

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR EM CIÊNCIAS E  
ENGENHARIA DE PETRÓLEO  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

# Obtenção de Dados de Saturação e Pressão a partir de Atributos Derivados da Sísmica 4D

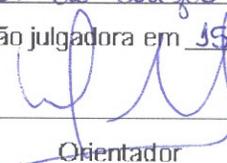
Autor: Rafael Medeiros de Souza

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

CAMPINAS

2010

Este exemplar corresponde à redação final  
da tese defendida por Rafael  
Medeiros de Souza aprovada  
pela comissão julgadora em 15/09/10

  
Orientador

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR EM CIÊNCIAS E  
ENGENHARIA DE PETRÓLEO  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

# **Obtenção de Dados de Saturação e Pressão a partir de Atributos Derivados da Sísmica 4D**

Autor: Rafael Medeiros de Souza

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Curso: Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo

Área de Concentração: Reservatórios & Gestão

Dissertação de mestrado acadêmico apresentada à Comissão de Pós Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo da Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2010

SP – Brasil

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

So89o Souza, Rafael Medeiros de  
Obtenção de dados de saturação e  
pressão a partir de atributos derivados da sísmica  
4D / Rafael Medeiros de Souza. --Campinas, SP:  
[s.n.], 2010.

Orientador: Denis José Schiozer.  
Dissertação de Mestrado - Universidade  
Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia  
Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Reservatórios (Simulação). 2.  
Geofísica. 3. Rochas. 4. Prospecção sísmica. I.  
Schiozer, Denis José. II. Universidade Estadual de  
Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e  
Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Obtaining saturation and pressure maps from time-lapse  
seismic derived attributes

Palavras-chave em Inglês: Reservoirs (Simulation), Geophysics, Rocks,  
Seismic

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Emilson Pereira Leite, Álvaro Favinha Martini

Data da defesa: 15/09/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
PROGRAMA MULTIDISCIPLINAR EM CIÊNCIAS E  
ENGENHARIA DE PETRÓLEO  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**Obtenção de Dados de Saturação e  
Pressão a partir de Atributos Derivados da  
Sísmica 4D**

Autor: Rafael Medeiros de Souza

Orientador: Prof.Dr. Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta  
Dissertação:



Prof. Dr. Denis José Schiozer  
DEP/FEM/UNICAMP



Prof. Dr. Emilson Pereira Leite  
DGRN/IGE/UNICAMP



Dr. Álvaro Favinha Martini  
Petrobras

Campinas, 15 de Setembro de 2010

*Aos meus filhos:  
Manuela, Mariana e Levi*

## **Agradecimentos**

Um grande amigo, certa vez, ao finalizar a sua própria dissertação de mestrado me disse que escrever os agradecimentos havia sido a melhor parte das suas mais de 200 páginas de trabalho. Acreditando em sua opinião, escrevo agora os meus agradecimentos ao final de um longo trabalho que, longe de representar somente resultados científicos, também aponta o fim de uma etapa da minha vida que foi marcada por mudanças, desafios e superação. Hoje sei o quão importante foi este período para mim, tanto pessoal quanto profissionalmente.

É grande o número de pessoas que fazem ou fizeram parte da minha vida e que contribuíram de alguma forma em meu caminho. Agradeço aos primeiros grandes protagonistas desta história, meus pais, Alexandre e Jacqueline. Não consigo lembrar um único singelo momento em que não houvesse apoio incondicional e conselhos esperançosos. Estas linhas também são suas. Aos meus irmãos, Raquel e Leonardo, obrigado pelo apoio durante todos esses anos.

Aos meus eternos amigos: Musgo, Marmota, Rafael, Rex, Tchu e Perin. Fica aqui registrado um grande abraço por tudo, pois no final o que importa é ter história pra contar.

Aos novos amigos do DEP, Beto, Pocotó, Ortelan, Avansi, Mauro Ida, Phillippe, Paulinho, Luís, Manuel, Parker, Duda e tantos outros, obrigado pelas acaloradas discussões petrolíferas e pelas muitas risadas. Agradeço também ao Professor Denis pela visão objetiva e por sabiamente guiar meus estudos até a conclusão deste trabalho. Obrigado aos funcionários do DEP pelo apoio durante o desenvolvimento desta dissertação e também a FAPESP pelo financiamento do projeto.

Por fim, registro aqui minha total devoção e amor às pessoas mais importantes da minha vida: minha mulher, Vivi, cujo companheirismo não tem igual e que traz a luz ao meu dia a dia e, aos meus filhos: Manu, Mari e Levi, que apesar das noites sem dormir, conseguem com um único sorriso trazer alegria e manter meus pés no chão.

*“A persistência é o caminho do êxito”*

*Charles Chaplin*

## Resumo

SOUZA, Rafael Medeiros, *Obtenção de Mapas de Pressão e Saturação a partir de Atributos Derivados da Sísmica 4D*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 191p. Dissertação (Mestrado).

A utilização de dados de produção para o aumento da confiabilidade das previsões de produção de um campo apresenta limitações, principalmente no início do seu desenvolvimento, quando há menos dados observados e as incertezas são maiores. Uma alternativa para a melhora da qualidade do modelo é a utilização de mapas de saturação e pressão obtidos a partir da sísmica 4D. A incorporação destas informações ainda é pouco explorada em estudos de engenharia de reservatórios e possui grande potencial para diminuição das incertezas causadas pela falta de informação e complexidade de um campo de petróleo. Trabalhos recentes indicam que a forma ideal de se utilizar esta informação na calibração de modelos numéricos de reservatórios é convertê-la em saturação e pressão. Assim, o objetivo deste estudo é avaliar a obtenção, a partir de dados da sísmica 4D, das distribuições de saturação e pressão ao longo de reservatórios de petróleo.

A metodologia proposta envolve a definição de dois métodos. No Método 1, a saturação é obtida implicitamente, por meio de um processo de inversão vinculado a dados de engenharia de reservatórios e a pressão é explicitamente obtida com a aplicação deste mapa de saturação em um processo de ajuste de histórico integrado (SOUZA *et al.*, 2010). Este método foi aplicado em um modelo *five-spot* com duas falhas geológicas e um canal de alta permeabilidade. Os mapas de saturação e pressão

obtidos indicam claramente as estruturas do reservatório que definem as tendências de fluxo de fluídos. Estes resultados indicam que o método iterativo mostrou-se eficaz em face às dificuldades de se modelar o comportamento da resposta acústica do reservatório. Além disso, destaca-se o uso de informações da simulação de reservatórios, como ajuste das vazões de líquidos e a abordagem iterativa entre a inversão e o processo de ajuste com o intuito de desacoplar as contribuições da saturação e pressão na composição da resposta acústica do reservatório.

No Método 2, mapas de saturação e pressão são obtidos simultaneamente por meio do processo de inversão vinculado a dados de engenharia. Este método foi aplicado em um modelo do Campo de Namorado modificado. Este método permitiu a obtenção dos mapas de saturação e pressão simultaneamente e através deles foi possível identificar as principais estruturas que podem definir as tendências de fluxo no reservatório, como as falhas geológicas e canais de alta permeabilidade presentes.

Dentre as principais contribuições deste estudo estão à definição de uma metodologia capaz de estimar saturação e pressão a partir de atributos sísmicos, o desenvolvimento de vínculos, baseados na engenharia de petróleo, aplicados ao processo global.

*Palavras Chave:* Simulação de Reservatórios, Atributos Sísmicos Sintéticos, Sísmica 4D, Mapas de Saturação e Pressão, Inversão, Modelo Petroelástico, Física de Rochas, Vínculos em Dados de Engenharia de Reservatórios, Geofísica de Reservatórios, Engenharia de Reservatórios

## **Abstract**

SOUZA, Rafael Medeiros, *Obtaining Saturation and Pressure Maps from Time-Lapse Seismic Derived Attributes*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 189p. Dissertação (Mestrado).

The use of production data for increasing the reliability of production forecasts of a field is limited, especially in early development, when there are fewer observed data and the uncertainties are greater. An alternative to improve the quality of the model is the use of saturation and pressure maps obtained from time-lapse seismic. The incorporation of this information is not explored in reservoir engineering studies and has great potential for reducing uncertainties caused by lack of information and complexity of oil fields. Recent work indicates that the best way to use this information to calibrate numerical models of reservoirs is to convert it to saturation and pressure. Thus, the objective of this study is to obtain, from time-lapse seismic data, the distributions of saturation and pressure over oil reservoirs.

The presented methodology consists of the definition of two methods. In Method 1, the saturation is implicitly obtained through an inversion process constrained by reservoir engineering data. Thus, the pressure is explicitly obtained with the application of map saturation in the history matching process (SOUZA *et al.*, 2010). This method was applied to a five-spot model with two faults and a high permeability channel. The saturation and pressure maps obtained clearly indicate the reservoir structures that define fluid flow trends in the reservoir. These results indicate that the iterative method was effective to overcome pressure modeling difficulties in the reservoir acoustic response. Furthermore, it's highlighted the use of reservoir simulation information, such

as the well liquid rate matching and the iterative approach between the inversion and matching process in order to decouple the contributions of saturation and pressure in the reservoir acoustic response composition.

In Method 2, the saturation and pressure maps are obtained simultaneously through the inversion process constrained by engineering data. This method was applied to a modified model of the “Namorado Field” (Campos Basin, Brazil), that has geological faults and high permeability channels. It was also necessary to apply an empirical modeling of the rock bulk modules as pressure functions (EMERICK, 2007). This improved the reservoir acoustic sensitivity and allowed, together with the engineering data constraints, obtain these maps. It was possible to identify the main structures that can set fluid flow trends in the reservoir.

As major contributions of this study are the developments of a methodology able to provide saturation and pressure trends regarding time-lapse data and engineering data constraints to the overall process.

*Keywords:* Reservoir Simulation, Synthetic Seismic Attributes, 4D Seismic, Time-Lapse Seismic, Saturation and Pressure Maps, Inversion, Petro-Elastic Model, Rock Physics, Reservoir Geophysics, Reservoir Engineering.

# Índice

<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>xxvii</b>	
<b>Lista de Tabelas</b> .....	<b>xxxvii</b>	
<b>Nomenclatura</b> .....	<b> xlv</b>	
<b>1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1	Motivação.....	3
1.2	Objetivo .....	3
1.3	Hipótese .....	3
1.4	Premissas .....	4
1.5	Estrutura do Texto.....	5
<b>2</b>	<b>Fundamentação Teórica</b> .....	<b>7</b>
2.1	Aspectos Interdisciplinares da Pesquisa.....	7
2.2	Sísmica 3D e 4D .....	8
2.3	Física das Rochas e Petrofísica.....	10
2.4	- Simulação de Reservatórios .....	11
2.4.1	Etapas de Desenvolvimento de Projetos de Simulação .....	12
2.5	Modelo Petroelástico.....	14
2.5.1	Equação de Gassmann.....	17
2.6	Os Níveis do Modelo Petroelástico .....	19
2.6.1	Nível 4: Propriedades Individuais das Fases dos Fluidos .....	20
2.6.2	Nível 3: Propriedades de Rocha e Fluidos .....	25
2.6.3	Nível 2: Módulos Efetivos e Densidade .....	34
2.6.4	Nível 1: Impedâncias e Velocidades .....	35

2.7	Método de Inversão .....	36
2.7.1	Otimização Vinculada.....	36
<b>3</b>	<b>Revisão Bibliográfica.....</b>	<b>39</b>
3.1	A Informação Sísmica e a Engenharia de Reservatórios .....	39
3.2	Interpretação Quantitativa da Informação Sísmica .....	45
3.2.1	O Ajuste de Histórico e a Sísmica 4D.....	49
3.3	A Modelagem Petroelástica e a Sísmica.....	53
3.4	Integração entre Atributo Sísmico e Simulador de Escoamento .....	54
3.5	Saturação e Pressão a partir da Interpretação Sísmica.....	54
<b>4</b>	<b>Metodologia.....</b>	<b>55</b>
4.1	Abordagens Adotadas para o Problema .....	55
4.1.1	Método 1 - Tratamento Explícito da Pressão .....	56
4.1.2	Método 2 – Inversão Simultânea de Saturação e Pressão.....	57
4.2	Metodologia Proposta .....	58
4.3	Conjuntos de Dados de Saturações e Pressões.....	59
4.4	Montagem do Problema.....	61
4.4.1	Modelos Real e Inicial Sintéticos.....	62
4.4.2	Passo 1 .....	63
4.4.3	Passo 2 .....	63
4.4.4	Modelos Petroelástico Real e Inicial.....	64
4.4.5	Elaboração dos Vínculos.....	64
4.5	Aplicação dos Métodos .....	66
4.5.1	Algoritmo de Inversão.....	66
4.5.2	Tratamento Explícito da Pressão .....	68
<b>5</b>	<b>Aplicação.....</b>	<b>71</b>
5.1	Caso A – Modelo Sintético .....	71
5.1.1	Modelo Real de Simulação do Reservatório (Caso A) .....	71
5.1.2	Modelo Inicial de Simulação do Reservatório (Caso A) .....	73
5.1.3	Modelo Petroelástico .....	73
5.1.4	Estudo 3D Sintético.....	77

5.2	Caso B – Campo de Namorado Modificado .....	78
5.2.1	Caracterização do Reservatório .....	79
5.2.2	Modelo Real de Simulação do Reservatório (Caso B) .....	82
5.2.3	Modelo Inicial de Simulação do Reservatório.....	84
5.2.4	Ajuste entre os Modelos Real e Inicial.....	85
5.2.5	Modelo Petroelástico .....	86
5.2.6	Estudo 4D Sintético .....	93
5.3	Estrutura da Aplicação da Metodologia.....	100
<b>6</b>	<b>Resultados e Discussão .....</b>	<b>101</b>
6.1	Caso A .....	101
6.1.1	Rodada 1.....	101
6.1.2	Tratamento Explícito da Pressão – Passo 7.....	111
6.1.3	Rodada 2.....	116
6.2	Caso B .....	124
6.2.1	Rodada para o Método 2.....	124
<b>7</b>	<b>Conclusões e Recomendações .....</b>	<b>135</b>
7.1	Conclusões Gerais.....	135
7.2	Conclusões Específicas .....	136
7.3	Sugestões para Trabalhos Futuros .....	137
	<b>Referências .....</b>	<b>139</b>
	<b>Apêndice .....</b>	<b>145</b>
	<b>Anexo.....</b>	<b>151</b>

## Lista de Figuras

Figura 2.1: Representação da interação entre as disciplinas em um projeto de desenvolvimento de reservatório: tradicional (esquerda), atual (direita). Adaptado de Cosentino (2001). .....	8
Figura 2.2: Representação da interação entre os parâmetros de entrada do MPE para o cálculo da impedância acústica. Adaptado de Emerick (2007). .....	17
Figura 2.3: Curvas indicando o comportamento do módulo volumétrico do óleo em função da temperatura, pressão e densidade inicial do óleo (BATLZE e WANG, 1992). .....	21
Figura 2.4: Curvas indicando o comportamento do módulo volumétrico da água em função da temperatura, pressão e salinidade (BATLZE e WANG, 1992)..	23
Figura 2.5: Curvas indicando o comportamento do módulo volumétrico do gás em função da temperatura, pressão e gravidade do gás (BATLZE e WANG, 1992). .....	25
Figura 2.6: Representação dos limites superior e inferior dos módulos: (a) volumétricos e (b) de cisalhamento (MAVKO, 1998).....	31
Figura 3.1: Metodologia usual utilizada no ajuste combinando dados de produção e sísmica 4D (RISSO, 2007) .....	51
Figura 3.2: Formas de calibração (ajuste) de modelos de reservatórios. Foco do trabalho é no processo 2 para ajuste de pressão e saturação (SP).....	52
Figura 4.1: Interação de parâmetros entre as subdivisões que constituem a metodologia para o Método 1. ....	60
Figura 4.2: Interação de parâmetros entre as subdivisões que constituem a metodologia para o Método 2. ....	61
Figura 4.3: Esquema da etapa de montagem do problema .....	62
Figura 4.4: Algoritmo de otimização proposto. ....	67
Figura 4.5: : Esquema da etapa do tratamento explícito da pressão. ....	69
Figura 5.1: Mapa de permeabilidade horizontal do modelo real. Destaca-se em verde o canal de alta permeabilidade e em vermelho as duas falhas geológicas..	72
Figura 5.2: Mapa de permeabilidade horizontal do modelo inicial. Destaca-se a ausência do canal de alta permeabilidade e das duas falhas geológicas presentes no modelo real. ....	73
Figura 5.3: Superfície de resposta do módulo volumétrico do óleo ( $K_o$ ) em função das variações e saturação de água e pressão para o modelo de reservatório do Caso A. ....	75

Figura 5.4: Superfície de resposta do módulo volumétrico da água ( $K_w$ ), dado pela Equação 2.8, em função das variações de saturação de água e pressão para o modelo de reservatório do Caso A.....	75
Figura 5.5: Superfície de resposta de IA em função da variação de saturação de água e pressão para o modelo de reservatório do Caso A.....	76
Figura 5.6: Curva de isocontorno de impedância acústica.....	77
Figura 5.7: Mapa base com os poços, linhas sísmicas e arcabouço estrutural do reservatório (RISSO, 2007).....	78
Figura 5.8: Seção esquemática do reservatório (RISSO, 2007).....	79
Figura 5.9: Curva de pressão capilar.....	81
Figura 5.10: Curvas de permeabilidade relativa da água.....	82
Figura 5.11: Curvas de permeabilidade relativa do gás.....	82
Figura 5.12: Mapa geológico 3D do reservatório: mapa de saturação de óleo.....	83
Figura 5.13: Mapa de permeabilidade horizontal do modelo real: (a) parte superior e (b) parte inferior.....	83
Figura 5.14: Mapa de permeabilidade vertical do modelo real: (a) parte superior e (b) parte inferior.....	84
Figura 5.15: Mapa de permeabilidade horizontal do modelo inicial: (a) parte superior e (b) parte inferior.....	84
Figura 5.16: Curva das permeabilidades relativas do modelo inicial.....	85
Figura 5.17: Pressão média do reservatório e vazão de água para o modelo de reservatório do Caso B.....	86
Figura 5.18: Comportamento da correlação polinomial para o módulo volumétrico de rocha seca em função da porosidade (Equação (5.1)).....	87
Figura 5.19: Comportamento da correlação polinomial para o módulo de cisalhamento de rocha seca em função da porosidade (Equação 5.2).....	88
Figura 5.20: Comportamento das correlações polinomiais para variação de propriedades de rocha seca em função de mudanças de pressão efetiva.....	89
Figura 5.21: Comportamento das normalizações dos módulos, volumétrico e de cisalhamento (Equações 5.5 e 5.6).....	89
Figura 5.22: Superfície de resposta do módulo volumétrico do óleo em função das variações de pressão e saturação de água presentes no reservatório do Caso B.....	91
Figura 5.23: Superfície de resposta do módulo volumétrico da água em função das variações de pressão e saturação de água presentes no reservatório do Caso B.....	92
Figura 5.24: Superfície de resposta de IA de onda P para o reservatório em estudo.....	93
Figura 5.25: Saturação de água da camada 3 do modelo real.....	94
Figura 5.26: Mapas referentes aos levantamentos sísmicos base e de monitoramento do modelo real do Caso B.....	96
Figura 5.27: Mapas referentes aos levantamentos sísmicos base e de monitoramento do modelo inicial do Caso B.....	97
Figura 5.28: Mapas de pressão e variação de IA para o modelo real, no tempo zero e após 2971 dias de produção.....	98

Figura 5.29: Mapas de pressão e variação de IA para o modelo inicial, no tempo zero e após 2971 dias de produção.....	99
Figura 5.30: Conjunto de gráficos de variação de impedância acústica e saturações de água para os modelos real e inicial.....	100
Figura 6.1: Curvas de pressão de fundo de poço e vazão de óleo para o poço produtor 2.....	102
Figura 6.2: Curvas de pressão de fundo de poço e vazão de óleo para o poço injetor.....	103
Figura 6.3: Curvas de pressão de fundo de poço e vazão de óleo para o poço produtor 3.....	104
Figura 6.4: Pressões médias dos reservatórios dos modelos real e inicial.....	104
Figura 6.5: Corte na direção sudoeste a nordeste dos mapas de pressão dos modelos inicial e real.....	105
Figura 6.6: Estimativa inicial de saturação de água obtida a partir do modelo inicial...	106
Figura 6.7: Mapa de impedância acústica observada.....	107
Figura 6.8: Representação dos vínculos utilizados para estimativa de saturação água por meio do processo de inversão.....	107
Figura 6.9: Conjunto de mapas de saturação e diferença de saturações resultantes do processo de inversão da rodada 1.....	108
Figura 6.10: Mapa de variações das saturações inicial e estimada da rodada 1.....	109
Figura 6.11: Mapas de saturação para análise quantitativa das estimativas de saturação de água obtidas por meio do processo de inversão.....	110
Figura 6.12: Curvas de pressão de fundo de poço para o poço produtor 2.....	112
Figura 6.13: Curvas de pressão de fundo de poço para o poço produtor 3.....	113
Figura 6.14: Curvas de pressão de fundo de poço para o poço injetor.....	114
Figura 6.15: Curvas de pressão média do reservatório para os modelos real, inicial e inicial após o ajuste da rodada 1.....	115
Figura 6.16: Corte 3D na direção sudoeste a nordeste dos mapas de pressão após o ajuste da rodada 1.....	115
Figura 6.17: Corte 2D na direção sudoeste a nordeste dos mapas de pressão após o ajuste da rodada 1.....	116
Figura 6.18: Mapa de saturação de água inicial para a rodada 1.....	117
Figura 6.19: Conjunto de mapas de saturação e diferença de saturações resultantes do processo de inversão da rodada 2.....	118
Figura 6.20: Mapa das diferenças das saturações de água estimada e inicial da rodada 2.....	119
Figura 6.21: Mapa de variações das saturações inicial e estimada da rodada 2.....	120
Figura 6.22: Curvas de pressão de fundo de poço para o poço produtor 2.....	121
Figura 6.23: Curvas de pressão de fundo de poço (BHP) para o produtor 3.....	122
Figura 6.24: Curvas de pressão de fundo de poço (BHP) para o injetor.....	123
Figura 6.25: Corte 3D na direção sudoeste a nordeste dos mapas de pressão após o ajuste da rodada 2.....	123
Figura 6.26: Corte 2D na direção sudoeste a nordeste dos mapas de pressão após o ajuste da rodada 2.....	124
Figura 6.27: Conjunto de mapas com as saturações observada, inicial e estimada para o Caso B.....	125

Figura 6.28: Mapa da estimativa inicial de saturação de água fornecida pelo modelo real após 2971 dias de produção.....	126
Figura 6.29: Mapa de saturação de água estimada para o Caso B após 2971 dias de produção. ....	127
Figura 6.30: Mapa da diferença entre saturação estimada e real. ....	129
Figura 6.31: Mapa da diferença entre saturação inicial e real na camada 3 após 2971 dias de produção.....	129
Figura 6.32: Mapa de pressão do modelo real na camada 3 após 2971 dias de produção. ....	130
Figura 6.33: Estimativa Inicial de pressão da camada 3 após 2971 dias de produção.	131
Figura 6.34: Mapa de pressão estimada na camada 3 após 2971 dias de produção. .	132
Figura 6.35: Diferença entre a pressão estimada e observada na camada 3, após 2971 dias de produção.....	133
Figura 6.36: Diferença entre a estimativa inicial e a pressão observada na camada 3 após 2971 dias de produção. ....	133
Figura 8.1: Mapas de saturações da verificação 1. ....	147
Figura 8.2: Conjunto de mapas para avaliação das diferenças entre as saturações inicial, real e estimada na Verificação 1. ....	148
Figura 8.3: Superfície de resposta de impedância acústica em função da saturação e pressão com a modelagem de Hertz-Mindlin. ....	149
Figura 8.4: Conjunto de mapas para avaliação das diferenças entre as saturações inicial, real e estimada na Verificação HM1.....	150
Figura 9.1: Fluxograma geral do Procedimento de Ajuste proposto por Machado (2010). ....	152
Figura 9.2: Definição das regiões: (a) mapa simulado (b) mapa real (c) mapa de erro (RISSO, 2007).....	153
Figura 9.3: Zoneamento do reservatório usado no Procedimento de Ajuste 1.....	157
Figura 9.4: Zoneamento considerado no Procedimento de Ajuste 1.2 (MACHADO, 2010). ....	158
Figura 9.5: Funções-objetivo otimizadas (MACHADO, 2010). ....	159
Figura 9.6: (a) Distribuição de permeabilidade do Modelo ajustado 4 e (b) Modelo Real. ....	161
Figura 9.7: Ajuste da pressão de escoamento dos poços (a) Produtor 1 e (b) Produtor 2. ....	162
Figura 9.8: Ajuste da pressão de escoamento dos poços (a) Produtor 3 e (b) Produtor 4. ....	163
Figura 9.9: (a) Ajuste da pressão de escoamento do Injetor e (b) Ajuste da produção de água do Produtor 3 (MACHADO, 2010). ....	164
Figura 9.10: Mapa de diferenças de saturação de água no quarto ano de produção (MACHADO, 2010).....	164
Figura 9.11: Mapa de diferenças de pressão no quarto ano de produção (MACHADO, 2010).....	165
Figura 9.12: Funções-objetivo parciais de mapas (MACHADO, 2010). ....	165
Figura 9.13: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 1.2. ....	166
Figura 9.14: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 2. ....	167

Figura 9.15: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 3.1. .....	167
Figura 9.16: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 4.	168

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Lista de alguns parâmetros estimados pela Física das Rochas e Petrofísica. .....	11
Tabela 2.2: Parâmetros de rocha e fluido para um modelo de simulação (COSENTINO, 2001). .....	13
Tabela 2.3: Parâmetros de entrada do MPE. ....	16
Tabela 4.1: Descrição dos passos realizados para execução da metodologia. ....	59
Tabela 4.2: Elaboração dos vínculos. ....	66
Tabela 5.1: Propriedades estáticas do Modelo Histórico. ....	72
Tabela 5.2: Propriedades de rocha (MAVKO, 1998). ....	74
Tabela 5.3: Tabela PVT com as principais características do óleo do reservatório. ....	80
Tabela 5.4: Propriedades utilizadas na definição do MPE do Caso B.....	90
Tabela 5.5: Cronograma de aquisições sísmicas sintéticas utilizado neste estudo. ....	94
Tabela 5.6: Indicação dos métodos aplicados a cada caso estudado.....	100
Tabela 7.1: Organização dos estudos complementares a definição da metodologia proposta. ....	145
Tabela 7.2: Resumo dos casos de estudo (MACHADO, 2010).....	155
Tabela 7.3: Permeabilidades encontradas para o modelo 1.1 (MACHADO, 2010).....	159
Tabela 7.4: Permeabilidades encontradas para o modelo 1.2 (MACHADO, 2010).....	160
Tabela 7.5: Permeabilidades encontradas para os Modelos 2, 3.1, 3.2, 3.3 e 4.1 (MACHADO, 2010).....	160

# Nomenclatura

## Letras Latinas

		Unidades
$B_o$	Fator de volume de formação do óleo	Adimensional
$B_g$	Fator de volume de formação de gás	Adimensional
$C$	Compressibilidade	$1/\text{Kg}/\text{cm}^2$
$e$	Expoente da Trajetória da Saturação	Adimensional
$f_1$	Fração Volumétrica do Mineral 1	Adimensional
$f_2$	Fração Volumétrica do Mineral 2	Adimensional
$FO$	Função-Objetivo	Adimensional
$D$	Mapa estrutural	Adimensional
$GRAV$	Gravidade do Gás	Adimensional
$hg$	Espessura total da formação, para camada do reservatório.	Metros
$hn$	Espessura porosa da formação, para camada do reservatório.	Metros
$K_{Dry}$	Módulo Volumétrico da Rocha Seca	GPa
$K_{fl}$	Módulo Volumétrico Efetivo dos Fluidos	GPa
$K_g$	Módulo Volumétrico Efetivo do Gás	GPa
$K_{HM}$	Módulo Volumétrico de Hertz-Mindlin	GPa
$K_{HS\pm}$	Limites do Módulo Volumétrico de Hashin-Shtrinkman	GPa
$K_o$	Módulo Volumétrico Efetivo do Óleo	GPa
$K_{liquid}$	Módulo Volumétrico Combinado da Fase Líquida	GPa
$K_{mineral}$	Módulo Volumétrico Efetivo dos Minerais	GPa
$K_{Sat}$	Módulo Volumétrico da Rocha Saturada	GPa
$K_w$	Módulo Volumétrico Efetivo da Água	GPa
$K_\emptyset$	Rigidez do Espaço Poroso	GPa
$P$	Pressão	$\text{Kg}/\text{cm}^2$
$P_b$	Pressão de Bolha do Óleo	MPa ou $\text{Kg}/\text{cm}^2$
$P_{eff}$	Pressão Efetiva	MPa ou $\text{Kg}/\text{cm}^2$
$P_c$	Pressão de Confinamento	MPa

$P_d$	Pressão Diferencial	MPa
$P_i$	Pressão Inicial	MPa ou Kg/cm <sup>2</sup>
$P_p$	Pressão de Poro	MPa ou Kg/cm <sup>2</sup>
$P_{ref}$	Pressão de Referência	GPa ou Kg/cm <sup>2</sup>
$P_{sobrecarga}$	Pressão de Sobrecarga	GPa ou Kg/cm <sup>2</sup>
$Q_o$	Vazão de produção de Óleo	m <sup>3</sup> /dia
$Q_w$	Vazão de produção de Água	m <sup>3</sup> /dia
$S$	Salinidade	PPM
$S_O$	Saturação de Óleo	Adimensional
$S_{or}$	Saturação de Óleo Residual	Adimensional
$S_w$	Saturação de Água	Adimensional
$S_{wc}$	Saturação de Água Conata	Adimensional
$t$	Tempo	dias
$T$	Temperatura	°C
$V_o$	Velocidade de Onda no Óleo	Km/s
$V_p$	Velocidade da Onda P	Km/s
$V_s$	Velocidade da Onda S	Km/s
$Vis_g$	Viscosidade do Gás	cP
$Vis_o$	Viscosidade do Óleo	Cp
$V_{pw}$	Velocidade da Onda Pura na Água	Km/s
$V_w$	Velocidade da onda na Água	Km/s
$X$	Parâmetro qualquer medido	Depende do parâmetro
<b>Letras Gregas</b>		
$\beta$	Peso variável nos Procedimentos de Ajuste	Adimensional
$\eta$	Coefficiente de Deformação	Adimensional
$\mu_{Dry}$	Módulo de Cisalhamento da Rocha Seca	GPa
$\mu_{mineral}$	Módulo Cisalhante do Mineral	GPa
$\mu_{sat}$	Módulo de Cisalhamento da Rocha Saturada	GPa
$\mu_{HM}$	Módulo de Cisalhamento de Hertz-Mindlin	GPa

$\mu_{HS\pm}$	Limites do Módulo Cisalhante de Hertz-Mindlin	GPa
$v_{poro}$	Volume Poroso	
$\phi_c$	Porosidade Crítica	Adimensional
$\phi_{eff}$	Porosidade Efetiva	Adimensional
$\phi_0$	Porosidade Inicial	Adimensional
$\rho_o$	Densidade de óleo em condições padrão	g/cc
$\rho_{mineral}$	Densidade dos Minerais	g/cc
$\rho_w$	Densidade de água em condições padrão	g/cc
$\rho_g$	Densidade de gás em condições padrão	g/cc
$\rho_{o,R}$	Densidade do Óleo nas Condições de Referência	g/cc
$\rho_{o,p}$	Densidade do Óleo em Função da Pressão	g/cc
$\rho_{fluid}$	Densidade Efetiva do Fluido	g/cc
$\sigma$	Incremento de Pressão Hidrostática	MPa
<b>Siglas</b>		
BHP	<i>Bottom-Hole Pressure</i> (Pressão de Escoamento de Fundo de Poço)	Kg/cm <sup>2</sup>
CD	<i>Profundidade da Célula</i>	Metros
CMG	Computer Modelling Group	Não se aplica
IA	Impedância Acústica	(kg/m <sup>3</sup> )x(m/s)
IMEX	Simulador de Fluxo da CMG	Não se aplica
RGO	Razão Gás/Óleo	Adimensional
MI	Modelo Inicial	Não se aplica
MPE	Modelo Petroelástico	Não se aplica
MR	Modelo Real	Não se aplica
PVT	Propriedades dos fluidos segundo Pressão, Volume e Temperatura	Não se aplica
WD	Profundidade do Contato Óleo-Água	Metros

# 1 Introdução

Desde o seu surgimento em meados da década de 60, simuladores de reservatório têm se tornado uma ferramenta indispensável ao desenvolvimento e gerenciamento de campos de petróleo. Atualmente, eles são ferramentas robustas e complexas que permitem a integração de informações de diferentes fontes necessárias à definição de um modelo numérico de reservatório que busca fornecer previsões de comportamento de produção.

Contudo, as incertezas associadas aos modelos de fluxo devido à escassez de dados podem implicar em uma baixa confiabilidade da resposta destes modelos, de forma que é necessária a sua calibração em relação a dados de produção, como vazão de fluidos e pressão nos poços. Este processo é chamado de ajuste de histórico e tem o objetivo de aumentar a confiabilidade da previsão de produção de um modelo numérico de reservatório.

O ajuste de histórico tradicional é feito através da calibração da produção e pressão nos poços. Porém, como na fase inicial de desenvolvimento dos campos o número de poços é pequeno, a escassez de informação implica em grandes incertezas associadas. Além disso, como o principal ajuste é feito pela chegada da água nos produtores, o que só ocorre depois de um período de produção relativamente longo, o processo de ajuste de produção pode não trazer muitos benefícios no início, quando a necessidade de confiabilidade nos modelos é mais necessária visto que é a fase onde decisões importantes são tomadas.

Desta forma, novas fontes de informação têm sido estudadas e a importância da integração das diferentes disciplinas tipicamente envolvidas no desenvolvimento de campos de petróleo é evidente. A convergência de objetivos nas respectivas atividades

da geologia, geofísica e engenharia de reservatórios é capaz de diminuir as incertezas associadas às estimativas de propriedades ao longo do reservatório e assim aumentar a confiabilidade das previsões de comportamento fornecidas pelos modelos de fluxo. Avanços recentes tornaram as técnicas sísmicas importantes para caracterização de reservatórios. Especificamente, a sísmica 4D é capaz de indicar tendências do comportamento de propriedades dinâmicas do reservatório, como a movimentação de fluidos, de forma que o uso desta informação no processo de ajuste de histórico tornou-se, nos últimos anos, um objetivo comum entre indústria e academia.

Risso (2007) propôs o uso de mapas de saturação de água, fornecidos pela 4D, no ajuste de histórico, possibilitando identificar antecipadamente as regiões do reservatório a serem ajustadas, uma vez que a sísmica pode indicar um comportamento do reservatório, que não é apresentado por seu respectivo modelo de fluxo. Logo, é possível aumentar a confiabilidade das previsões de produção.

Tradicionalmente tendências de fluxo de fluidos a partir de dados obtidos em um estudo 4D resultam de uma interpretação qualitativa, onde diferenças de amplitudes são correlacionadas com dados de perfil e produção (LUMLEY, 1995). Porém esta abordagem torna difícil o uso desta informação no processo de ajuste de histórico, no qual é desejável que a informação ao longo do reservatório seja a mais determinística quanto for possível.

Apesar das limitações, abordagens mais quantitativas da sísmica 4D têm sido empregadas e permitindo melhorias significativas no desenvolvimento de campos de petróleo. O aumento da precisão e confiabilidade na caracterização do campo, na previsão de saturação de água (WU, 2005), na otimização da produção (STAPLES, 2002) no auxílio na caracterização e monitoramento de reservatórios (MEZGHANI, 2004) (JOHANN, 2006).

Particularmente no ajuste de histórico, Ida (2009) propôs 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.

Risso (2007) mostrou algumas vantagens de se fazer o processo inverso, ou seja, inverter as informações da sísmica 4D para saturação e fazer o ajuste com os

mapas de saturação de água. Informações sobre pressão também podem ser obtidas com grandes vantagens no processo (MACHADO, 2010). Mapas da diferença dessas propriedades podem ser utilizados para definir regiões a serem ajustadas no modelo de fluxo, melhorando assim a precisão do ajuste.

Contudo as estimativas destas propriedades devem ser obtidas a partir do comportamento de atributos sísmicos 4D e, uma vez que não há uma metodologia bem estabelecida para este fim, este estudo integra conceitos intrínsecos à geologia, geofísica, física das rochas, petrofísica e engenharia de reservatório para definição de uma técnica que permita a estimativa dos comportamentos de tais propriedades do reservatório por meio da informação sísmica.

### **1.1 Motivação**

As principais motivações que levam ao desenvolvimento deste estudo são relacionadas ao fato que trabalhos anteriores do grupo de pesquisa (RISSO, 2007), (MACHADO, 2010) mostram que é muito útil o uso de pressão e saturação no processo de ajuste, em contrapartida aos estudos que utilizam impedância como informação no processo de ajuste (IDA, 2009).

Entretanto, a conversão de impedância acústica em pressão e saturação não é um processo fácil devido à complexa interação entre os fenômenos físicos envolvidos e não há trabalhos consagrados publicados na literatura. O principal desafio está relacionado com a possível multiplicidade de soluções encontrada no processo e a necessidade de uma metodologia para resolver este problema.

### **1.2 Objetivo**

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia para conversão de impedância acústica em dados de pressão e saturação de água para caracterização e calibração de modelos numéricos de reservatórios.

### **1.3 Hipótese**

Neste estudo são apresentadas duas abordagens para resolver o problema de multiplicidade de soluções no processo de obtenção de saturação de água e pressão a partir do comportamento de atributos sísmicos. O primeiro baseia-se na hipótese inicial

a ser testada que é a pouca influência da pressão no processo para alguns casos. Isso pode acontecer em três situações: em casos com pouca variação de pressão, quando a pressão tem influência baixa nos parâmetros petrofísicos, ou quando o campo de pressão é suave e relativamente conhecido pelos modelos numéricos de fluxo. A solução proposta para esses casos é baseada na atualização explícita da pressão e implícita das saturações.

O segundo baseia-se na aplicação de vínculos, baseados em dados de engenharia de reservatórios, ao processo de inversão sendo possível obter estimativas de saturação de água e pressão simultaneamente. Os vínculos auxiliam o processo ao eliminar, entre as múltiplas soluções encontradas, aquelas que são compatíveis com a solução fisicamente possível para o problema. Este último se aplica em casos onde existem variações de pressão significativas ao longo do reservatório.

#### **1.4 Premissas**

Considerando o estágio inicial de pesquisa e a hipótese acima, foram feitas premissas para o desenvolvimento da metodologia de trabalho, listadas abaixo:

- O modelo testado é um modelo sintético com resposta conhecida, denominado Modelo “Real” (MR) para que seja possível a validação da metodologia; por isso, não serão abordados os problemas de confiabilidade dos dados e resolução da distribuição de atributos sísmicos em decorrência do processo de inversão sísmica.
- O atributo sísmico considerado neste trabalho é a impedância acústica (IA) obtida através do acoplamento de modelo petroelástico (MPE) com o modelo sintético criado para representar o reservatório “real”. Portanto, os valores de IA estão na mesma escala do modelo de simulação, e não levam em consideração os erros de obtenção de dados e confiabilidade das ferramentas de obtenção de dados e métodos de processamento sísmico.
- A aplicação da metodologia realizando a atualização explícita dos valores de pressão e implícita de saturação é válida para casos onde (1) a variação espacial da pressão é suave ou pequena ou (2) onde a influência da variação de pressão na resposta acústica do reservatório é pequena, de forma que a

pressão é mantida fixa durante o processo de inversão para obtenção de saturação; no caso do primeiro item, o campo de pressão é obtido antes do processo de inversão e atualizado posteriormente de forma explícita; nos dois casos a variação de IA depende apenas das saturações.

- A aplicação da metodologia realizando a inversão simultânea de saturação e pressão aplica-se em casos onde existam variações de pressão significativas ao longo do reservatório.
- Serão desprezados problemas relacionados a repetitividade dos levantamentos sísmicos 4D utilizadas neste estudo.

### **1.5 Estrutura do Texto**

Diante dos objetivos estabelecidos nesta pesquisa, o presente trabalho está estruturado em 7 Capítulos.

O Capítulo 1 apresenta a introdução do tema de estudo, assim como as motivações para o seu desenvolvimento, com destaque para os aspectos multidisciplinares em questão. Além disso, são apresentados os objetivos e as premissas do trabalho.

No Capítulo 2, é abordada a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento do trabalho. Este item apresenta uma ampla cobertura das teorias necessárias ao desenvolvimento da metodologia proposta.

