior redução de velocidade devido à presença da falha.

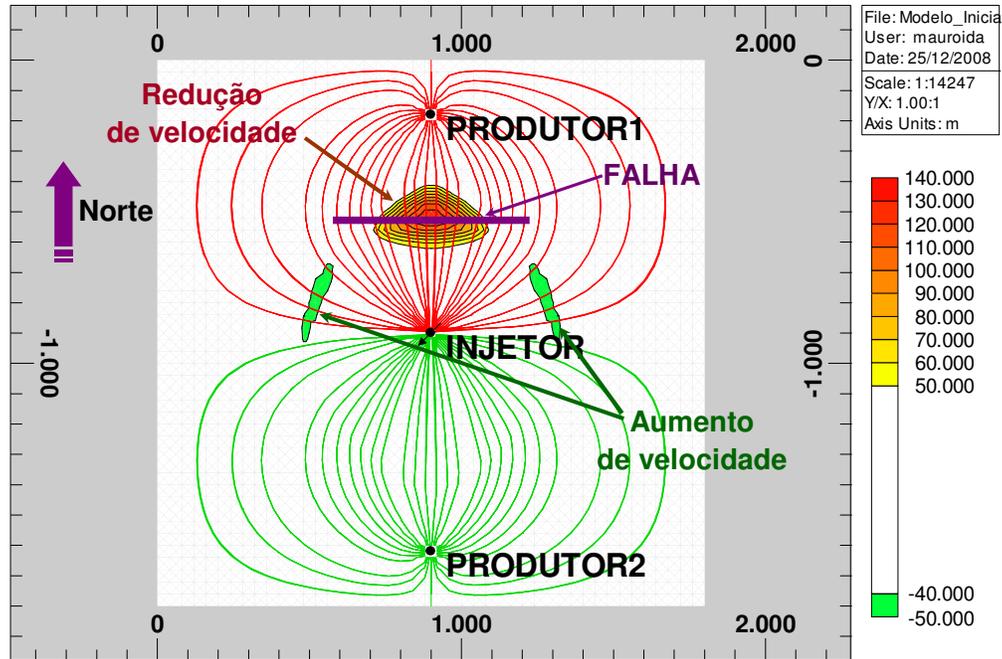


Figura A.10: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 2,5 anos de produção e injeção para um reservatório com uma falha, sobreposto ao mapa de linhas de corrente do Caso Base, indicando a região de maior aumento e a de maior redução de velocidade devido a presença da falha.

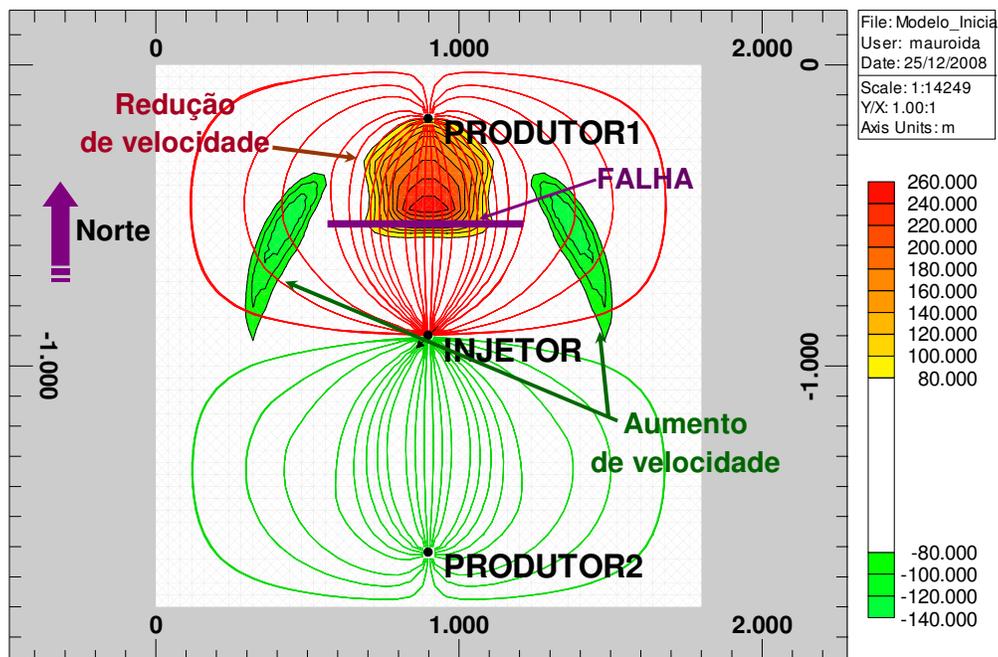


Figura A.11: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 5 anos de produção e injeção para um reservatório com uma falha, sobreposto ao mapa de linhas de corrente do Caso Base, indicando a região de maior aumento e a de maior redução de velocidade devido a presença da falha.

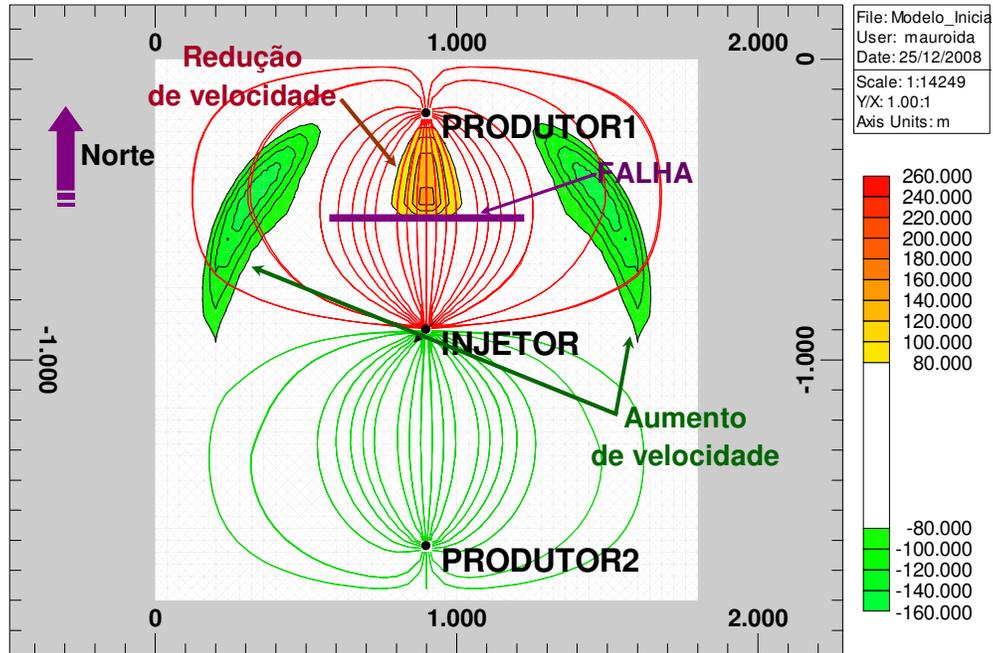


Figura A.12: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 10 anos de produção e injeção para um reservatório com uma falha, sobreposto ao mapa de linhas de corrente do Caso Base, indicando a região de maior aumento e a de maior redução de velocidade devido a presença da falha.

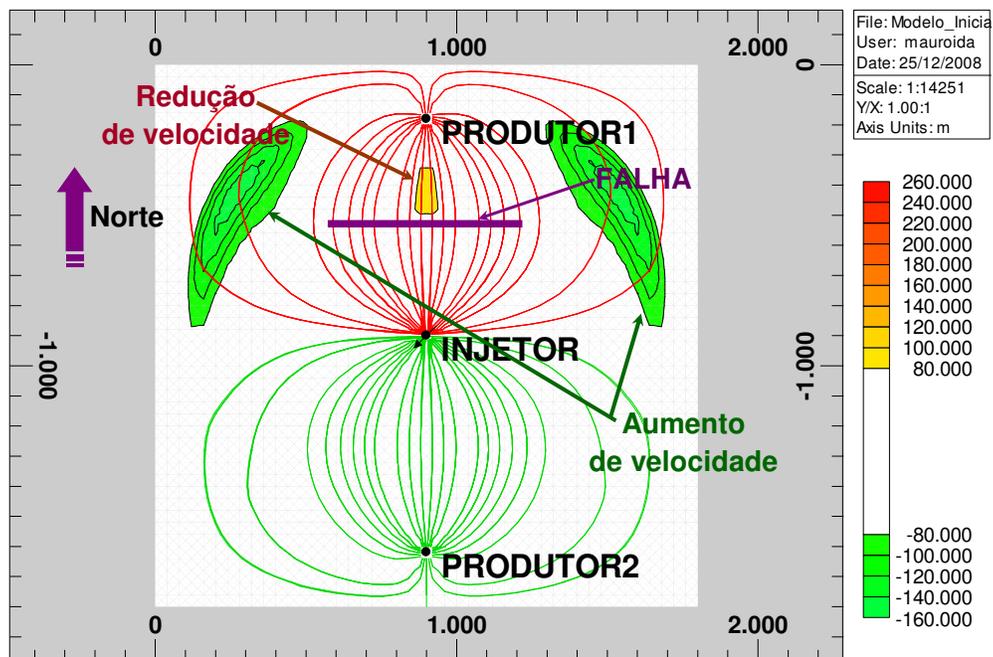


Figura A.13: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 15 anos de produção e injeção para um reservatório com uma falha, sobreposto ao mapa de linhas de corrente do Caso Base, indicando a região de maior aumento e a de maior redução de velocidade devido a presença da falha.