O Capítulo 3 é destinado à revisão bibliográfica, que é dividida em dois subitens: A informação sísmica e a engenharia de reservatórios e, Interpretação quantitativa da informação sísmica. Nestes itens são apresentados os artigos científicos julgados relevantes ao desenvolvimento deste estudo.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia proposta para este trabalho.

No Capítulo 5, é apresentada a aplicação da metodologia em dois casos: um modelo sintético *five-spot* (Caso A) e um reservatório real modificado (Caso B).

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

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

## **2 Fundamentação Teórica**

### **2.1 Aspectos Interdisciplinares da Pesquisa**

O fluxo de trabalho de um estudo de reservatórios era muito diferente da forma como ocorre hoje. A abordagem era sequencial, de modo que o geólogo, geofísico e engenheiro de reservatórios trabalhavam de forma quase independente, enquanto os resultados eram compartilhados com pouca interação.

Uma consequência disto é que cada disciplina definia seus próprios objetivos, que em geral eram diferentes entre si e nem sempre totalmente alinhados com os objetivos globais do projeto.

Para o desenvolvimento de projetos que integram diferentes disciplinas de E&P é necessária uma mudança de foco. O desenvolvimento geral torna-se multidisciplinar e os profissionais trabalham de forma inter-relacionada, onde a interação entre as disciplinas é fundamental para validação do trabalho que está sendo feito.

Na Figura 2.1, estão ilustradas as duas formas de desenvolvimento de projetos, destacando a falta de interação entre as disciplinas no modo tradicional (imagem da esquerda) e a grande interação entre as mesmas em projetos integrados (imagem da direita).

Neste novo contexto, é crucial a compreensão dos objetivos globais do estudo para que cada disciplina envolvida no projeto defina seus objetivos individuais em pleno acordo com os globais.

Nota-se também a inserção da física das rochas como umas das disciplinas envolvidas no desenvolvimento de reservatórios de petróleo. De fato, esta área figura como uma via para uma interpretação mais quantitativa da informação sísmica,

permitindo desta forma uma integração mais eficaz com os modelos numéricos de reservatórios (AVSETH, MAVKO e MUKERJI, 2008).

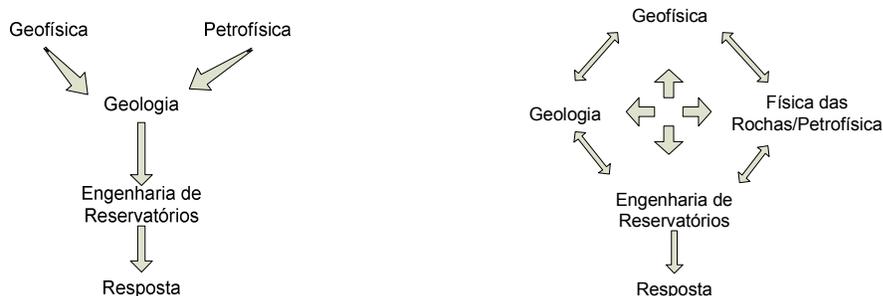


Figura 2.1: Representação da interação entre as disciplinas em um projeto de desenvolvimento de reservatório: tradicional (esquerda), atual (direita). Adaptado de Cosentino (2001).

## 2.2 Sísmica 3D e 4D

A sísmica trata de uma tecnologia geofísica utilizada na caracterização e monitoramento de campos de petróleo. O termo 4D refere-se ao conceito oriundo da física, espaço-tempo, onde o espaço é definido nas três dimensões (comprimento, largura e profundidade), obtido por meio de uma aquisição sísmica 3D realizada em determinado instante e a quarta dimensão, o tempo, é obtida através da realização de uma segunda aquisição sísmica 3D posterior a primeira. Assim, a diferença das informações é estimada através da variação entre as imagens fornecidas por estas duas aquisições.

A sísmica 4D tem todos os benefícios da caracterização de reservatórios da 3D mais o benefício que a obtenção direta das imagens das características de fluxo de fluidos pode oferecer (BROWN, 1991). Em primeira ordem, as imagens sísmicas são sensíveis a contrastes espaciais em dois tipos distintos de propriedades do reservatório: propriedades estáticas de geologia, invariantes no tempo, como litologia, e conteúdo de argila; e propriedades dinâmicas, variantes no tempo, como saturação de fluidos, pressão, porosidade efetiva e temperatura (LUMLEY, 1998). Como a sísmica 4D é obtida através da diferença entre 2 aquisições sísmicas, ela tem como principal vantagem ser uma medida indireta destas propriedades dinâmicas.

É justamente essa medida indireta de pressão e saturação que faz a ligação com estudos de engenharia de reservatórios, que tem como um dos principais objetivos estimar o comportamento de fluidos e pressão ao longo do reservatório. Isto, aliado ao

fato da Impedância Acústica (IA) ser diretamente correlacionada a propriedades do reservatório (MAVKO, 1998), indica que esta é uma importante fonte de informações a ser integrada, através deste atributo, ao desenvolvimento de modelos numéricos de simulação.

Porém, uma grande dificuldade em projetos de integração é o fato da interpretação da informação sísmica ser complexa, de forma que há inúmeras combinações de geologia estática e distribuição de fluidos no reservatório que podem compor uma única resposta de Impedância Acústica.

Este aspecto é um pouco minimizado pelo conceito da sísmica 4D, pois o exame das diferenças entre as imagens sísmicas com um intervalo de tempo permite cancelar as contribuições da geologia invariante no tempo, resultando em uma imagem direta das alterações causadas pelo fluxo de fluidos no reservatório.

Apesar dos potenciais benefícios trazidos pela sísmica 4D, a sua interface com outras fontes de informação possui grandes limitações associadas as diferentes escalas envolvidas. A grande capacidade de mapeamento areal da sísmica, embora com baixa resolução vertical, se contrapõe a informação localizada de produção em poços, evidenciando a necessidade da integração entre as disciplinas para aumentar a confiabilidade na interpretação da informação sísmica.

Dessa forma, os dados de sísmica 4D, ao cobrir todo o volume do reservatório entre os poços, complementam, mas não substituem os dados de engenharia de reservatórios, visto que a maioria dos dados de engenharia são restritos a medidas nos poços. Atualmente, típicos dados sísmicos 4D têm uma resolução vertical em uma faixa entre 10 e 15 m (YILMAZ, 2001). Além disso, a não unicidade na resposta fornecida pela sísmica leva a aplicação de dados, tipicamente utilizados na engenharia de reservatórios, como poços, perfis e testemunho, que tem efeitos de pressão e saturação medidos independentemente, para desacoplar às contribuições mistas de pressão e saturação no atributo sísmico variante no tempo.

A informação sísmica tem sido considerada de forma qualitativa, estabelecendo o comportamento de seus atributos, como amplitude e análise AVO (LUMLEY, 1995) e impedância acústica (DOYEN et al., 2000), com o intuito de estimar características estruturais e tendências do fluxo de fluidos no reservatório em estudo. Esta abordagem

torna mais difícil a integração da informação sísmica em um processo quantitativo como o ajuste de histórico, uma vez que a forma de interpretação é subjetiva e dependente da experiência profissional de geólogos e geofísicos.

Do ponto de vista da engenharia de reservatórios, busca-se na informação sísmica uma fonte adicional de dados que possam estimar tendências do fluxo de fluidos e comportamento de pressão quantitativamente. Para este fim, é necessário que atributos sísmicos, como a IA estejam diretamente correlacionados com propriedades do reservatório, como porosidade efetiva, massas específicas das fases, temperatura, compressibilidades de rocha e fluido, saturação de fluidos, pressão no poro.

Logo, ao fornecer modelos que visam estabelecer correlações destas propriedades do reservatório com sua possível resposta acústicas, a física das rochas é a conexão quantitativa necessária à integração da informação sísmica no processo de ajuste de histórico de forma eficiente.

### **2.3 Física das Rochas e Petrofísica**

Os Perfis, sônico, densidade e também dipolo, se disponível, podem ser utilizados para estabelecer relações da velocidade de onda P e S ( $V_p$  e  $V_s$ , respectivamente) e densidade com os módulos elásticos (volumétrico e de cisalhamento), porosidade, fluido no poro, temperatura, pressão, entre outros, para dada litologia e diferentes tipos de fluido. Logo, através da física das rochas busca-se estabelecer relações entre as propriedades destes materiais e a resposta sísmica observada e desenvolver uma teoria preditiva, de forma que estas propriedades possam ser detectadas com a sísmica. Relações precisas entre propriedades de rochas e atributos sísmicos permitem ao intérprete relacionar tais propriedades ao comportamento de atributos sísmicos. Além disso, informações sobre porosidade, preenchimento do poro e litologia tornam-se disponíveis para melhoria da interpretação sísmica.

Tais relações fornecidas pela física das rochas podem utilizar informações provenientes da petrofísica, que usa perfis, testemunho e dados de produção para integrar as informações pertinentes à descrição do reservatório. A Tabela 2.1 contém uma lista de parâmetros estimados por ambas as disciplinas.

Tabela 2.1: Lista de alguns parâmetros estimados pela Física das Rochas e Petrofísica.

	<b>Física das Rochas</b>	<b>Petrofísica</b>
Parâmetros Estimados	Velocidade de onda P ( $V_p$ ) Velocidade de onda S ( $V_s$ ) Massa específica Porosidade Temperatura Fluido no poro Pressão Módulos elásticos (volumétrico e de cisalhamento)	Saturação Volume de argila Permeabilidade Contato de fluidos Porosidade Zoneamento do reservatório Espessura porosa

## 2.4 - Simulação de Reservatórios

A simulação numérica de reservatórios tem sido usada desde o início da década de 60 como uma forma de se estimar o comportamento futuro de campos de petróleo.

Em sua definição moderna, a simulação de reservatórios é uma prática do dia-a-dia nas empresas da área de petróleo e é usada pela maioria dos engenheiros de reservatórios. A grande popularidade desta ferramenta se deve a muitos fatores e nem todos eles relacionados a aspectos técnicos (COSENTINO, 2001):

- **Aplicabilidade:** não há competição de nenhuma outra técnica convencional. Não há um único problema da rotina de um engenheiro de reservatórios que não possa, potencialmente, ser resolvida pela simulação numérica.
- **Fácil de utilizar:** pacotes modernos de simulação são fornecidos com processos interativos que facilitam muito o uso do modelo. A disponibilidade de opções padrão já inseridas no modelo permitem que até mesmo os engenheiros mais inexperientes encontrem algum tipo de resposta para o problema.
- **Aceitação:** atualmente na maioria das companhias, tomadas de decisão de alto nível exigem estudos baseados na simulação de reservatórios.

A simulação de reservatórios possui a flexibilidade necessária a estudos multidisciplinares. Os simuladores comerciais são capazes de realizar sofisticadas rotinas, como a administração de poços, que permitem ao engenheiro definir as suas

condições de operação. Facilidades relacionadas à entrada e saída de dados é um item de destaque, pois a importação e exportação de informação são importantes na integração entre diferentes fontes de dados.

Mesmo com a grande aceitação, a simulação de reservatórios de petróleo não está livre de problemas. Projetos de simulação são sujeitos a um grau de incerteza, que advém do conhecimento incompleto do modelo geológico, da representatividade dos dados de entrada e finalmente dos erros devido a abordagem numérica das soluções (dispersão numérica, efeitos de orientação da malha etc.). Por este motivo, é necessária a calibração dos modelos com o máximo de dados possível, principalmente dados de produção e informações da sísmica 4D.

#### **2.4.1 Etapas de Desenvolvimento de Projetos de Simulação**

A simulação de reservatórios permite a modelagem de escoamento em meios porosos, auxilia na caracterização de reservatórios e identificação de barreiras e de propriedades próximas aos poços. A partir da análise dos resultados obtidos, pode-se definir um plano de desenvolvimento para o reservatório de acordo com uma função-objetivo econômica ou técnica.

As principais etapas do estudo de um campo de petróleo através da simulação numérica são (RISSO, 2007):

- Caracterização do reservatório;
- Definição e construção do modelo de simulação;
- Ajuste de histórico de produção;
- Previsão de comportamento.

Na etapa de definição e construção do modelo de simulação, existem considerações importantes em relação aos objetivos deste projeto. É nesta etapa que são definidos os parâmetros nos quais as propriedades do reservatório, calculadas pelo simulador, se baseiam.

Além do modelo estrutural que representa as características geométricas do reservatório, propriedades de rocha-fluido compõem a formação do modelo de simulação. A Tabela 2.2 resume os parâmetros definidos em cada categoria.

Tabela 2.2: Parâmetros de rocha e fluido para um modelo de simulação (COSENTINO, 2001).

<b>Geometria</b>	
D	Mapa estrutural
hg	Espessura total da formação, para camada do reservatório.
hn	Espessura porosa da formação, para camada do reservatório.
NTG	Razão entre espessura porosa e total (alternativa a hn)
<b>Propriedades de Rocha</b>	
$\phi$	Porosidade
K	Permeabilidade absoluta (3 direções)
c	Compressibilidade da vs. Pressão
<b>Propriedades de Fluido</b>	
Bo	Fator volume de formação de óleo
Bw	Fator volume de formação de água
Bg	Fator volume de formação de gás
$\rho_o$	Densidade de óleo em condições padrão
$\rho_w$	Densidade de água em condições padrão
$\rho_g$	Densidade de gás em condições padrão
Rs	Razão de solubilidade
$\mu_o$ Vs P	Viscosidade do óleo vs Pressã.
$\rho_g$ Vs P	Viscosidade do gás vs Pressão
$\rho_w$ Vs P	Viscosidade da água vs Pressão
Co	Compressibilidade do óleo
Cw	Compressibilidade da água
<b>Função de Saturação</b>	
$P_{C_{wo}}$ vs. $S_w$	Pressão capilar água-óleo
$P_{C_{GO}}$ vs. $S_g$	Pressão capilar gás-óleo
$K_{r_o}, K_{r_w}$ vs. $S_w$	Função permeabilidade relativa óleo-água
$K_{r_o}, K_{r_g}$ vs. $S_o$	Função permeabilidade relativa óleo-gás
$K_{r_o}, K_{r_g}, K_{r_w}$	Função permeabilidade relativa água, gás e óleo

Uma vez construído o modelo numérico de um dado reservatório, a sua validação é imprescindível. Contudo, geralmente a pequena quantidade de informações disponíveis não permite uma caracterização adequada e, é através do ajuste de histórico de produção que são realizadas as calibrações de alguns parâmetros de maior incerteza com intuito de reproduzir o histórico de produção e pressão existentes.

As alterações mais frequentes incluem ajustes das seguintes propriedades: permeabilidades horizontais para ajustar os gradientes de pressão; permeabilidades verticais ou extensão de heterogeneidades verticais para ajustar o movimento de fluidos nesta direção; pressões capilares ou curvas de permeabilidades relativas para ajustar o movimento de frentes de saturação; tamanho e transmissibilidades de aquíferos ou capa de gás para ajustar o nível global de pressão e de influxo de fluidos. O processo é encerrado quando a concordância entre os valores calculados e observados é considerada aceitável sob o ponto de vista da engenharia.

Nota-se que muitas das alterações frequentemente realizadas no processo de ajuste de histórico citadas acima, são informações características da sísmica 4D. Assim, a incorporação de informações referentes às frentes de saturação, de pressão ou tamanho e transmissibilidade de aquíferos, é importante para o aumento da confiabilidade das previsões de comportamento futuro das jazidas.

## **2.5 Modelo Petroelástico**

Neste estudo, um modelo petroelástico (MPE) é definido por um conjunto de equações, apresentadas abaixo, que estimam a resposta acústica de um dado reservatório em termos da Impedância Acústica (IA). Os parâmetros de entrada deste MPE são retirados de um modelo numérico de simulação, assim como as propriedades de rocha necessárias são obtidas a partir do respectivo modelo geológico.

Dada a grande quantidade de parâmetros de entrada do MPE, eles foram divididos em duas categorias: (1) propriedades estáticas e (2) dinâmicas. Na Tabela 2.3 são listados todos os parâmetros necessários ao cálculo da IA. Ainda na Tabela 2.3, é apresentada a prioridade de cada propriedade estática na construção de um modelo numérico de reservatório em um simulador de fluxo comercial. Nota-se que a maioria é uma exigência do simulador e o seu uso como entrada do MPE é direto. As propriedades denominadas dinâmicas são aquelas que são sujeitas a atualizações durante a execução da simulação devido as diferentes condições do reservatório que se formam após o início da produção. Estas propriedades são disponibilizadas pelo simulador de fluxo e também podem ser utilizadas como entrada do MPE.

Dentre as propriedades estáticas existem parâmetros cujas definições não são exigidas pelo simulador ou que não necessariamente devem ser informadas na construção de um modelo numérico de reservatório, isto é, são opcionais (Tabela 2.3). Os módulos, volumétrico e de cisalhamento dos minerais que constituem o reservatório são exemplos, assim como a temperatura e a salinidade. Contudo, estes parâmetros são muito importantes para o MPE e a sua origem e distribuição devem ser confiáveis de maneira a não comprometer as estimativas de IA calculadas. A construção do modelo de fluxo deve ser consistente com a modelagem geológica do reservatório em estudo, pois é através da caracterização das litologias presentes e suas respectivas distribuições que a coerência da modelagem da resposta acústica nestas regiões será determinada. Em casos em que não há disponibilidade destas informações, podem ser aplicados modelos que estimam tais parâmetros de forma consistente com o modelo numérico de reservatório (MAVKO, 1998).

A obtenção de estimativas de impedância por meio de um MPE é complexa, não somente devido a necessária interação entre as diferentes fontes de informação, mas também devido a complexidade na qual os parâmetros de entrada (Tabela 2.3) são combinados. Uma representação desta combinação é apresentada na Figura 2.2, onde os parâmetros destacados em bege no alto da figura são retirados do modelo numérico do reservatório; com fundo branco destaca-se os parâmetros opcionais e/ou não fornecidos pelo modelo numérico, como a temperatura, salinidade, descrição da litologia presente e o coeficiente de deformação interna ( $\eta$ ). Em azul indicam-se os parâmetros elásticos de rocha, como módulo volumétrico dos fluidos, módulos volumétricos e de cisalhamento dos minerais e de rocha seca, densidade efetiva dos fluidos e pressão efetiva. O uso da equação de Gassmann é destacado em roxo. A densidade efetiva, o módulo volumétrico saturado e de cisalhamento estão em destaque amarelo. Por fim, a razão de Poisson ( $\nu$ ) e as impedâncias, acústica da onda P e, cisalhante da onda S, são indicados em verde.

Outro aspecto importante é o impacto que o módulo volumétrico efetivo das fases e os módulos, volumétrico e de cisalhamento de rocha seca possuem na resposta de impedância, pois estes são inseridos diretamente na Equação de Gassmann (Equação (2.3)).

Tabela 2.3: Parâmetros de entrada do MPE.

<b>Categoria</b>	<b>Descrição do Parâmetro</b>	<b>Modelo de Fluxo</b>
<b>Propriedades Estáticas</b>	Compressibilidade da rocha (1/MPa)	Exigido
	Compressibilidade da água (1/MPa)	Exigido
	Compressibilidade do óleo (1/MPa)	Exigido
	Pressão de referência (MPa)	Exigido
	Pressão de ponto de bolha (MPa)	Exigido
	Profundidade no centro da célula(m)	Exigido
	Massa específica inicial do óleo (g/cc)	Exigido
	Massa específica inicial da água (g/cc)	Exigido
	Saturação de água conata	Exigido
	Saturação irreduzível de óleo	Exigido
	Temperatura (°C)	Opcional
	Salinidade (PPM)	Opcional
	Porosidade inicial	Exigido
	Módulo volumétrico mineral <sup>1</sup> (GPa)	Não definido
	Módulo de cisalhamento mineral <sup>1</sup> (GPa)	Não definido
	Velocidade de onda P <sup>1</sup> (Km/s)	Não definido
	Velocidade de onda S <sup>1</sup> (Km/s)	Não definido
	Razão de Poisson <sup>1</sup>	Não definido
<b>Propriedades Dinâmicas</b>	Saturação de água	Disponível
	Pressão no poro (MPa)	Disponível
	Massa específica do óleo (g/cc)	Disponível
	Massa específica da água (g/cc)	Disponível
	Porosidade efetiva	Disponível

---

<sup>1</sup> Propriedade estimada partir de procedimentos experimentais em amostras de rocha.

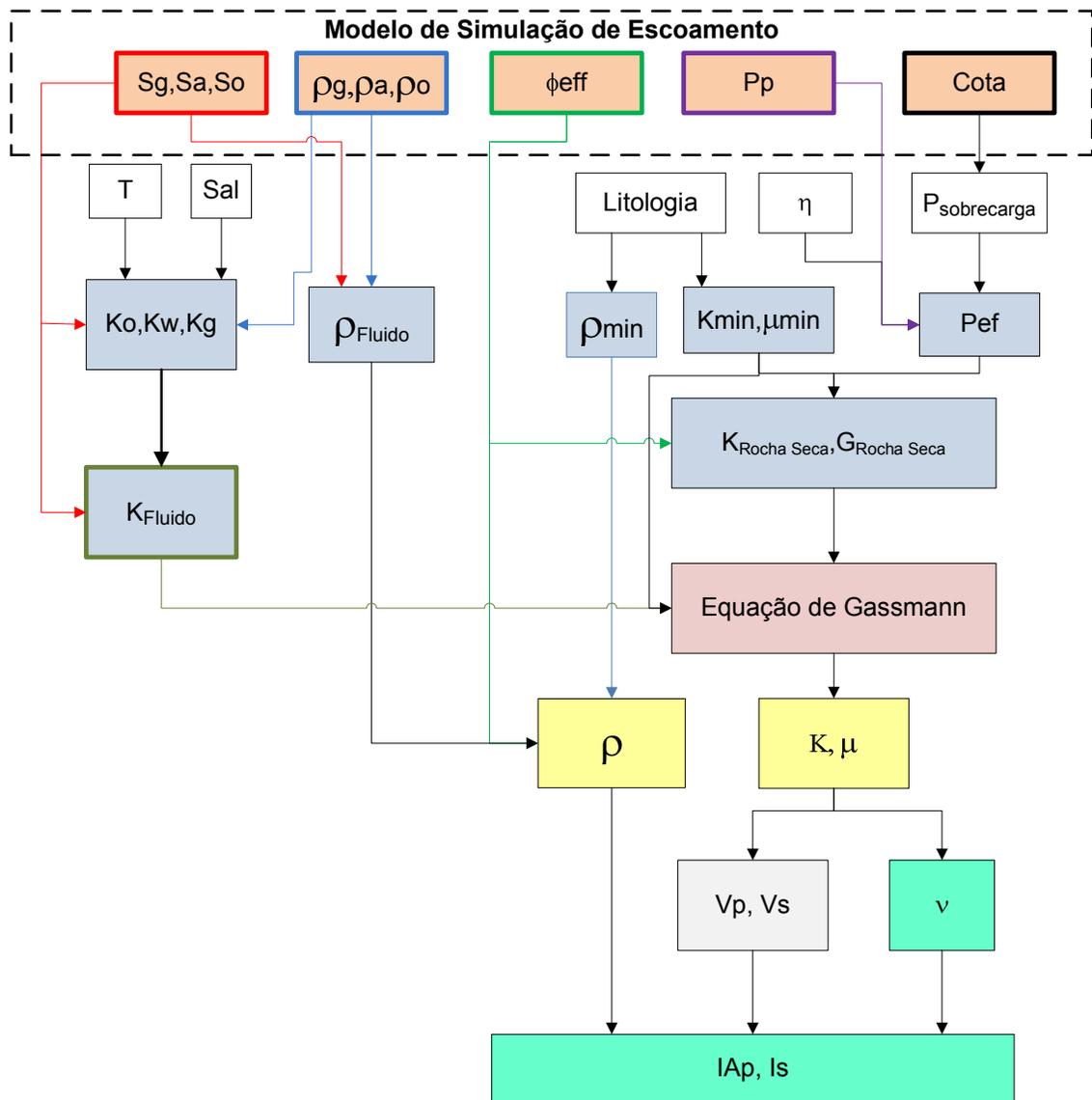


Figura 2.2: Representação da interação entre os parâmetros de entrada do MPE para o cálculo da impedância acústica. Adaptado de Emerick (2007).

### 2.5.1 Equação de Gassmann

Na modelagem da resposta acústica de um reservatório através da definição de um MPE existe a necessidade de se estimar as velocidades sísmicas em rochas saturadas com um fluido que não corresponde aquele presente originalmente na rocha. Este é o *problema da substituição do fluido* (AVSETH, MAVKO e MUKERJI, 2008), que é o problema de física das rochas de compreender e prever como a velocidade sísmica e a impedância dependem dos fluidos no poro.

No centro do problema da substituição de fluidos estão as relações de Gassmann (MAVKO, 1998), que preveem como os módulos da rocha variam com a mudança dos fluidos nos poros. Dois efeitos de fluido devem ser considerados neste problema: a variação na densidade volumétrica da rocha e a variação na compressibilidade da rocha. A compressibilidade de uma rocha seca pode ser expressa bastante genericamente como a soma da compressibilidade mineral e uma compressibilidade extra, devido ao espaço poroso.

$$\frac{1}{K_{dry}} = \frac{1}{K_{mineral}} + \frac{\phi}{K_{\phi}} \quad (2.1)$$

onde  $\phi$  é a porosidade,  $K_{dry}$  o módulo volumétrico de rocha seca,  $K_{mineral}$  o módulo volumétrico mineral e  $K_{\phi}$  a rigidez do espaço poroso dada por:

$$\frac{1}{K_{\phi}} = \frac{1}{v_{poro}} \frac{\partial v_{poro}}{\partial \sigma} \quad (2.2)$$

onde  $v_{poro}$  é o volume poroso e  $\sigma$  é o incremento da pressão hidrostática de confinamento devido a propagação da onda no meio poroso. Rochas pouco consolidadas, com microfraturas e rochas em baixas pressões efetivas são, de forma geral, macias e compressíveis e tem um  $K_{\phi}$  pequeno. Rochas rígidas que são bem cimentadas, com poucas fraturas ou em altas pressões efetivas têm um  $K_{\phi}$  grande. Devido a estes incrementos na pressão hidrostática, é gerado um aumento da variação de pressão no poro que resiste a compressão e aumenta a rigidez da rocha. A teoria de baixas frequências de Gassmann (1951) - Biot (1956) prevê aumento resultante no módulo volumétrico,  $K_{sat}$ , da rocha saturada através da seguinte equação:

$$\frac{K_{sat}}{K_0 - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_0 - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{\phi(K_0 - K_{fl})}, \quad \mu_{sat} = \mu_{dry} \quad (2.3)$$

onde,

- $K_{dry}$  - Módulo volumétrico efetivo da rocha seca,
- $K_{sat}$  - Módulo volumétrico efetivo da rocha com fluido no poro,
- $K_0$  - Módulo volumétrico do material mineral que constitui a rocha,

- $K_{fl}$  - Módulo volumétrico efetivo do fluido no poro,
- $\phi$  - porosidade,
- $\mu_{dry}$  - Módulo de cisalhamento efetivo da rocha seca,
- $\mu_{sat}$  - Módulo de cisalhamento efetivo da rocha com fluido no poro.

O uso da equação 2.3 é mediante as seguintes suposições (AVSETH, MAVKO e MUKERJI, 2008):

- As frequências sísmicas são suficientemente baixas (< 100Hz) de modo que as pressões induzidas no poro são equilibradas através do espaço poroso (i.e., há tempo suficiente para o fluido no poro fluir e eliminar os gradientes de pressão no poro induzidos pela onda);
- A rocha é isotrópica;
- Há um módulo mineral homogêneo;
- O fluido movendo-se na rocha é completamente saturado.

É assumido que os fluidos não são tão viscosos de modo que a rigidez de cisalhamento do reservatório seja somente devido à rocha reservatório.

De acordo com a Tabela 2.3, são muitos os parâmetros a serem definidos para obtenção das estimativas de IA através de um MPE. Desta forma, os parâmetros são organizados em diferentes níveis, de acordo com suas características.

## 2.6 Os Níveis do Modelo Petroelástico

Com o intuito de facilitar a interface computacional entre os arquivos de saída do simulador de fluxo e a identificação de suas variáveis e também de expor claramente a teoria, o modelo petroelástico utilizado neste estudo foi subdividido em quatro níveis:

- Nível 4: Propriedades Individuais das fases dos fluidos;
- Nível 3: Propriedades de rocha e fluido;
- Nível 2: Módulo volumétrico/cisalhamento efetivo e densidade;
- Nível 1: Impedâncias e velocidades.

Abaixo serão apresentadas as equações utilizadas em cada nível, assim como os parâmetros de entrada para definição do modelo petroelástico no modelo de fluxo. Está fora do escopo deste texto apresentar o desenvolvimento da teoria relacionada aos modelos utilizados para modelagem petroelástica aqui aplicada, para uma

discussão mais específica, existem excelentes textos para este fim (AVSETH, MAVKO e MUKERJI, 2008), (MAVKO, 1998), (BATLZE e WANG, 1992).

## 2.6.1 Nível 4: Propriedades Individuais das Fases dos Fluidos

### 2.6.1.1 Módulo Volumétrico do Óleo

O Módulo Volumétrico do óleo em uma célula da malha é dado por

$$K_o = \rho_o V_o^2 \quad (2.4)$$

onde

- $\rho_o$  é a massa específica do óleo (g/cc) na célula da malha;
- $V_o$  é a velocidade do som no óleo na célula da malha dada (em m/s) por:

$$V_o = 2096 \sqrt{\frac{\rho_{o,R}}{2.6 - \rho_{o,R}}} - (3.7xT) + (4.64xP) + 0.0015x \left\{ 4.12 \left( 4.12 \sqrt{\frac{1.08}{\rho_{o,R}} - 1} \right) - 1 \right\} . T x P \quad (2.5)$$

onde:

- T é a temperatura (°C) na célula da malha. É fornecida diretamente como uma entrada para cada região petroelástica;
- P é a pressão (MPa) na célula da malha;
- $\rho_{o,R}$  é a densidade do óleo (g/cm<sup>3</sup>) na célula da malha nas condições de referência (15,6°C e a pressão atmosférica). Isto é calculado pela primeira correção para os efeitos da temperatura

$$\rho_{o,P} = \rho_o \{ 0.972 + 3.81x10^{-4}(T + 17.78)^{1.175} \} \quad (2.6)$$

e então corrigindo para os efeitos da pressão utilizando,

$$\rho_{o,P} = \rho_{o,R} + (0.00277P - 1.71 \times 10^{-7} P^3)(\rho_{o,R} - 1.15) + 3.49 \times 10^{-4} P \quad (2.7)$$

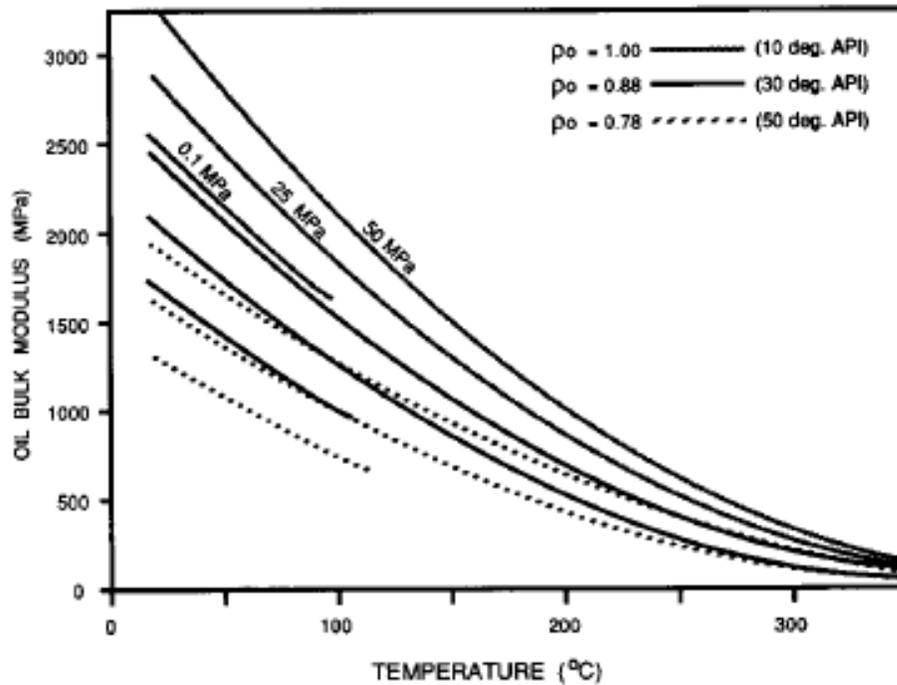


Figura 2.3: Curvas indicando o comportamento do módulo volumétrico do óleo em função da temperatura, pressão e densidade inicial do óleo (BATLZE e WANG, 1992).

Na Figura 2.3 é apresentado o comportamento do módulo volumétrico do óleo, dado pela Equação 2.4, em função da temperatura, pressão e densidade inicial do óleo. Destaca-se a pequena variação neste módulo, de 2500 a 3000 MPa, referente a uma grande variação de pressão, 0.1 a 50 MPa.

### 2.6.1.2 Módulo Volumétrico da Água

O Módulo Volumétrico da água em uma célula da malha é dado por

$$K_w = \rho_w V_w^2 \quad (2.8)$$

onde

- $V_w$  é a velocidade das ondas na água na célula da malha dada (em m/s) por:

$$V_w = V_{pw} + C_s \cdot S + (780 - 10P + 0.16P^2) \cdot S^{1.5} - 1820S^2 \quad (2.9)$$

onde

- S é salinidade da água na célula da malha (em ppm/10<sup>6</sup>)
- $V_{pw}$  é a velocidade das ondas do som na água pura na célula da malha;
- $\rho_w$  é dado por um polinômio simples na pressão, temperatura e salinidade construído para calcular a densidade de soluções de cloreto de sódio (Equação (2.11)).

$$\rho_{pw} = 1 + 1 \times 10^{-6} (-80T - 3.3T^2 + 0.00175T^3 + 489P - 2TP + 0.016T^2P - 1.3 \times 10^{-5}T^3P - 0.333P^2 - 0.002TP^2) \quad (2.10)$$

$$\rho_w = \rho_{pw} + S\{0.668 + 0.44S + 1 \times 10^{-6}[300P - 2400PS + T(80 + 3T - 3300S - 13P + 47PS)]\} \quad (2.11)$$

Novamente, como a Equação 2.9(2.9 esta é uma fórmula empírica, P deve ser em MPa. A salinidade (S) é fornecida diretamente como uma entrada para cada região petroelástica. Enquanto  $C_s$  e  $V_{pw}$  são dados por,

$$C_s = 1170 - 9.6T + 0.055T^2 - 8.5 \times 10^{-5}T^3 + 2.6P - 0.0029TP - 0.0476P^2 \quad (2.12)$$

onde T é em °C e

$$V_{pw} = \sum_{i=0}^4 \left\{ \sum_{j=0}^3 (w_{ij} T^i P^j) \right\} \quad (2.13)$$

onde

$$\begin{aligned} w_{00} &= 1402.85 & w_{02} &= 3.437 \times 10^{-3} \\ w_{10} &= 4.871 & w_{12} &= 1.739 \times 10^{-4} \\ w_{20} &= -0.04783 & w_{22} &= -2.135 \times 10^{-6} \\ w_{30} &= 1.487 \times 10^{-4} & w_{32} &= -1.455 \times 10^{-8} \\ w_{40} &= -2.197 \times 10^{-7} & w_{42} &= 5.230 \times 10^{-11} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 w_{01} &= 1.524 & w_{03} &= -1.197 \times 10^{-5} \\
 w_{11} &= -0.0111 & w_{13} &= -1.628 \times 10^{-6} \\
 w_{21} &= 2.747 \times 10^{-4} & w_{23} &= 1.237 \times 10^{-8} \\
 w_{31} &= -6.503 \times 10^{-7} & w_{33} &= 1.327 \times 10^{-10} \\
 w_{41} &= 7.987 \times 10^{-10} & w_{34} &= -4.614 \times 10^{-13}
 \end{aligned}$$

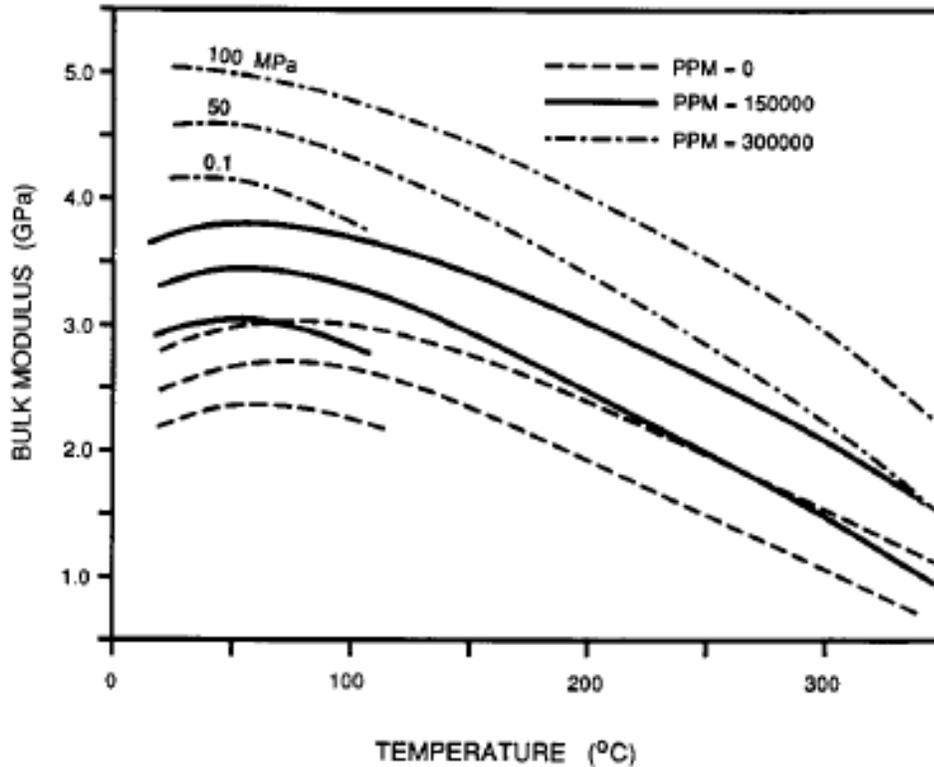


Figura 2.4: Curvas indicando o comportamento do módulo volumétrico da água em função da temperatura, pressão e salinidade (BATLZE e WANG, 1992).

Na Figura 2.4 está representado o comportamento do módulo volumétrico da água salgada, dado pela equação 2.8, em função da pressão, temperatura e salinidade. Novamente nota-se uma pequena variação deste módulo, 4 a 5 GPa, para uma grande variação de pressão, 0.1 a 50 MPa. Outro destaque é a influência da salinidade na resposta deste módulo.

### 2.6.1.3 Módulo Volumétrico do Gás

O Módulo Volumétrico do gás em uma célula da malha é dado (em Mpa) por

$$K_g = \frac{P_\gamma}{1 - \left(\frac{P_r}{Z} \cdot f\right)} \quad (2.14)$$

onde,

$$GRAV = \frac{\rho_{gas|surface}}{\rho_{air|surface}} P_r = \frac{P}{94.72 + (170.75 \cdot GRAV)} T_r = \frac{T + 273.15}{4.892 - (04048 \cdot GRAV)} f$$

$$= c \cdot d \cdot m + a$$

$$Z = (a \cdot P_r) + b + (c \cdot d)a = 0.03 + 0.00527(3.5 - T_r)^3 b = 0.642T_r - 0.007T_r^4 - 0.52c$$

$$= 0.109(3.85 - T_r)^2$$

$$d = \exp \left\{ - \left[ 0.45 + 8 \left( 0.56 - \frac{1}{T_r} \right)^2 \right] \frac{P_r^2}{T_r} \right\}$$

$$m = -1.2 \left\{ -0.45 + 8 \left( 0.56 - \frac{1}{T_r} \right)^2 \right\} \frac{P_r^{0.2}}{T_r}$$

$$\gamma = 0.85 + \frac{5.6}{P_r + 2} + \frac{27.1}{(P_r + 3.5)^2} - 8.7 \exp\{-0.65(P_r + 1)\} \quad (2.15)$$

GRAV está disponível dentro do simulador. Novamente, esta é uma fórmula empírica; P é em MPa, e T é em °C.

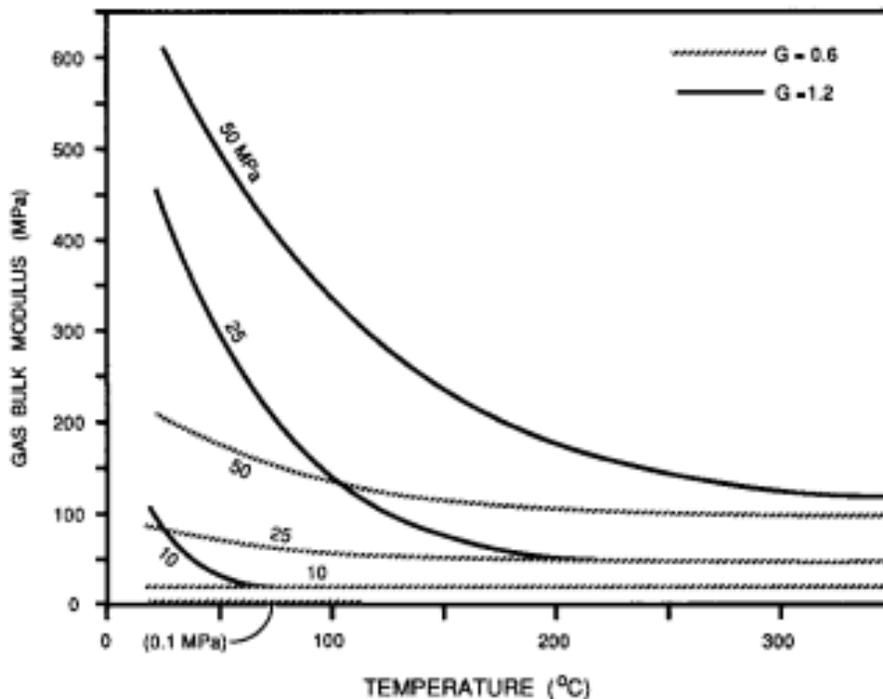


Figura 2.5: Curvas indicando o comportamento do módulo volumétrico do gás em função da temperatura, pressão e gravidade do gás (BATLZE e WANG, 1992).

Na Figura 2.5 é apresentado o comportamento do módulo volumétrico do gás, dado pela Equação 2.14, em função da pressão, temperatura e gravidade do gás. Nota-se que existe uma maior sensibilidade deste módulo em relação à variação de pressão e temperatura do que nos módulos volumétricos do óleo (Figura 2.3) e da água (Figura 2.4).

## 2.6.2 Nível 3: Propriedades de Rocha e Fluidos

### 2.6.2.1 Porosidade Efetiva

O cálculo da porosidade efetiva para uma célula da malha é baseada na porosidade inicial ( $\phi_0$ ), na pressão de referência, na célula da malha e os efeitos da compressibilidade ou compactação da rocha (dependendo de qual tipo de pressão está presente no modelo).

A compressibilidade da rocha é utilizada no cálculo da porosidade efetiva:

$$\phi_{eff} = \phi_0 \left( 1 + X + \frac{X^2}{2} \right) \quad (2.16)$$

onde,

$$X = C(P - P_{ref}) \quad (2.17)$$

e,

- C é a compressibilidade da rocha para a célula da malha;
- P é a pressão na célula da malha;
- $P_{ref}$  é a pressão de referência da compressibilidade da rocha para a célula da malha.

A porosidade na pressão de referência, a pressão, a compressibilidade da rocha e sua pressão de referência estão disponíveis em cada célula da malha.

A compactação da rocha é utilizada no cálculo da porosidade efetiva através de,

$$\phi_{eff} = \phi_0 C(P) \quad (2.18)$$

onde

- $C(P)$  é o multiplicador do volume poroso da compactação da rocha para a célula da malha;
- $P$  é a pressão de poro na célula da malha.

### 2.6.2.2 Densidade Efetiva do Fluido

A densidade efetiva do fluido é dada por

$$\rho_{fluid} = S_o \rho_o + S_w \rho_w + S_g \rho_g \quad (2.19)$$

onde

- $S_{o/w/g}$  é a saturação do óleo, água e gás, respectivamente;
- $\rho_{o/w/g}$  é a densidade do óleo, água e gás, respectivamente.

Estas quantidades são fornecidas pelo simulador para cada célula da malha.

### 2.6.2.3 Módulo Volumétrico Efetivo do Fluido

Dois métodos são apresentados para o cálculo do módulo volumétrico efetivo do fluido. A escolha do método a ser utilizado é fornecida diretamente como entrada para cada região petroelástica como parte da definição do MPE.

#### Lei de Wood Generalizada

Esta é simplesmente uma média harmônica ponderada pela saturação dos módulos volumétricos individuais, ou seja,

$$\frac{1}{K_{fluid}} = \frac{S_o}{K_o} + \frac{S_w}{K_w} + \frac{S_g}{K_g} \quad (2.20)$$

onde,

- $K_{o/w/g}$  são os módulos volumétricos do óleo, água e gás, respectivamente.
- $S_{o/w/g}$  são os valores de saturação de óleo, água e gás, respectivamente.

### Lei de Wood com Brie

Este usa uma média harmônica ponderada da saturação para as fases líquidas (óleo e água) com uma equação separada utilizada para incorporar o efeito da fase gasosa, ou seja,

$$K_{fluid} = (K_{liquid} - K_g)(1 - S_g)^e + K_g \quad (2.21)$$

onde

- $e$  é o expoente da trajetória da saturação;
- $K_{liquid}$  é o módulo volumétrico combinado da fase líquida, dada por:

$$\frac{S_o + S_w}{K_{liquid}} = \frac{S_o}{K_o} + \frac{S_w}{K_w} \quad (2.22)$$

O expoente da trajetória da saturação é fornecido diretamente como uma entrada para cada região petroelástica.

#### 2.6.2.4 Módulo Volumétrico Efetivo dos Minerais

Os módulos volumétricos efetivos dos minerais utilizados nesta modelagem petroelástica são atribuídos em acordo com valores de referência obtidos empiricamente (MAVKO, 1998). Evidentemente que em casos onde esta metodologia for aplicada e houver a disponibilidade de dados de rocha do reservatório em estudo, estas devem ser consideradas.

#### 2.6.2.5 Módulo de Cisalhamento Efetivo dos Minerais

O módulo de cisalhamento dos minerais,  $G_{minerals}$ , é fornecido diretamente como uma entrada para cada região petroelástica.

#### 2.6.2.6 Módulo Volumétrico Efetivo do *Frame* (rocha seca)

O módulo de rocha seca refere-se a um aumento na deformação volumétrica resultante de um acréscimo na pressão de confinamento aplicada enquanto a pressão

no poro é mantida constante (MAVKO, 1998). Para sólidos homogêneos, lineares, porosos e elásticos com qualquer forma arbitrária de espaço poroso, o módulo de rocha seca pode ser escrito como,

$$\frac{1}{K_{dry}} = \frac{1}{K_{mineral}} + \frac{1}{V} \frac{\partial v_p}{\partial p_c} \quad (2.23)$$

A Equação 2.23 também assume que os efeitos inelásticos tais como fricção e viscosidade são desprezíveis. Nota-se desta equação que o módulo volumétrico de rocha seca depende basicamente da litologia, que modifica o módulo volumétrico mineral ( $K_{mineral}$ ), a porosidade e a pressão.

Como não há teoria que relacione todos estes parâmetros petrofísicos ao módulo de rocha seca e a sua evolução com a pressão efetiva (NES, HOLT e FJAER, 2000), normalmente métodos empíricos são realizados para determinar os módulos elásticos da rocha seca ( $K_{dry}$  e  $\mu_{dry}$ ).

Neste estudo foram aplicadas três diferentes abordagens para estimativas dos módulos volumétricos de rocha seca: (1) atribuições sintéticas, (2) modelagem empírica e (3) modelo de Hertz-Mindlin.

### **Atribuições sintéticas**

Estas atribuições sintéticas de propriedades elásticas de rochas são realizadas em estudos envolvendo modelos sintéticos de reservatório, que não possuem tais características definidas.

Assim, propriedades como velocidades de onda P, S e massa específica dos minerais ( $V_p$ ,  $V_s$ , e  $\rho_m$ , respectivamente) são atribuídas a regiões destes modelos de acordo com a distribuição de porosidade presente e os módulos de rocha seca são estimados pelas Equações (2.24 e (2.25).

$$K_{dry} = \rho_{mineral}(1 - \phi)(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2) \quad (2.24)$$

$$\mu_{dry} = \rho_{mineral}(1 - \phi)V_s^2 \quad (2.25)$$

O uso desta abordagem permite o cálculo de estimativas coerentes de velocidade e impedância acústica através do problema de substituição de fluidos. Particularmente neste estudo sedimentos bem consolidados são caracterizados como aqueles com porosidade abaixo de 30% (AVSETH, MAVKO e MUKERJI, 2008).

### **Modelagem empírica**

Outra forma de se estimar estes módulos é através da definição de expressões genéricas. Estas expressões possuem algumas constantes que devem ser definidas para cada caso. Isto é feito para distinguir os efeitos da porosidade, pressão e litologia.

### **Efeitos da porosidade**

O efeito da porosidade nos módulos volumétricos e de cisalhamento é dado pelas seguintes expressões,

$$(K_{dry})^\alpha = C_K(K_{min})^\alpha + C_{K\phi,0} + \dots \quad (2.26)$$

$$\dots + C_{K\phi,1}\phi_{eff} + C_{K\phi,2}\phi_{eff}^2$$

$$(\mu_{dry})^\alpha = C_\mu(\mu_{min})^\alpha + C_{\mu\phi,0} + \dots \quad (2.27)$$

$$\dots + C_{\mu,1}\phi_{eff} + C_{\mu,2}\phi_{eff}^2$$

Nas equações acima, as constantes  $C_K$ ,  $C_{K\phi,i}$ ,  $C_\mu$  e  $C_{\mu\phi,i}$  devem ser definidas para cada caso e o expoente  $\alpha$  especifica se as propriedades de rocha seca e mineral são diretamente ( $\alpha = 1$ ), ou harmonicamente ( $\alpha = -1$ ) relacionados.

Destaca-se que a porosidade efetiva é calculada pelo simulador de escoamento em uma pressão de poro de referência e a compressibilidade da rocha é dada pelas Equações (2.16) e (2.17).

### **Efeitos da pressão efetiva**

A pressão diferencial ( $p_d$ ) é a diferença entre pressão de confinamento ( $p_c$ ) e a pressão de poro ( $p_p$ ) (HOFMAN e ET AL, 2005).

$$p_d = p_c + p_p \quad (2.28)$$

Para solos e rochas não consolidadas a diferença de pressão diferencial governa a dependência da pressão de deformações de solo de rocha macia. Para rochas

consolidadas, entretanto, tem-se que as deformações de rocha são dependentes não só da pressão efetiva, mas também da pressão efetiva.

$$P_{eff} = P_c - \eta P_p \quad (2.29)$$

onde  $\eta$  é o chamado coeficiente de deformação interna definido como:

$$\eta = 1 - \frac{K_{dry}}{K_{min}} \quad (2.30)$$

Este é um fator limitante no uso quantitativo de medidas de física das rochas para estimar a pressão no poro. Muitas vezes assume-se este parâmetro igual a 1, porém se for diferente de 1 as incertezas nas estimativas nas variações de saturação e pressão irão aumentar (DADASHPOUR, LANDRO e KLEPPE, 2008).

A pressão efetiva é dada pela Equação 2.29, na qual é assumido que a pressão de confinamento ( $P_c$ ) é igual à pressão de sobrecarga ( $P_{sobrecarga}$ ) dada por:

$$P_{sobrecarga} = (CD - WD)\nabla_{sobrecarga} - WD \cdot \nabla_{mar} \quad (2.31)$$

onde CD é a profundidade da célula, WD é a lâmina d'água para campos marítimos,  $\nabla_{sobrecarga}$  é o gradiente de sobrecarga e  $\nabla_{mar}$  é o gradiente da água do mar.

De acordo com a abordagem apresentada por Emerick (2007) são definidas expressões para modificar o módulo de rocha seca considerando variações de pressão efetiva (Equações (2.32) e(2.33)).

$$f_k = C_{Kp,0} + C_{Kp,1}P_{eff} + C_{Kp,2}P_{eff}^2 + C_{Kp,3}P_{eff}^3 \dots \quad (2.32)$$

$$f_\mu = C_{\mu p,0} + C_{\mu p,1}P_{eff} + C_{\mu p,2}P_{eff}^2 + C_{\mu p,3}P_{eff}^3 \dots \quad (2.33)$$

Nas equações acima as constantes  $C_{\mu p,i}$  e  $C_{Kp,i}$  devem ser definidas para cada caso.

Os valores finais dos módulos, volumétrico e de cisalhamento são dados por:

$$K_{dry} = f_K K_{dry,0} \quad (2.34)$$

$$\mu_{dry} = f_\mu \mu_{dry,0} \quad (2.35)$$

### Efeitos da litologia

Estes efeitos são considerados neste estudo através das estimativas das propriedades minerais ( $\rho_{mineral}$ ,  $K_{mineral}$ ,  $\mu_{mineral}$ ) para uma mistura de duas fases. Esta abordagem é baseada no modelo de contornos de Hashin-Shtrikman (MAVKO, 1998). Este modelo permite calcular os limites, inferior e superior para uma mistura de duas fases como uma função de suas frações volumétricas (Figura 2.6).

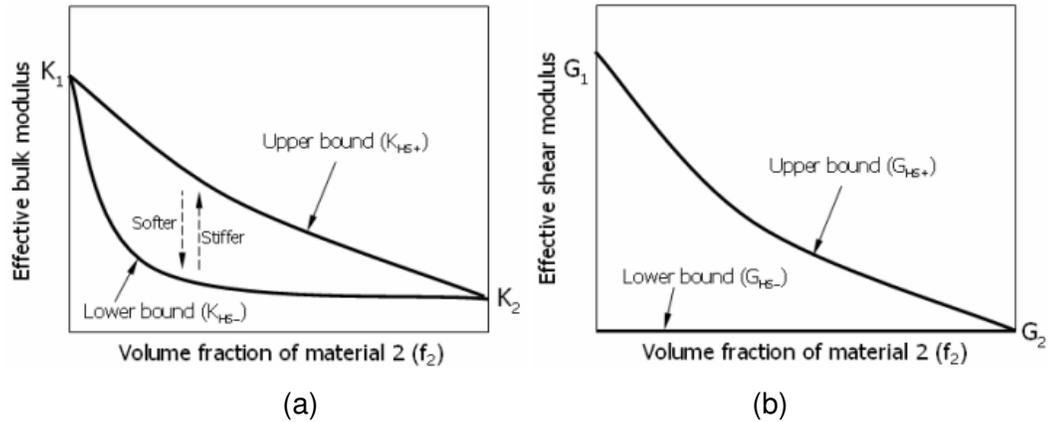


Figura 2.6: Representação dos limites superior e inferior dos módulos: (a) volumétricos e (b) de cisalhamento (MAVKO, 1998).

Os limites superior e inferior dos módulos volumétrico e de cisalhamento são dados pelas Equações 2.36 e 2.37, respectivamente.

$$K_{HS\pm} = K_1 \pm \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_1)^{-1}} \quad (2.36)$$

$$\mu_{HS\pm} = \mu_1 \pm \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + \frac{f_1(K_1 + 2\mu_1)}{5G_1(K_1 + \frac{4}{3}\mu_1)_1}} \quad (2.37)$$

onde os sobrescritos 1 e 2 referem-se aos materiais 1 e 2 e o termo  $f_i$  refere-se a fração volumétrica do material  $i$ . Os limites superior e inferior são calculados pela troca

de qual material é designado 1 e qual é o 2. De forma geral as Equações 2.36 e 2.37 fornecem os limites superiores quando o material mais rígido é designado como 1, e os inferiores quando o material 1 é o mais macio (MAVKO, 1998).

Uma vez conhecida a fração volumétrica e as propriedades elásticas das duas fases, é possível calcular as propriedades elásticas da mistura como uma média aritmética com os limites superior e inferior (Equações 2.38 e 2.39).

$$K_{\text{mineral}} = \frac{K_{HS-} + K_{HS+}}{2} \quad (2.38)$$

$$\mu_{\text{mineral}} = \frac{\mu_{HS-} + \mu_{HS+}}{2} \quad (2.39)$$

A densidade mineral é calculada através da média ponderada das densidades das fases por suas respectivas frações volumétricas (Equação 2.50).

$$\rho_{\text{mineral}} = f_1 \rho_1 + f_2 \rho_2 \quad (2.40)$$

Note que  $f_1 + f_2 = 1$ .

Neste estudo, é utilizado o *Net-to-Gross* (NTG) para definir as frações volumétricas, de acordo com a Equação 2.41.

$$\text{NTG} = 1 - V_{sh} \quad (2.41)$$

O uso do NTG para este fim deve ser feito com cuidado. No simulador de escoamento, esta quantidade é definida como a razão entre a espessura de arenito e a espessura total para cada célula da malha e, isto pode não ser correlacionado com o conteúdo de argila no reservatório.

### **Modelo de Hertz-Mindlin**

Dvorkin e Nur (1996) propuseram dois modelos teóricos para arenitos de alta porosidade. Este modelo descreve como variam as relações de velocidade e porosidade a medida que a seleção é deteriorada. Os últimos membros bem selecionados são representados como um empacotamento de grãos similares, também

bem selecionados, cujas propriedades elásticas são determinadas no contato entre os grãos. Este último membro de grãos bem selecionados possui uma porosidade crítica ( $\phi_c$ ) em torno de 40%. Este modelo representa arenitos pobremente selecionados como os últimos membros bem selecionados modificados com a adição de pequenos grãos depositados nos espaços porosos. Estes grãos adicionais deterioram a seleção, diminuem a porosidade e aumentam levemente a rigidez da rocha.

O módulo elástico deste último membro de grãos bem selecionados com porosidade crítica é modelado como um empacotamento esférico sujeito a pressão de confinamento. Estes módulos são dados pela teoria de Hertz-Mindlin (MAVKO, 1998), dado por:

$$K_{HM} = \left[ \frac{n^2(1-\phi_c)^2\mu^2}{18\pi^2(1-\nu)^2} P_{eff} \right]^{\frac{1}{3}} \quad (2.42)$$

$$\mu_{HM} = \frac{5-4\nu}{5(2-\nu)} \left[ \frac{3n^2(1-\phi_c)^2\mu^2}{2\pi^2(1-\nu)^2} P_{eff} \right]^{\frac{1}{3}} \quad (2.43)$$

onde  $K_{HM}$  e  $\mu_{HM}$  são o módulo volumétrico e de cisalhamento de rocha seca, respectivamente, na porosidade crítica  $\phi_c$ ;  $P_{eff}$  é a pressão efetiva (Equação 2.29);  $\mu$  e  $\nu$  são o módulo de cisalhamento e razão de Poisson, respectivamente, da fase sólida e  $n$  é o número de coordenação (número médio de contatos por grão).

O modelo acima descrito apresenta os módulos volumétricos de cisalhamento de rocha seca para porosidade crítica, e de forma análoga, para porosidade zero o módulo é igual aos respectivos valores do mineral. De forma heurística, os valores dos módulos de arenitos pouco selecionados com porosidades entre 0 e  $\phi_c$  são “interpolados” entre os módulos para estes valores de porosidade utilizando o limite inferior do contorno de Hashin-Shtrikman (MAVKO, 1998). Portanto, na porosidade  $\phi$  a concentração da fase sólida pura na rocha é  $1 - \frac{\phi}{\phi_c}$  e aquela original do empacotamento esférico é  $\frac{\phi}{\phi_c}$ . Então o módulo volumétrico e de cisalhamento da rocha seca podem ser obtidos por:

$$K_{dry} = \left[ \frac{\phi/\phi_c}{K_{HM} + 4\mu_{HM}/3} + \frac{1-\phi/\phi_c}{K + 4\mu_{HM}/3} \right]^{-1} - \frac{4}{3}\mu_{HM} \quad (2.44)$$

$$\mu_{dry} = \left[ \frac{\phi/\phi_c}{\mu_{HM} + z} + \frac{1 - \phi/\phi_c}{\mu + z} \right]^{-1} - z \quad (2.45)$$

onde,

$$z = \frac{\mu_{HM}}{6} \left( \frac{9K_{HM} + 8\mu_{HM}}{K_{HM} + 2\mu_{HM}} \right) \quad (2.46)$$

Assim, os módulos de rocha seca para arenitos não consolidados podem ser substituídos na Equação 2.3 para cálculo dos módulos volumétrico e de cisalhamento.

## 2.6.3 Nível 2: Módulos Efetivos e Densidade

### 2.6.3.1 Módulo volumétrico efetivo

O módulo volumétrico efetivo de uma célula de uma malha de simulação é a combinação dos efeitos dos fluidos, de rochas secas e minerais na célula da malha. A combinação é realizada através da Equação 2.3 que pode ser apresentada na seguinte forma:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_{minerals}}\right)^2}{\frac{\phi_{eff}}{K_{fluid}} + \frac{(1-\phi_{eff})}{K_{minerals}} - \frac{K_{dry}}{(K_{fluid})^2}} \quad (2.47)$$

onde,

- $K_{dry}$  é o módulo volumétrico efetivo da rocha seca;
- $K_{minerals}$  é o módulo volumétrico efetivo dos minerais;
- $K_{fluid}$  é o módulo volumétrico efetivo do fluido no poro;
- $\phi_{eff}$  é a porosidade efetiva desta célula da malha.

### 2.6.3.2 Densidade Efetiva

A densidade efetiva em uma célula da malha é dada pela densidade do fluido e dos minerais, ponderada pela porosidade efetiva:

$$\rho = \phi_{eff} \cdot \rho_{fluid} + (1 - \phi_{eff}) \cdot \rho_{minerals} \quad (2.48)$$

onde,

- $\rho_{minerals}$  é a densidade efetiva dos minerais nesta célula da malha;
- $\rho_{fluid}$  é a densidade efetiva dos minerais nesta célula da malha.

A densidade efetiva dos minerais é fornecida diretamente como uma entrada para cada região petroelástica como parte da definição do MPE.

#### 2.6.4 Nível 1: Impedâncias e Velocidades

As principais saídas do modelo petroelástico são:

- $IA_p$  – a impedância para ondas de pressão para uma célula da malha em particular
- $IA_s$  – a impedância para ondas de cisalhamento para uma célula da malha em particular.
- $\nu$  - a razão de Poisson para uma célula da malha em particular

Estes são definidos como

$$IA_p = \rho V_p \quad (2.49)$$

$$IA_s = \rho V_s \quad (2.50)$$

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} V_p^2 - V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} \quad (2.51)$$

onde

- $\rho$  é a densidade efetiva de todos os materiais (fluidos, minerais, rocha seca) nas células da malha;
- $V_p$  é a velocidade da onda de compressão nas células da malha de simulação
- $V_s$  é a velocidade da onda cisalhante nas células da malha de simulação

Estas velocidades são calculadas por

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \left(\frac{4\mu}{3}\right)}{\rho}} \quad (2.52)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.53)$$

onde,

- $K$  é o Módulo volumétrico efetivo em uma dada célula da malha de simulação
- $\mu$  é o Módulo de cisalhamento efetivo em uma dada célula da malha de simulação.

## 2.7 Método de Inversão

Em geral, o objetivo de um problema inverso na geofísica é encontrar um modelo terrestre, descrito por um conjunto de parâmetros físicos, que são consistentes com os dados observados. É normalmente assumido que o modelo de previsões, aquele no qual os dados simulados são calculados, é conhecido o suficiente para que dados sintéticos razoavelmente exatos possam ser gerados para um modelo arbitrário.

O problema inverso é então um problema de otimização, onde a função a ser otimizada é chamada de função objetivo (FO). Esta função é alguma medida da diferença entre os dados observados e dados calculados por um modelo a ser ajustado. Entretanto, devido a dados incompletos e inexatos, a função objetivo incorpora formas adicionais de regularização, tais como medidas de suavidade ou distância de um modelo anterior. Vários outros vínculos podem ser impostos durante o processo.

### 2.7.1 Otimização Vinculada

Selecionados os métodos de parametrização do espaço dos dados e dos modelos, a ideia básica do problema inverso é determinar quais vínculos podem ser colocados sob o espaço dos modelos de modo a especificar um modelo ou um grupo de modelos que são compatíveis com um conjunto particular de observações delineadas pelo espaço dos dados. Um número de diferentes tipos de vínculos é possível. Um vínculo teórico é o mapeamento do espaço do modelo ao espaço dos dados que permite que uma relação direta seja estabelecida. Assume-se aqui que

exista alguma teoria física que relacione o modelo aos dados observados que possam ser expressos na forma:

$$f(d, m) = 0 \quad (2.54)$$

A situação usual é que os dados observados  $d$  representem a solução do problema teórico, enquanto o modelo  $m$  representa os parâmetros das equações. Em muitos casos isto se torna mais explícito porque a teoria pode ser expressa na forma reduzida:

$$d = a(m) \quad (2.55)$$

Logo, resolver o modelo de previsão consiste de especificar o modelo  $m$  e então obter uma solução  $d$  que represente os dados. Um problema inverso surge quando os dados  $d$  são fornecidos e a tarefa é encontrar um modelo  $m$  que é compatível com estes dados.

O problema usual é que somente o modelo de previsão pode ser resolvido em um sentido analítico ou semianalítico. A solução do problema inverso então segue resolvendo-se o modelo de previsão testando um modelo candidato  $m$  com o intuito de se obter o dado simulado  $a(m)$ . Assim, uma comparação entre os dados simulados e observados podem então ser utilizados para fazer melhorias ao modelo candidato. Isto requer o uso de alguma medida da distância no espaço dos dados, ou seja, uma norma que pode ser representada por:

$$N(d, m) = ||d - a(m)|| \quad (2.56)$$

A exigência de que  $N(d, m)$  seja um mínimo representa um vínculo sob o modelo, que incorpora tanto a teoria do modelo de previsão quanto os dados observados. Uma variedade de outros tipos de vínculos pode ser proposta sob o modelo  $m$  especificando certas propriedades desejáveis que ele devesse ter. Estes vínculos usualmente podem ser expressos na forma de vínculos de igualdade:

$$c_e(m) = 0 \quad (2.57)$$

$$c_i(m) \geq 0 \quad (2.58)$$

ou uma condição de regularização:

$$S(m) = \textit{minimum} \quad (2.59)$$

Um típico vínculo de igualdade pode ser a massa total ou momento de inércia de toda terra. Um típico exemplo de desigualdade é colocar limites inferiores e superiores nos valores permitidos.

### **3 Revisão Bibliográfica**

Como destacado no Capítulo 1, os aspectos interdisciplinares deste estudo exigem uma ampla pesquisa bibliográfica nas disciplinas envolvidas em seu desenvolvimento. O uso da informação sísmica na engenharia de reservatórios é uma tarefa de difícil execução. Porém, devido à potencialidade desta integração, este tema tem sido bastante debatido tanto na indústria como na academia, de forma que uma enorme quantidade de trabalhos surgiu nos últimos anos.

Naturalmente, geofísicos e engenheiros possuem abordagens diferentes ao lidar com projetos de integração. Engenheiros buscam estabelecer relações diretas entre propriedades do reservatório e atributos sísmicos de forma que estes sejam adequadamente distribuídos e forneçam tendências quantitativas do comportamento de tais propriedades. Em contrapartida, geofísicos utilizam o comportamento de amplitudes e análises de velocidades para estabelecer as mesmas tendências de comportamento de propriedades do reservatório.

Nas duas primeiras sessões deste capítulo serão apresentados estudos que apesar de terem objetivos comuns, apresentam abordagens diferentes do problema. Feito isso, nas sessões finais, estes estudos são contextualizados aos objetivos deste projeto.

#### **3.1 A Informação Sísmica e a Engenharia de Reservatórios**

A integração entre dados sísmicos 4D e a engenharia de reservatórios é um desafio atual (LANDRO, 2006). O uso eficaz da informação sísmica na engenharia de reservatórios depende de uma abordagem multidisciplinar que estabeleça,

quantitativamente, a relação entre propriedades do reservatório, como porosidade, permeabilidade, pressão e saturação de fluidos a sua respectiva resposta sísmica.

Alguns autores destacam-se ao apresentar metodologias que integram as diferentes disciplinas envolvidas no desenvolvimento de reservatórios de petróleo (Item 2.1) visando o uso, de forma quantitativa, da informação sísmica em processos como a caracterização de reservatórios e o ajuste de histórico. Neste item serão discutidos e contextualizados alguns destes trabalhos julgados pertinentes aos objetivos deste estudo.

Landa e Horne (1997) foram precursores em estudos de integração ao estimar as distribuições de permeabilidade e porosidade em reservatórios heterogêneos e multifásicos de petróleo pelo ajuste do comportamento dinâmico de seus parâmetros. Estes que compreendem medidas de campo de testes de poço, histórico de produção, informação sísmica 4D interpretada e outros dados como correlações entre permeabilidade e porosidade, geoestatística na forma de modelo de variogramas e a inferência das estruturas geológicas em larga escala. Os autores elaboraram a questão como um problema de inversão e o resolveram pela estimativa de um parâmetro não linear. O procedimento desenvolvido é capaz de processar todas as informações simultaneamente e também determina a incerteza associada a estimativa dos campos de permeabilidade e porosidade. Os autores afirmam que esta abordagem permite obter valores prováveis de propriedades como: porosidade e permeabilidades dos blocos individuais, objetos geológicos como falhas e canais, valores da atenuação sísmica nas imagens 3D e pontos de referência para distribuição por Krigagem. Uma importante conclusão deste estudo é que o valor de cada peça de informação não reside no seu uso isolado, mas na contribuição ao conjunto completo de informações. Logo, a integração de informações de diferentes fontes é importante para caracterização de reservatórios.

Igualmente com o foco na caracterização de reservatórios, Huang, Meister e Workman (1997) apresentaram uma nova abordagem para integração da sísmica 4D e dados de produção. Um estudo de caso foi conduzido em um uma camada de arenito reservatório turbidítico no Golfo do México. Dados sísmicos do levantamento base foram combinados com dados de perfil e de produção para construção do modelo inicial

do reservatório que gerou os dados de produção nos anos subsequentes. Estes dados de saída do simulador foram convertidos em um levantamento sísmico de monitoramento através das equações de Gassmann. Portanto, uma metodologia baseada na combinação quantitativa da sísmica e do ajuste de histórico de produção foi testada. Ela restringe o processo de modelagem para ajustar o histórico de produção e simultaneamente minimizar as diferenças entre a sísmica sintética e a real. Os autores afirmam que esta abordagem sistemática fornece uma ferramenta para análise quantitativa da sísmica 4D e caracterização de reservatórios, resultando em grande potencial para melhoria do gerenciamento de campos de petróleo.

Dong (2003) utilizou um simulador de reservatórios *Black-Oil* com física das rochas inclusa para prever impedância sísmica em função de saturação e pressão. O método adjunto para cálculo de derivadas é usado em conjunto com o método de minimização quasi-Newton para eficientemente minimizar diferenças entre variações de impedância observada e variações de impedância previstas utilizando o simulador de reservatório. A permeabilidade e porosidade dos blocos da malha de simulação são ajustadas iterativamente durante o processo de minimização. A viabilidade deste método foi ilustrada com a sua aplicação em um modelo semissintético criado a partir de um grande campo de petróleo no oriente médio. As primeiras conclusões são que a distribuição espacial das diferenças de impedância é útil na redução das incertezas presentes nas estimativas de propriedades de reservatório.

Gosselin (2003), já em uma etapa posterior do desenvolvimento de campos de petróleo, propõe um fluxo de trabalho quantitativo para aplicação da 4D. A contribuição sísmica na função objetivo é definida em termos das variações dos parâmetros elásticos dentro do reservatório. Os valores “observados” são obtidos através da inversão do sinal sísmico. Esta abordagem permite reconciliar modelos ajustados ao histórico de produção com a informação 4D, e reduzir a incerteza nas propriedades do reservatório, que influencia significativamente o comportamento futuro do campo.

Mezghani *et al.* (2004) apresentam um esquema de inversão para estimar propriedades petrofísicas, integrando dados de produção e de sísmica 4D na construção do modelo geológico. Combinando simultaneamente o histórico de produção e os dados de sísmica 4D, conduzindo a uma caracterização melhor das propriedades

petrofísicas do reservatório e da previsão da produção. A metodologia proposta é feita em duas fases sequenciais:

- **Fase 1** – Inversão dos dados sísmicos pré-empilhados: para cada levantamento sísmico, o ângulo disponível pré-empilhamento é invertido usando uma metodologia de inversão estratigráfica 3D. Esta metodologia permite uma estimativa direta de um modelo elástico nos termos das impedâncias. Estas impedâncias carregam as informações das propriedades estáticas (pressão e saturação) e das propriedades dinâmicas (porosidade e permeabilidade) do reservatório.
- **Fase 2** – Combinando dados de produção e pré-empilhamento dos dados da sísmica 4D: os dados de impedância obtidos pelo pré-empilhamento sísmico, além dos dados da produção, são usados para atualizar o modelo geológico. Os dados sintéticos da produção e os dados da impedância (IP e IS) são utilizados e um simulador de fluxo multifásico juntamente com o modelo petrofísico usando as equações de Gassmann. A confiabilidade do modelo geológico é melhorada com a minimização de uma função objetivo que inclua tanto dados de produção, quanto dados de sísmica 4D. Os autores aplicaram com sucesso a metodologia proposta para processos de caracterização do reservatório multiescalar, usando um caso sintético tridimensional incluindo 12 anos de dados da produção e três levantamentos sísmicos.

Wu et al (2005) desenvolveram uma metodologia que utiliza os dados da sísmica 4D para melhorar a previsão da saturação de água do campo ajudando na alocação de novos poços e no monitoramento do movimento dos fluidos. Foi utilizado como referência um modelo sintético 3D de reservatório. Foram considerados dois levantamentos sísmicos, nos anos de 2000 e 2007. O processo inicia com um modelo base e foi utilizado um período de 20 anos de previsão, os dados da primeira sísmica de 2000 foram utilizados como dados de entrada no simulador e os resultados do modelo base foram comparados com o modelo sintético. A sísmica 4D foi utilizada para identificar regiões que deveriam ser corrigidas para melhorar a previsão das diferenças na saturação de água.

Stephen e Macbeth (2006) desenvolveram um método onde a informação dinâmica e espacial oferecida pela sísmica 4D tem sido usada no ajuste de histórico de simulações de reservatórios. Previsões melhores de varredura são obtidas pela redução da incerteza. Simulações de fluxos são então convertidas em previsões de atributos de impedância sísmica utilizando uma transformação petroelástica e uma escala coerente é redefinida. A diferença dos resultados entre o modelo e os dados observados é combinada com uma medida equivalente para os dados de poço e estes são utilizados para vincular as simulações atualizando o modelo iterativamente. Logo, modelos de probabilidade podem ser utilizados para analisar a incerteza. Com este estudo, descobriu-se que os dados de 4D reduzem a incerteza nas previsões da varredura areal e de distribuição de pressão. A resposta sísmica é mais intensa nos poços injetores, mas também ajuda na região entre os poços. O ajuste de histórico convencional muitas vezes força a utilização de parâmetros nestas regiões devido a não unicidade do problema.

Doyen *et al* (2000) para auxiliar o mapeamento de óleo residual a partir de dados da sísmica 4D, um modelo detalhado 4D foi construído ao longo da porção central do campo de Statfjord. O modelo geológico integra dados sísmicos de uma aquisição pré-produção, adquirida em 1979 e levantamentos repetidos em 1991 e 1997. Dados de perfis de 180 poços e previsões de saturação e pressão provenientes da simulação de escoamento nos intervalos correspondentes aos três levantamentos sísmicos também foram incorporados ao modelo geológico. Um modelo de rochas específico de Statfjord foi aplicado para conectar a resposta do simulador de fluxo a impedância acústica e permitir o cálculo deste atributo dependente do tempo para comparação com dados de amplitude sísmica real. O modelo de rochas prevê um significativo aumento na impedância quando a água substitui o óleo no arenito. Análise da diferença sísmica indica forte presença de anomalias relacionadas a produção consistentes com as previsões do modelo de rochas. Mapas de diferença de impedância foram calculados por uma média vertical ao longo da formação Tarbert para as três aquisições sísmicas. As diferenças de impedância sísmica foram calibradas em relação a variação de saturação média na posição dos poços, e mapas da diferença de saturação de 91-79 e 97-91 foram calculados utilizando impedância sísmica como um guia. Comparações dos

mapas de saturação obtidos da sísmica com as previsões do simulador de fluxo revelaram inúmeras áreas que poderiam conter óleo residual.

Oliveira et al (2007) incorporou os resultados da sísmica 4D no modelo geológico e ilustrou algumas aplicações na tomada de decisões de reservatório no campo gigante de Marlim. O uso de imagens fornecidas pela sísmica 4D permite detectar o movimento de óleo, gás e água através do reservatório. Esta tecnologia permitiu a eles melhorar a modelagem estática e dinâmica, o que aumentou a confiabilidade nas previsões futuras do comportamento do reservatório, reduzindo o risco nos projetos existentes. Também houve o auxílio na localização de reservas residuais e o posicionamento ótimo de novos poços. Assim, foi concluído que a sísmica 4D é uma ferramenta poderosa na administração de reservatórios, e que uma integração multidisciplinar entre a geofísica, geologia e engenharia é necessária para o sucesso desta técnica. Entretanto, afirmam que a informação fornecida pela sísmica 4D deve ser associada a outras informações como perfis de saturação, traçadores, testes de formação, pressão e outros. Este estudo foi baseado em mapas de diferença 4D de aquisições realizadas entre os anos de 1997 e 2005.

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.

Também com objetivo de aperfeiçoar o processo de ajuste de histórico, Ida (2009) propõe uma metodologia que, simultaneamente ao uso de dados de produção, incorpora quantitativamente a informação sísmica para identificação de falhas no reservatório. 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.

### **3.2 Interpretação Quantitativa da Informação Sísmica**

Neste item serão apresentados alguns estudos realizados por geofísicos que visam de forma geral relacionar a informação sísmica a propriedades do reservatório. Porém agora, em outra abordagem, estas análises são realizadas antes da inversão sísmica, ou seja, se baseiam no comportamento das amplitudes da resposta sísmica.

O primeiro autor a destacar-se neste tema foi (LUMLEY, 1998), mostrando que após um cuidadoso estudo de viabilidade, é possível a partir de dados da sísmica 4D obter imagens das frentes de fluxo de fluidos associados às alterações de saturação, aquecimento térmico e a presença de vapor. Neste mesmo estudo, mostrou ser possível a obtenção de imagens de uma transição de pressão durante o fluxo de fluidos, que ao ser mapeado no tempo torna possível a estimativa da trajetória preferencial do fluxo de permeabilidade, permitindo assim a previsão espacial do fluxo de fluidos com meses de antecipação.

Landro (2001) apresenta expressões explícitas para o cálculo de mudanças de saturação e pressão a partir de dados sísmicos 4D. Estas expressões foram validadas com um conjunto de dados sísmicos 4D reais. O método teve sucesso em uma região onde medidas de pressão em dois poços verificaram um aumento de pressão de 5 a 6 MPa entre a aquisição inicial e a de monitoramento. Estimativas na variação de pressão ajustam-se muito bem aos dados observados. Entre as aquisições sísmicas 27% das reservas de hidrocarbonetos estimadas eram produzidas nesta região. As estimativas de variações na saturação de água também concordaram bem com as variações observadas.

Na mesma linha de pesquisa de Lumley (1998), Cole et al. (2002), através de relações físicas de rochas e fluidos, expressam velocidades sísmicas de onda P e S e impedâncias em função de propriedades como porosidade, pressão no poro e saturação do fluido. Desta forma, este modelo foi utilizado como base em um esquema de inversão que estima as variações de saturação e pressão a partir de dados da sísmica 4D. O método foi aplicado aos dados do campo de Schiehallion, no mar do

norte. Os autores destacam que através deste método é possível obter informações de saturação e pressão que se ajustam igualmente bem aos dados sísmicos, assim como basear-se em um modelo de reservatório como um vínculo na inversão e atualizar este modelo. Por fim, destacam também a capacidade de produzir informação estatística que pode ser útil na quantificação das incertezas das estimativas de saturação e pressão.

Ampliando as fontes de informação, Landro (2003) agora propõe expressões explícitas para variações de saturação e pressão a partir da sísmica multicomponente, sendo as entradas do processo dados empilhados PP e PS. Comparado a métodos anteriores baseados somente em dados PP, espera-se que este método seja mais robusto, tendo em vista o uso de duas medidas independentes para o cálculo. Esta metodologia foi testada em dados sintéticos, expondo as virtudes e fraquezas da técnica proposta. Com avaliação de diversos cenários com várias mudanças de pressão no poro e saturação de fluidos encontrou-se que a técnica proposta utilizando 4D PP/PS é mais robusta do que a tradicional variação de amplitude 4D PP com AVO. Na média o desvio na saturação e pressão no poro estimada foram de 8% e 0.3 MPa, respectivamente. Para o método tradicional os erros médios correspondentes foram 9% e 1 MPa. O autor destaca que foram usados somente dados de variação de amplitudes PP e PS e que se deslocamentos de tempo de trajetória confiáveis estiverem disponíveis eles podem ser incluídos no algoritmo aumentando a estabilidade do método.