Anexo 4: Reservatório inclinado 15 graus e com uma falha

O Modelo Histórico deste caso é muito parecido com o modelo anterior, exceto pelo fato do topo do reservatório apresentar uma inclinação de 15 graus (Figura A.14). O objetivo deste caso é mostrar os reflexos da combinação do efeito gravitacional e de uma falha no comportamento da impedância acústica. O Modelo Base difere do Histórico apenas pela ausência da falha.

A evolução das anomalias ao longo do tempo são mostradas nas Figuras A.15, A.16, A.17, A.18 e A.19 correspondente respectivamente a 1 ano, 2,5 anos, 5 anos, 10 anos e 15 anos após o início da produção e injeção.

Nos tempos iniciais (até 5 anos), os resultados deste caso são muito similares ao caso anterior devido predomínio dos efeitos da presença de falhas. A partir deste período, apesar das regiões de redução de velocidade terem se mantidos semelhantes nos dois casos, a região de aumento de velocidade se diferencia em virtude do predomínio dos efeitos gravitacionais. Portanto, recomenda-se que os levantamentos sísmicos sejam realizados neste período inicial onde as análises são mais conclusivas.

As anomalias negativas deste caso também apresentam as características já verificadas nos casos anteriores, com o formato alongado cujo eixo maior forma aproximadamente um ângulo reto com a reta que sai do Injetor até o centro da anomalia.

Entretanto, uma das maiores limitações do método quantitativo para a parametrização reside na comparação das impedâncias acústicas após um grande período de desajuste conforme pode ser visto na Figura A.20, porque a diferença da impedância acústica em uma coordenada pode se anular por uma combinação de efeitos distintos ou pela chegada da água, mesmo por caminhos diferentes entre o histórico e o Caso Base. Em contrapartida, em outra coordenada, a diferença pode ser amplificada, com isso verifica a presença da anomalia em local muito distante da heterogeneidade dificultando a sua interpretação.

Logo, a forma ideal de trabalho para o método quantitativo é realizar levantamentos sísmicos 4D após um curto período de ajuste de histórico de produção deficiente ou periodicamente.

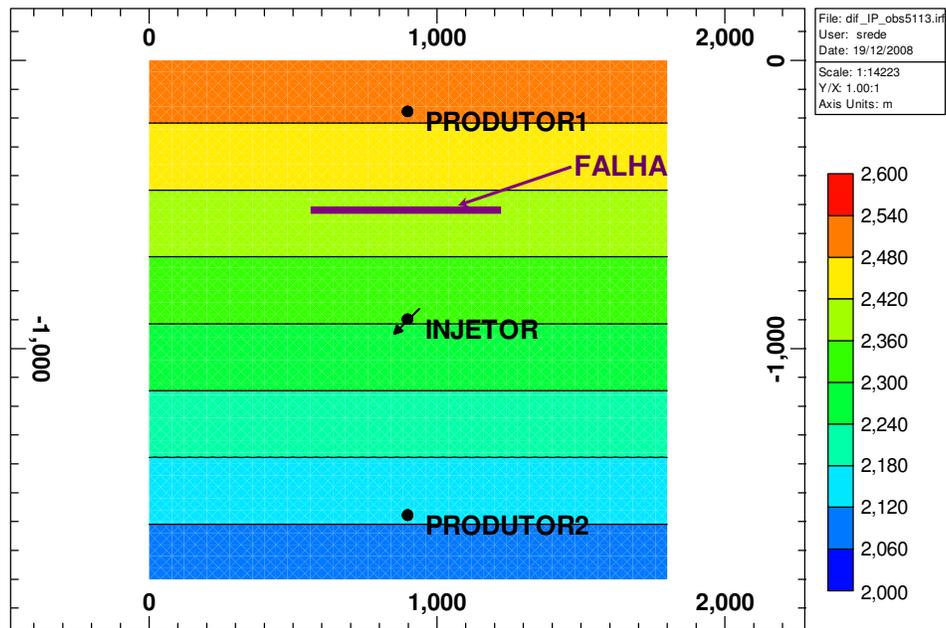


Figura A.14: Mapa de topo do reservatório com declividade de 15 graus e uma falha geológica entre o Injetor e o Produtor1.

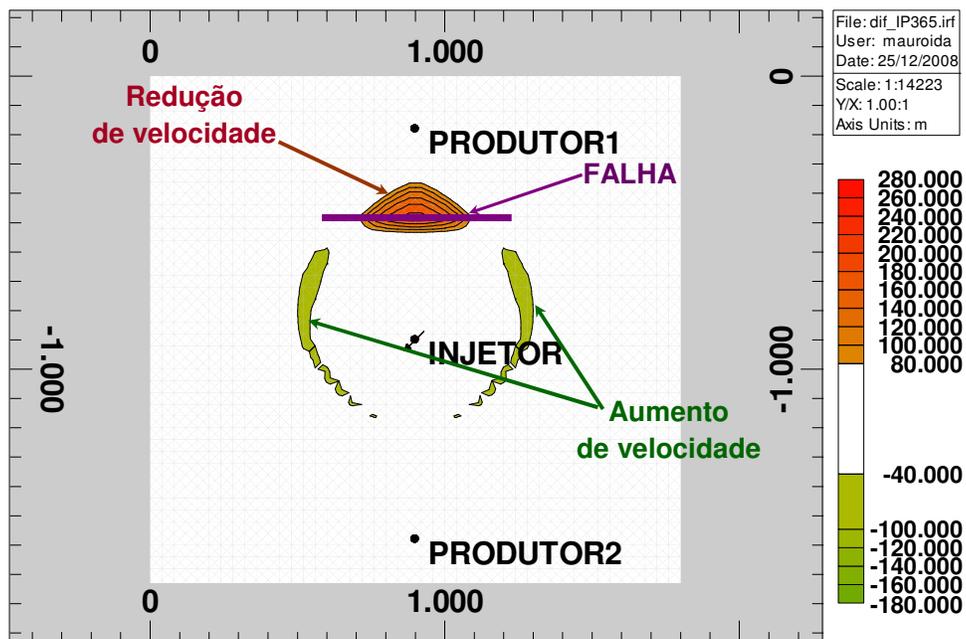


Figura A.15: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após um ano de produção e injeção para um reservatório com topo com uma declividade de 15 graus e uma falha geológica.

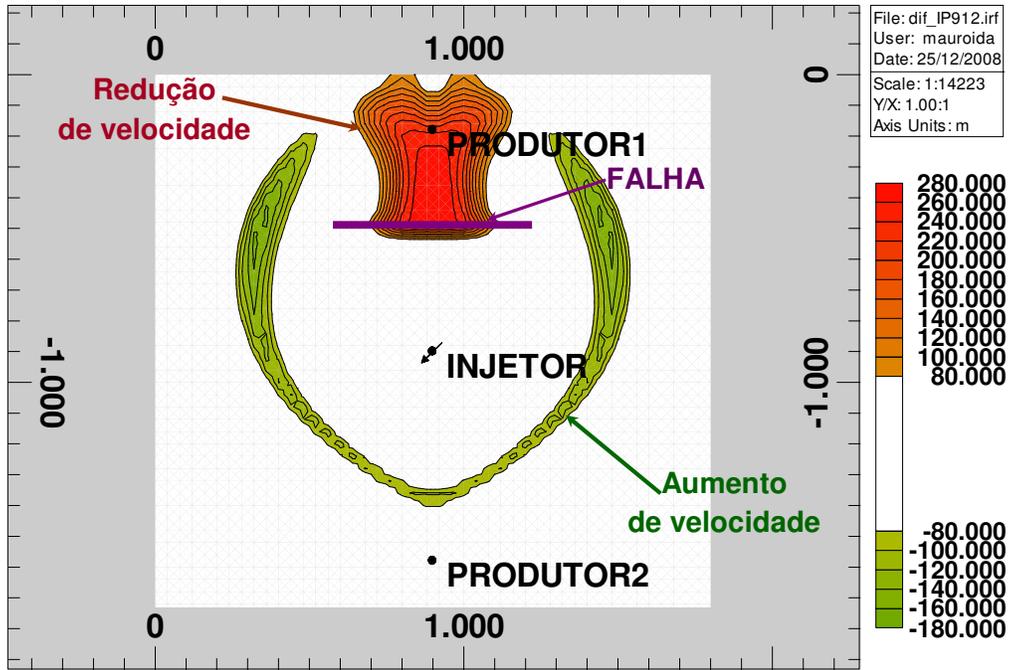


Figura A.16: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 2,5 anos de produção e injeção para um reservatório com topo com uma declividade de 15 graus e uma falha geológica.