MacBeth *et al* (2004) demonstra que a assinatura sísmica 4D pode ser diretamente calibrada com dados de histórico de poços produtores e injetores. Este procedimento é aplicado em campos onde duas ou mais aquisições sísmicas são realizadas, em tempos diferentes, de forma que os coeficientes de correlação que relacionam as diferenças sísmicas a variações de pressão e saturação possam ser determinados. Usando vários atributos sísmicos que respondem diferentemente a variações no reservatório, é possível obter estimativas independentes de saturação e pressão. Esta técnica foi aplicada ao campo *UKCS* com resultados favoráveis.

Buscando a melhoria dos métodos para estimar saturação e pressão a partir da sísmica 4D, Stovas e Landro (2005) investigam como a anisotropia sísmica influencia a

capacidade de distinção entre os vários efeitos relacionados a produção presentes nos dados de sísmica 4D. Baseando-se em modelos de física das rochas e medidas de rochas realizadas em frequência ultrassônica, os autores estimam variações na refletividade PP e PS na interface superior do reservatório para variações de saturação e pressão no poro. Os cenários testados incluíram argila isotrópica, argila com fraca anisotropia e camadas de argila altamente anisotrópicas sobrepondo-se tanto uma camada de arenito reservatório isotrópico ou uma camada de arenito com anisotropia fraca. Encontrou-se que, para um meio isotrópico transverso com um eixo de simetria vertical ( $TIV^2$ ), o efeito da anisotropia fraca no reservatório não leva a erros significantes na determinação simultânea de variações de pressão do poro e saturação. Em contrapartida mudanças na anisotropia sísmica dentro da rocha reservatório, causadas, por exemplo, pelo aumento do fraturamento, podem ser detectadas pela sísmica 4D. Desta forma, um novo método usando expressões exatas para refletividade PP e PS, incluindo anisotropia  $TIV$ , é usado para determinar variações de saturação e pressão ao longo do tempo de produção.

Emerick *et al* (2007) descrevem a implementação de um modelo petroelástico (MPE) baseado nas equações de Gassmann para calcular atributos sísmicos em um simulador de reservatórios comercial. Ele discute o acoplamento do MPE com o simulador de fluxo com o intuito de usar algumas de suas características, como as entradas de propriedades calculadas por correlação, mapas obtidos por geoestatística, variantes do modelo e extensões, tais como influência da litologia e pressão. Os autores apresentaram três exemplos desta modelagem petroelástica: o primeiro é um modelo sintético baseado em um caso real; o segundo é um estudo de viabilidade da 4D para o monitoramento de injeção de água em um campo marítimo; e o último é uma comparação entre impedâncias observadas e calculadas em um campo marítimo. A ferramenta resultante deste estudo é aplicável em estudos de viabilidade da sísmica 4D, na modelagem sísmica para comparação com levantamentos observados e torna

---

<sup>2</sup> Da sigla em inglês: TIV – Transverse isotropic media with a vertical simetry axis

possível maiores implementações para incorporação de dados sísmicos no ajuste de histórico assistido.

Dadashpour (2008) apresenta um esquema de inversão não linear para estimar a variação de pressão e saturação a partir de dados da sísmica 4D. Os autores afirmam que esta formulação permite a inclusão de dados sísmicos no simulador de reservatórios de forma eficiente, pela inclusão de um segundo termo dos mínimos quadrados na função objetivo. Um método de inversão não linear de Gauss-Newton é testado em um conjunto de dados sintéticos 2D inspirado em um campo marítimo na Noruega. Um simulador de fluxo convencional é utilizado para gerar as variações de saturação e pressão em função do tempo. Um modelo de física das rochas realiza a conversão destes dados em dados sintéticos da sísmica 4D. Finalmente, os dados sintéticos da 4D são usados para testar o algoritmo de inversão utilizado. Como resultado, os autores relatam a forte dependência no modelo de entrada, e que isto é esperado por estarem trabalhando com um método de inversão problemático. Pelo fato das estimativas de variação de pressão e saturação serem feitas para cada bloco da malha no modelo de reservatório, o número de parâmetros é alto e, portanto o problema é indeterminado. Apesar das grandes incertezas existentes no método proposto, os autores acreditam que esta pode ser uma ferramenta útil, desde que vínculos na função objetivo, baseados em dados de produção e de simulação sejam incorporados ao algoritmo.

Apresentando uma técnica inovadora no uso da informação sísmica 4D para caracterização e monitoramento de reservatórios, Andersen (2009) propõe uma metodologia interativa de interpretação de dados 4D de inversão pré empilhamento utilizando modelos dinâmicos e estáticos de física das rochas e visualização em tempo real. Esta abordagem destaca-se por possibilitar o acoplamento dos efeitos 4D a litologias específicas. O método é construído no simples princípio de combinar classificações de dois cruzamentos de informação e mapear as partes comuns no domínio 3D, assim como para classificação de atributos 4D; isto gera uma grande flexibilidade na análise e interpretação dos dados. Além disso, as classificações são visualizadas em tempo real quando elas são geradas ou editadas. Este método tem demonstrado grande potencial na interpretação de heterogeneidades e reservatórios

fluviais e com igual aplicabilidade em reservatórios homogêneos. Os autores destacam que este pode ser um excelente método para uma rápida e intuitiva interpretação e visualização de dados 4D invertidos, e assim melhorar a compreensão do comportamento dinâmico do reservatório.

### **3.2.1 O Ajuste de Histórico e a Sísmica 4D**

Atualmente, a incorporação da informação sísmica no processo de ajuste de histórico de forma quantitativa é de fato um importante tópico de pesquisas. A forma mais simples de utilizar dados de sísmica 4D no processo de ajuste é monitorar qualitativamente as alterações no reservatório devido a produção. Nesta abordagem deve-se simplesmente identificar regiões nas quais a amplitude e impedâncias tenham variado com o tempo e atribuir estas variações a mudanças na saturação, pressão e temperatura.

Metodologias alternativas a esta visam o uso do dado sísmico para calibrar a resposta de um MPE, onde a variação dos parâmetros é incorporada a função objetivo a ser otimizada no ajuste de histórico (GOSSELIN, 2003). Outra possibilidade é vincular o processo de modelagem aos dados de produção e simultaneamente minimizar as diferenças entre os dados 4D sintéticos e reais (HUANG, MEISTER e WORKMAN, 1997). De forma análoga, porém mais abrangente, (IDA, 2009) incorporou atributos sísmicos em sua função objetivo global juntamente com a vazão de água e pressão de escoamento no fundo do poço para realizar o ajuste de histórico. Estes estudos utilizam o dado sísmico diretamente em suas metodologias.

A definição de qual atributo sísmico utilizar varia, alguns geofísicos propõem que as variações de pressão e saturação podem ser estimadas através da diferença de amplitudes (HUANG, MEISTER e WORKMAN, 1997), (DADASHPOUR, LANDRO e KLEPPE, 2008), (TURA e LUMLEY, 1999), (LANDRO, 2001). Entretanto, do ponto de vista da engenharia de reservatórios, a relação existente entre a impedância acústica e propriedades como pressão no poro e saturação de água, permite a aplicação de restrições ao comportamento deste atributo baseados em fontes de informação da engenharia, como balanço de massa, momento, perfil e testemunhos (DONG e

OLIVER, 2001). Por este fato o atributo sísmico utilizado neste estudo é a impedância acústica.

A abordagem quantitativa usual para o uso da informação sísmica segue um fluxo de trabalho, no qual é feita uma comparação entre atributos sísmicos obtidos a partir de uma aquisição sísmica e por um modelo petroelástico associado a um modelo numérico de reservatório (Figura 3.1). As dificuldades existentes na realização deste ajuste usual estão no fato do uso da informação sísmica ocorrer através da calibração de mapas de erro em termos da impedância acústica (IA). Alguns dos principais problemas deste processo são:

- Após cada uma das simulações numéricas realizadas no processo de ajuste é necessário gerar novamente dois mapas de impedância e com isso calcular o erro entre eles e só depois então verificar a qualidade do ajuste. Devido o grande número de simulações necessárias em um ajuste de histórico este procedimento pode representar um grande esforço computacional;
- O ajuste é feito na variável IA que não apresenta vínculos ou valores limites de fácil obtenção pela área de engenharia de reservatórios;

O primeiro item destacado acima apresenta uma importante motivação deste estudo. O grande número de simulações realizadas em um ajuste de histórico inviabiliza o processo através do ajuste usual (Figura 3.1).

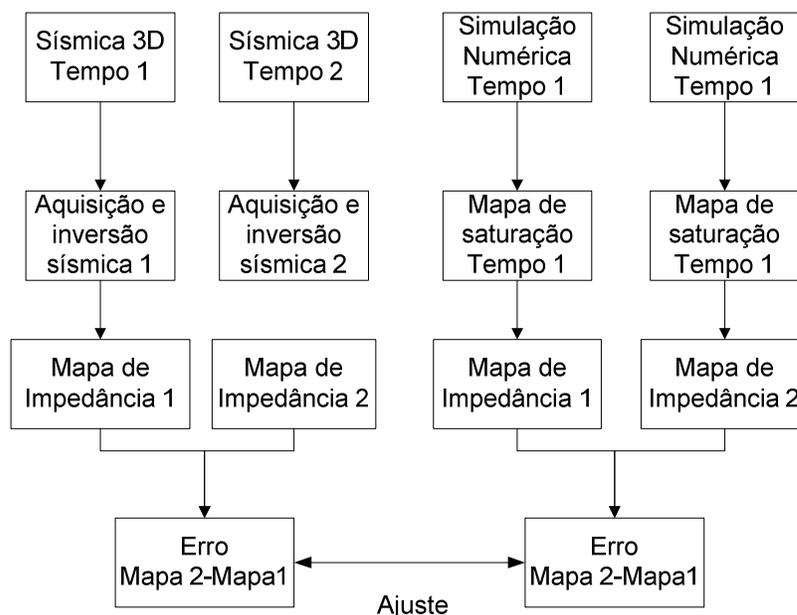


Figura 3.1: Metodologia usual utilizada no ajuste combinando dados de produção e sísmica 4D (RISSO, 2007)

Diante das dificuldades existentes no ajuste realizado em termos de IA, Risso (2007) apresentou uma metodologia no qual mapas de saturação de água, obtidos a partir da sísmica, são utilizados diretamente no processo de ajuste, evitando assim não só o grande número de simulações como também a transformação de saturação em impedância a cada etapa do processo de ajuste. De forma complementar a este estudo, Machado (2010) utilizou não somente mapas de saturação como também de pressão, obtidos da sísmica 4D, nas fases de parametrização, para diagnosticar e determinar as heterogeneidades do reservatório, e de otimização, para melhorar a precisão da função objetivo. Destaca-se que nestes trabalhos a aplicação da informação sísmica no ajuste de histórico é realizada em termos de saturação de água e pressão, ao invés do ajuste usual, em termos de impedância.

Para deixar claro em qual etapa é aplicada a metodologia apresentada neste trabalho, na Figura 3.2 estão representados os três processos necessários a execução dos ajustes propostos por Risso (2007) e Machado (2010). O Processo 1 é aquele no qual os atributos sísmicos que devem ser honrados são obtidos através de um levantamento sísmico de fato, onde valores de IA são obtidos através do processo de inversão sísmica. Neste estudo, como os dados sísmicos são gerados sinteticamente,

os processos 1 e 3 são análogos e compreendem uma metodologia já estabelecida para obtenção da IA a partir de propriedades elásticas do reservatório combinadas na definição de um MPE (EMERICK, 2007), (MAVKO, 1998).

Após a obtenção dos valores de IA através do processo 1, estes valores são convertidos em saturação de água com a execução do processo 2, que é exatamente o objetivo deste estudo, estimar a distribuição de saturação de água e pressão a partir do comportamento de atributos sísmicos. A estimativa da distribuição destas propriedades permite a realização do processo de ajuste entre o Modelo inicial (MI) e “Real” (MR) através do Ajuste SP como alternativa ao ajuste usual, em termos da impedância acústica (Figura 3.2).

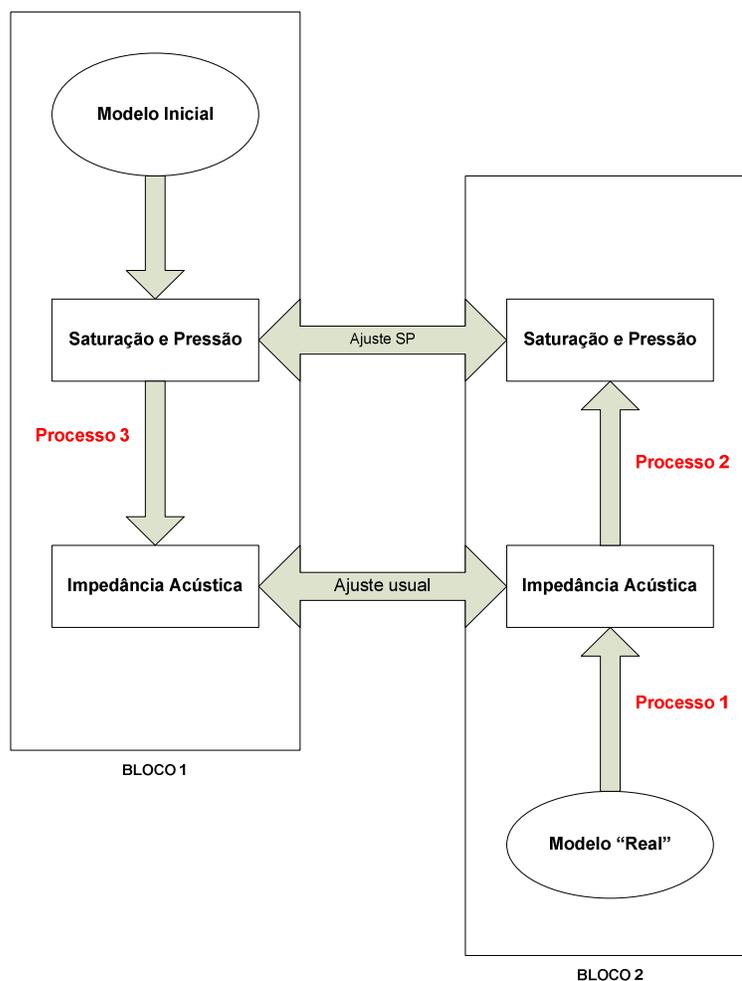


Figura 3.2: Formas de calibração (ajuste) de modelos de reservatórios. Foco do trabalho é no processo 2 para ajuste de pressão e saturação (SP).

### **3.3 A Modelagem Petroelástica e a Sísmica**

A integração das relações fornecidas pela física das rochas e petrofísica é muito importante para a interpretação quantitativa da informação sísmica. Para isto, é necessária a definição de um modelo petroelástico (MPE), que nada mais é do que a combinação de propriedades de rocha e fluido que compõem a resposta acústica do reservatório (Capítulo 2).

O fato de ser possível a estimativa de atributos sísmicos a partir de propriedades de rocha torna viável a calibração destes parâmetros com intuito de diminuir as incertezas associadas às diferentes fontes de medida: (1) a informação das propriedades de rocha que, apesar da alta resolução vertical possui uma baixa densidade areal e (2) a aquisição sísmica, com baixa resolução vertical, porém com grande alcance areal. Como exemplos desta abordagem, Coléou et al (2009) apresenta um processo de inversão sísmica baseado em um MPE, que permite entradas do modelo geológico e um maior controle das correlações petrofísicas entre a porosidade e as velocidades sísmicas fornecidas pelo MPE. Isto como alternativa à baixa resolução existente nos resultados da inversão de dados sísmicos, cujas comparações com dados de poço e modelos geológicos são difíceis e inconsistentes. Da mesma forma, processos de inversão dos levantamentos sísmicos base e de monitoramento, realizados de forma independente podem gerar estimativas das propriedades petroelásticas inconsistentes com os efeitos de produção esperados.

Em busca de uma solução para este problema, Lafet et al (2009) propõe o uso de vínculos de física das rochas no comportamento das velocidades de onda (compressional e cisalhante) e densidade entre os levantamentos sísmicos consecutivos em processos de inversão simultâneos onde parâmetros de aquisição sísmica são considerados em uma única função objetivo a ser minimizada para estimar a distribuição de propriedades elásticas variantes no tempo, que melhor se ajustam aos dados disponíveis.

Neste trabalho a modelagem petroelástica é utilizada como um meio de se estimar a distribuição de impedâncias em um determinado reservatório em função de suas propriedades extraídas de seu respectivo modelo numérico de simulação.

### **3.4 Integração entre Atributo Sísmico e Simulador de Escoamento**

Alguns autores propuseram o uso de informações fornecidas pelo simulador de fluxo como parâmetros para definição de um MPE para gerar uma resposta acústica sintética de um dado modelo de reservatório (EMERICK, 2007), (GOSSELIN, 2003). Desta forma valoriza-se a modelagem geológica utilizada na definição deste modelo e as suas definições de litologia, fluidos e estruturas (canais e falhas).

### **3.5 Saturação e Pressão a partir da Interpretação Sísmica**

Mesmo em casos em que existe a disponibilidade de valores de Impedância Acústica (IA) gerados pela inversão de um traço sísmico, para obtenção de saturação e pressão a partir do comportamento deste atributo é necessária a definição de um MPE. É do seu acoplamento com um modelo de fluxo que é possível quantificar a influência em sua resposta de propriedades do reservatório como porosidade efetiva, densidades e saturações das fases e pressão no poro.

A relação entre os parâmetros de entrada no MPE e a sua resposta de IA é complexa. Ao buscar a estimativa de saturação e pressão a partir do comportamento de IA gerada por um MPE é importante notar que saturação e pressão compõem as variáveis de entrada do MPE. Esta interdependência entre as variáveis remete a propostas de processos iterativos, de forma que as respostas de saturação e pressão sejam obtidas através da minimização de uma função objetivo, que estabelece o quanto os valores de IA obtidos a partir do modelo a ser ajustado se aproximam daqueles obtidos a partir do modelo a ser honrado, que fornece os valores de IA de referência (DADASHPOUR, LANDRO e KLEPPE, 2008).

Assim, o problema torna-se um processo de otimização. Para a formulação atual, pode-se também observar que diferentes combinações de saturação e pressão podem gerar um mesmo valor de IA, que matematicamente podem corresponder a minimização da função objetivo. Logo, o uso de dados de produção, assim como propriedades conhecidas através da modelagem do reservatório, como vínculos a este processo (LANDA e HORNE, 1997) (HUANG, MEISTER e WORKMAN, 1997) é fundamental para manter a coerência nas propriedades estimadas.

## **4 Metodologia**

Neste capítulo será apresentada a metodologia proposta por este estudo para obtenção de estimativas de saturação e pressão a partir do comportamento de atributos sísmicos.

### **4.1 Abordagens Adotadas para o Problema**

O atributo sísmico utilizado neste trabalho é a impedância acústica. Este foi o atributo escolhido por ser diretamente relacionada a propriedades do reservatório como porosidade efetiva, saturação de água e pressão (Capítulo 2). Este fato permite a calibração da resposta acústica do modelo de fluxo em termos de dados da engenharia de reservatórios como vazão nos poços, pressões de fundo de poço e balanço de materiais (DONG e OLIVER, 2001).

Neste estudo são utilizados valores de impedância acústica sintética devido a não disponibilidade de dados reais. Além disso, a necessidade de avaliar todas as condições da aplicabilidade da metodologia proposta torna o uso deste tipo de dados bastante conveniente. Os valores de impedância acústica são obtidos a partir do acoplamento de um modelo numérico de reservatório ao seu respectivo modelo petroelástico. Desta forma obtêm-se os valores deste atributo para cada célula da malha de simulação e cada aquisição sísmica considerada neste trabalho compreende os valores de impedância acústica resultantes deste acoplamento nas datas definidas. Logo, um estudo sísmico 4D é a diferença de impedâncias obtidas em dois tempos distintos.

Dentre as dificuldades envolvidas no desenvolvimento da metodologia apresentada, a de maior relevância ao objetivo deste estudo é a não unicidade na

resposta do acoplamento entre os modelos numéricos de escoamento e petroelásticos (Capítulo 3).

A não unicidade deste acoplamento levou a solução do problema de duas formas diferentes, através do Método 1 (tratamento explícito da pressão) e, Método 2 (saturação e pressão são invertidos simultaneamente com uso de vínculos). No Método 1 a não unicidade da solução é resolvida através da fixação do campo de pressão para casos onde esse campo pode ser obtido pelo modelo de simulação. No Método 2, um processo de inversão com vínculos baseados na engenharia de reservatórios é realizado na saturação e pressão com o intuito de se obter estimativas destas propriedades considerando o comportamento da impedância acústica calculada ao longo do reservatório.

#### **4.1.1 Método 1 - Tratamento Explícito da Pressão**

Os casos nos quais se aplicam este método são aqueles cuja variação de pressão é suave ou que a influência da variação de pressão na resposta acústica do reservatório é pequena.

Na definição de um modelo petroelástico, a modelagem do comportamento de pressão é uma grande dificuldade. De fato, não existem teorias robustas para obtenção de estimativas do comportamento de pressão de diferentes tipos de litologia. A teoria de Hertz-Mindlin (Capítulo 2) é uma possível abordagem do problema, porém aplica-se somente a sedimentos não consolidados, que de uma maneira grosseira podem ser considerados aqueles com porosidade aproximada de 35% (AVSETH, MAVKO e MUKERJI, 2008). Na prática, esta teoria permite o cálculo dos módulos volumétrico e cisalhante de Hertz-Mindlin ( $K_{HM}$  e  $\mu_{HM}$ , respectivamente) através do quais são estimados os respectivos módulos de rocha seca, considerando assim possíveis mudanças de pressão no poro (Equações 2.42 e 2.43). Por fim, estes módulos são parâmetros de entrada direta na equação de substituição de fluidos (Equação 2.47) para o cálculo das respectivas impedâncias. Apesar desta possível abordagem, em muitos casos, a influência da variação de pressão na resposta de impedância acústica obtida por um modelo petroelástico acoplado a um determinado modelo de reservatório é pequena.

Estimativas de pressão obtidas unicamente a partir do processo de inversão podem ser comprometidas pela pouca influência da variação desta propriedade na resposta de impedância acústica do reservatório, pois dificilmente há convergência da função objetivo, entre os valores de impedância calculados e aqueles de referência. Assim, uma possível abordagem é fixar a pressão no início do processo, mantendo-a constante durante a execução da inversão na saturação – tratamento explícito (Método 1). Neste trabalho, este mapa inicial de pressão é obtido através dos modelos de simulação de escoamento. Para tal, é necessário informar o histórico das vazões de líquido (obtidas do modelo real) ao modelo inicial, para que estas vazões sejam honradas, assim é realizado um ajuste prévio de pressões, de forma que a sua distribuição ao longo do reservatório não seja totalmente incoerente com a do modelo “real” utilizado para gerar as impedâncias de referência.

Feito este ajuste inicial na pressão, ela é mantida fixa durante o processo de inversão. Este mapa de saturação é utilizado para definir as regiões de ajuste de permeabilidade e integrar uma função objetivo global que visa ajustar a distribuição de permeabilidade do modelo inicial em relação à do modelo real (MACHADO, 2010).

Os mapas de saturação e pressão resultantes deste procedimento são denominados ajustados e são comparados com as suas respectivas estimativas iniciais. Em caso de melhora significativa, eles são reinseridos no processo de inversão para uma nova iteração.

Uma das vantagens deste método é que as estimativas de pressão são desvinculadas do processo de inversão, solucionando o problema da não unicidade da resposta acústica do reservatório. Ao fixar os valores de pressão é definida uma curva de isocontorno na superfície de resposta de impedância acústica do reservatório, assegurando que somente um único valor do atributo sísmico será resultante da combinação entre a saturação invertida e o seu respectivo valor de pressão.

#### **4.1.2 Método 2 – Inversão Simultânea de Saturação e Pressão**

Na Tabela 2.3, são apresentados os parâmetros necessários à definição do modelo petroelástico. Dentre os parâmetros que são disponibilizados pelo simulador, a saturação de água e pressão são aqueles que se desejam estimar pela metodologia

proposta. Logo, ambas as propriedades podem ser parâmetros de entrada do processo de inversão, sendo simultaneamente estimadas em função do comportamento da impedância acústica.

Apesar da necessidade de um ajuste prévio entre os modelos real e inicial, este método tem como vantagem fornecer os comportamentos de pressão e saturação, independentemente de um procedimento iterativo com o ajuste de histórico, como no Método 1 (Item 4.1.1). Isto torna o Método 2 menos dependente de uma integração com o ajuste de histórico (pois não há necessidade de verificação da pressão como no Método 1). Além disso, este método torna possível o uso dos mapas de pressão, na fase de parametrização, de forma complementar ao de saturação na determinação das heterogeneidades do reservatório ou, na fase de otimização do problema, como um parâmetro de ajuste, auxiliando a melhora da precisão da função objetivo (MACHADO, 2010).

Dada a não unicidade da resposta de impedância em relação à saturação e pressão, é necessário que sejam aplicados vínculos, baseados em outras fontes de informação, como dados de produção. Neste estudo, são utilizados dados de produção para restringir as estimativas destas propriedades durante o processo de inversão. Evita-se assim que o algoritmo de otimização (Item 2.7.1) gere estimativas destas propriedades que, apesar de numericamente representar a minimização da função objetivo, sejam incoerentes com as suas respectivas distribuições ao longo do reservatório (devido ao escoamento de fluidos).

## **4.2 Metodologia Proposta**

A metodologia proposta neste estudo é subdividida em duas etapas. A Etapa 1 é referente a montagem do problema e a Etapa 2 a aplicação dos métodos. A Etapa 1 compreende a organização dos parâmetros iniciais para execução da Etapa 2, que é executada com a aplicação do Método 1 (Item 4.1.1) ou do Método 2 (Item 4.1.2). A aplicação da metodologia (Etapas 1 e 2) é feita com a realização de uma sequência de passos cuja quantidade depende do método que está sendo utilizado. A Tabela 4.1 descreve os passos que devem ser realizados em cada método. As metodologias

diferem apenas pela realização do Passo 7 quando o Método 1 é aplicado e a Etapa 1 é comum a ambos os métodos.

Nos dois métodos considera-se uma rodada completa quando todos os seus respectivos passos são realizados (Tabela 4.1).

Tabela 4.1: Descrição dos passos realizados para execução da metodologia.

<b>Etapa</b>	<b>Método</b>	<b>Passo</b>	<b>Descrição</b>
1	1 e 2	1	Obtenção das estimativas iniciais de pressão
		2	Obtenção das estimativas iniciais de saturação ( $X_0$ ) e geração dos valores de IA observada ( $IA_p^{Obs}$ ), do número máximo de iterações (MaxIter) do método de inversão e o mínimo erro aceitável (MinErr).
2	1 e 2	3	Aplicação dos vínculos aos valores de ( $X_0$ ).
		4	Calcular os dados de ( $IA_p^{Obs}$ ) utilizando o modelo petroelástico.
		5	Calcular a função objetivo
		6	Avaliação dos critérios de parada do processo de inversão
	1	7	Obtenção da pressão pelo processo de ajuste de histórico.

### 4.3 Conjuntos de Dados de Saturações e Pressões

Na Figura 4.1 é apresentado um esquema para indicar a entrada e saída de parâmetros de cada etapa da metodologia, aplicada através do Método 1. Resultam da Etapa 1 (Montagem do problema) o modelo petroelástico inicial (MI), a definição dos vínculos, os valores de impedância acústica observada e as estimativas iniciais de saturação e pressão (destacadas em azul na Figura 4.1) que serão entradas do algoritmo de inversão. Como resultado do algoritmo de inversão, são obtidas as saturações estimadas, que por sua vez é parâmetro de entrada do processo de ajuste, que por fim gera as saturações e pressões ajustadas (destacadas em roxo na Figura 4.1).

Na Figura 4.2, é apresentado o mesmo esquema, porém agora aplicado ao Método 2. Neste método, saturação e pressão são invertidos simultaneamente e ao término da execução do algoritmo de inversão, a saturação e pressão estimadas são o resultado final do método.

Destaca-se também que a etapa de montagem do problema (Etapa 1), é comum aos dois métodos (Figura 4.2).

É importante que fique clara a distinção entre os conjuntos de saturação e pressão utilizados ao longo da metodologia. São eles:

- Saturação e Pressão Observadas;
- Saturação e Pressão Estimadas (em azul nas Figuras 4.1 e 4.2);
- Saturação e Pressão Ajustadas (em roxo na Figura 4.2);

Como este estudo lida com dados sintéticos, a saturação e pressão observadas são obtidas a partir do modelo numérico considerado “real”, utilizado para gerar os valores de referência destas propriedades, assim como fornecer os parâmetros de entrada ao modelo petroelástico e gerar os valores de impedância acústica observada. Estas informações são utilizadas como valores de referência.

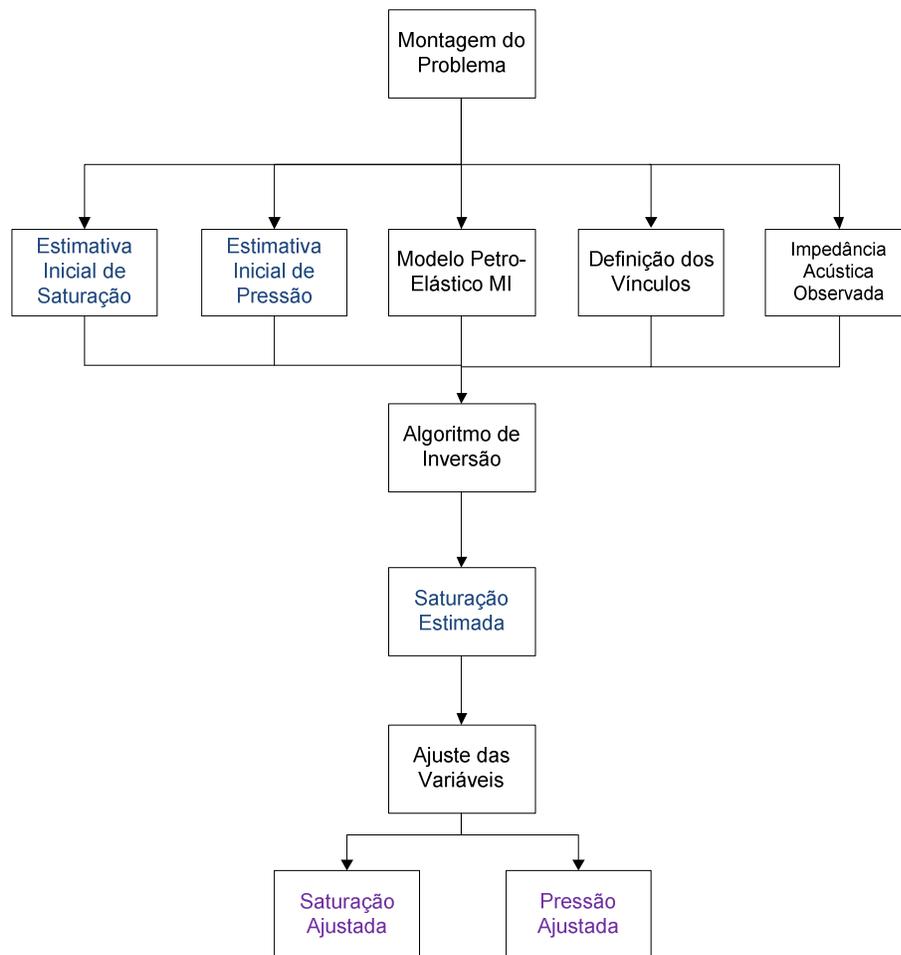


Figura 4.1: Interação de parâmetros entre as subdivisões que constituem a metodologia para o Método 1.

A saturação e pressão estimadas são obtidas a partir do processo de inversão e servem como parâmetros de entrada do ajuste de histórico (Método 1) ou são o resultado final (Método 2).

As saturações e pressões ajustadas são aquelas obtidas após a realização do procedimento de ajuste das variáveis (Figura 4.1), que de fato é um ajuste de histórico, no qual são submetidas a regras específicas da engenharia de reservatórios (SOUZA *et al.*, 2010).

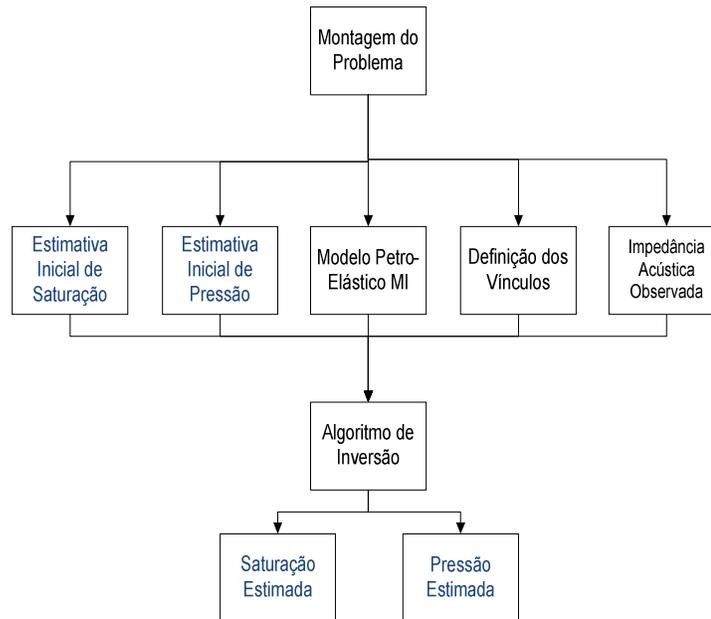


Figura 4.2: Interação de parâmetros entre as subdivisões que constituem a metodologia para o Método 2.

#### 4.4 Montagem do Problema

Na Figura 4.3 é apresentado o esquema utilizado na etapa de montagem do problema. Os itens seguintes visam descrever os elementos que compõem esta etapa da metodologia.

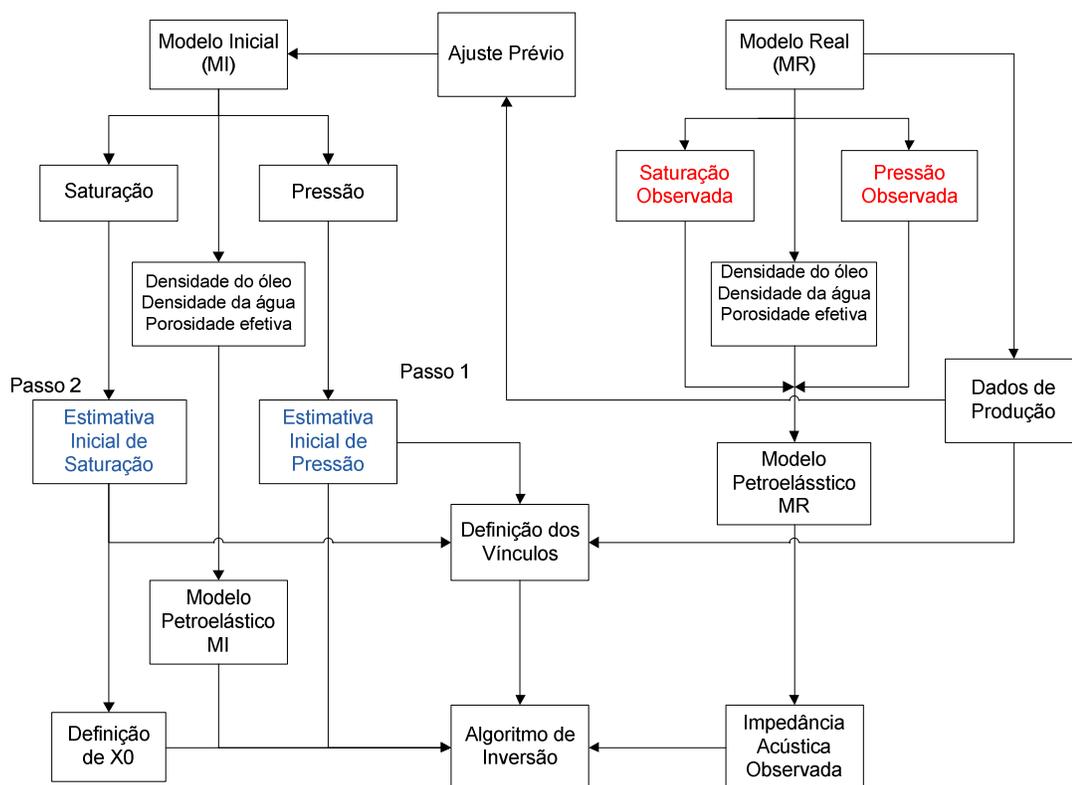


Figura 4.3: Esquema da etapa de montagem do problema

#### 4.4.1 Modelos Real e Inicial Sintéticos

No topo da Figura 4.3, estão os Modelos Inicial (MI) e Real (MR). Estes modelos são utilizadas para gerar os parâmetros de entrada da Etapa 2, onde os Métodos 1 ou 2 podem ser aplicados.

Como este estudo é sintético, valores de referência dos parâmetros utilizados nesta metodologia são retirados de um modelo numérico de reservatório denominado modelo real (MR). Ao observar a Figura 4.3, nota-se que é a partir deste modelo que são obtidas as saturações e pressões observadas, assim como as massas específicas das fases presentes. Com estas propriedades, é definido o respectivo modelo petroelástico e calculados os valores de impedância acústica observada. Analogamente, os dados de produção necessários a elaboração dos vínculos a serem aplicados no processo de inversão são retirados deste modelo.

O modelo inicial (MI) é aquele que deve ser ajustado em relação ao MR, cujas propriedades são utilizadas para definir as estimativas iniciais de saturação e pressão e compor os vínculos ao algoritmo de inversão juntamente com os dados de produção

fornecidos pelo MR. Além disso, é definido o modelo petroelástico inicial, que fornecerá os valores de impedância calculada para cada valor de saturação (Método 1) ou saturação e pressão (Método 2) a cada iteração do algoritmo de inversão.

Nesta etapa da metodologia são definidas as estimativas iniciais de pressão e saturação ( $x_0$  na Figura 4.3), a partir do modelo inicial, respectivamente. As estimativas iniciais poderiam ser feitas de várias formas, mas optou-se por usar a distribuição de variáveis do modelo inicial por elas já respeitarem o modelo criado com informações do seu modelo geológico, dados de perfil, testemunho e balanço de materiais que validam as propriedades do modelo numérico e após o início de produção o ajuste nos poços é feito.

De acordo com a Tabela 4.2, os passos da metodologia realizados nesta etapa (Passos 1 e 2) são descritos nos itens subsequentes.

#### **4.4.2 Passo 1**

Primeiramente é realizado um ajuste nas vazões dos poços do modelo inicial em relação ao modelo real com o intuito de se obter um ajuste prévio nas pressões entre os dois modelos. Em seguida é obtida a estimativa inicial de pressão a partir do modelo inicial para ser utilizada como parâmetro de entrada do algoritmo de inversão. Quando este processo é executado com o tratamento explícito de pressão (Método 1), este campo de pressões e as variáveis dependentes dele são mantidas fixas durante a execução do algoritmo de inversão e atualizadas posteriormente.

#### **4.4.3 Passo 2**

Entrar com a Estimativa Inicial das propriedades ( $X_0$ ), sendo elas somente saturação no Método 1 (Equação 4.1) e saturação e pressão (Equação 4.2) no Método 2. Inserir os dados observados ( $IA_p^{Obs}$ ), número máximo de iterações (MaxIter) e o mínimo erro aceitável (MinErr). Neste processo de otimização o número máximo de iterações aceitáveis é 50. E o critério de parada do método de otimização é a tolerância da função objetivo definida como  $10^{-2}$ .

$$X_0 = [S_1 \dots S_{nc}] \quad (4.1)$$

$$X_0 = [S_1 \dots S_{nc}; P_1 \dots P_{nc}] \quad (4.2)$$

onde  $nc$  é o número de células.

#### 4.4.4 Modelos Petroelástico Real e Inicial

Ainda na Figura 4.3, nota-se a definição do modelo petroelástico real e consecutivamente o cálculo das impedâncias observadas. Isto é feito uma única vez, na etapa de montagem do problema (Etapa 1), porque estas quantidades definem os valores de referência do atributo sísmico em cada célula da malha de simulação e, portanto, não são alterados ao longo do processo.

O modelo petroelástico inicial é também definido na etapa de montagem do problema. Este é o denominado modelo de previsões (*Forward Modeling*), responsável por gerar os valores de impedância acústica calculadas a cada iteração do algoritmo de inversão. Dentre as propriedades dinâmicas (Tabela 2.3) necessárias a este cálculo, são mantidos fixos durante a inversão os valores das massas específicas das fases e porosidade efetiva em ambos os métodos, pois se julga terem influência secundária na resposta acústica do reservatório (TURA e LUMLEY, 1999).

As impedâncias acústicas geradas pelos modelos petroelástico real e inicial irão compor a função objetivo (Equação 4.3) a ser minimizada pelo algoritmo de inversão.

#### 4.4.5 Elaboração dos Vínculos

A elaboração dos vínculos a serem aplicados ao método de inversão é uma importante contribuição deste estudo. Os vínculos são valores mínimos e máximos de saturação e pressão que limitam o espaço de busca do processo de inversão. Qualquer informação que possibilite melhorar a busca da solução e minimize a possibilidade de obtenção de valores não compatíveis com o problema físico pode ser usada para o estabelecimento de vínculos.

Na Figura 4.3 destaca-se que estes vínculos dependem das estimativas iniciais de saturação e pressão. Modelos numéricos de reservatório baseiam-se em uma grande quantidade de informações (Item 2.4) e, ao ser executada a simulação de escoamento deste modelo, todas estas informações são consideradas para o cálculo das distribuições das propriedades do reservatório. Isto torna o simulador de escoamento uma ferramenta consistente para obtenção das estimativas iniciais das propriedades em estudo e seus respectivos vínculos.

Neste trabalho, baseados na simulação de fluxo, foram aplicados dois tipos de vínculos ao processo de inversão: (1) simplificados e (2) dados de produção e comportamento de impedâncias 4D.

Os vínculos simplificados são definidos utilizando os valores de água conata e óleo residual, de forma a apenas definir os limites físicos, superior e inferior da propriedade a ser estimada. Este vínculo é aplicável em modelos simples de reservatórios, pouco heterogêneos.

O segundo tipo de vínculo utilizado foi construído utilizando os dados de saturação e pressão nos poços e avaliação de tendências das variações de impedância acústica e saturação de água do modelo inicial. A ideia é aplicar limites inferiores e superiores ao algoritmo de inversão para restringir suas estimativas a cada iteração a valores mais próximos aqueles presentes no modelo real. Quanto maior a saturação de água em um determinado local, maior a sua impedância acústica e este fato torna possível estabelecer a tendência correta de saturação de água, a partir do MI, ao avaliar a variação de impedância acústica observada. Por exemplo, em casos nos quais as variações de impedância acústica observada e de saturação de água são positivas, a indicação neste caso é restringir o limite inferior e aumentar a superior, pois a tendência de saturação está de acordo com o indicado pela variação do atributo sísmico. Em contrapartida, quando a variação de IA observada é negativa, isto indica que possivelmente houve uma diminuição na quantidade de água nesta região durante o período de produção. Desta forma, o comportamento de saturação deve seguir a mesma tendência e, quando a variação de saturação de água do modelo inicial não apresenta este comportamento, ou seja, a sua variação é positiva, a indicação de restrição é diminuir os limites superiores e manter os inferiores. Na Tabela 4.2, são

apresentadas todas as situações possíveis e as suas respectivas restrições. Nas coordenadas dos poços, os valores destas propriedades são considerados conhecidos.

Tabela 4.2: Elaboração dos vínculos.

Vínculo	Comportamento da IA observada 4D	Saturação de água 4D no modelo inicial	Vínculo aplicado
1	$\Delta IA_p^{obs} > 0$	$\Delta S_a > 0$	Diminuir o limite inferior e aumentar superior
2	$\Delta IA_p^{obs} > 0$	$\Delta S_a < 0$	Aumentar o limite inferior e superior
3	$\Delta IA_p^{obs} < 0$	$\Delta S_a < 0$	Manter o limite inferior e aumentar o superior
4	$\Delta IA_p^{obs} < 0$	$\Delta S_a > 0$	Manter limite inferior e diminuir o superior

## 4.5 Aplicação dos Métodos

Neste item, são descritos os passos para aplicação do Método 1 (Item 4.1.1) ou Método 2 (Item 4.1.2) propostos por esta metodologia.

### 4.5.1 Algoritmo de Inversão

O método de inversão proposto neste estudo faz o uso de um algoritmo de otimização para minimizar uma função objetivo em termos dos valores de impedância acústica e assim obter as estimativas de saturação. Para isto, é utilizado o esquema da Figura 4.5, e os Passos 3 a 6 são realizados.

#### Passo 3

Aplicar os vínculos aos valores de  $X_0$ .

#### Passo 4

Calcular os dados de  $IA_p^{calc}$  utilizando o modelo petroelástico

#### Passo 5

Calcular a função objetivo dada por:

$$FO = (IA_p^{obs} - IA_p^{calc})^2 \quad (4.3)$$

## Passo 6

Se o erro é menor do que o aceitável ou o número de iterações é maior do que o máximo, encerra-se o processo iterativo resultando na saturação estimada (Figura 4.5) e passa-se ao Passo 7. Se alguns dos critérios do passo anterior não são verificados, é realizada uma estimativa de novos incrementos nos parâmetros através de um método de Gradientes Pré-Conjugados e um  $\text{delta } X_0$  é definido e utilizado para atualizar o parâmetro através de:

$$X_0 = X_0 + \text{delta}X_0 \quad (4.4)$$

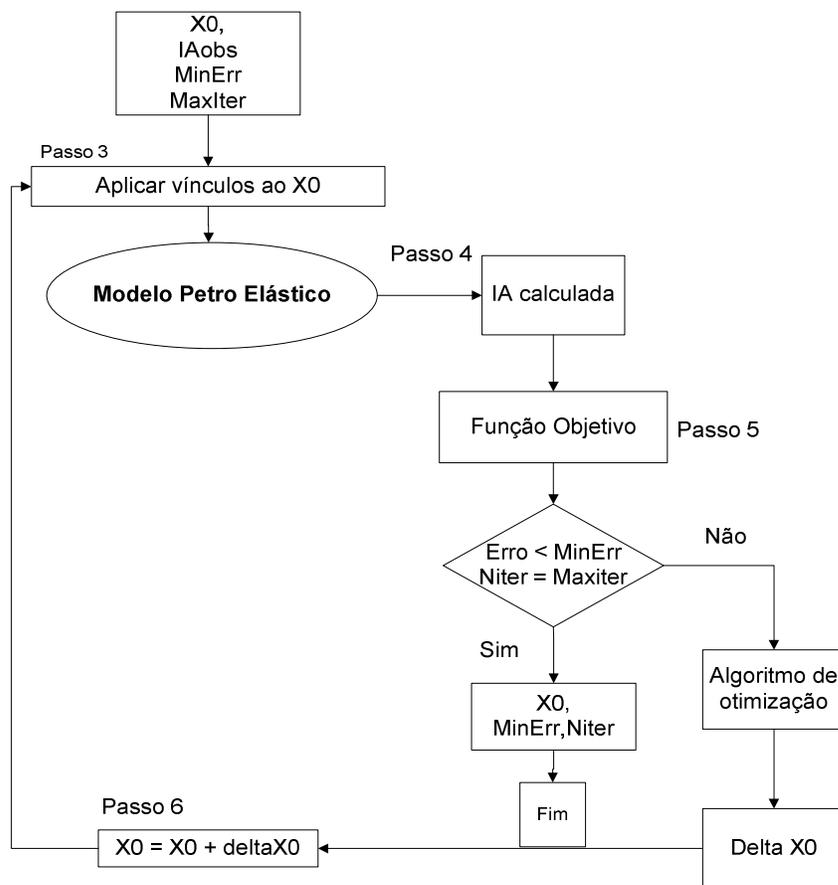


Figura 4.4: Algoritmo de otimização proposto.

## 4.5.2 Tratamento Explícito da Pressão

### Passo 7

O fluxograma da Figura 4.5 refere-se à etapa do tratamento explícito da pressão. Um aspecto importante desta etapa é a avaliação das estimativas de saturação e pressão obtidas. O máximo erro aceitável é um dos dados de entrada deste processo. O erro das propriedades estimadas em relação ao valor “real” é dado pela equação 4.3(4. para cada célula da malha de simulação.

$$ErroProp = \left( \frac{PropCalc - PropReal}{PropReal} \right) \times 100 \quad (4.3)$$

onde *ErroProp* é o erro de uma determinada propriedade (pressão ou saturação), *PropCalc* é o valor desta propriedade calculada pelo processo de inversão e *PropReal* é o valor real desta propriedade obtido do MR.

Este critério calculado para os valores de saturação de água são aplicados a saturação estimada (Figura 4.5), em caso de não verificado este critério retorna-se a redefinição dos vínculos e o algoritmo de inversão é novamente executado. Em caso contrário a saturação estimada é utilizada como parâmetro de entrada do ajuste dos modelos.

Novamente, os mapas de saturação e pressão ajustados são avaliados de acordo com seus respectivos critérios, em caso de não verificação desta condição, estes mapas são utilizados para realimentar o algoritmo de inversão (Passo 2) e reiniciar o processo. Ao fim deste procedimento os mapas de saturação e pressão ajustados são obtidos.

Através deste procedimento é realizado o processo de calibração do modelo através do procedimento sugerido por (RISSO, 2007), utilizando mapas de saturação e obtém-se o mapa de pressão explicitamente.

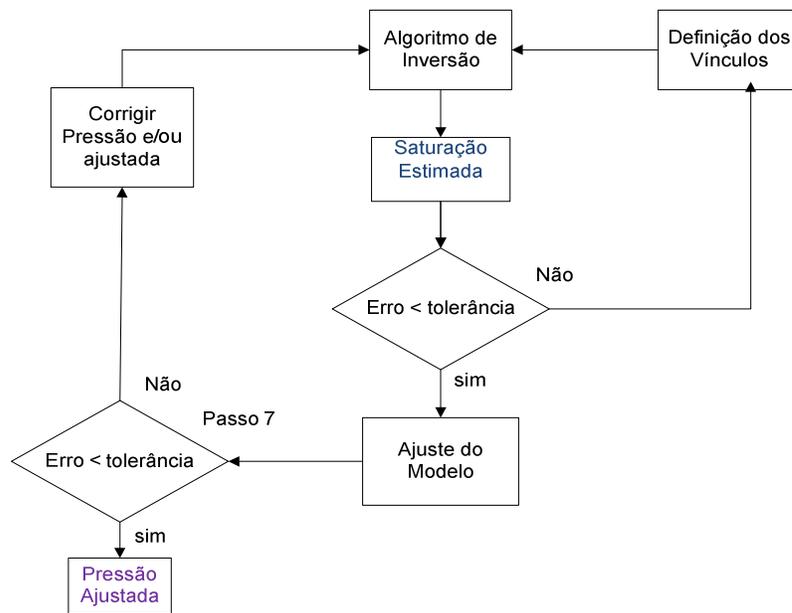


Figura 4.5: : Esquema da etapa do tratamento explícito da pressão.

## 5 Aplicação

A aplicação da metodologia foi dividida em dois casos. O Caso A se refere à aplicação do Método 1 e o Caso B é a aplicação do Método 2 em um modelo modificado do campo de Namorado, localizado na Bacia de Campos, Brasil.

Em ambos os casos o simulador de escoamento utilizado foi o IMEX<sup>®</sup> da CMG (*Computer Modeling Group*), mas poderia ser qualquer outro simulador comercial. Este em particular 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 petroelástica, os conversores de formato de interface, algoritmo de otimização e gerenciamento do processo foram realizados com o programa Matlab, da Mathworks.

### 5.1 Caso A – Modelo Sintético

Para aplicação do Método 1 foi utilizado um modelo sintético simples, construído por (RISSO, 2007), de resposta conhecida com um canal de alta permeabilidade e duas falhas. A partir deste modelo são obtidos os históricos de pressão, injeção, pressão de escoamento assim como os mapas de pressão e saturação de água, necessários ao cálculo da IA observada.

#### 5.1.1 Modelo Real de Simulação do Reservatório (Caso A)

O modelo real é um *Five-spot* com duas falhas e um canal de alta permeabilidade, modificado do modelo construído por Risso (2007) (Figura 5.1). A malha é composta por 45x45x1 células nas direções x, y e z respectivamente, com dimensões iguais a 40 m nas três direções, que totalizam 19,5 milhões de m<sup>3</sup> de óleo *in situ*.

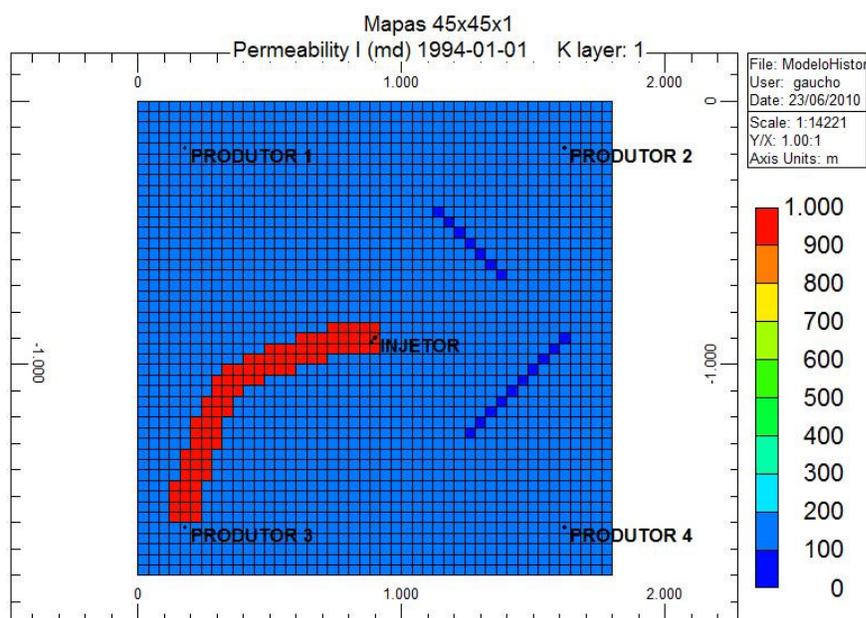


Figura 5.1: Mapa de permeabilidade horizontal do modelo real. Destaca-se em vermelho o canal de alta permeabilidade e em azul escuro as duas falhas geológicas.

As propriedades estáticas deste modelo são apresentadas na Tabela 5.1. Dentre as propriedades apresentadas, temperatura e salinidade estão entre aquelas opcionais às definições de um modelo numérico de reservatório (Tabela 2.3) e para este modelo são assumidos os valores listados.

Tabela 5.1: Propriedades estáticas do Modelo Histórico.

Propriedades estáticas	Valor
Compressibilidade da rocha (1/MPa)	$1,224 \times 10^{-3}$
Compressibilidade da água (1/MPa)	$1 \times 10^{-3}$
Compressibilidade do óleo (1/MPa)	$1 \times 10^{-3}$
Pressão de referência (MPa)	$9,87 \times 10^{-2}$
Pressão no ponto de bolha (MPa)	$9,87 \times 10^{-2}$
Profundidade no centro da célula (m)	$1 \times 10^3$
Massa específica inicial de óleo (g/cc)	0,8
Massa específica inicial de água (g/cc)	1
Saturação de água conata	0,21
Saturação de óleo residual	0,19
Temperatura (°C)	80
Salinidade (PPM)	$1 \times 10^5$
Porosidade Inicial	0,2

### 5.1.2 Modelo Inicial de Simulação do Reservatório (Caso A)

O Modelo inicial (Figura 5.2) é similar ao seu respectivo modelo real (Item 5.1.1) com a ausência do canal de alta permeabilidade e das falhas que são objetos do ajuste de histórico. O controle dos poços para o modelo inicial é a vazão por líquido que é o parâmetro informado para condição de contorno, sendo que o ajuste é feito na vazão de água.

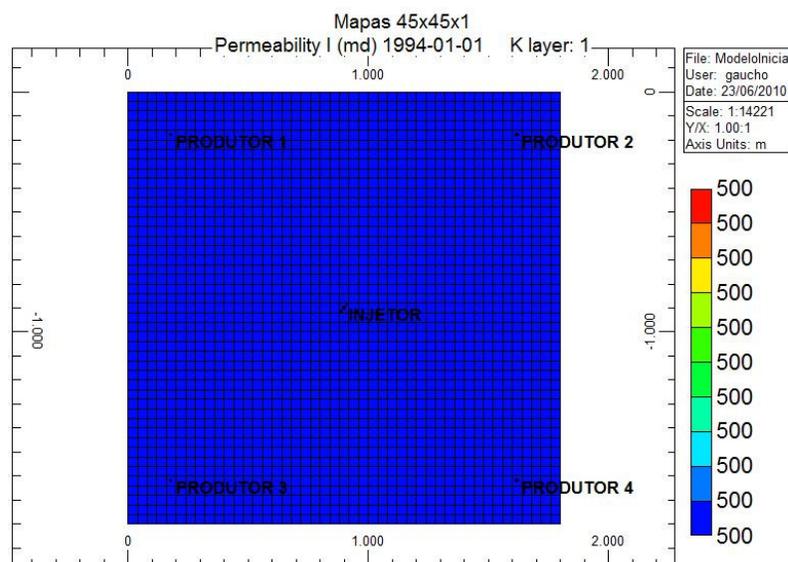


Figura 5.2: Mapa de permeabilidade horizontal do modelo inicial. Destaca-se a ausência do canal de alta permeabilidade e das duas falhas geológicas presentes no modelo real.

### 5.1.3 Modelo Petroelástico

O modelo petroelástico referente ao modelo de reservatório deste caso baseia-se nas definições do Item 2.5. Sendo este um modelo simples de reservatório, inúmeras propriedades necessárias à definição do seu modelo petroelástico não são definidas no seu modelo numérico (Tabela 2.3). Portanto, dada à porosidade inicial de 20% deste modelo (Tabela 5.1), é assumido como característica deste modelo o conjunto de propriedades de rocha listados na Tabela 5.2.

Os valores de IA do modelo real e inicial são obtidos através do acoplamento (Item 2.5.1) dos seus respectivos modelos numéricos ao modelo petroelástico definido de acordo com estas propriedades.

Tabela 5.2: Propriedades de rocha (MAVKO, 1998).

Litologia	Quartzo arenito
Módulo volumétrico mineral (GPa)	37
Módulo de cisalhamento mineral (GPa)	44
Massa específica da rocha (g/cc)	2,65
Velocidade de onda P (m/s)	6050
Velocidade de onda S (m/s)	4090

### 5.1.3.1 Sensibilidade do Modelo Petroelástico

A análise da sensibilidade da resposta acústica do modelo em estudo é importante para avaliação da coerência da resposta do modelo petroelástico e da variação dos valores de IA calculados dadas as variações de pressão e saturação presentes no modelo.

Neste item serão apresentados os comportamentos de alguns parâmetros julgados importantes na composição da resposta do modelo petroelástico definido no Caso A em função das máximas variações de pressão e saturação presentes no modelo de reservatório deste caso.

Na Figura 5.3 é apresentada a superfície de resposta do módulo volumétrico do óleo ( $K_o$ ) dado pela Equação 2.4. O primeiro ponto a ser destacado é a coerência dos valores fornecidos em relação ao comportamento de referência (Figura 2.3) para os valores de temperatura e densidade atribuídos a este modelo. O comportamento da superfície também indica a dependência deste módulo em relação a variações de pressão.

Na Figura 5.4 também se destaca a coerência da resposta destes valores em relação ao comportamento de referência (Figura 2.4) do módulo volumétrico da água ( $K_w$ ) em relação à temperatura e salinidade definidas neste modelo de reservatório.

As estimativas dos módulos de rocha seca são obtidas a partir de atribuições sintéticas (Item 2.6.2.6). Por ser inteiramente sintético, este modelo não possui estudos geológicos associados a ele e assim são assumidos os conjuntos de parâmetros elásticos necessários à definição do modelo petroelástico (Tabela 5.2).

A Figura 5.5 contém a superfície de resposta de IA em relação à variação de pressão e saturação de água, a faixa de variação destes parâmetros é aquela referente

ao modelo em estudo, de 8 a 13 MPa e de 0.21 a 0.81, respectivamente. A superfície de resposta mostra uma maior sensibilidade do MPE a alterações de saturação, apresentando uma variação de IA de 0.58% neste intervalo de saturação. A pressão mostra-se pouco influente na resposta acústica do reservatório, com uma variação de 0.09% no intervalo de pressão do modelo em estudo. Assim, as possíveis variações de IA devido ao comportamento de pressão podem ser consideradas desprezíveis.

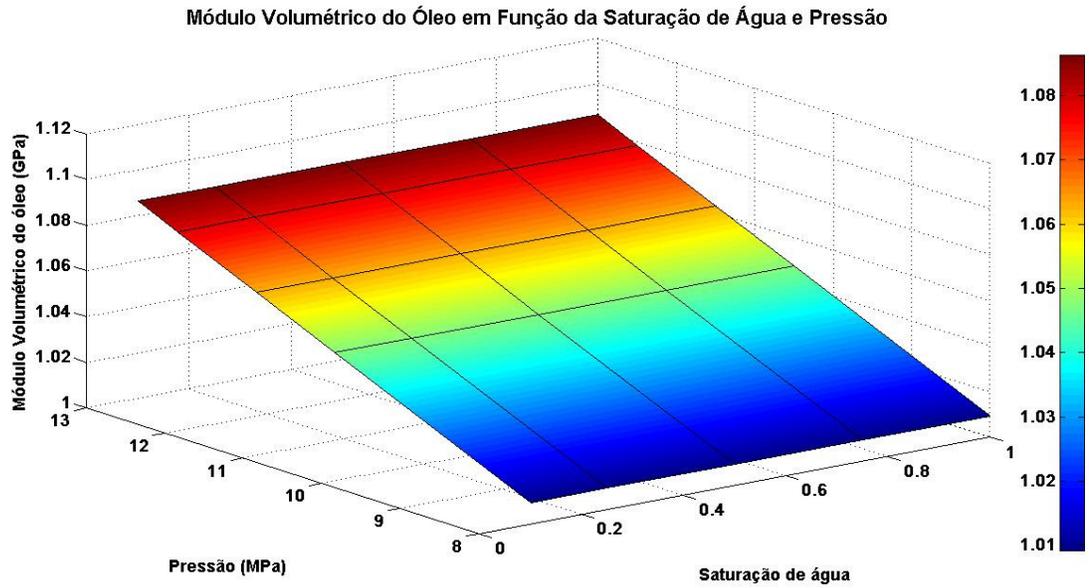


Figura 5.3: Superfície de resposta do módulo volumétrico do óleo ( $K_o$ ) em função das variações e saturação de água e pressão para o modelo de reservatório do Caso A.

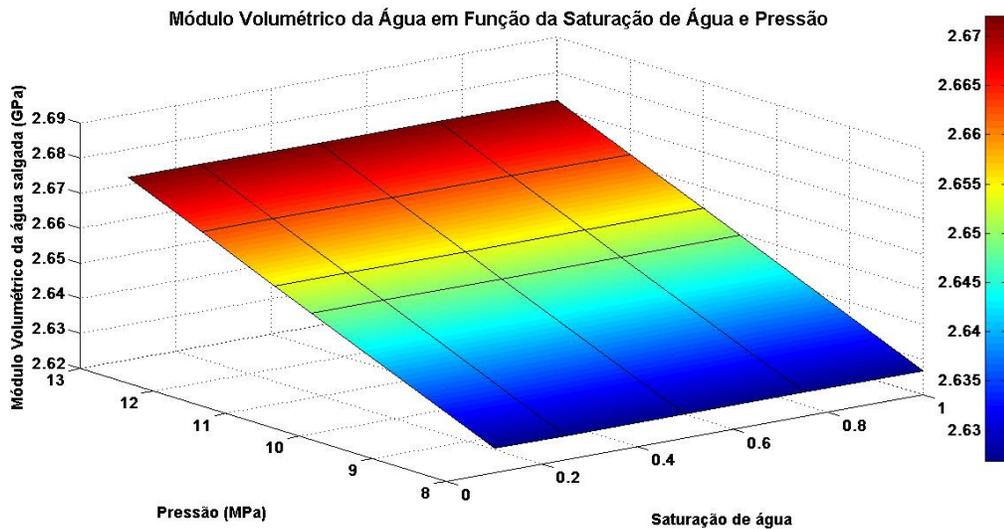


Figura 5.4: Superfície de resposta do módulo volumétrico da água ( $K_w$ ), em função das variações de saturação de água e pressão para o modelo de reservatório do Caso A.

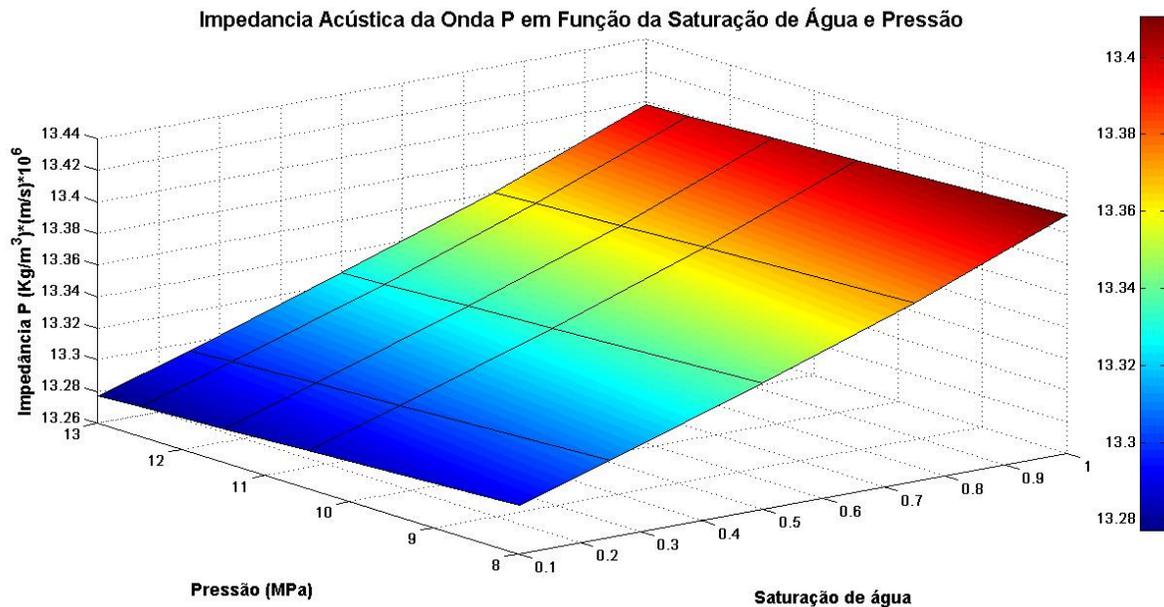


Figura 5.5: Superfície de resposta de IA em função da variação de saturação de água e pressão para o modelo de reservatório do Caso A.

Ao comparar-se o comportamento dos módulos volumétricos das fases apresentados nas Figura 2.3, 2.4 e 2.5, nota-se que a grande diferença entre eles são as diferentes sensibilidades em relação à pressão, sendo o módulo volumétrico do gás mais sensível a variações de pressão. Esta é uma característica importante, pois estes módulos compõem o módulo efetivo dos fluidos, que por sua vez é um parâmetro direto de entrada na equação de Gassmann (Equação 2.3).

Portanto, esta pouca influência da pressão na resposta de IA neste caso se justifica pela ausência de uma modelagem de pressão devido ao comportamento de rocha e ao fato deste modelo de reservatório ser um sistema óleo/água.

Outro aspecto de destaque é a não unicidade da resposta acústica do reservatório. Este comportamento pode ser observado na Figura 5.6, na qual a intersecção da superfície de resposta de IA com uma superfície que representa valores constantes desta propriedade define uma curva de isocontorno, que por sua vez indica a ocorrência de múltiplas soluções. Logo, diferentes combinações de saturação e pressão podem fornecer uma mesma resposta de impedância acústica.

Estes resultados reforçam a hipótese da aplicação do tratamento explícito da pressão (Método 1). Ao manter a pressão fixa durante o processo de inversão, é possível afirmar que é definido um único ponto na curva de isocontorno, desta forma

define-se que, para um dado valor de pressão, existe apenas um valor de saturação que fornece um determinado valor de IA. Da mesma forma, dada a dependência das densidades das fases e porosidade efetiva com a pressão (BATLZE e WANG, 1992) também se justifica, por estes resultados, manter estes parâmetros fixos. No Apêndice são apresentados alguns resultados dos efeitos na resposta de IA ao se atualizar os valores de massa específica e porosidade efetiva.

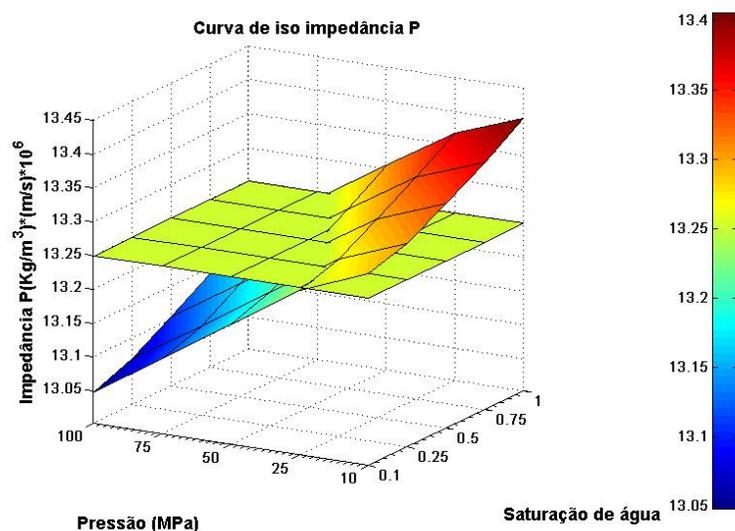


Figura 5.6: Curva de isocontorno de impedância acústica.

#### 5.1.4 Estudo 3D Sintético

Para aplicação do Método 1, é considerado um levantamento sísmico após quatro anos do início da produção. Nesta data o ganho obtido com a inserção da informação sísmica é mais valorizado, pois a falta de informação no histórico fornece um modelo ajustado com muitas incertezas. Além disso, tempos menores podem ter problemas com o limite de resolução sísmica, que em casos reais podem ser encobertos pelos ruídos e também as anomalias de IA entre o observado e o calculado não tem definição suficiente para distinguir o número de falhas do reservatório (IDA, 2009). Ao diagnosticar os possíveis problemas de drenagem do reservatório neste período, ainda há tempo para corrigir as estratégias de drenagem para minimizar as perdas de produção. Da mesma forma, o histórico indica a irrupção de água em um dos

poços produtores, porém isso não ocorre no modelo inicial, fato que indica a necessidade de ajuste deste modelo.

A simplicidade deste modelo torna desnecessário o uso do conceito da sísmica 4D, de forma que os valores de IA considerados são absolutos. De fato, a distribuição de propriedades como massa específica, porosidade efetiva possuem um comportamento bastante homogêneo ao longo do reservatório, de forma que não há alterações significativas na resposta de IA.

## 5.2 Caso B – Campo de Namorado Modificado

O modelo de reservatório escolhido para aplicação do Método 2 é o campo de Namorado. Localizado em um campo na plataforma continental do Rio de Janeiro, Bacia de Campos, em lâmina d'água de 110 a 250 m, a 80 km da costa, este campo foi descoberto em novembro de 1975, com volume de óleo inicial estimado em 108 milhões de m<sup>3</sup>.

As principais estruturas que delimitam o reservatório foram mapeadas a partir de nove seções sísmicas e de informações de outros 46 poços perfurados no reservatório, mostrado na Figura 5.7. A falha que limita os Blocos 1 e 2 do reservatório pode ser observada na Figura 5.8.

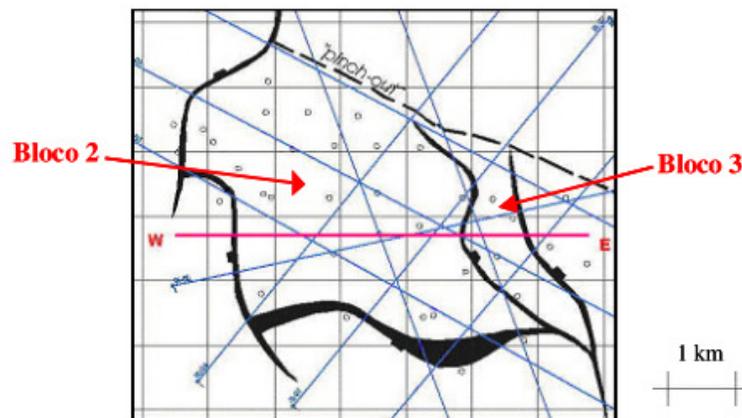


Figura 5.7: Mapa base com os poços, linhas sísmicas e arcabouço estrutural do reservatório (RISSO, 2007).

## 5.2.1 Caracterização do Reservatório

### 5.2.1.1 Contatos entre fluidos

Os perfis mostram um contato gás/óleo, a -2950 m e três contatos óleo/água distintos no reservatório: um a -3100 m, encontrado nos blocos 1 e 2; outro a -3150 m, no Bloco 3 e o último a -3190 m, no Bloco 4, conforme a Figura 5.8.

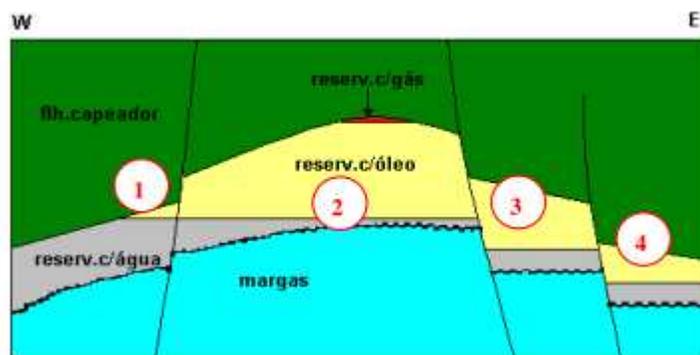


Figura 5.8: Seção esquemática do reservatório (RISSO, 2007).

### 5.2.1.2 Propriedades de rocha

As cotas do topo e base do reservatório foram determinadas por perfis para todos os poços do reservatório. O mapa de espessura do reservatório foi obtido pela diferença entre as cotas do mapa de topo subtraindo as cotas do mapa da base do reservatório.

Com o objetivo de facilitar a modelagem geológica do reservatório e facilitar o tratamento dos dados de perfis, optou-se por dividir a espessura do reservatório em seis camadas com mesma espessura em cada poço. Isso facilitou a totalização dos dados de perfis e a obtenção dos valores de espessura porosa, porosidade média e permeabilidade média por camada (BONET e GABRIELLI, 1985). Os mapas de topo, base, espessura, porosidade, permeabilidade e espessura porosa foram construídos com o uso de geoestatística em uma malha regular uniforme 2D.

### 5.2.1.3 Propriedades dos Fluidos

A Tabela 5.3 apresenta as principais características do óleo do reservatório. A pressão de saturação é destacada em vermelho e a pressão de referência é igual a 322 Kg/cm<sup>2</sup>. Esta tabela contém os dados de PVT utilizadas no simulador para as viscosidades do óleo e do gás, fator volume de formação do óleo (Bo) e razão de solubilidade (Rs) e fator de expansão do gás (EG).

Tabela 5.3: Tabela PVT com as principais características do óleo do reservatório.

<b>Pressão (Kg/m<sup>3</sup>)</b>	<b>Rs (m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>)</b>	<b>Bo</b>	<b>Eg (m<sup>3</sup>/ m<sup>3</sup>)</b>	<b>Viso (cp)</b>	<b>Visg (cp)</b>
18.31	20.97	1.1622	14.4746	6.723	0.0115
21.27	24.03	1.1728	17.1356	6.297	0.0115
22.36	24.7	1.176	18.1126	5.26	0.0115
30.92	29.55	1.188	25.811	4.922	0.0115
31.22	29.71	1.1881	26.0807	4.516	0.0116
39.99	34.65	1.2023	33.9649	4.208	0.0118
46.39	38.2	1.21	39.7185	3.9	0.01196
52.83	41.59	1.2185	45.5081	3.841	0.01242
69.03	50	1.2379	60.0719	3.645	0.01334
79.76	55.36	1.2507	69.7181	3.466	0.0138
92.09	61.3	1.2652	80.8028	3.27	0.01472
116	72.57	1.2934	102.2979	3.025	0.01633
136.89	83.1	1.3185	121.078	2.82	0.01771
150.98	90.55	1.3354	133.7449	2.638	0.01863
175	100	1.365	155.336	2.445	0.0207
<b>211.41</b>	<b>113.49</b>	<b>1.4083</b>	<b>188.0715</b>	<b>2.232</b>	<b>0.02323</b>
225	118.7	1.425	201	1.9	0.0245
250	127.5	1.455	223	1.83	0.0265
275	136	1.485	245	1.77	0.0288
300	145	1.515	268	1.72	0.031
325	154	1.545	290	1.67	0.0334
350	164	1.575	313	1.62	0.0357
400	184	1.63	345	1.55	0.04

### 5.2.1.4 Propriedades Rocha-Fluido

A Figura 5.9 apresenta a curva de pressão capilar considerada nas simulações.

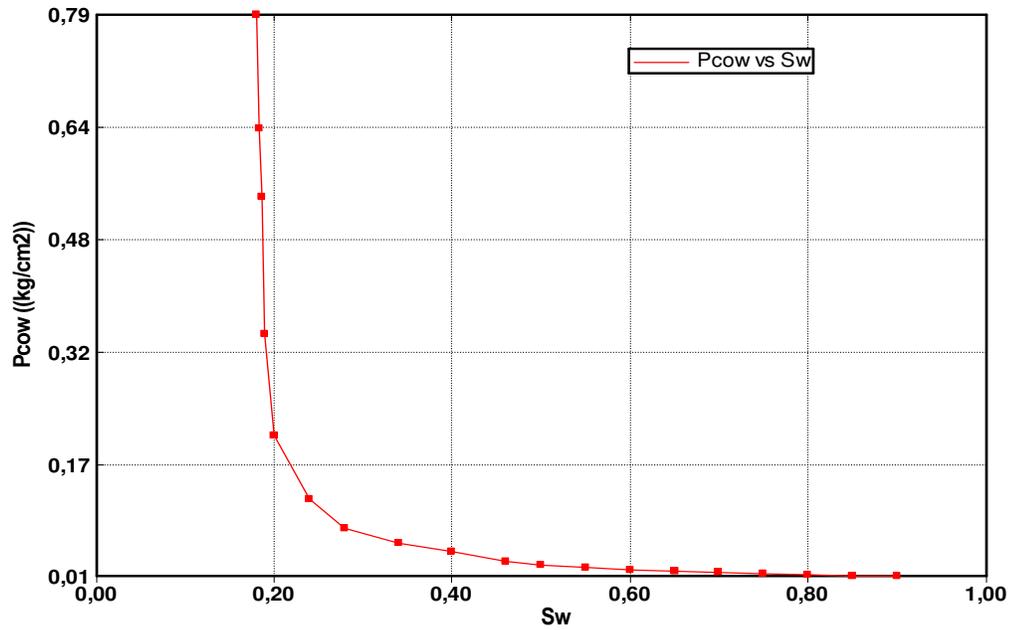


Figura 5.9: Curva de pressão capilar.

As Figuras 5.10 e 5.11 apresentam as curvas de permeabilidade relativa do modelo.

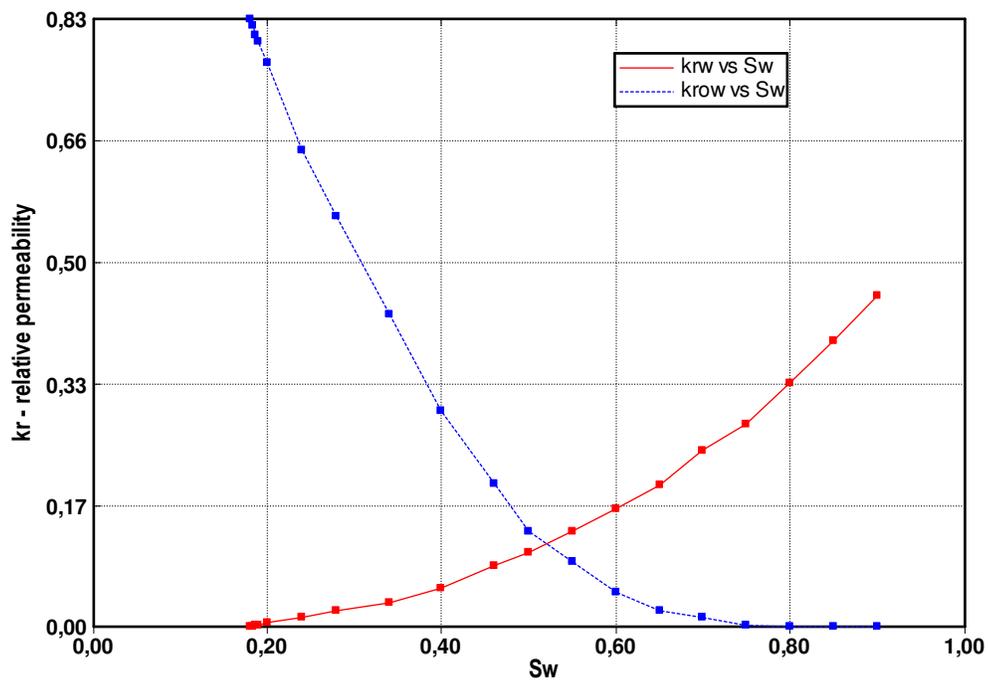


Figura 5.10: Curvas de permeabilidade relativa da água.