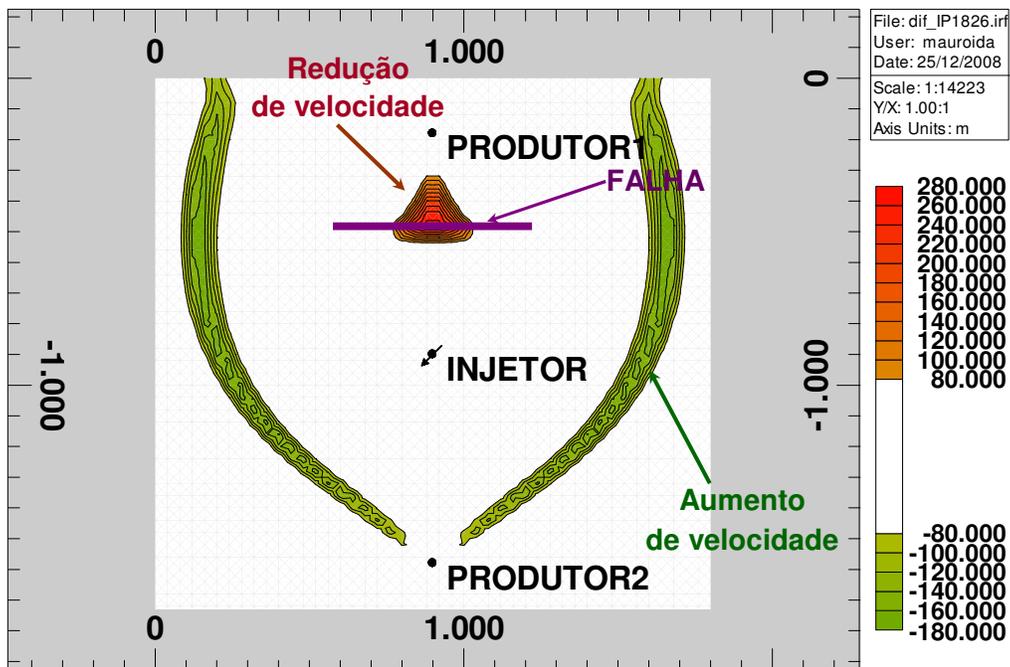


Figura A.17: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 5 anos de produção e injeção para um reservatório com topo com uma declividade de 15 graus e uma falha geológica.

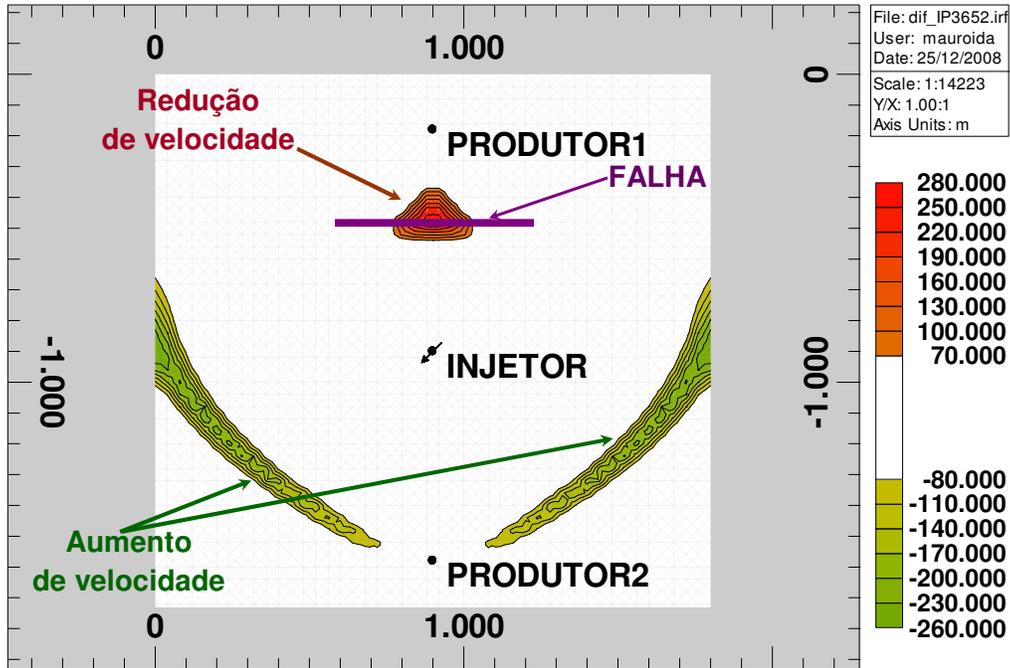


Figura A.18: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 10 anos de produção e injeção para um reservatório com topo com uma declividade de 15 graus e uma falha geológica.

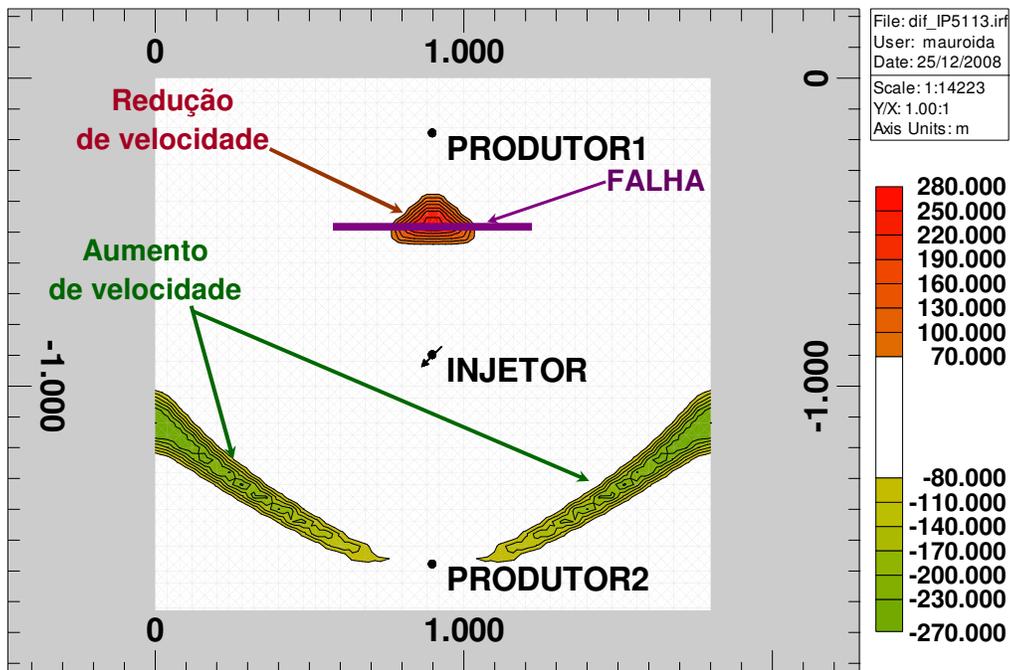


Figura A.19: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 15 anos de produção e injeção para um reservatório com topo com uma declividade de 15 graus e uma falha geológica.

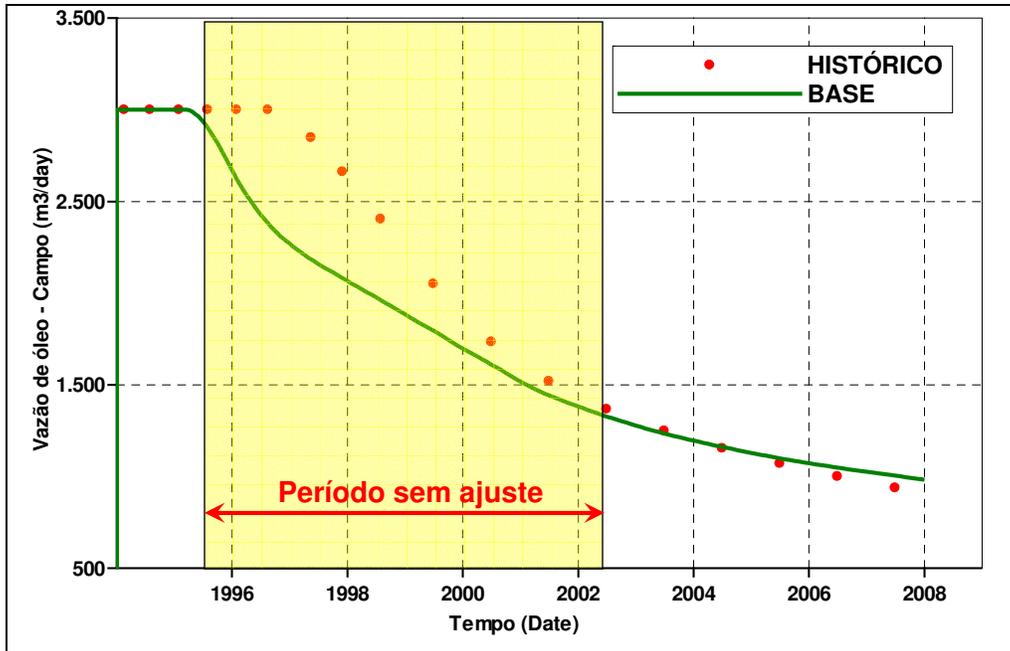


Figura A.20: Comparação da vazão de óleo do reservatório entre o histórico e o Caso Base.

Anexo 5: Reservatório com duas falhas paralelas

As geometrias e a disposições das anomalias do método qualitativo de um reservatório com duas falhas dependem muito de diversos fatores como os arranjos e os comprimentos das falhas, as posições dos poços e até mesmo das vazões dos poços. O Modelo Histórico escolhido para análise é um *five spot* com duas falhas paralelas conforme a Figura A.21 com porosidade e permeabilidade constantes iguais a 20% e 200 mD, respectivamente. Este modelo será comparado posteriormente com um modelo com um canal de alta permeabilidade entre as duas falhas. O Modelo Base difere do Histórico apenas por não conter as duas falhas.