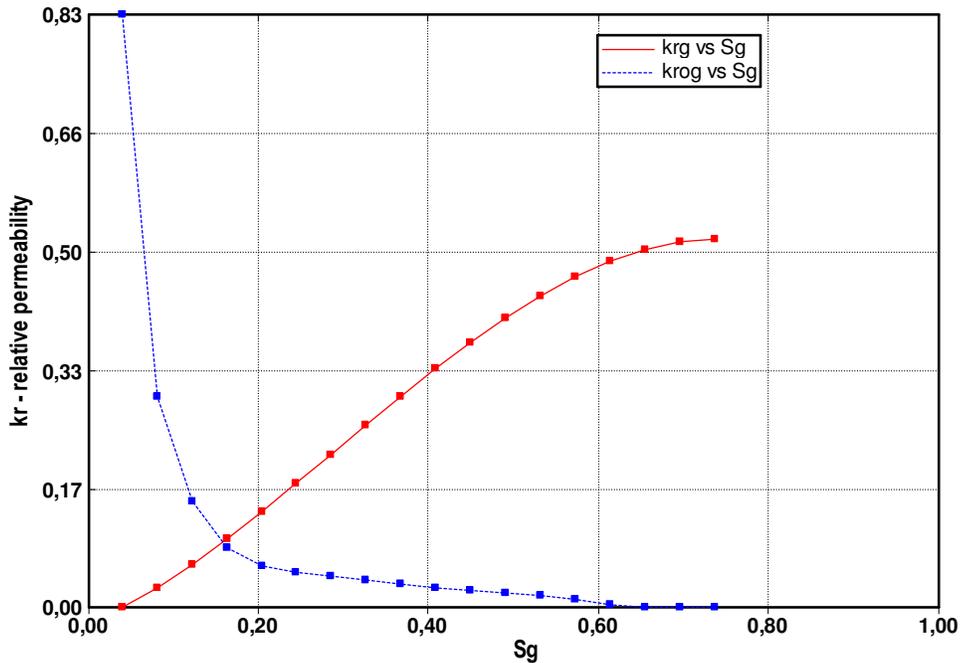


Figura 5.11: Curvas de permeabilidade relativa do gás.

### 5.2.2 Modelo Real de Simulação do Reservatório (Caso B)

Na Figura 5.12 é apresentado o modelo tridimensional construído para este reservatório, composto de 6 camadas, 52 linhas e 30 colunas com blocos de 150 x 150, totalizando 9360 blocos. A espessura dos blocos é variável, tendo sido gerada através da interpolação geoestatística dos mapas geológicos. Os mapas gerados foram: espessura. Topo, porosidade, espessura porosa, permeabilidade vertical e horizontal. O modelo de escoamento utilizado é o “*Black-Oil*”. A massa específica do óleo foi considerada igual a 887 Kg/m<sup>3</sup>. A pressão de bolha adotada é 211,41 Kgf/cm<sup>2</sup> e a pressão de referência é 322 Kgf/cm<sup>2</sup> a uma cota de -3041 m. O simulador utilizado é o IMEX da CMG (*Computer Modelling Group, 2005*).

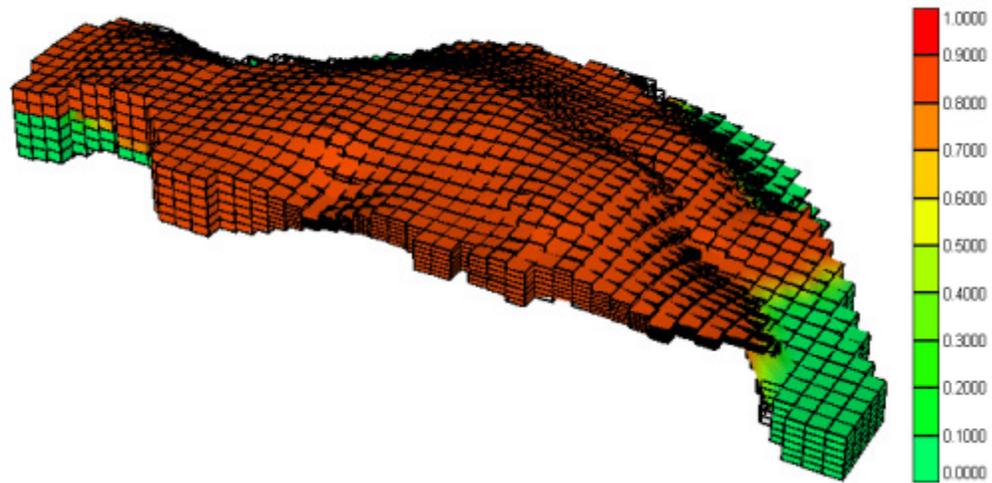


Figura 5.12: Mapa geológico 3D do reservatório: mapa de saturação de óleo.

A Figura 5.14 mostra os mapas de permeabilidade horizontal do modelo real modificado. A parte superior é composta pelas camadas 1, 2 e 3 e a parte inferior é composta pelas camadas 4, 5 e 6. O modelo original é bastante homogêneo e para validação da metodologia foram incluídos alguns canais preferenciais de fluxo e algumas barreiras, o que torna o modelo mais heterogêneo.

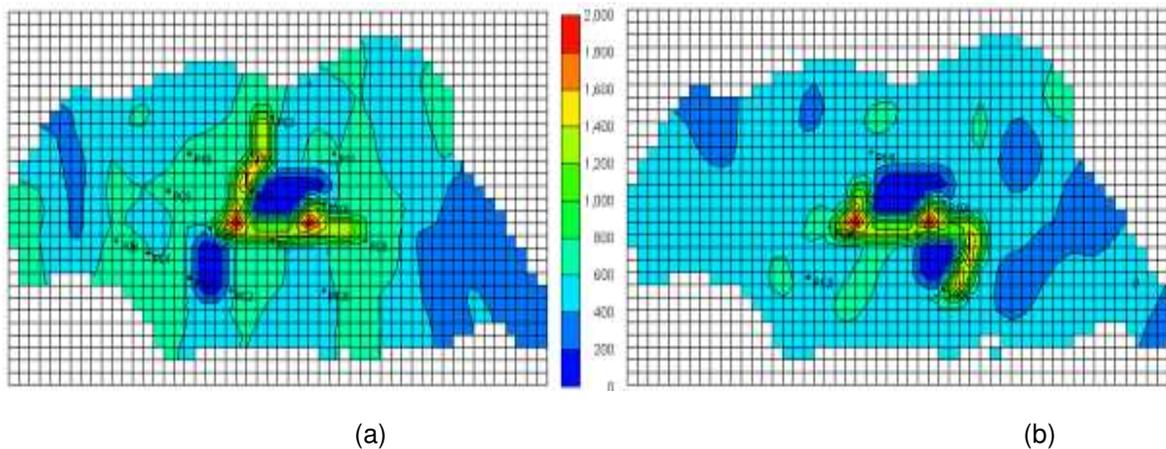


Figura 5.13: Mapa de permeabilidade horizontal do modelo real: (a) parte superior e (b) parte inferior.

A Figura 5.14 apresenta os mapas de permeabilidade vertical do modelo real modificado.

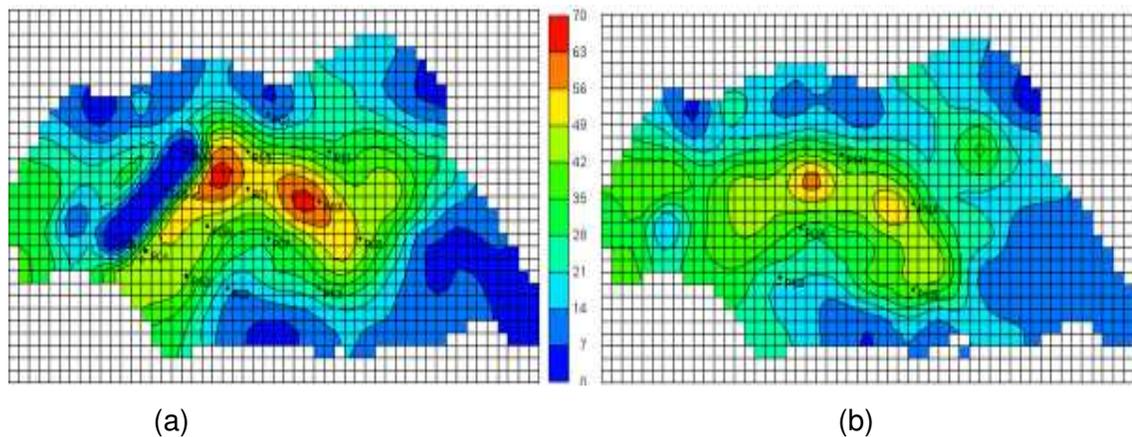


Figura 5.14: Mapa de permeabilidade vertical do modelo real: (a) parte superior e (b) parte inferior.

### 5.2.3 Modelo Inicial de Simulação do Reservatório

Na construção do modelo inicial de simulação são consideradas todas as informações disponíveis, como dados já conhecidos da região, levantamentos sísmicos, poços perfurados etc. Para construção dos mapas de permeabilidade horizontal e vertical são considerados os valores médios medidos nos poços perfurados até o momento, já os valores entre os poços são calculados pelo método do inverso do quadrado da distância. Os valores utilizados na construção do modelo base são sempre os que têm maior probabilidade de ocorrência.

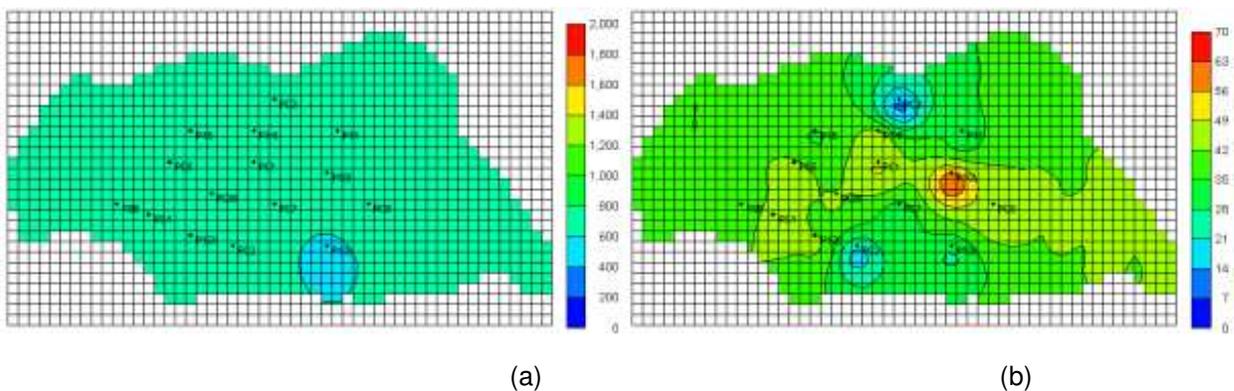


Figura 5.15: Mapa de permeabilidade horizontal do modelo inicial: (a) parte superior e (b) parte inferior.

Na Figura 5.16 são apresentadas as curvas de permeabilidade relativa do modelo inicial.

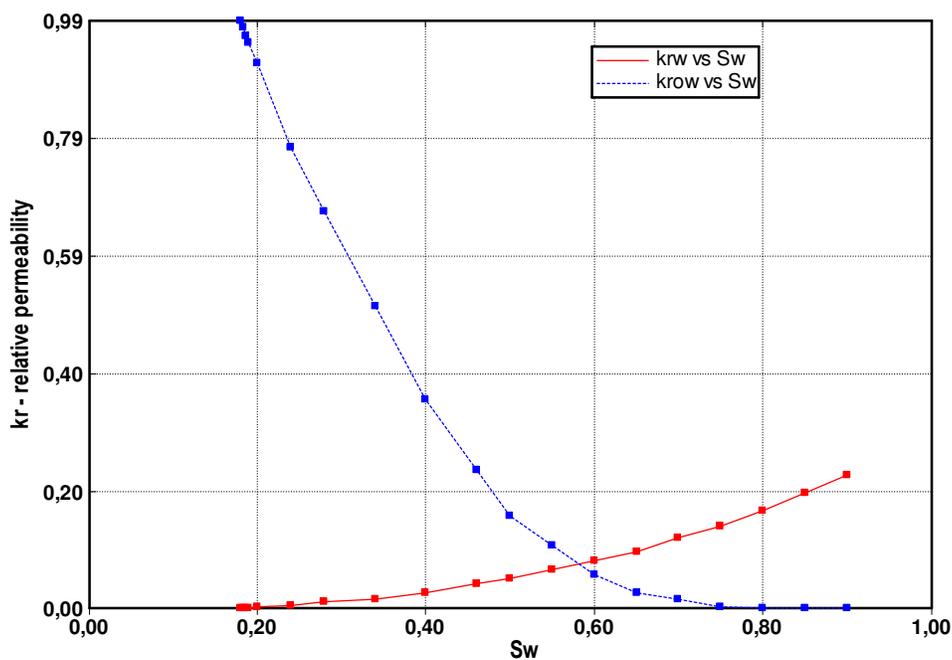


Figura 5.16: Curva das permeabilidades relativas do modelo inicial.

O restante das propriedades deste modelo é similar às definidas para o modelo real (Item 5.2.2).

#### 5.2.4 Ajuste entre os Modelos Real e Inicial

É uma característica do método de otimização utilizado neste estudo (gradientes pré-conjugados) a ocorrência de mínimos locais. Este fato torna importante a definição das estimativas iniciais ao processo.

Os parâmetros de entrada do algoritmo de otimização são obtidos a partir do modelo inicial. Portanto, é necessária a realização de um ajuste inicial entre os modelos para diminuir as chances de que a resposta do algoritmo não corresponda a um mínimo local. Para tal, foi realizado um ajuste no qual as vazões do modelo real são informadas ao modelo inicial e estas são honradas por este modelo.

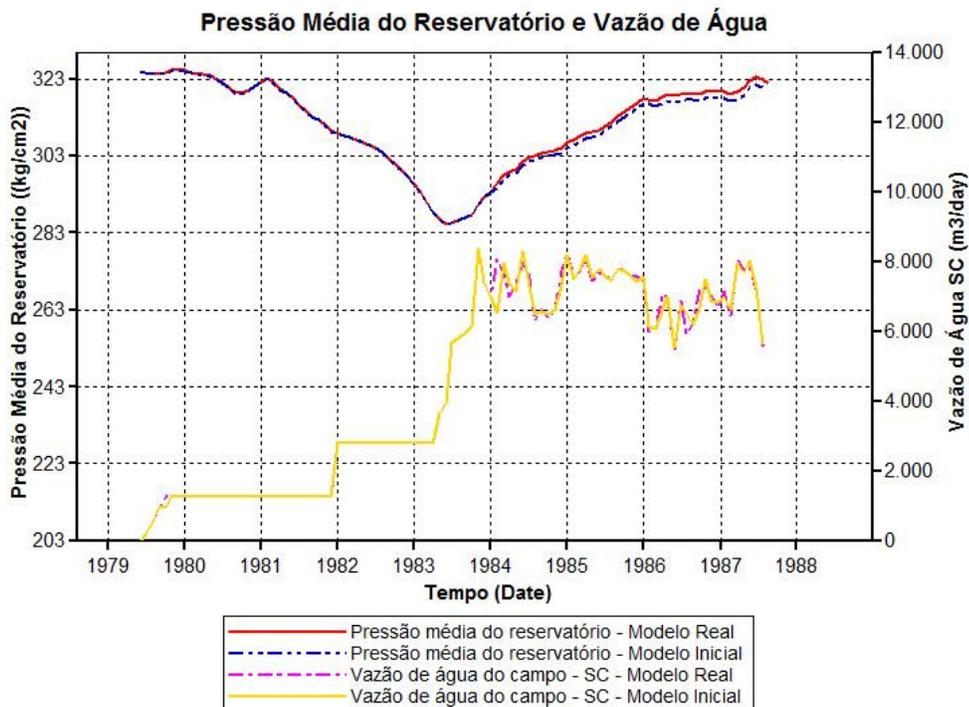


Figura 5.17: Pressão média do reservatório e vazão de água para o modelo de reservatório do Caso B.

Na Figura 5.17, são apresentadas as curvas de pressão média e vazão de água para o reservatório em estudo. Primeiramente é destaque o bom ajuste nas vazões de água do campo, em condições de superfície. Em seguida, é importante ressaltar que o início da injeção de água coincide com o início da produção. Este é um fato importante para o escoamento de fluidos, pois influencia diretamente no tempo e quantidade que a frente de saturação atinge determinados pontos de reservatório. Por fim, é possível observar que as curvas de pressão média de ambos os modelos, real e inicial, apresentam um bom ajuste entre si, fato que diminui as chances de se atingir um mínimo local durante a minimização da função objetivo, aumentando assim a confiabilidade dos mapas de saturação e pressão obtidos.

### 5.2.5 Modelo Petroelástico

Como no caso anterior, o modelo petroelástico referente ao Campo de Namorado faz uso dos conceitos apresentados no Capítulo 2. Contudo agora é aplicada a modelagem empírica (Item 2.6.2.6) para as estimativas dos módulos de rocha seca.

Serão considerados na definição deste modelo petroelástico as correlações obtidas por Emerick (2007). O autor descreve um sistema turbidítico depositado em águas profundas, o mais importante tipo de reservatório encontrado nas bacias da costa brasileira. Os elementos deposicionais modelados são canais, depósitos laterais aos canais e argilas hemipelágicas que representam pausas no processo de sedimentação.

Dentre as definições de modelos petroelásticos apresentadas pelo autor, neste estudo será considerada aquela que faz uso de correlações polinomiais para estimar propriedades de rocha seca e utiliza o NTG para calcular as propriedades minerais. Este procedimento foi aqui chamado de modelagem empírica (Item 2.6.2.6). As Equações 5.1 e 5.2 apresentam as correlações polinomiais para os módulos volumétricos e de cisalhamento de rocha seca em função da porosidade efetiva. O comportamento destas curvas é apresentado nas Figuras 5.18 e 5.19.

$$K_{dry,\phi} = 679431\phi_{eff}^2 - 502820\phi_{eff} + 219326 \quad (5.1)$$

$$\mu_{dry,\phi} = 960392\phi_{eff}^2 - 859207\phi_{eff} + 178630 \quad (5.2)$$

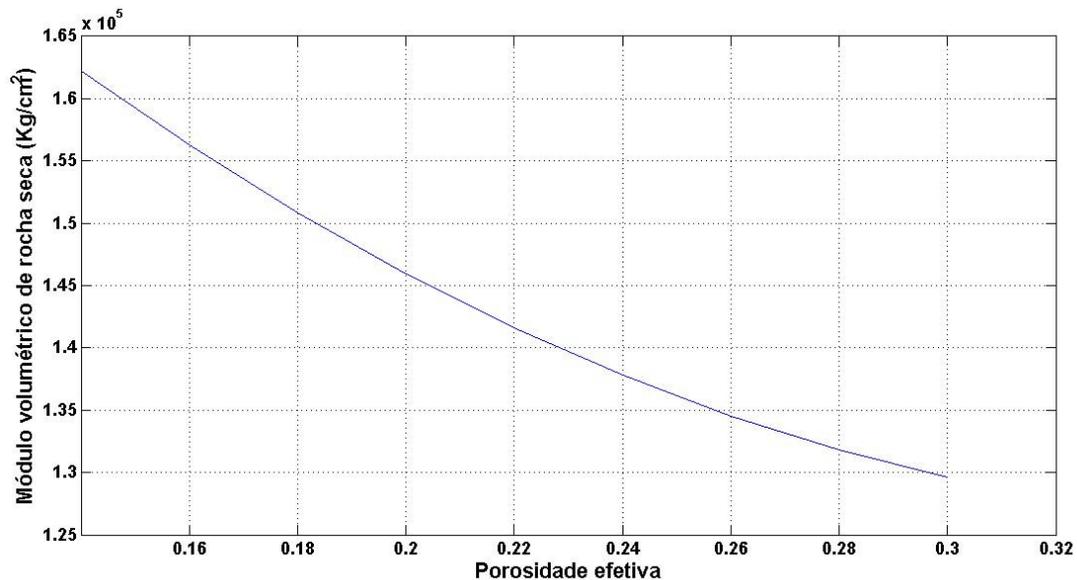


Figura 5.18: Comportamento da correlação polinomial para o módulo volumétrico de rocha seca em função da porosidade (Equação 5.1).

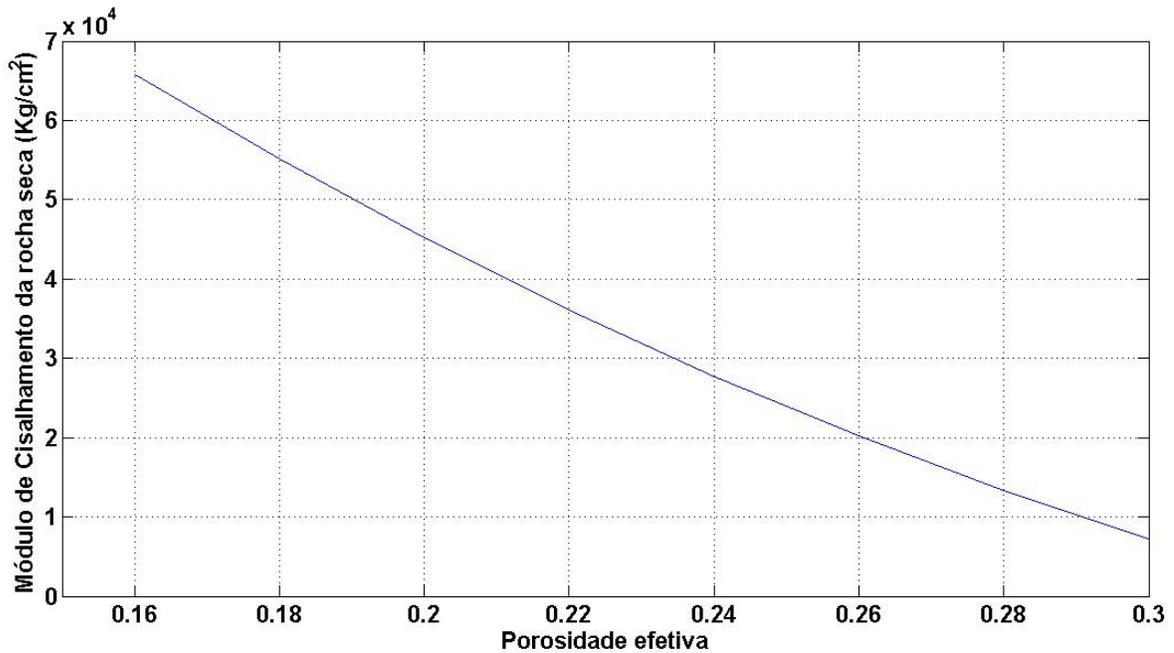


Figura 5.19: Comportamento da correlação polinomial para o módulo de cisalhamento de rocha seca em função da porosidade (Equação 5.2).

O autor considerou o efeito da pressão por meio do uso de dados reais de testemunho de um poço da Bacia de Campos. Destes dados foram obtidas as correlações apresentadas nas Equações 5.3 e 5.4, cujos comportamentos estão ilustrados na Figura 5.20. Tais quantidades são utilizadas juntamente com os módulos (Equações 5.1 e 5.2), nas Equações 2.34 e 2.35 para estimar os módulos volumétricos e de cisalhamento de rocha seca.

$$K_{dry,P_{eff}} = -0.9743P_{eff}^2 + 744.53P_{eff} + 54433 \quad (5.3)$$

$$\mu_{dry,P_{eff}} = -0.2648P_{eff}^2 + 203.62P_{eff} + 19715 \quad (5.4)$$

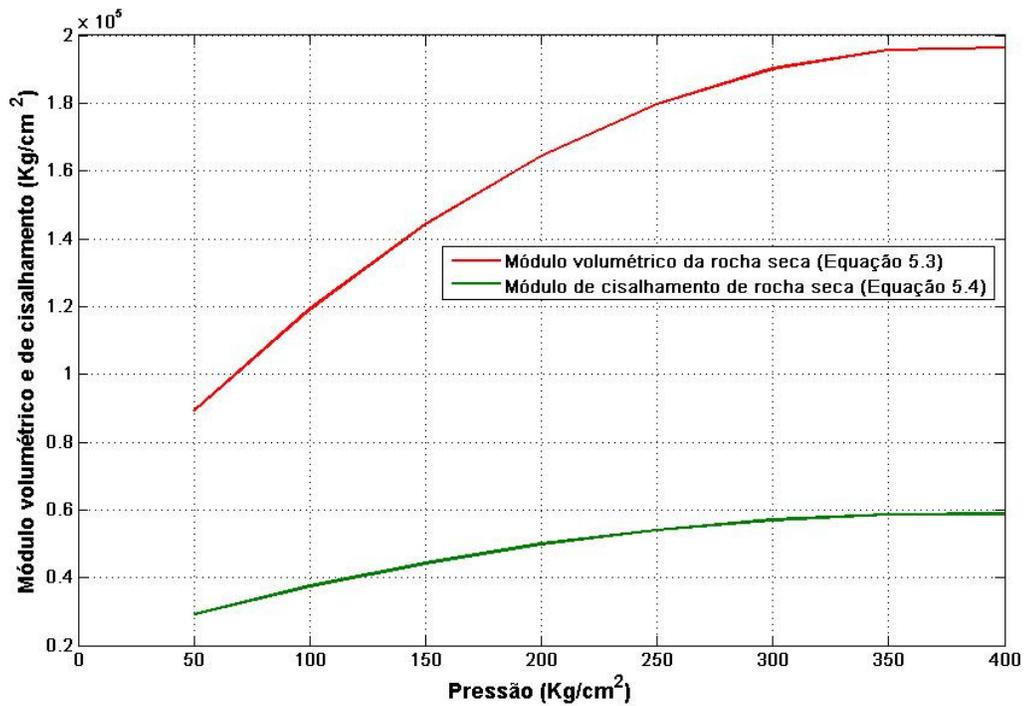


Figura 5.20: Comportamento das correlações polinomiais para variação de propriedades de rocha seca em função de mudanças de pressão efetiva.

Na Figura 5.21 estão traçados as curvas referentes às normalizações dos módulos, volumétrico e de cisalhamento (Equações 5.5 e 5.6).

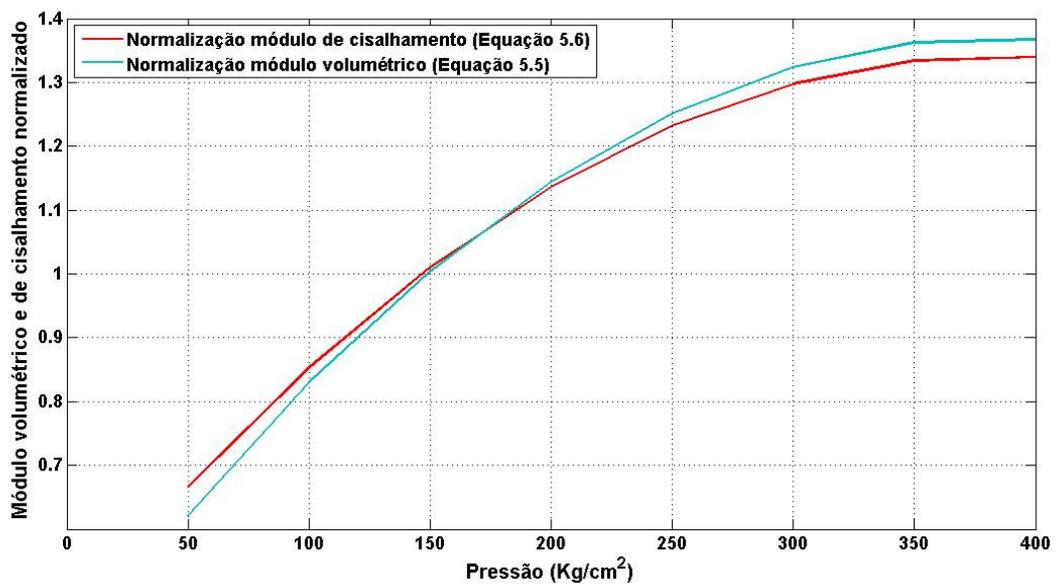


Figura 5.21: Comportamento das normalizações dos módulos, volumétrico e de cisalhamento (Equações 5.5 e 5.6).

$$f_K = -6.786 \times 10^{-6} P_{eff}^2 + 5.185 \times 10^{-3} P_{eff} + 3.789 \times 10^{-1} \quad (5.5)$$

$$F_\mu = -6.035 \times 10^{-6} P_{eff}^2 + 4.64 \times 10^{-3} P_{eff} + 4.493 \times 10^{-1} \quad (5.6)$$

Além destas correlações, Emerick (2007) utilizou as propriedades listadas na Tabela 5.4. Destaca-se o uso dos limites de Hashin-Shtrikman (Item 2.6.2.6) para compor os módulos volumétricos e de cisalhamento minerais (Equações 2.36 e 2.37). As frações volumétricas dos materiais são definidas de acordo com o NTG obtido do simulador de escoamento e utilizado de acordo com a Equação. 2.51, a qual define o que não for arenito como sendo volume de argila.

Os parâmetros listados na Tabela 5.4 também são utilizados para calcular a pressão efetiva (Equação 2.29), na qual a constante  $\eta$  é igual a 1. A profundidade da célula para o cálculo da pressão de sobrecarga também é obtida do simulador.

Tabela 5.4: Propriedades utilizadas na definição do MPE do Caso B.

Temperatura (T)	80 °C
Salinidade (S)	55000 PPM
Densidade mineral ( $\rho_{mineral}$ )	2.645 Kg/m <sup>3</sup>
Módulo volumétrico mineral ( $K_{mineral}$ )	350000 Kg/cm <sup>2</sup>
Módulo de cisalhamento ( $\mu_{mineral}$ )	430000 Kg/cm <sup>2</sup>
Lâmina d'água (WD)	1000 m
Gradiente de sobrecarga ( $\nabla_{sobrecarga}$ )	0.226 Kg/cm <sup>2</sup> /m
Gradiente da água do mar ( $\nabla_{mar}$ )	0.095 Kg/cm <sup>2</sup> /m
Densidade do quartzo ( $\rho_{quartzo}$ )	2.65 Kg/m <sup>3</sup>
Densidade da argila ( $\rho_{clay}$ )	2.55 Kg/m <sup>3</sup>
Módulo volumétrico mineral do quartzo ( $K_{quartzo}$ )	360 000 Kg/cm <sup>2</sup>
Módulo de cisalhamento mineral do quartzo ( $\mu_{quartzo}$ )	440 000 Kg/cm <sup>2</sup>
Módulo volumétrico mineral da argila ( $K_{clay}$ )	250 000 Kg/cm <sup>2</sup>
Módulo de cisalhamento mineral da argila ( $\mu_{clay}$ )	90 000 Kg/cm <sup>2</sup>

### 5.2.5.1 Sensibilidade do Modelo Petroelástico

Novamente a sensibilidade da resposta acústica do reservatório em estudo é realizada para verificar a coerência dos parâmetros estimados e o seu comportamento diante de variações de saturação de água e pressão.

Na Figura 5.22 é apresentada a superfície de resposta do módulo volumétrico do óleo. Nota-se que o comportamento deste módulo é similar ao do Caso A, porém agora para a faixa pressão em que este reservatório opera. Os valores deste módulo estão coerentes com aqueles de referência apresentados na Figura 2.3 para os valores de densidade inicial do óleo e temperatura definidos para este modelo (Tabela 5.4).

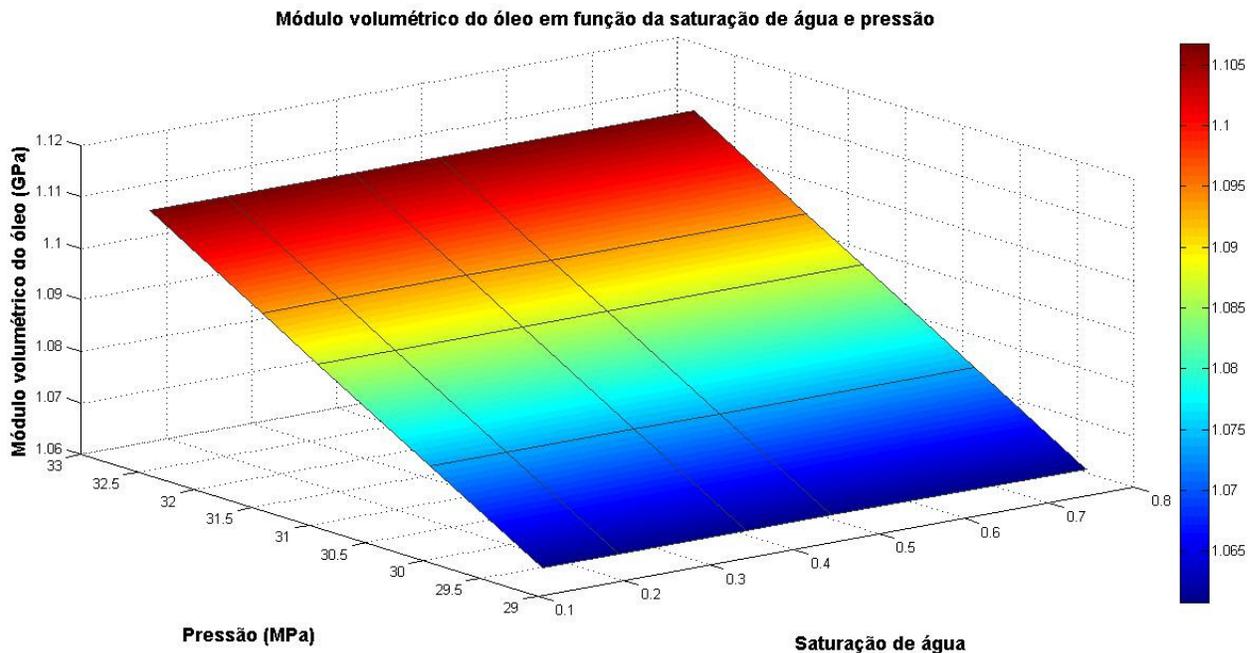


Figura 5.22: Superfície de resposta do módulo volumétrico do óleo em função das variações de pressão e saturação de água presentes no reservatório do Caso B.

Na Figura 5.23 é apresentada a superfície de resposta do módulo volumétrico da água. O comportamento é similar aquele do Caso A. Nota-se que a variação dos valores deste módulo é pequena, de 2.68 a 2.70 GPa, e está de acordo com as definições de salinidade e temperatura deste modelo (Tabela 5.4). Além disso, estes valores fornecem valores do módulo coerentes com aqueles de referência (Figura 2.4).

Na Figura 5.24 é apresentada a superfície de resposta de impedância acústica do acoplamento entre o modelo numérico deste modelo e do seu respectivo modelo petroelástico. Nota-se que uma variação de pressão de 31% implica em um decréscimo de aproximadamente 9% na resposta de impedância. Em contrapartida um aumento de 60% na saturação de água resulta em uma variação de 6.5% deste mesmo atributo.

Este comportamento da resposta de impedância indica que a modelagem empírica aumentou a sensibilidade da resposta acústica do reservatório em relação a variações de pressão. Logo, neste Caso B a metodologia será aplicada através do Método 2, que é referente à obtenção de saturação e pressão diretamente a partir do processo de inversão.

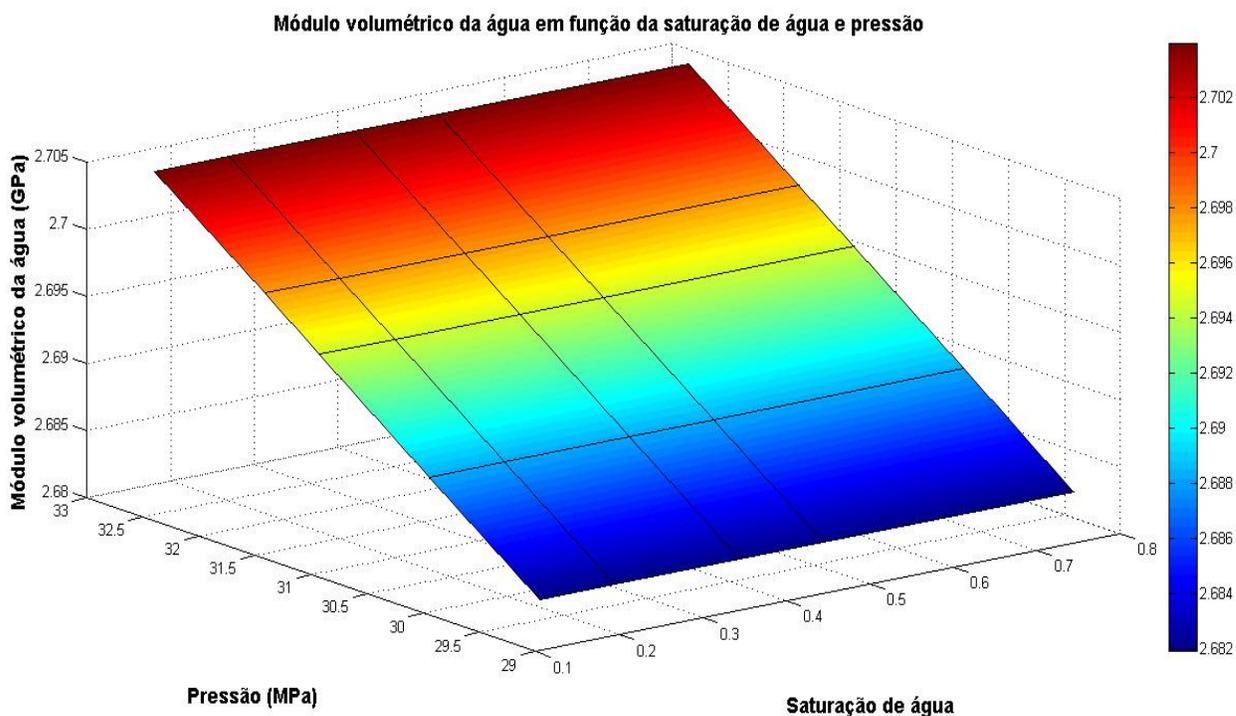


Figura 5.23: Superfície de resposta do módulo volumétrico da água em função das variações de pressão e saturação de água presentes no reservatório do Caso B.

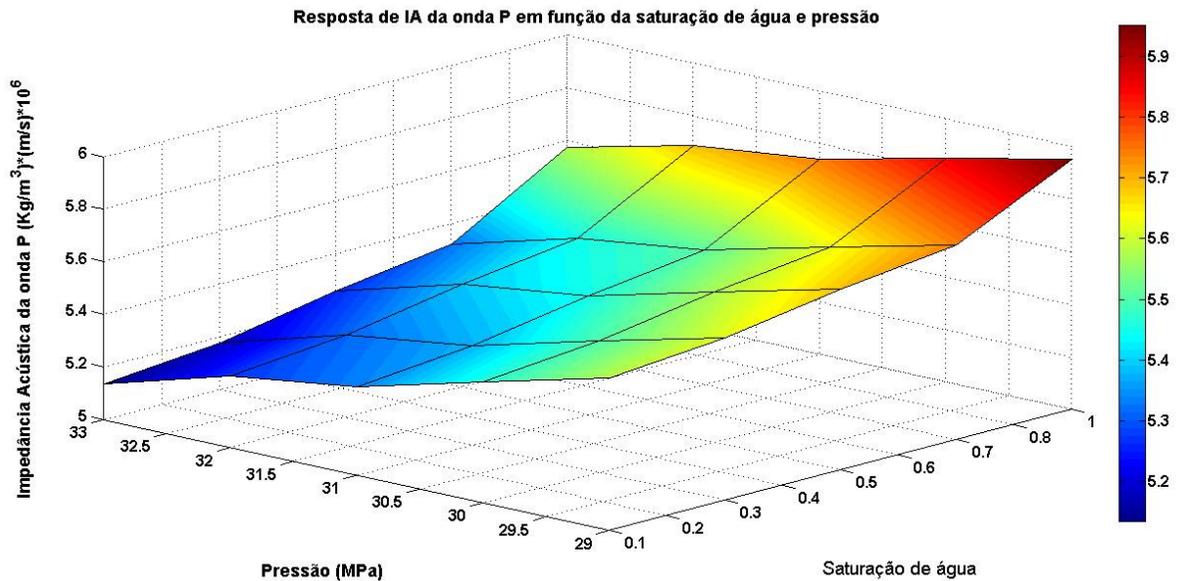


Figura 5.24: Superfície de resposta de IA de onda P para o reservatório em estudo.