A evolução das anomalias positivas e negativas de IA de um reservatório com duas falhas paralelas, mostradas nas Figuras A.22, A.23, A.24, A.25 e A.26 correspondente respectivamente a 1 ano, 2,5 anos, 5 anos, 10 anos e 15 anos após o início da produção e injeção, tem um comportamento um pouco diferente do modelo com apenas um falha porque alguns efeitos se anulam e outros são amplificados, com isso, os formatos em “ferradura” (anomalias compostas de dois elementos triangulares ou “meias-luas” posicionados diametralmente opostos em relação ao poço injetor) verificados até o quinto ano são compostos de elementos de mesmo sinal. Como seria esperado, o avanço da água injetada pelo poço Injetor do Modelo Histórico é maior na direção I paralelo as duas falhas.

Um fato marcante é a estacionaridade das anomalias positivas quando a frente de avanço da água atinge as falhas. Entretanto, para detectar a estacionaridade é preciso ter, pelo menos, dois levantamentos sísmicos 4D.

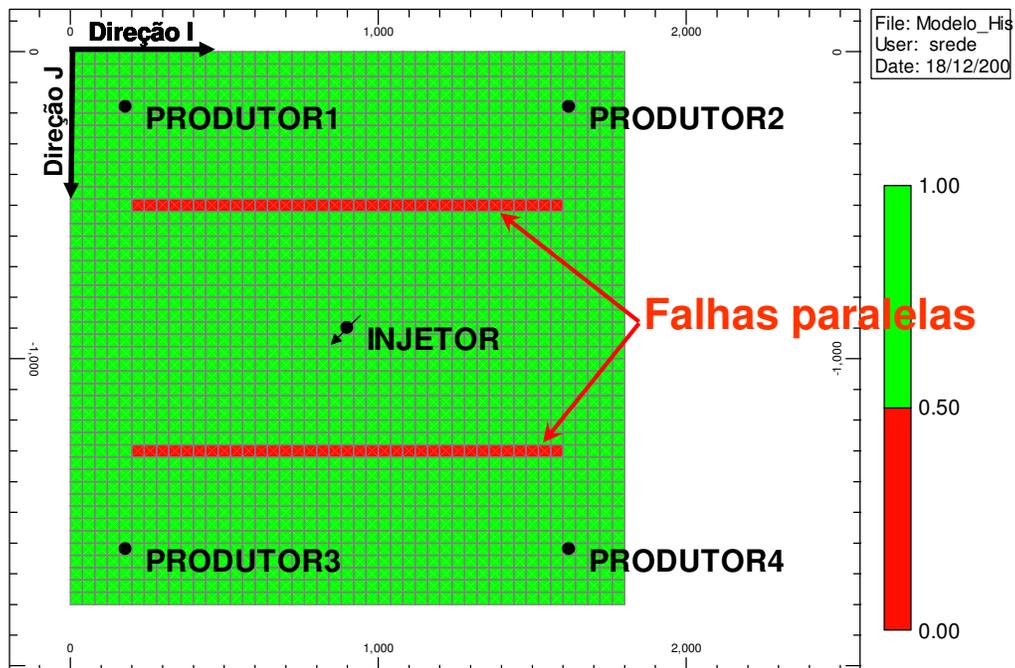


Figura A.21: Mapa de multiplicador de transmissibilidade na direção J, destacando a presença de duas falhas paralelas próximo ao poço Injetor.

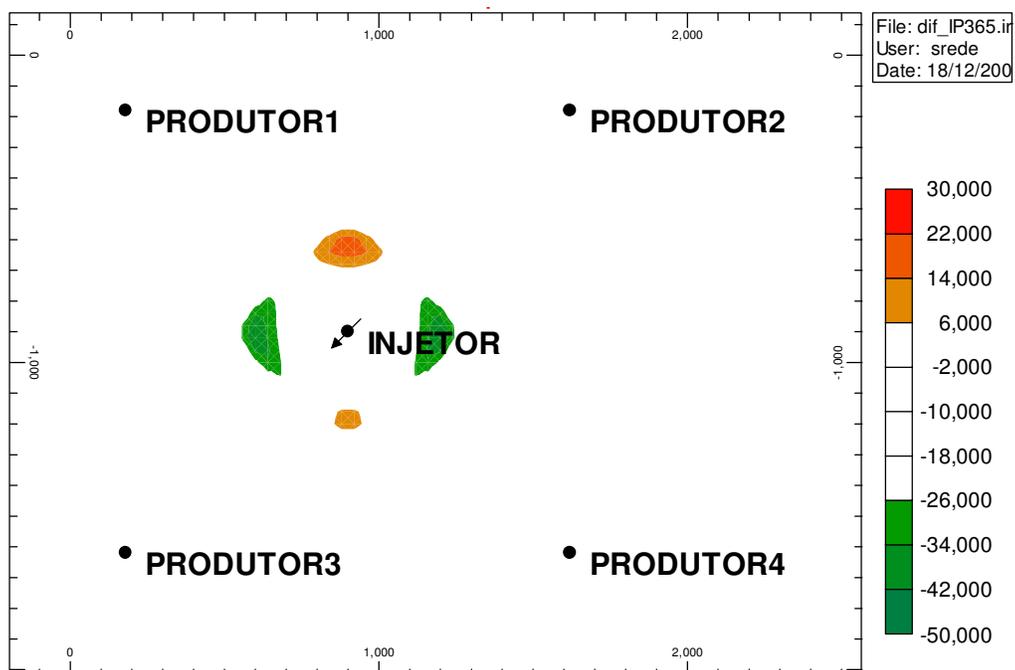


Figura A.22: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 1 ano de produção e injeção para o caso de duas falhas paralelas num reservatório com arranjo de poços em *five spot*.

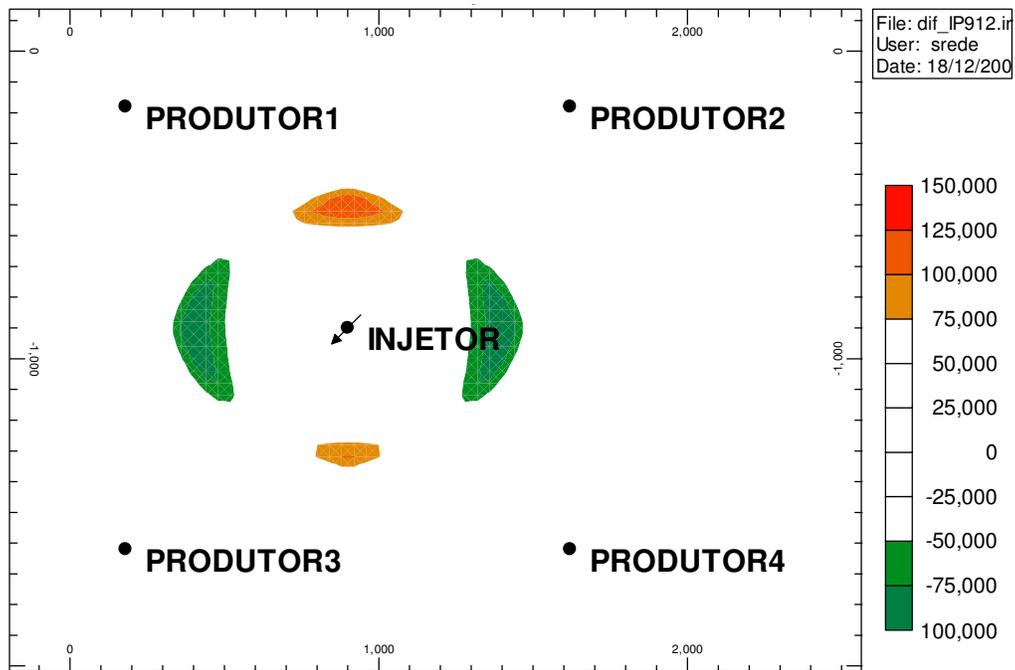


Figura A.23: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 2,5 anos de produção e injeção para o caso de duas falhas paralelas num reservatório com arranjo de poços em five spot.

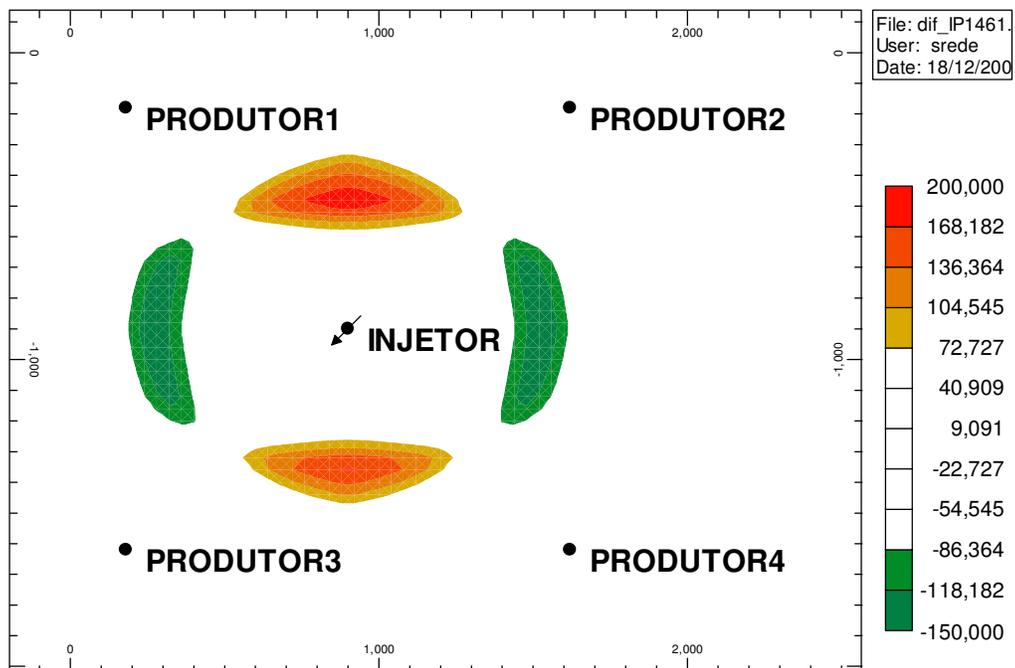


Figura A.24: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 5 anos de produção e injeção para o caso de duas falhas paralelas num reservatório com arranjo de poços em five spot.

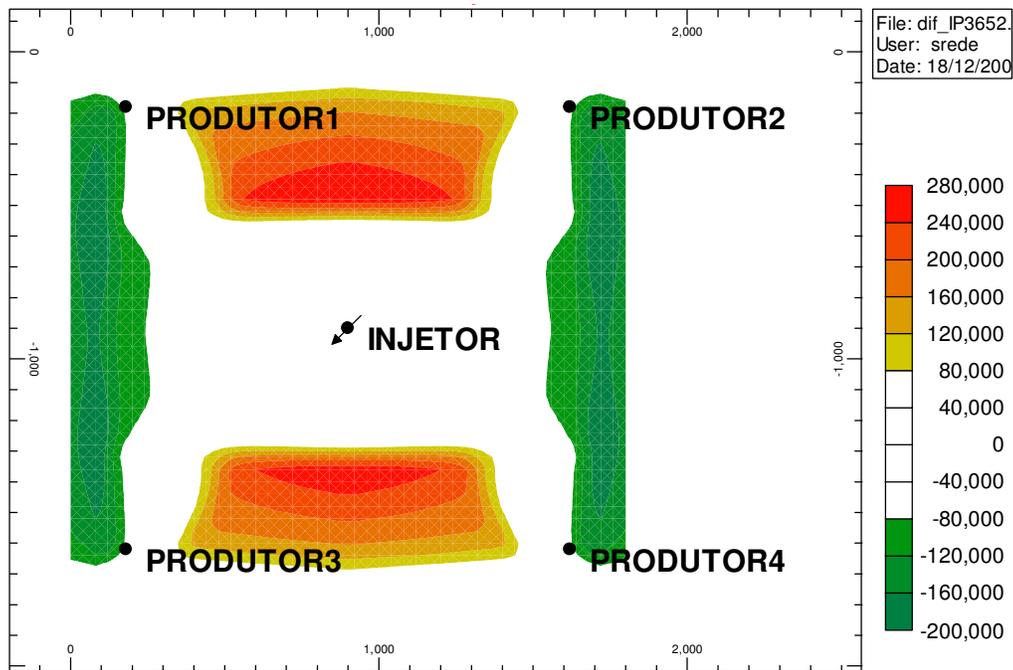


Figura A.25: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 10 anos de produção e injeção para o caso de duas falhas paralelas num reservatório com arranjo de poços em five spot.

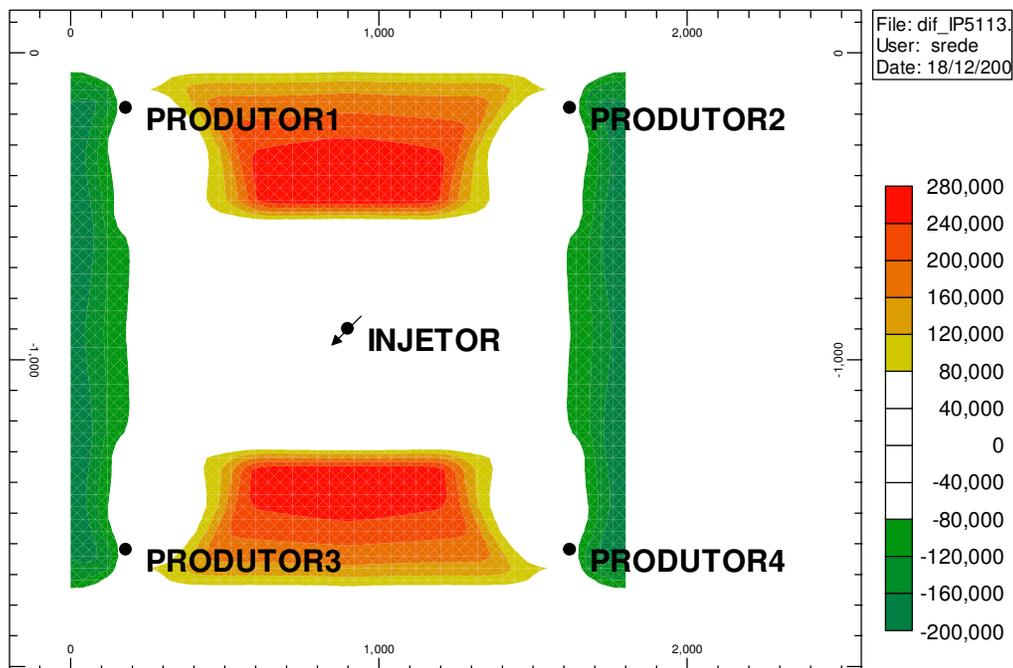


Figura A.26: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 15 anos de produção e injeção para o caso de duas falhas paralelas num reservatório com arranjo de poços em five spot.

Anexo 6: Reservatório com um canal de alta permeabilidade

O Modelo Histórico deste caso é semelhante ao modelo com duas falhas paralelas, onde as falhas foram substituídas por um canal com permeabilidade cinco vezes maior que o normal (Figura A.27). A largura do canal considerado coincidiu com a distância entre as falhas, no intuito de que a comparação entre os dois modelos sejam bastante próximas.

O Modelo Base é semelhante ao Modelo Histórico, apenas diferindo por não contemplar o canal de alta permeabilidade. Contudo, as vazões de líquidos produzidos e injetados por poço são iguais.

A evolução das anomalias positivas e negativas de IA do reservatório com um canal de alta permeabilidade, mostradas nas Figuras A.28, A.29, A.30, A.31 e A.32 correspondente respectivamente a 1 ano, 2,5 anos, 5 anos, 10 anos e 15 anos após o início da produção e injeção, indicam um avanço maior da água injetada pelo poço Injetor do Modelo Histórico ao longo do canal, na direção I e uma dificuldade de avanço da água na direção J. Até o quinto ano, as anomalias positivas e negativas têm uma característica muito interessante que são os formatos de “ferradura”.

Observa-se também que as anomalias têm uma disposição muito semelhante ao modelo com duas falhas paralelas vistas anteriormente, o que torna muito difícil a distinção entre os dois modelos com apenas um levantamento sísmico 4D. As diferenças de formatos das anomalias também são sutis, restritas a detalhes que se tornariam imperceptíveis para um caso real. A única diferença significativa está nos valores das anomalias positivas e negativas, para um mesmo tempo de produção e injeção, que são bem menores para o caso do canal de alta permeabilidade.

Como os dois modelos produzem resultados similares para esta configuração de poços e disposição do canal, é preciso verificar também outros dados como a produção, a injeção e a pressão dos poços e a caracterização geológica para definir o modelo mais consistente. Neste caso específico, a medição da permeabilidade do poço Injetor seria suficiente para decidir qual o modelo que mais aproxima da realidade.

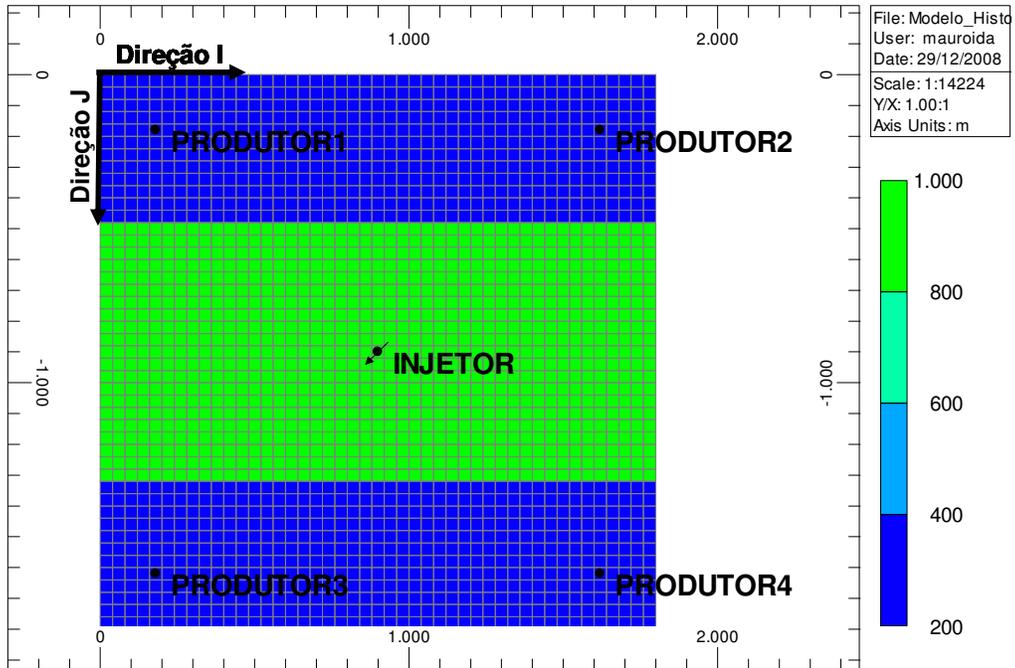


Figura A.27: Mapa de permeabilidade evidenciando o canal de alta permeabilidade (1000 mD) nas proximidades do poço Injetor.