### 5.2.6 Estudo 4D Sintético

Os valores de impedância acústica sintética são obtidos por meio do acoplamento entre o modelo de escoamento do reservatório em estudo e seu respectivo modelo petroelástico descrito acima (Item 5.2.5).

Este modelo de escoamento possui um histórico de produção de oito anos, de 1979 a 1987. Logo, é necessário avaliar quais são as datas mais apropriadas para as aquisições sísmicas base e de monitoramento.

Optou-se por realizar o levantamento sísmico base deste estudo no tempo zero (31/05/1979), pois neste momento a distribuição das propriedades do reservatório utilizadas como parâmetros de entrada no modelo petroelástico (Tabela 2.3) são iguais em ambos os modelos real e inicial. Uma vez que estes parâmetros são conhecidos e não são sujeitos a alterações devido a condições de operação, de forma que os valores de impedância acústica observada e calculada são obtidos.

A aquisição sísmica de monitoramento foi realizada no dia 19/07/1987. Nesta data fica evidente a influência da distribuição de permeabilidade horizontal nas tendências de fluxo da frente de saturação de água. Desta forma o intervalo de tempo entre as aquisições sísmicas é de 2971 dias. A Tabela 5.5 mostra o cronograma de aquisições sintéticas aplicadas neste estudo.

Tabela 5.5: Cronograma de aquisições sísmicas sintéticas utilizado neste estudo.

Aquisições Sísmicas Sintéticas		
	Base	Monitoramento
Data	31/05/1979 (Tempo zero)	19/07/1987
Intervalo	2971 dias	

Este modelo de escoamento possui 6 camadas e, neste estudo serão apresentados os resultados da aplicação do Método 2 a terceira camada. As demais camadas apresentam um comportamento similar, porém o movimento das respectivas frentes de saturação de água não definem tão claramente as influências das barreiras e canais de alta permeabilidade como a desta camada (Figura 5.25). Destaca-se a influência das barreiras e do canal de alta permeabilidade nas regiões dos poços: injetores 9, 10 e 12, e produtores 1 e 11.

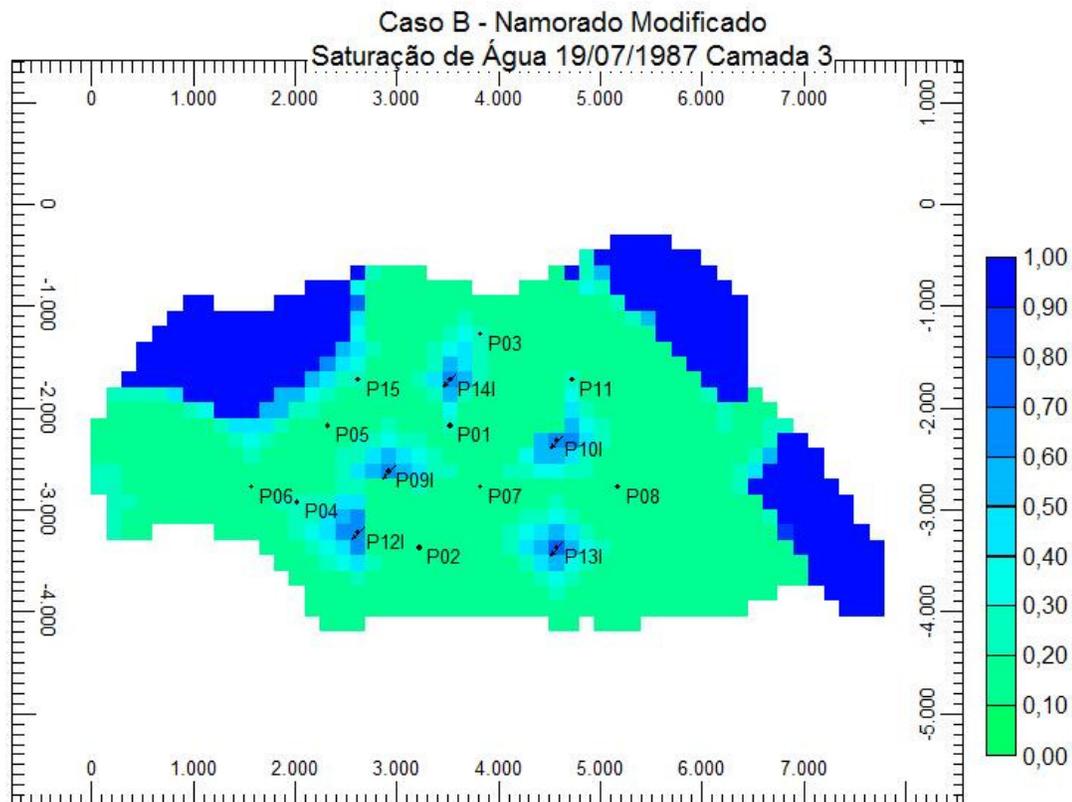


Figura 5.25: Saturação de água da camada 3 do modelo real.

De acordo com o cronograma de aquisições para realização do estudo sísmico sintético a ser aplicado neste estudo (Tabela 5.5), as impedâncias acústicas

observadas foram calculadas no tempo zero (aquisição base) a após 2971 dias de produção (aquisição de monitoramento).

Nos mapas do lado esquerdo da Figura 5.26 estão a saturação de água do modelo real (mapa superior) e os valores de impedância acústica obtidos com este modelo (mapa inferior) no tempo zero. Destaca-se que apesar da homogeneidade da saturação de água, a distribuição dos valores de IA apresenta uma considerável variabilidade ao longo do reservatório. Este comportamento indica que parâmetros como a porosidade efetiva estão influenciando na resposta acústica deste modelo. Este mesmo comportamento é encontrado nos mapas do lado direito da Figura 5.26 e, além disso, a saturação de água após 2971 dias de produção indica claramente as características do mapa de permeabilidade horizontal da camada 3 do modelo real (Figura 5.13a).

A Figura 5.27 contém as mesmas informações, porém agora referentes ao modelo inicial. Notam-se as mesmas características em relação às distribuições de IA e saturação de água em ambas os levantamentos sísmicos (base e monitoramento). Contudo agora o destaque é para o comportamento do fluxo de água na ausência das barreiras e canais de alta permeabilidade horizontal (Figura 5.13b), que de forma nítida, não indica a presença de tais características.

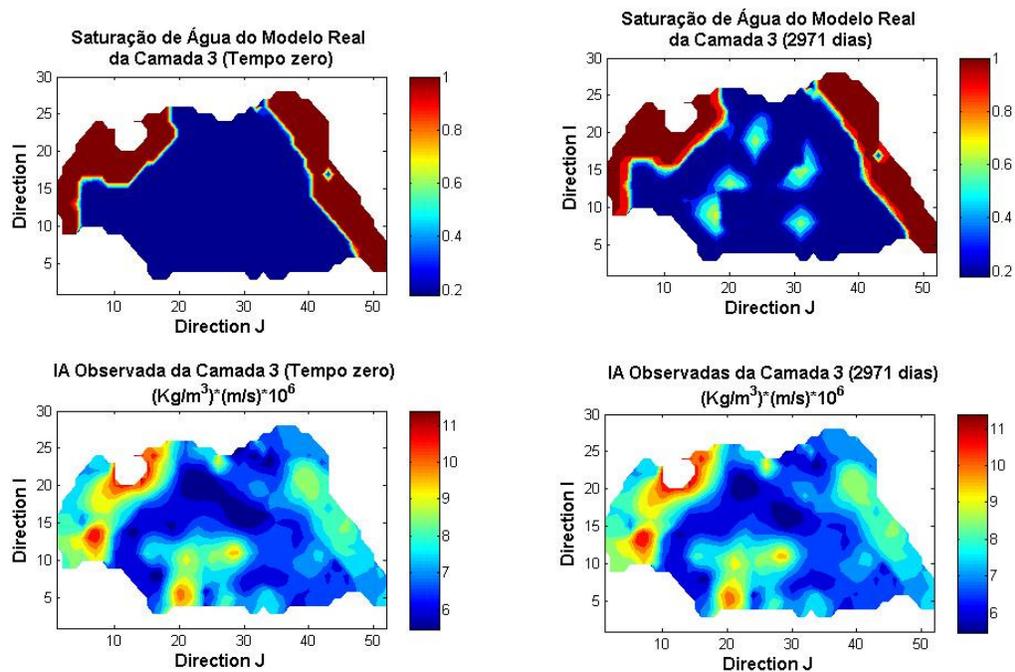


Figura 5.26: Mapas referentes aos levantamentos sísmicos base e de monitoramento do modelo real do Caso B.

Juntamente com a saturação, a pressão é o outro parâmetro a ser invertido e, portanto, uma das entradas do processo de inversão. No lado esquerdo da Figura 5.28 estão os mapas de pressão (superior) e IA (inferior) obtidos a partir do modelo real no tempo zero. Nota-se que apesar do comportamento da pressão não possuir descontinuidades e não ter uma variação muito grande ao longo do reservatório, a IA obtida apresenta uma forte heterogeneidade.

No lado direito da Figura 5.28 são mostrados os mesmos mapas, porém após 2971 dias de produção. O mapa de pressão possui quatro principais zonas de pressão, todas com uma leve depleção em relação à pressão no tempo zero (mapa do canto superior esquerdo), com destaque para anomalia delimitada pela circunferência branca, que indica a presença de uma das barreiras de permeabilidade horizontal presentes no modelo real (Figura 5.13a).

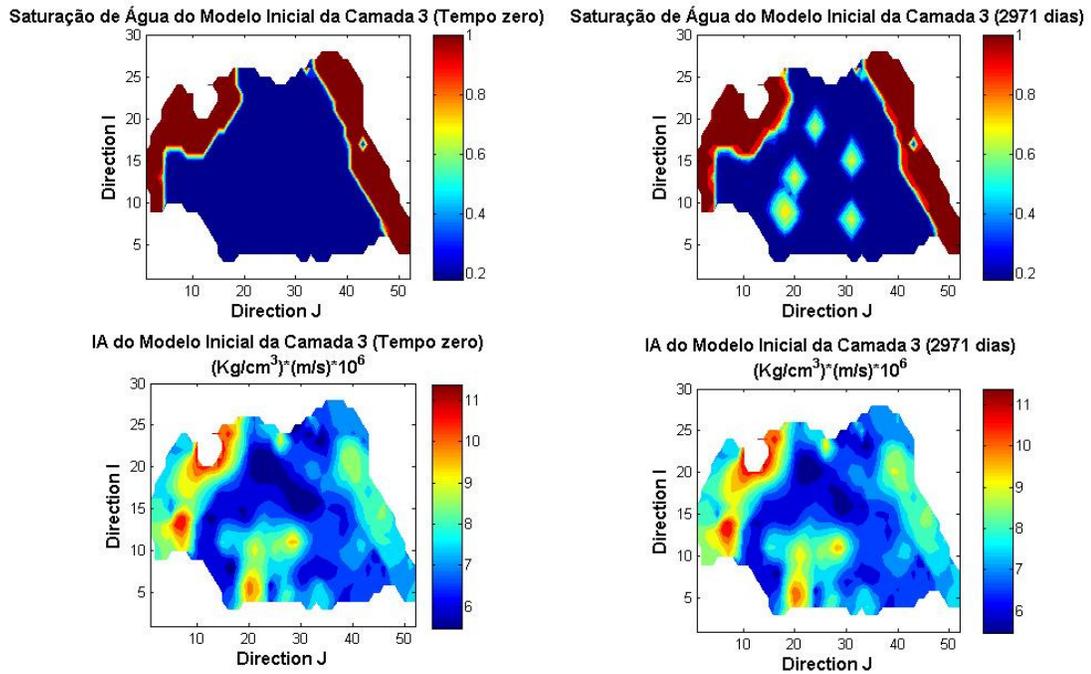


Figura 5.27: Mapas referentes aos levantamentos sísmicos base e de monitoramento do modelo inicial do Caso B.

De forma análoga, no lado esquerdo da Figura 5.29 são apresentados os mapas de pressão (superior) e IA (inferior) do modelo inicial no tempo zero. O comportamento obtido é similar ao do modelo real (Figura 5.28), sem descontinuidades na pressão e uma significativa heterogeneidade apresentada pela distribuição de IA ao longo do reservatório. De fato, o ponto de destaque dos parâmetros calculados para o modelo inicial encontra-se na aquisição de monitoramento (lado direito), pois nota-se uma queda de pressão, de forma que ela é praticamente constante ao longo do reservatório após 2971 dias de produção. Este comportamento é importante, pois ele não possui o comportamento da pressão observado na pressão do modelo real para esta data (canto superior direito da Figura 5.28), fato que indica a necessidade de modificações no modelo inicial com intuito de ajustá-lo ao modelo real.

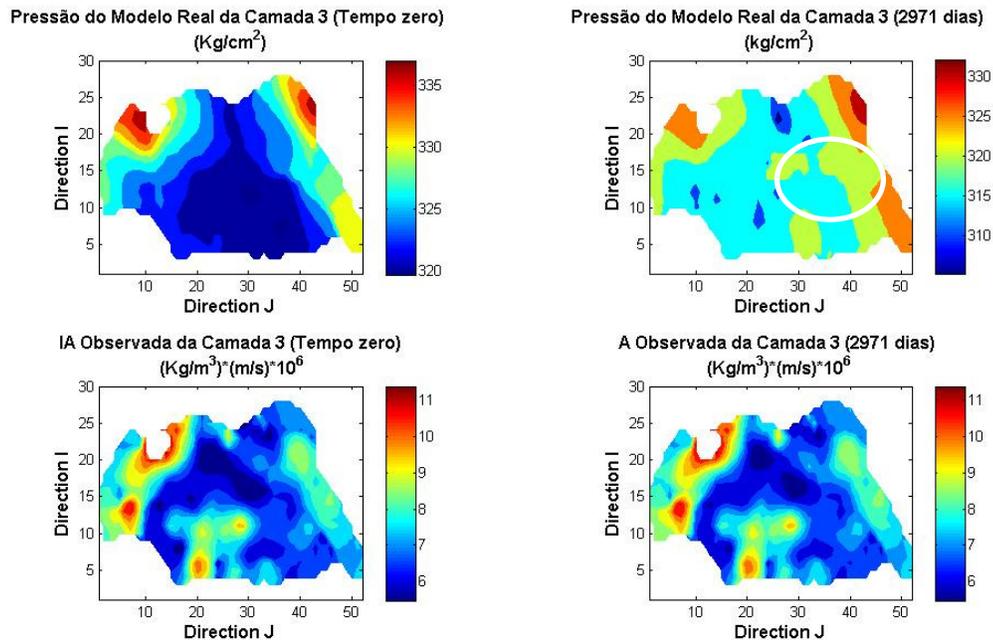


Figura 5.28: Mapas de pressão e variação de IA para o modelo real, no tempo zero e após 2971 dias de produção.

Por fim, diante das heterogeneidades apresentadas nas aquisições sísmicas individuais, é natural a aplicação do conceito de sísmica 4D. A diferença entre os mapas de IA obtidas nas aquisições base e de monitoramento, para cada modelo, permite a subtração da contribuição de propriedades estáticas e/ou de pouca variação, tais como porosidade efetiva e massas específicas, durante o intervalo entre elas, com o objetivo de mapear possíveis alterações causadas pela variação de propriedades dinâmicas do reservatório, como pressão e saturação de água.

Assim, no canto superior esquerdo da Figura 5.30 é apresentada a variação de IA obtida a partir da diferença entre os levantamentos sísmicos base e de monitoramento. Na mesma Figura 5.30, no canto superior direito encontra-se a saturação de água do modelo real na data da aquisição de monitoramento. Ao se comparar estes dois mapas, percebe-se que a variação de impedância observada mostra as tendências de fluxo de saturação de água, fato que indica a presença das barreiras e do canal de alta permeabilidade horizontal (Figura 5.13a). Esta característica é importante porque ela é a informação de referência para o processo de minimização da função objetivo, pois este é o comportamento do atributo sísmico a ser considerado

para modelagem das distribuições de saturação de água e pressão no Método 2 (Item 4.1.2).

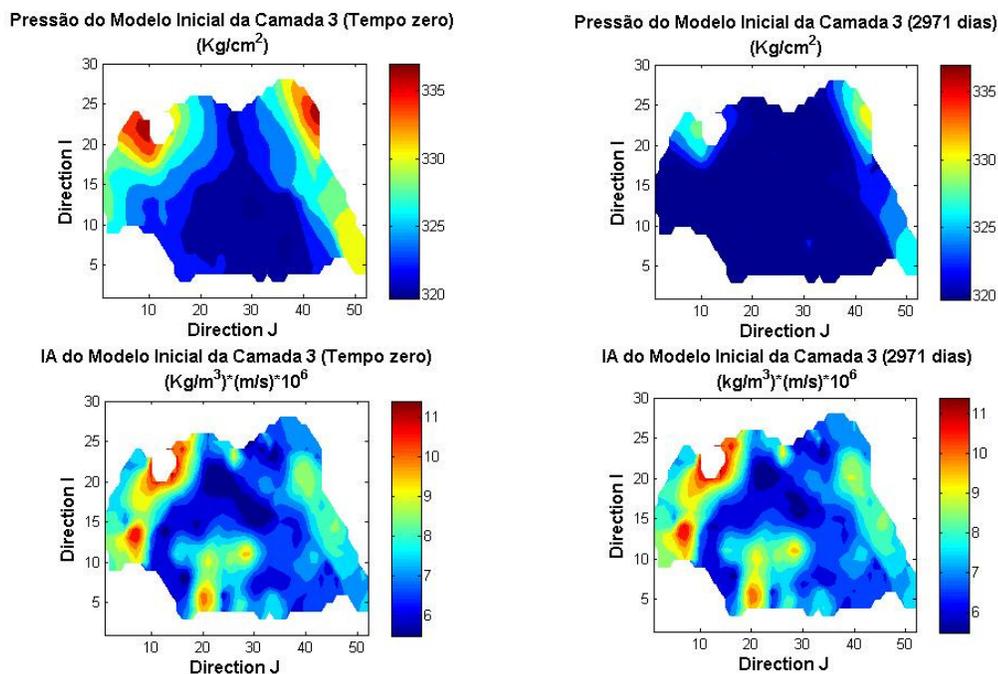


Figura 5.29: Mapas de pressão e variação de IA para o modelo inicial, no tempo zero e após 2971 dias de produção.

Na porção inferior da Figura 5.30 encontram-se os mapas de IA e saturação de água do modelo inicial. Nota-se que a variação de IA também corresponde à tendência do movimento de fluidos deste modelo, porém com a necessidade de que este seja ajustado em relação ao comportamento apresentado pelo modelo real.

Assim, estes são os resultados de variação de IA sintéticos utilizados neste estudo. É importante ressaltar que tais variações, referentes ao modelo inicial, são calculadas a partir das estimativas iniciais das propriedades do reservatório utilizadas como entradas no seu respectivo modelo petroelástico (Tabela 2.3). Composta esta estimativa inicial de variação de IA, durante a execução do algoritmo de inversão, esta é atualizada a cada iteração para os valores estimados de saturação e pressão visando à minimização da função objetivo.

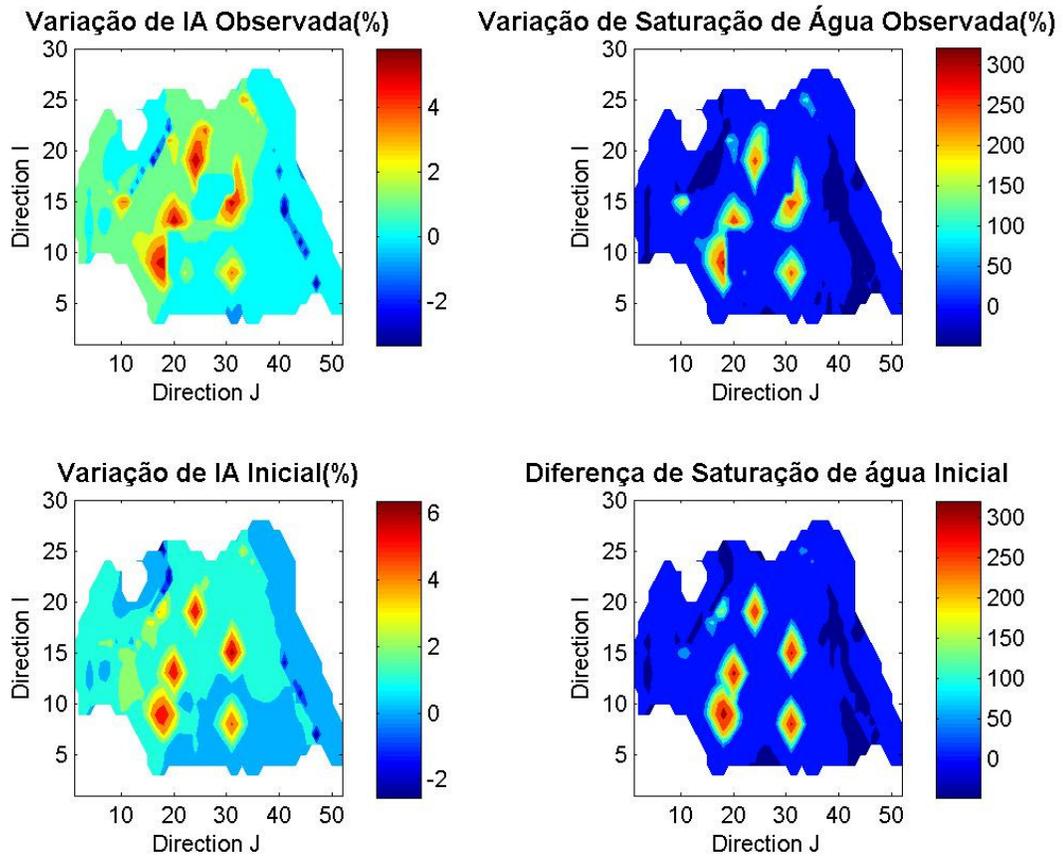


Figura 5.30: Conjunto de gráficos de variação de impedância acústica e saturações de água para os modelos real e inicial.

### 5.3 Estrutura da Aplicação da Metodologia

De acordo com o comportamento apresentado pelo acoplamento de cada modelo de reservatório utilizado neste estudo (Casos A e B) e os seus respectivos modelos petroelástico a aplicação da metodologia se dará como apresentado na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Indicação dos métodos aplicados a cada caso estudado.

Caso	Método
A	1
B	2

## **6 Resultados e Discussão**

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta neste estudo através da aplicação do Método 1, no Caso A e, do Método 2 no Caso B.

### **6.1 Caso A**

Neste caso, foram necessárias duas rodadas para se atingir resultados satisfatórios em relação aos critérios definidos. Portanto, este item será apresentado de acordo com as rodadas executadas.

#### **6.1.1 Rodada 1**

Neste item serão apresentados os resultados obtidos para o Caso A em cada passo necessário a execução do Método 1.

##### **6.1.1.1 Ajuste Inicial de Pressão – Passo 1**

O ajuste inicial entre os dois modelos foi realizado em termos da vazão de líquido. Na Figura 6.1 são apresentadas as curvas de pressão de fundo de poço e vazão de óleo para o poço produtor 2. É possível observar que a vazão de óleo do modelo inicial neste poço possui o mesmo comportamento do seu análogo do modelo real. Apesar disto, a pressão de fundo de poço do modelo inicial apresenta uma discrepância de aproximadamente 20% em relação à do modelo real.

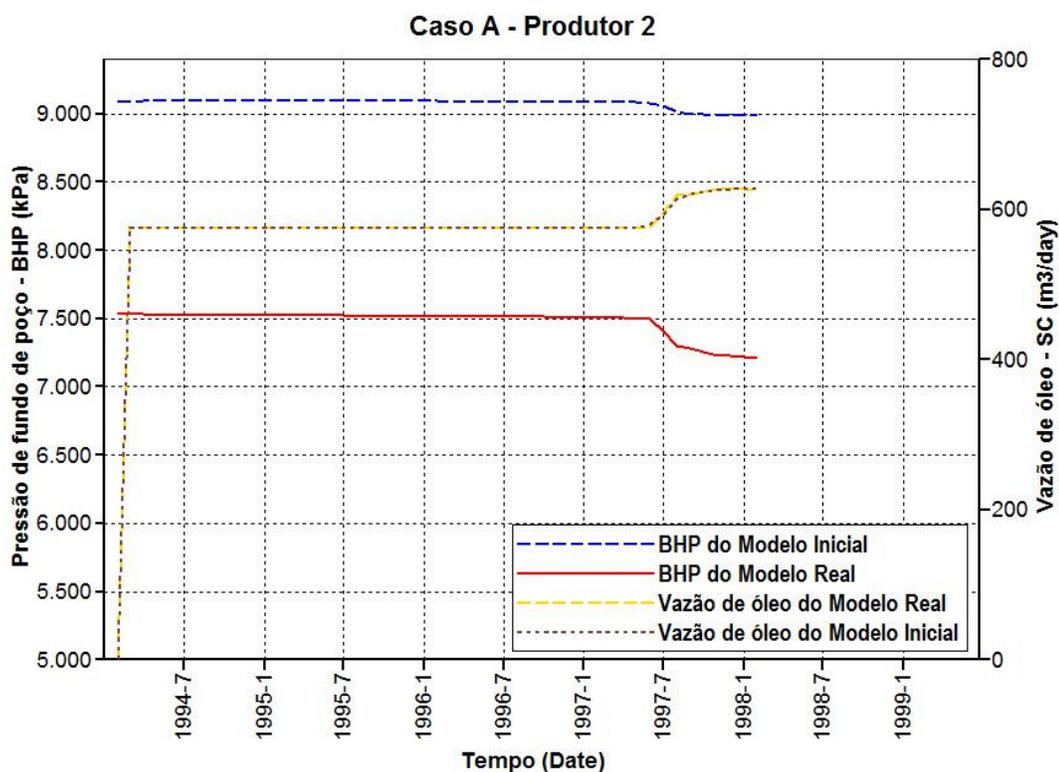


Figura 6.1: Curvas de pressão de fundo de poço e vazão de óleo para o poço produtor 2.

A Figura 6.2 apresenta os mesmos parâmetros para o poço injetor. Nota-se que a vazão de água é idêntica entre os modelos real e inicial durante o período considerado. As diferenças entre as pressões de fundo de poço, neste caso, são menores que 1% durante o período considerado. De acordo com a sensibilidade do modelo petroelástico em relação a variações de pressão (Item 5.1.3.1), esta diferença não é suficiente para afetar a resposta de IA neste ponto do reservatório.

Na Figura 6.3, são apresentadas as mesmas curvas para o produtor 3. Nota-se novamente uma boa coerência entre os comportamentos de vazão de óleo dos modelos real e inicial, porém com destaque a uma pequena divergência no final do período. Este fato ocorre devido à chegada da frente de água neste poço no modelo real, devido à conhecida presença do canal de alta permeabilidade (Figura 5.1), enquanto que o mesmo não ocorre no modelo inicial. A diferença das pressões de fundo de poço se mantém em torno de 10% durante o período e destaca-se que no momento da chegada da água no poço do modelo real, há uma pequena diminuição de pressão que não existe no seu análogo do modelo inicial.

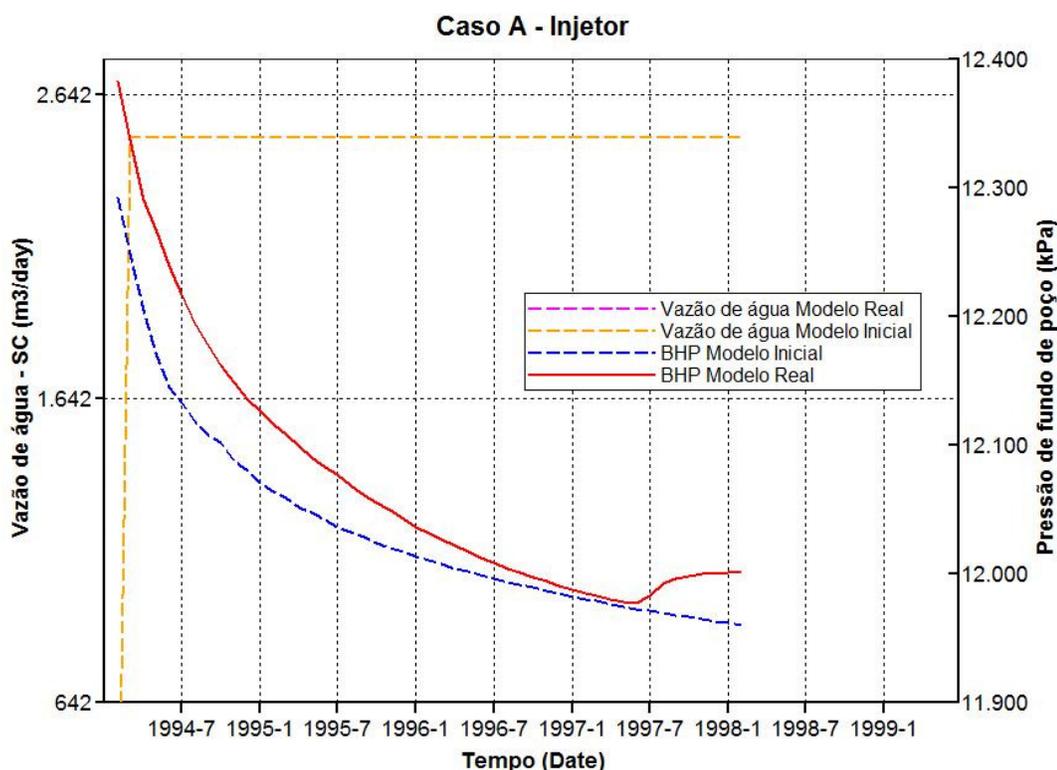


Figura 6.2: Curvas de pressão de fundo de poço e vazão de óleo para o poço injetor.

A Figura 6.4 contém as curvas de pressão média dos reservatórios referentes aos modelos real e inicial. Nota-se uma discrepância entre os valores durante o período de produção, contudo esta é menor que 1%, de forma que a resposta de IA não é sensível a esta diferença.

Este ajuste inicial de pressão indica que é possível, utilizar os valores de pressão do modelo inicial como entradas do procedimento de inversão sem haver incoerências na resposta de IA causada por diferenças significativas entre estes valores. A Figura 6.5 apresenta os mapas de pressão dos modelos inicial e real sobrepostos, com um corte no sentido SO a NE para melhor visualização. Nota-se que apesar do ajuste inicial de pressão ser realizado apenas localmente, o comportamento da pressão ao longo do reservatório mostra-se suave, sem descontinuidades e com uma boa coerência entre ambos os modelos, sendo razoável a aplicação do mapa de pressão do modelo inicial como entrada do processo de inversão. Ainda na Figura 6.5, estão destacados os poços produtores 3, 2 e o injetor.

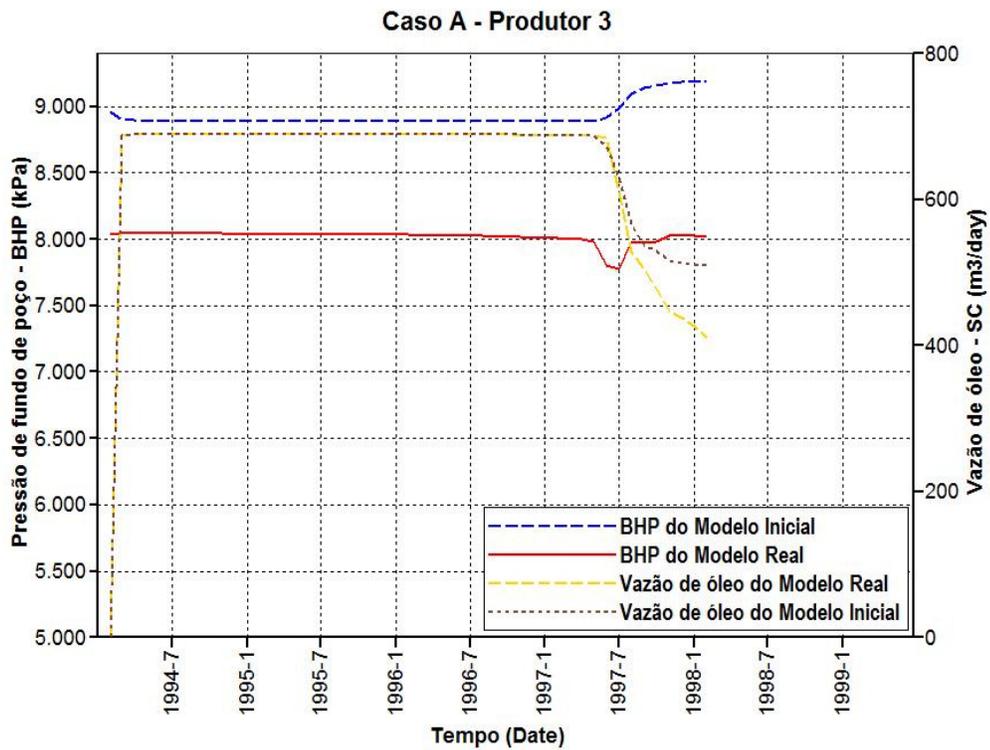


Figura 6.3: Curvas de pressão de fundo de poço e vazão de óleo para o poço produtor 3.

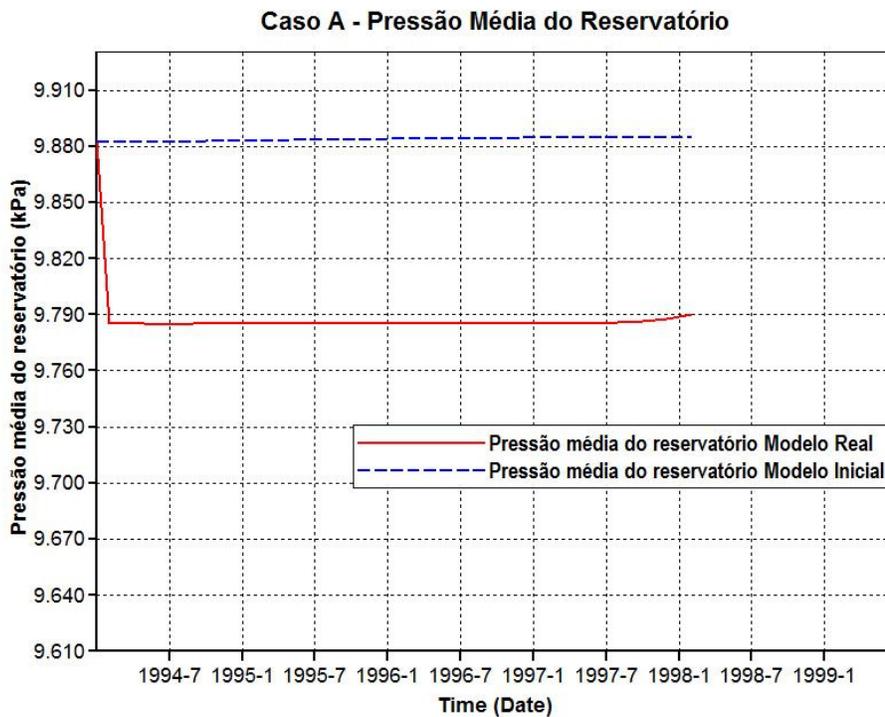


Figura 6.4: Pressões médias dos reservatórios dos modelos real e inicial.

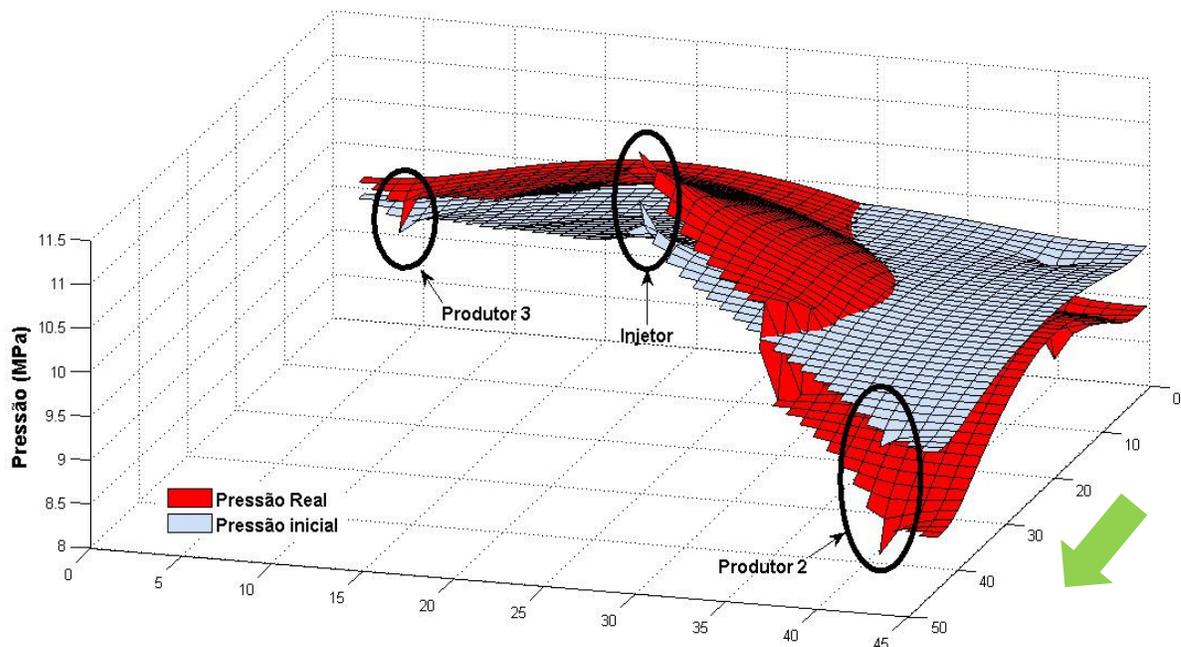


Figura 6.5: Corte na direção sudoeste a nordeste dos mapas de pressão dos modelos inicial e real.

### 6.1.1.2 Estimativa Inicial de Saturação – Passo 2

A Figura 6.6 mostra a estimativa inicial de saturação de água obtida a partir do modelo inicial e é utilizada como parâmetro de entrada no processo de inversão (Equação 4.3). Destaca-se a ausência de quaisquer informações acerca de tendências preferencias de fluxo de fluidos devido a canais ou barreiras de permeabilidade.

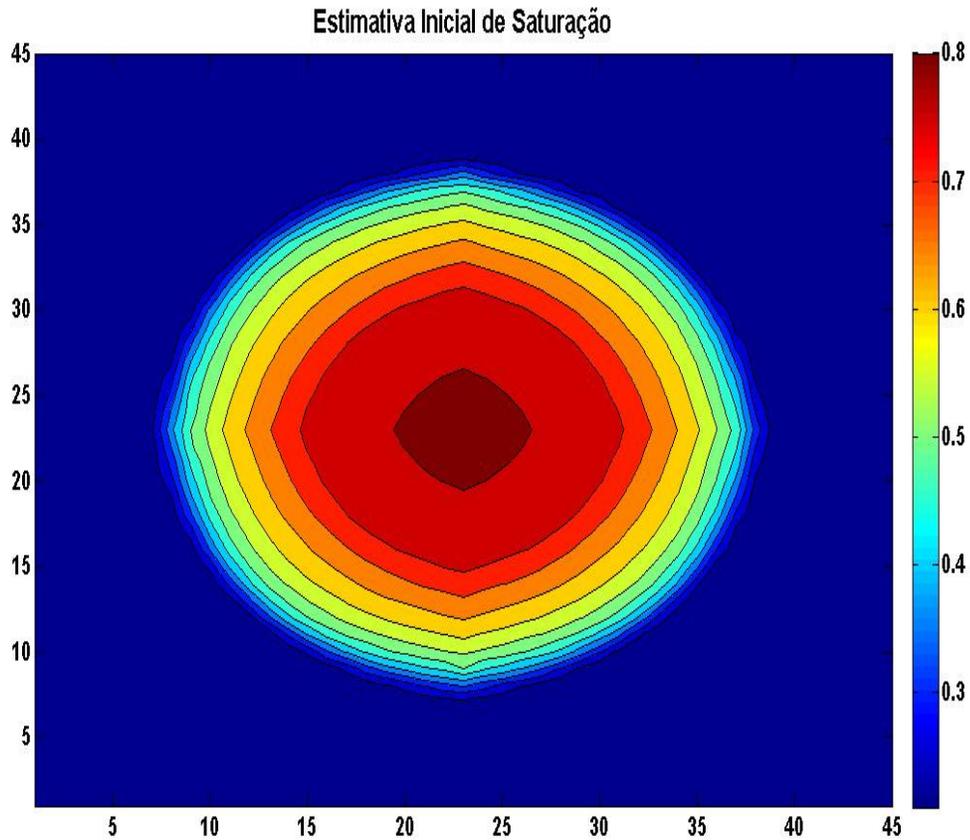


Figura 6.6: Estimativa inicial de saturação de água obtida a partir do modelo inicial.