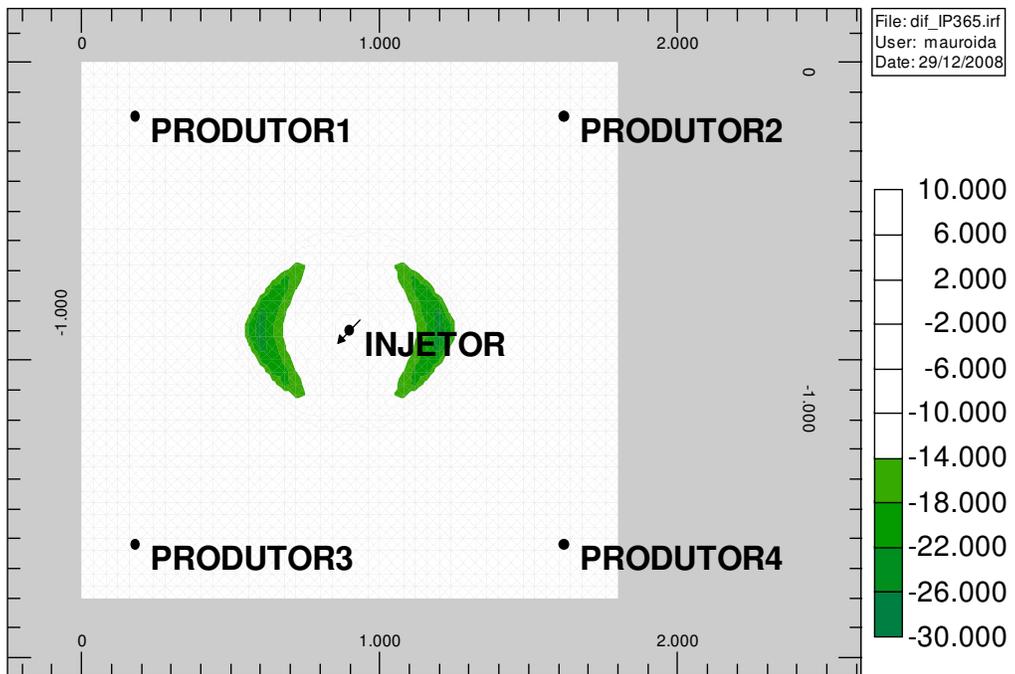


Figura A.28: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 1 ano de produção e injeção para o caso de um canal de alta permeabilidade num reservatório com arranjo de poços em *five spot*.

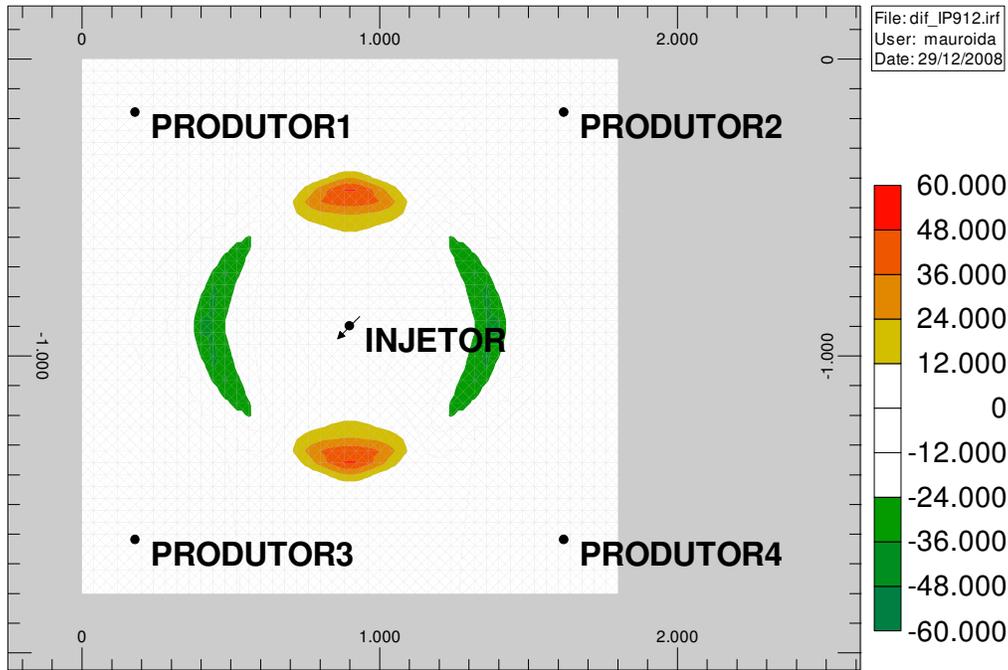


Figura A.29: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 2,5 anos de produção e injeção para o caso de um canal de alta permeabilidade num reservatório com arranjo de poços em *five spot*.

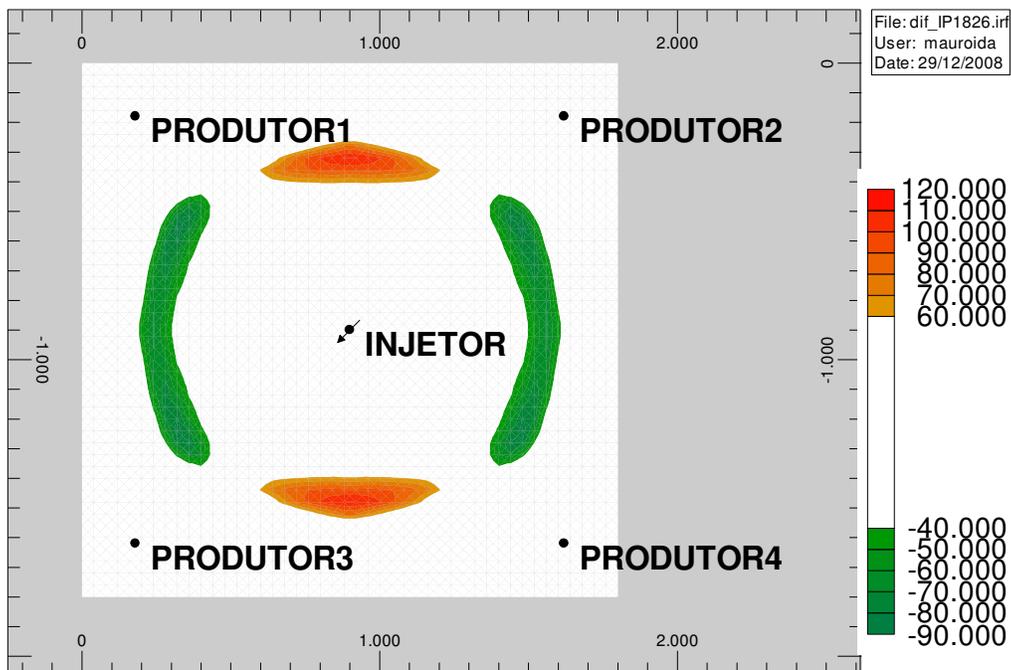


Figura A.30: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 5 anos de produção e injeção para o caso de um canal de alta permeabilidade num reservatório com arranjo de poços em *five spot*.

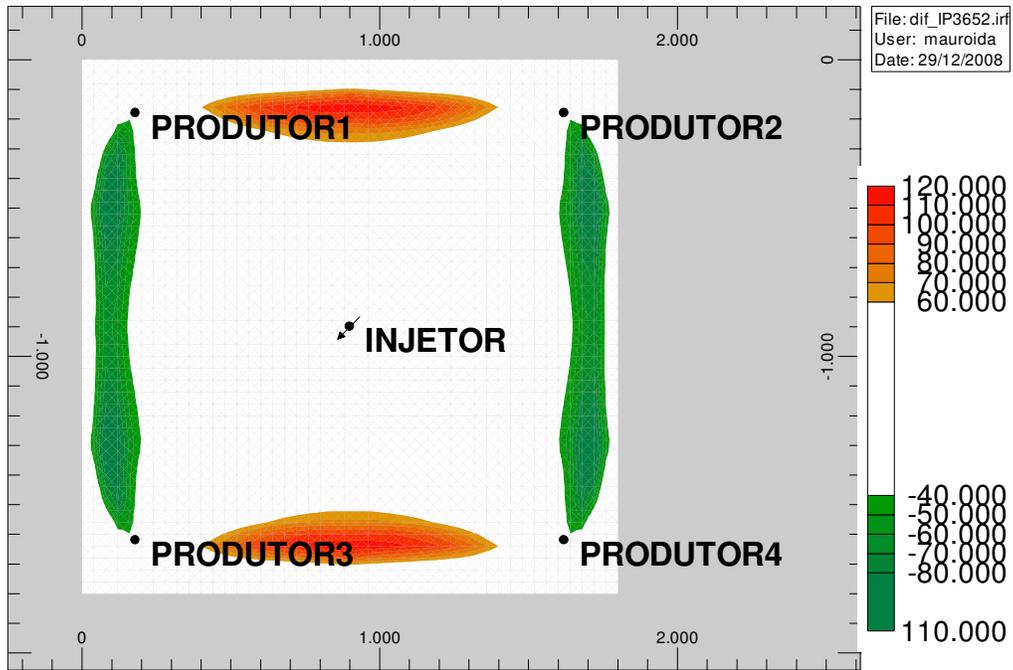


Figura A.31: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 10 anos de produção e injeção para o caso de um canal de alta permeabilidade num reservatório com arranjo de poços em *five spot*.

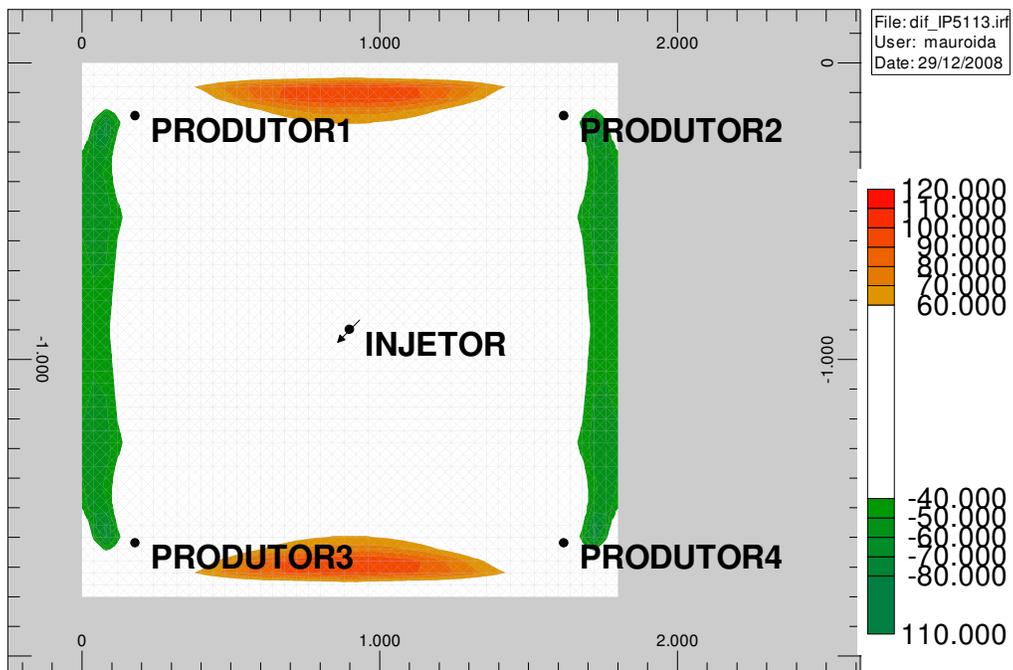


Figura A.32: Mapa de diferença entre a variação de IA observada e a variação da IA calculada após 15 anos de produção e injeção para o caso de um canal de alta permeabilidade num reservatório com arranjo de poços em *five spot*.

Anexo 7: Exemplo da importância da identificação da falha nos tempos iniciais de produção e injeção.

Foram geradas as curvas de produção para os quatro modelos, relacionados abaixo, no intuito de verificar o ganho proporcionado por identificar a presença de uma falha no início da produção e injeção de um projeto sintético e pela adequação da estratégia de produção.

Modelo 1: Sem canal e Sem falha – 4 produtores e 1 injetor (SC_SF) (Figura A.33). Base para o plano de desenvolvimento;

Modelo 2: Sem canal e Sem falha – 4 produtores e 2 injetor: Base + 1 injetor (SC_SF_2I) (Figura A.34). Para certificar se o Caso Base que está otimizado;

Modelo 3: Sem canal e Com falha – 4 produtores e 1 injetor (SC_CF) (Figura A.35). Modelo constatado, sem tomar providencia;

Modelo 4: Sem canal e Com falha – 4 produtores e 2 injetor (SC_CF_2I) (Figura A.36). Modelo constatado, colocando 1 injetor para corrigir o problema.

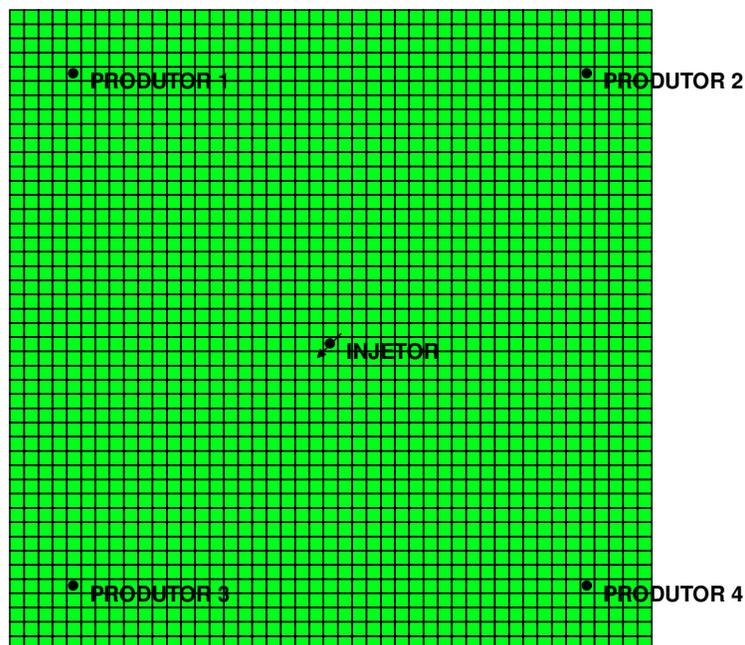


Figura A.33: Modelo 1 (SC_SF).

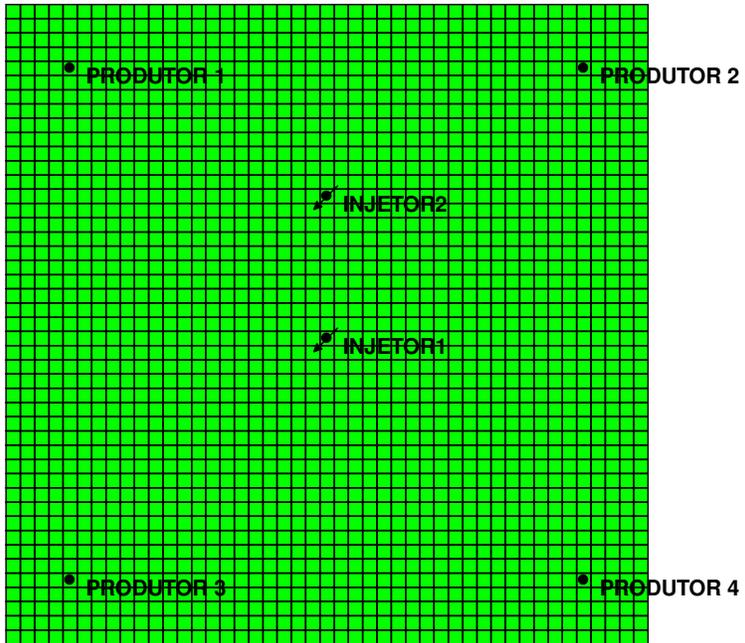


Figura A.34: Modelo 2 (SC_SF_2I).

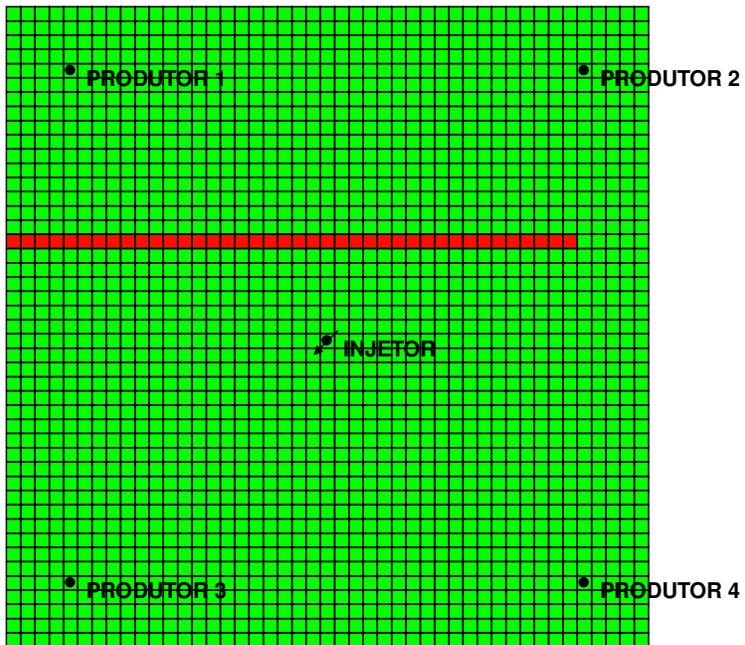


Figura A.35: Modelo 3 (SC_CF).

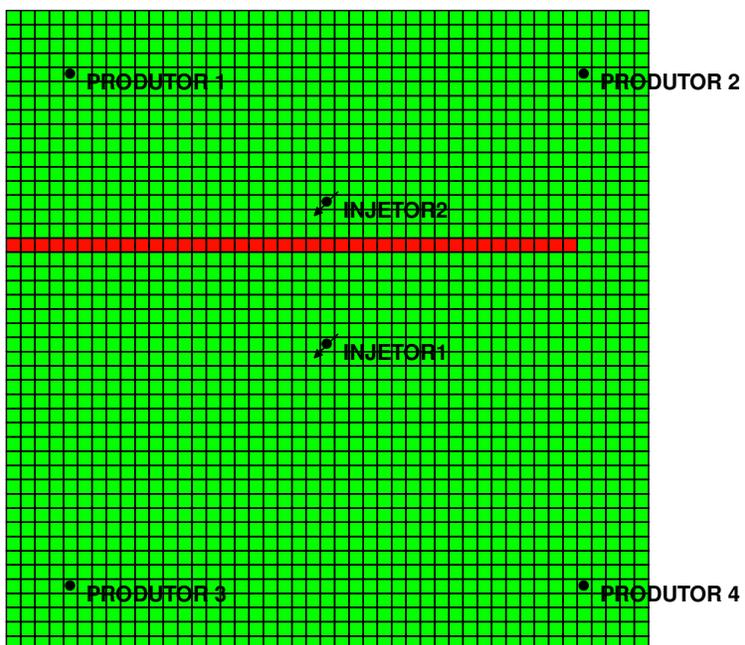


Figura A.36: Modelo 4 (SC_CF_2I).

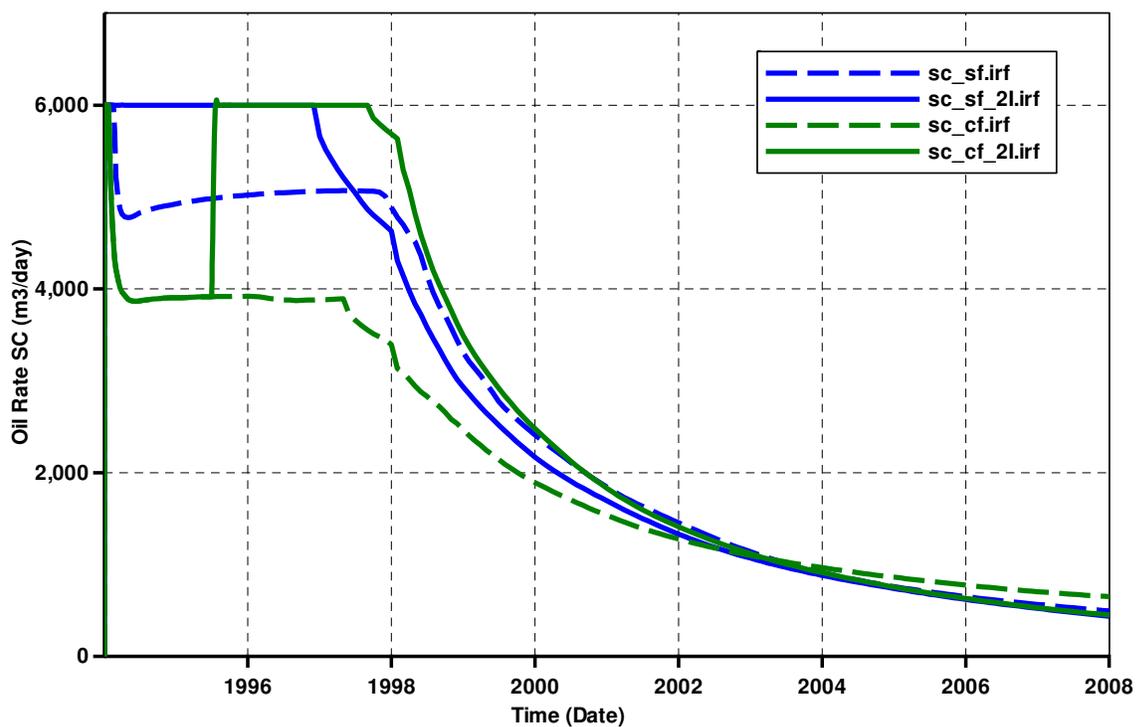


Figura A.37: Comparação das curvas de produção de óleo dos casos.

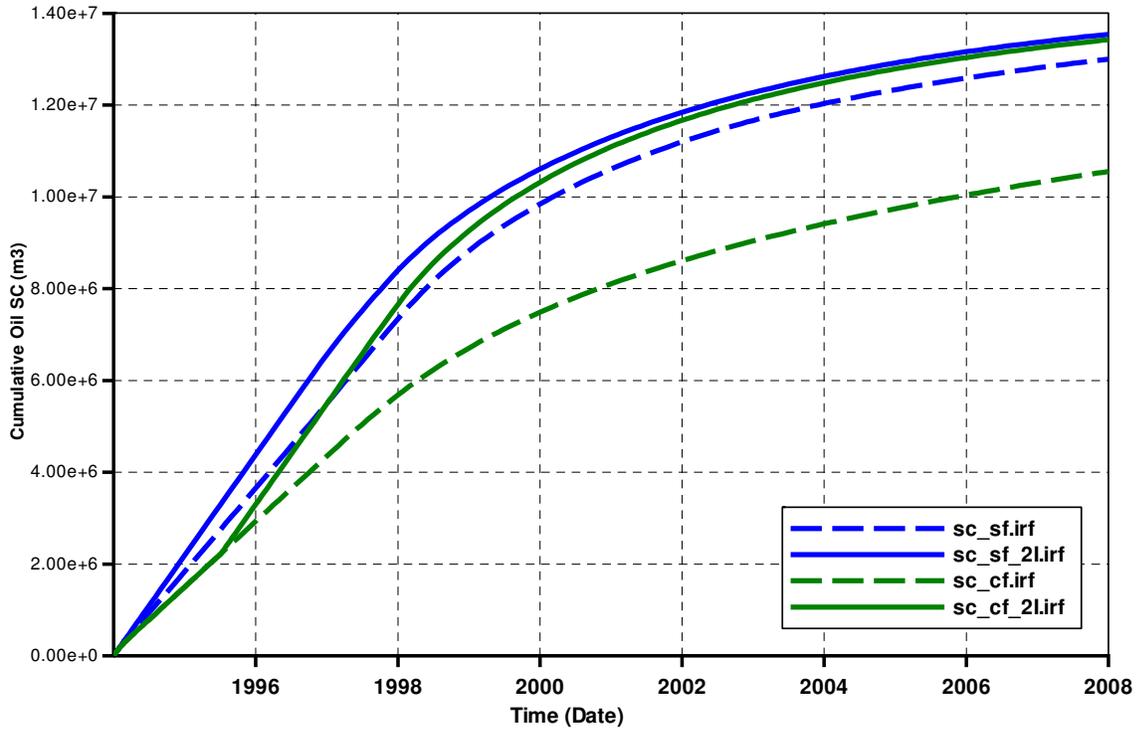


Figura A.38: Comparação das curvas de produção acumulada de óleo dos casos.

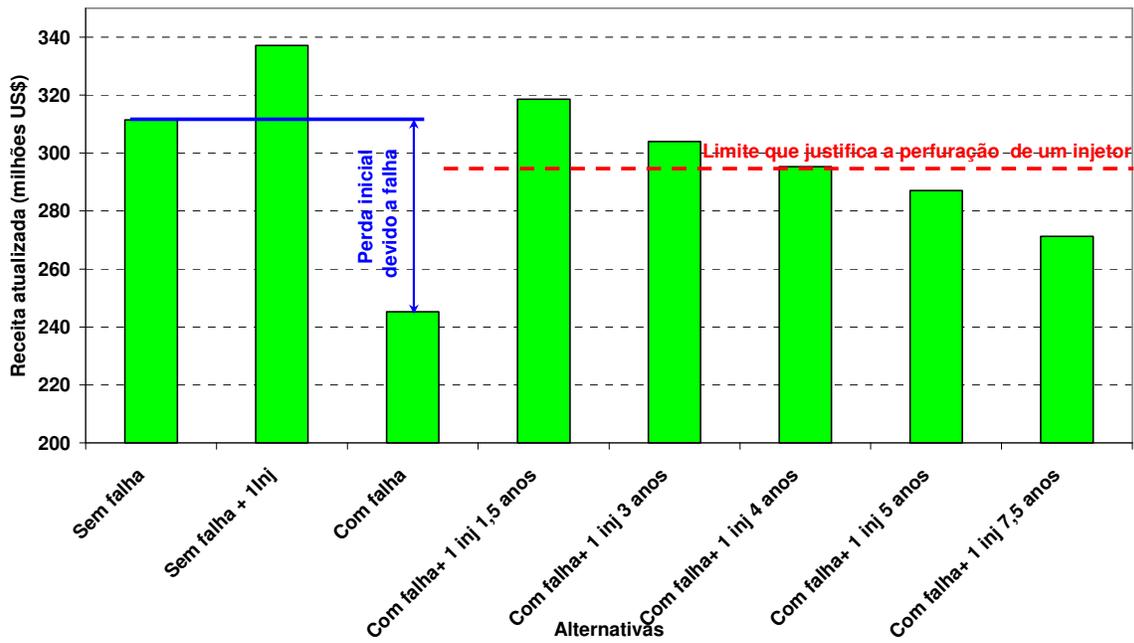


Figura A.39: Comparação de VPL ressaltando o limite de quatro anos para alteração da estratégia de produção.