Outro parâmetro a ser definido neste passo é o mapa de impedância acústica observada (Figura 6.7). Destaca-se que a distribuição de IA indica a presença do canal de alta permeabilidade e das barreiras existentes no modelo real (Figura 5.1).

Os vínculos a serem aplicados no processo de inversão são apresentados na Figura 6.8. As premissas de que as massas específicas de óleo, água e porosidade efetiva sejam mantidas fixas ao longo do reservatório, fazem com que vínculos definidos em termos das saturações de água conata e óleo residual sejam suficientes para modelar o comportamento a ser honrado.

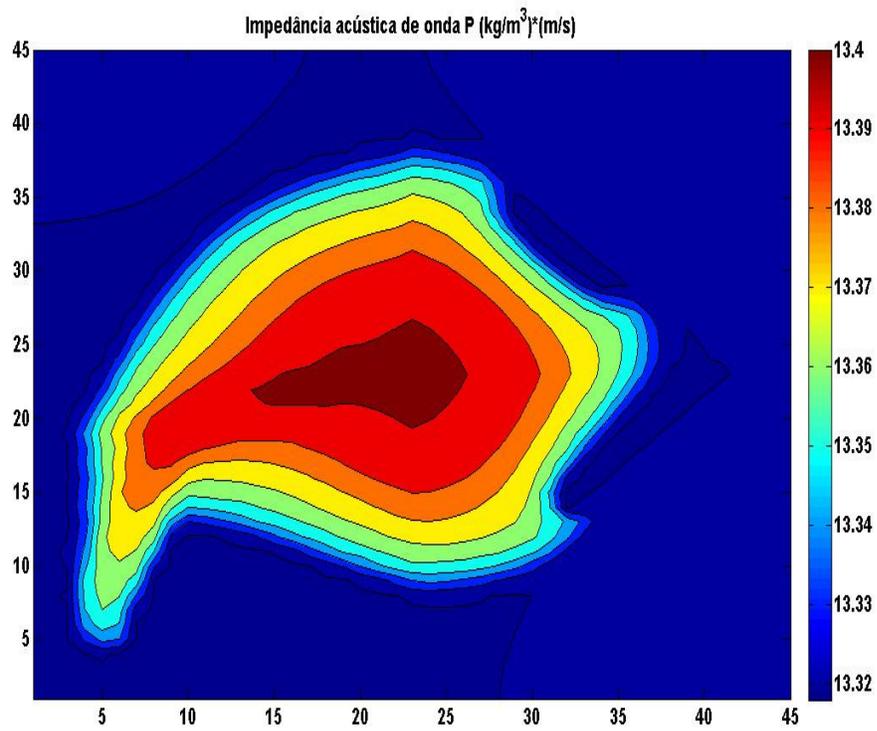


Figura 6.7: Mapa de impedância acústica observada.

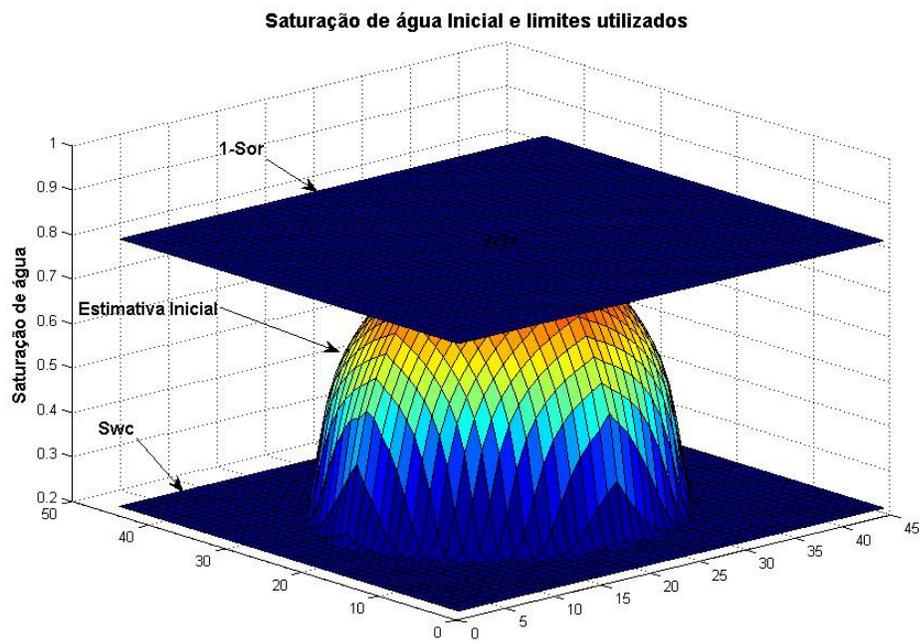


Figura 6.8: Representação dos vínculos utilizados para estimativa de saturação água por meio do processo de inversão.

### 6.1.1.3 Algoritmo de inversão

Para execução do algoritmo de inversão são realizados os passos 3 a 6 (Capítulo 4). O resultado deste processo é apresentado na Figura 6.9, a qual apresenta, na parte superior, os mapas de saturação de água real e inicial, fornecidos pelos modelos real e inicial. Ainda na Figura 6.9, no canto inferior esquerdo está o mapa de saturação de água obtido através da inversão, denominado saturação de água estimada (Item 4.3). Por fim, no canto inferior direito é apresentada a diferença de saturação de água estimada em relação àquela saturação real (canto superior esquerdo).

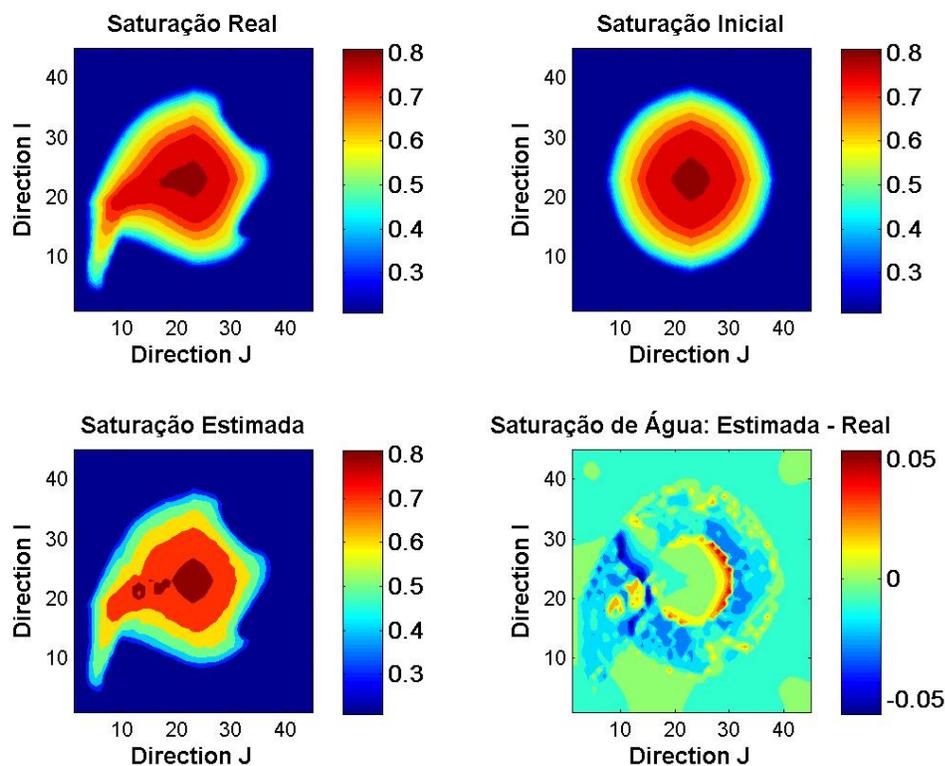


Figura 6.9: Conjunto de mapas de saturação e diferença de saturações resultantes do processo de inversão da rodada 1.

Ao se avaliar de forma qualitativa a saturação de água estimada em relação à saturação de água real, nota-se que a saturação estimada apresenta claramente a tendência de fluxo de água presente no mapa de saturação real devido à presença do canal de alta permeabilidade (Figura 5.1). Além disso, a distribuição de água obtida indica a presença das barreiras de permeabilidade existentes no modelo real através do comportamento da frente de água nas regiões onde elas se encontram.

Destaca-se que a distribuição interna da saturação estimada no canal de alta permeabilidade não apresenta um comportamento totalmente similar aquele presente na distribuição de água do mapa a ser honrado. Este efeito é atribuído a não unicidade da resposta do modelo petroelástico, de forma que se faz necessária à aplicação de vínculos mais eficientes do que aqueles utilizados neste caso (Figura 6.8).

Em uma interpretação quantitativa dos resultados obtidos, os gráficos da Figura 6.10 apresentam as variações percentuais das diferenças da saturação estimada (gráficos do lado esquerdo) e da estimativa inicial (gráficos do lado direito) em relação ao mapa de saturação do modelo real. Destaca-se nos gráficos da parte inferior a diminuição desta variação na saturação estimada para uma faixa de 10% enquanto a mesma quantidade na estimativa inicial está entre -50 e 150 %.

Representadas agora de outra forma, na parte superior desta mesma Figura 6.10, nota-se também que são poucos os pontos em que a distribuição de saturação estimada apresenta variação máxima de 10%, isto indica que o algoritmo de inversão pode estar subestimando os valores da propriedade ao longo da malha de simulação e a aplicação de um vínculo inferior mais restritivo pode ser mais eficaz do que o aplicado neste caso (Figura 6.8).

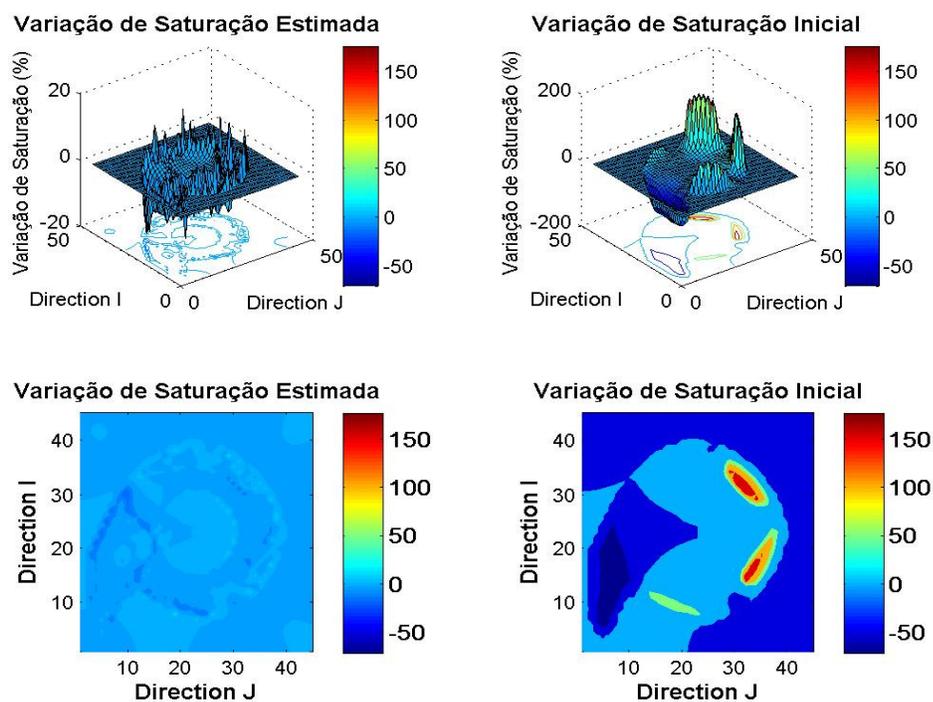


Figura 6.10: Mapa de variações das saturações inicial e estimada da rodada 1.

Nos quadrantes superiores da Figura 6.10 estão as visualizações 3D destas variações. Destaca-se nas variações referentes à estimativa inicial o fato delas serem bastante localizadas na região do canal de alta permeabilidade, que é inexistente neste mapa. Em contrapartida a distribuição destas variações na saturação estimada é menos pontual e apresenta uma variabilidade significativamente menor que a inicial, indicando que por meio do processo proposto foi possível identificar as estruturas do reservatório que delineiam o comportamento das frentes de saturação de água no período considerado.

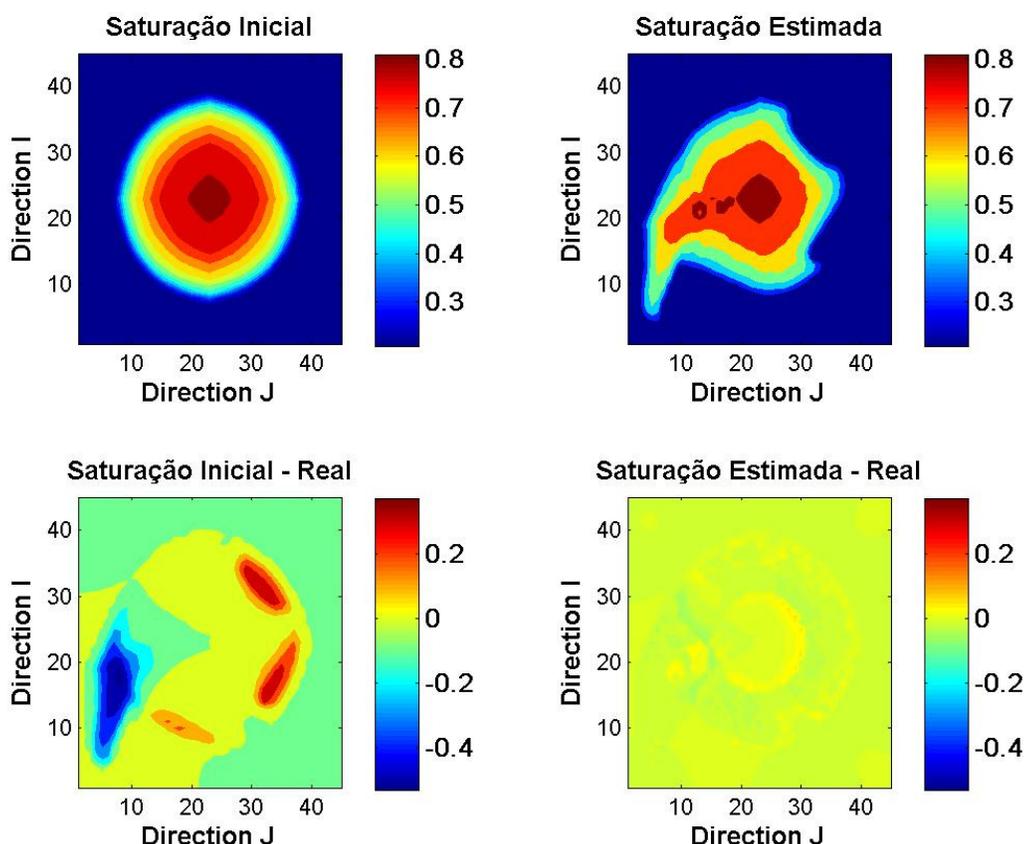


Figura 6.11: Mapas de saturação para análise quantitativa das estimativas de saturação de água obtidas por meio do processo de inversão.

De forma complementar, a Figura 6.11 apresenta as diferenças absolutas entre saturação Inicial e real (canto inferior esquerdo) e saturação estimada e real (canto inferior direito). Nestes mapas, ao observar-se valores positivos e negativos pode-se aferir sobre o excesso ou falta de água, sendo possível definir as regiões onde a

distribuição de permeabilidades deve ser atualizada. Assim, a saturação de água estimada apresenta uma melhora significativa em relação a inicial.

Portanto, o mapa de saturação de água estimada (Figura 6.9), que é fornecido pelo processo de inversão é agora utilizado como parâmetro de entrada no tratamento explícito da pressão.

### **6.1.2 Tratamento Explícito da Pressão – Passo 7**

Com a execução deste passo busca-se obter o comportamento de pressão por meio da aplicação de uma metodologia de ajuste de histórico (MACHADO, 2010), que faz uso da saturação de água estimada, que é a propriedade do reservatório obtida a partir do comportamento de IA.

Na Figura 6.12 é possível observar o comportamento de pressão obtido no poço produtor 2 após o tratamento explícito de pressão, denominada pressão ajustada da rodada 1. Nota-se a melhora do ajuste do comportamento da pressão de fundo de poço do modelo inicial, agora ajustado localmente, em relação ao real.

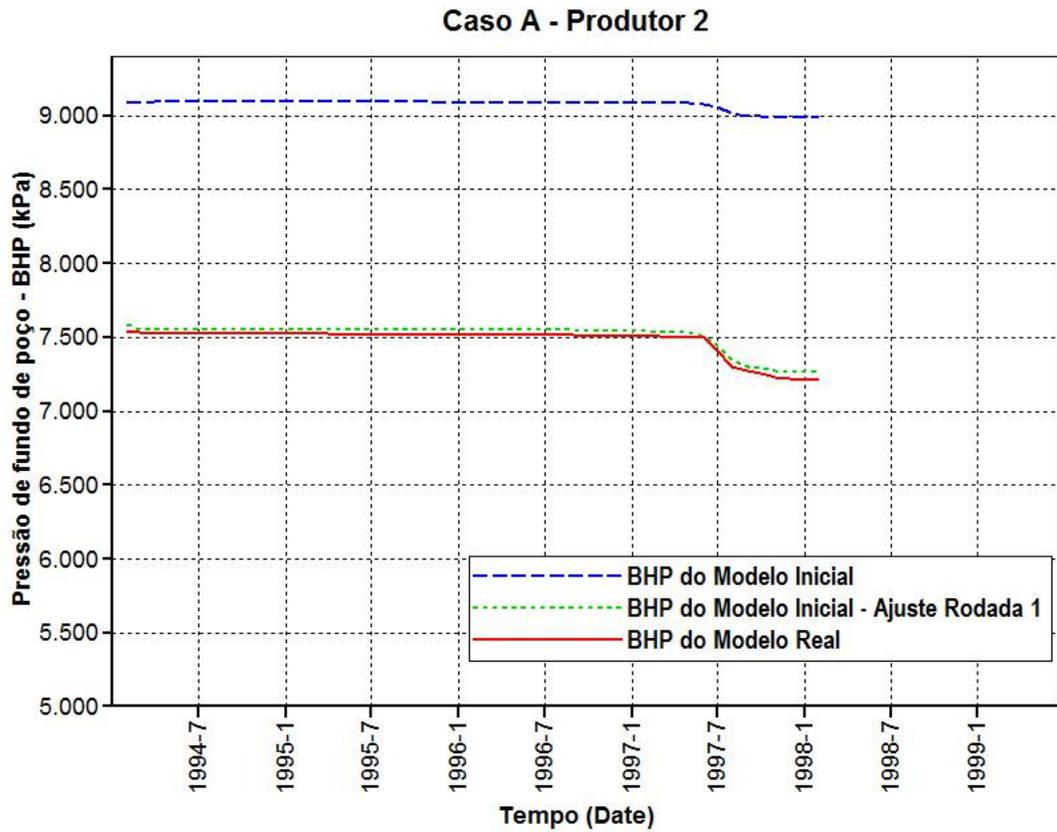


Figura 6.12: Curvas de pressão de fundo de poço para o poço produtor 2.

Na Figura 6.13 são apresentadas as curvas de pressão de fundo de poço para o produtor 3. Da mesma forma é possível observar uma melhora no ajuste neste parâmetro, neste poço, entre os modelos real e inicial ajustado, sendo de fato a diferença apresentada desprezível em relação a sua influência na resposta de impedância acústica deste modelo de reservatório (Item 5.1.3.1).

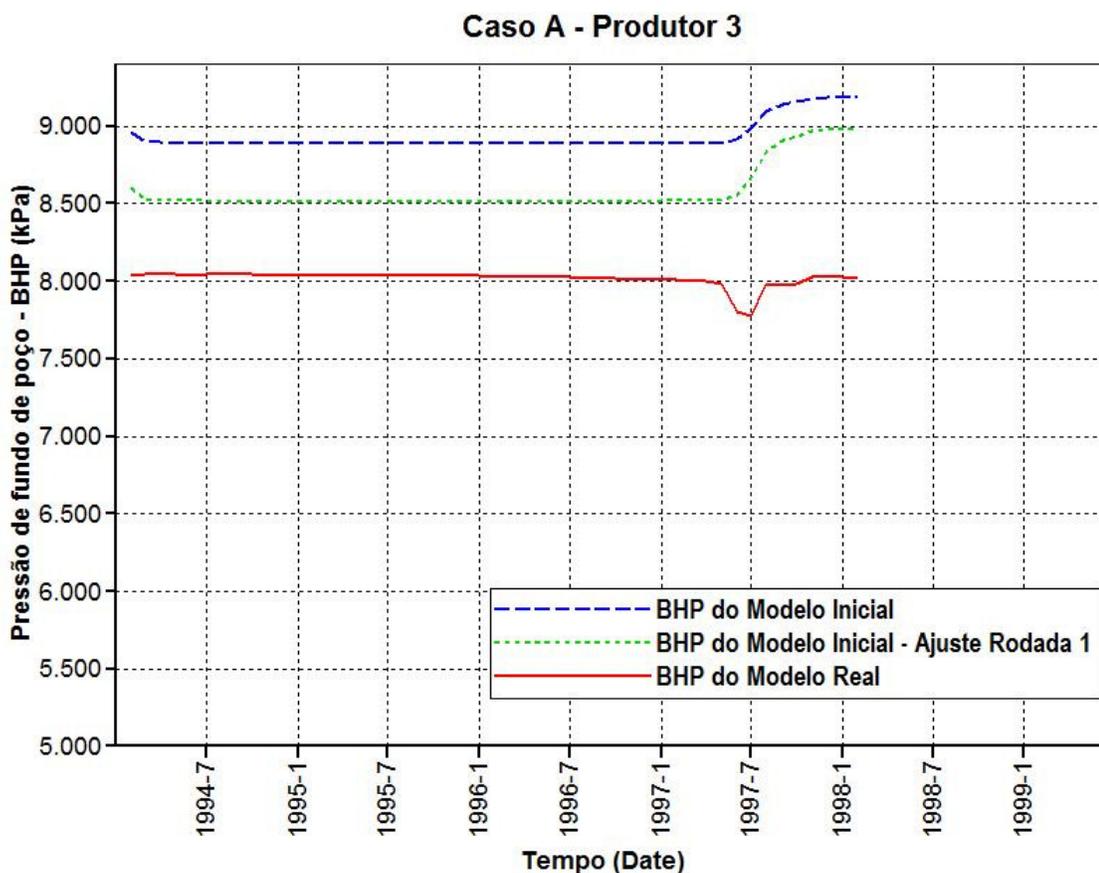


Figura 6.13: Curvas de pressão de fundo de poço para o poço produtor 3.

A Figura 6.14 contém as curvas de pressão de fundo de poço para o injetor dos modelos real, inicial e inicial ajustado na rodada 1. Nota-se que houve uma piora aparente no ajuste deste parâmetro após o tratamento explícito e isto é causado por alterações no mapa de permeabilidade geradas pelo processo de ajuste. Contudo a diferença do resultado obtido é menor que 1%, de forma que novamente a resposta de impedância acústica deste modelo não possui sensibilidade suficiente para sofrer alterações.

Na Figura 6.15 são apresentadas as curvas de pressão média do reservatório para os modelos real, inicial e inicial após o ajuste da rodada 1. Nota-se que a pressão mantém-se inalterada em relação ao comportamento do modelo inicial, este fato indica que apesar das alterações observadas localmente nos poços, o seu comportamento ao longo do reservatório mantém-se suave e/ou com pequenas alterações. Isto é possível verificar na Figura 6.16, onde os mapas de pressão de poro dos modelos real, inicial e

inicial ajustado são sobrepostos. Destaca-se que a distribuição de pressão obtida após o ajuste é mais próxima do modelo real do que aquela utilizada no início do processo. Os poços produtores (2 e 3) e o injetor estão destacados nas Figuras 6.16 e 6.17 e nota-se claramente a aproximação dos valores de pressão na posição dos poços.

### Caso A - Injetor

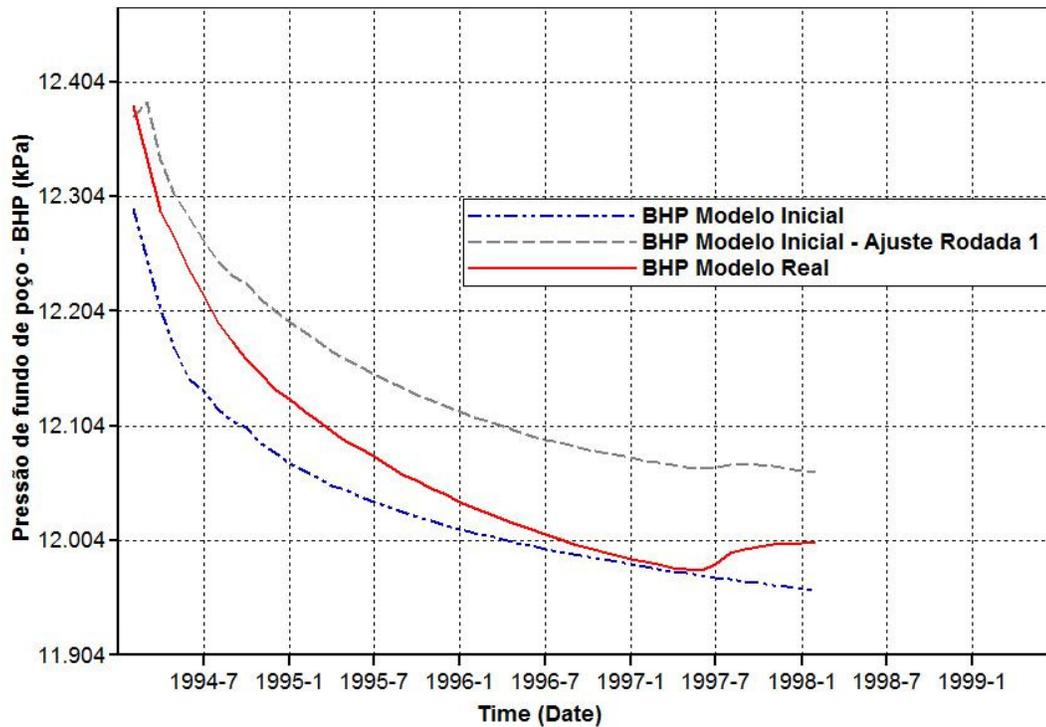


Figura 6.14: Curvas de pressão de fundo de poço para o poço injetor.

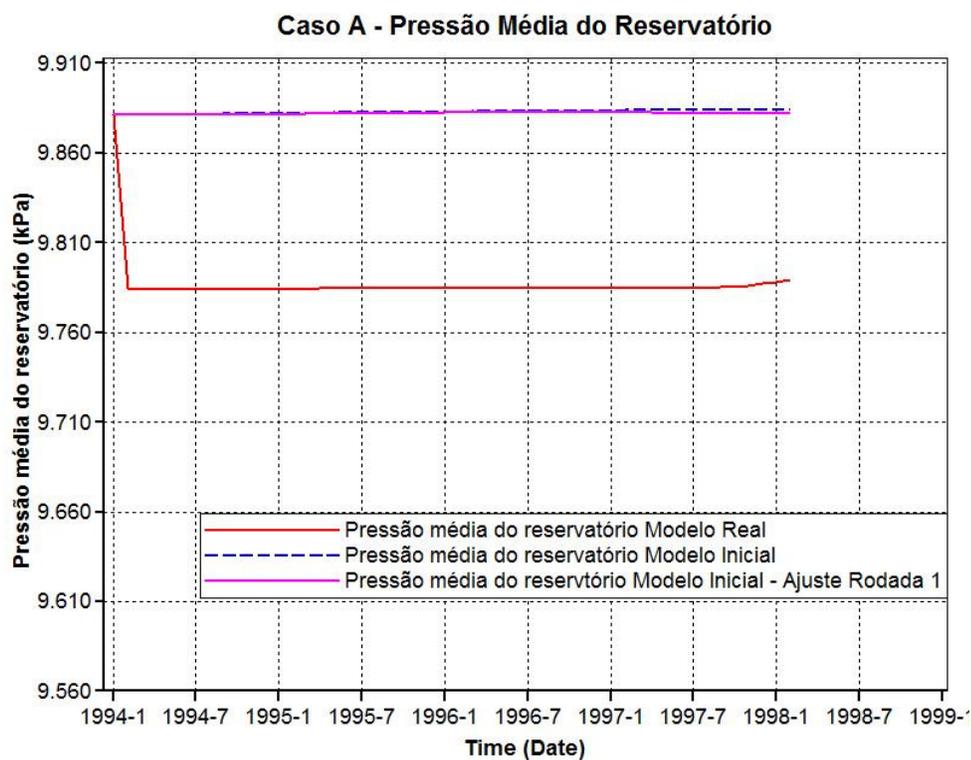


Figura 6.15: Curvas de pressão média do reservatório para os modelos real, inicial e inicial após o ajuste da rodada 1.

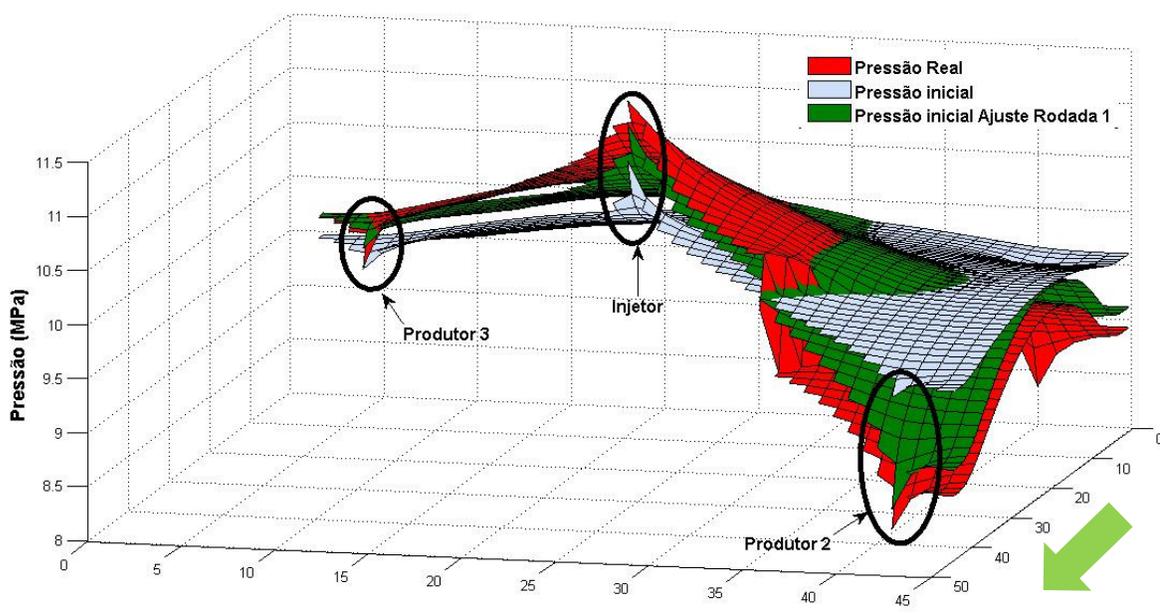


Figura 6.16: Corte 3D na direção sudoeste a nordeste dos mapas de pressão após o ajuste da rodada 1.

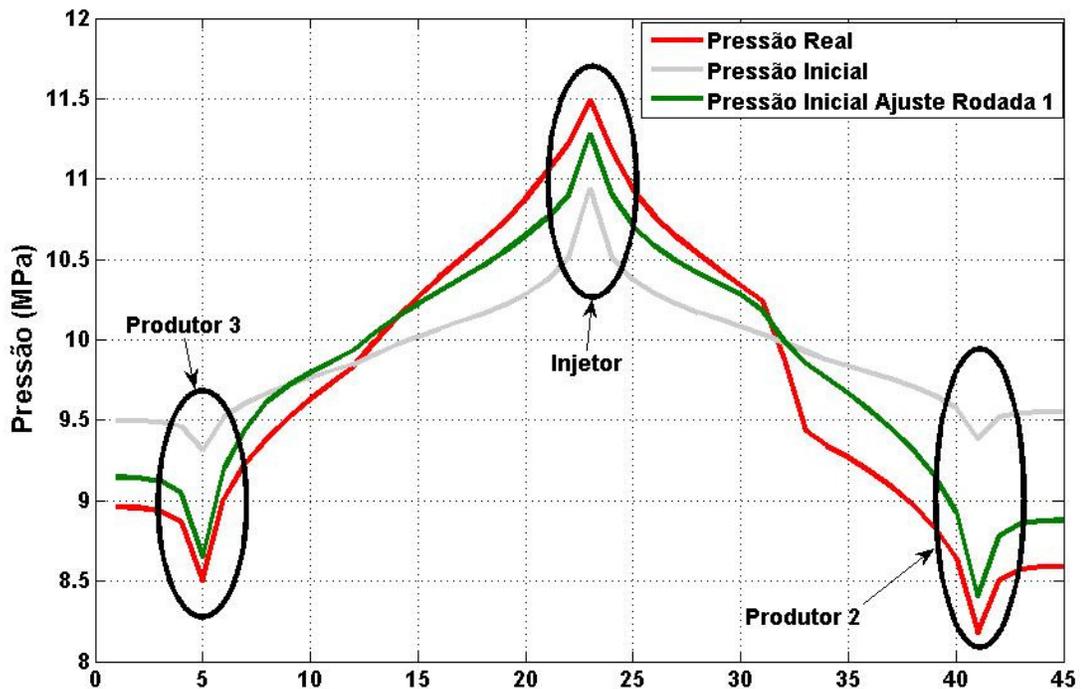


Figura 6.17: Corte 2D na direção sudoeste a nordeste dos mapas de pressão após o ajuste da rodada 1.

Como resultado do tratamento explícito de pressão são obtidos os mapas de saturação e pressão ajustada, fornecidos pelo modelo inicial alterado em relação ao inicial. Ambos os mapas são agora utilizados para realimentar o processo de inversão como novos parâmetros de entrada e iniciar a rodada 2.

### 6.1.3 Rodada 2

De acordo com os passos a serem realizados para execução do Método 1 (Tabela 4.1), a pressão ajustada (Figura 6.16) agora é o mapa utilizado como entrada no algoritmo de inversão. A estimativa inicial de saturação é atualizada com o mapa de saturação ajustada, reiniciando o processo a partir do Passo 2.

#### 6.1.3.1 Estimativa Inicial de Saturação – Passo 2

Na Figura 6.18 encontra-se o mapa de saturação de água inicial atualizado a partir do mapa de saturação ajustada fornecida pelo modelo inicial atualizado com o tratamento explícito da pressão. Destaca-se que esta é uma melhor estimativa inicial,

pois diferentemente da utilizada na rodada anterior (Figura 6.6), esta possui um pequeno indício da presença do canal de alta permeabilidade.

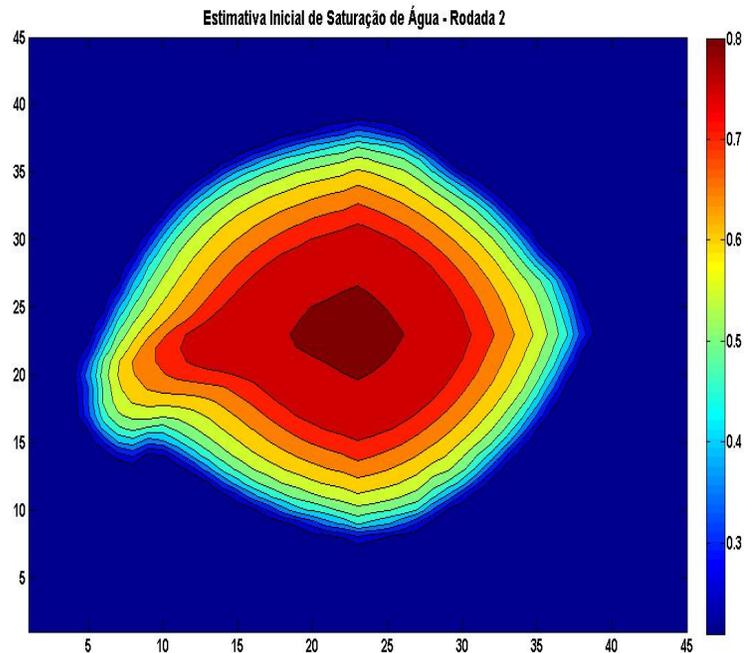


Figura 6.18: Mapa de saturação de água inicial para a rodada 1.

Este mapa ressalta a importância da iteratividade desta metodologia, obtendo a saturação implicitamente e a pressão explicitamente, pois ela permite a melhora dos parâmetros iniciais, de cada processo, a cada iteração.

### 6.1.3.2 Algoritmo de Inversão

Os gráficos da Figura 6.19 apresentam os parâmetros de entrada do processo de inversão, assim como os resultados de saturação fornecidos por ele.

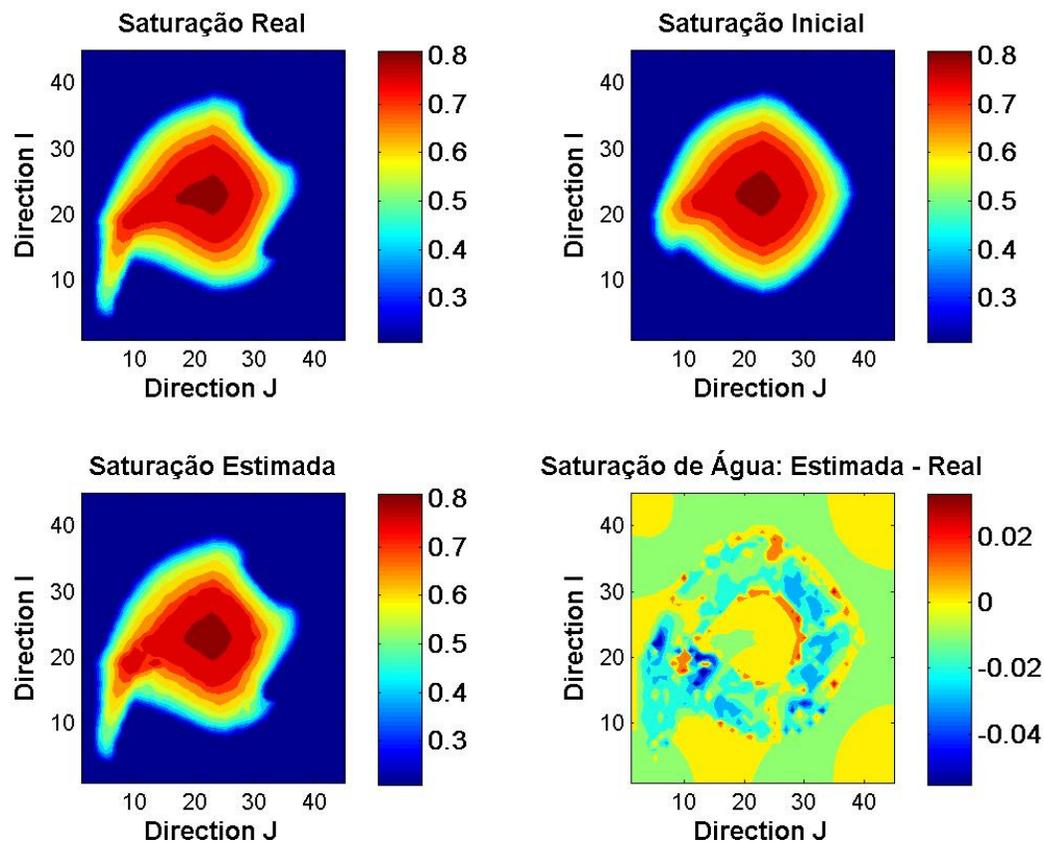


Figura 6.19: Conjunto de mapas de saturação e diferença de saturações resultantes do processo de inversão da rodada 2.

No canto inferior esquerdo da mesma Figura 6.19 encontra-se o mapa de saturação estimada. Nota-se que após a aplicação dos mapas de pressão e saturação melhorados com o tratamento explícito, houve uma melhor definição das estruturas que definem as tendências de fluxo de água do modelo real. Sobretudo, a distribuição interna do fluxo, próxima ao poço injetor, que na rodada 1 apresentou resultados incoerentes (Figura 6.9), agora possui uma distribuição mais próxima daquela que deve ser honrada (canto superior esquerdo da Figura 6.19).

Além disso, ao observar o gráfico da diferença entre a saturação estimada e a real (canto inferior direito da Figura 6.19), é possível afirmar que este mapa está mais próximo do real, com uma faixa de variações entre 0,02 e -0,04. Este fato ressalta não só o aspecto qualitativo deste resultado, mas também a importância do tratamento explícito de pressão, que torna este método capaz de melhorar quantitativamente, as estimativas de saturação de água a partir do comportamento de impedâncias acústicas.

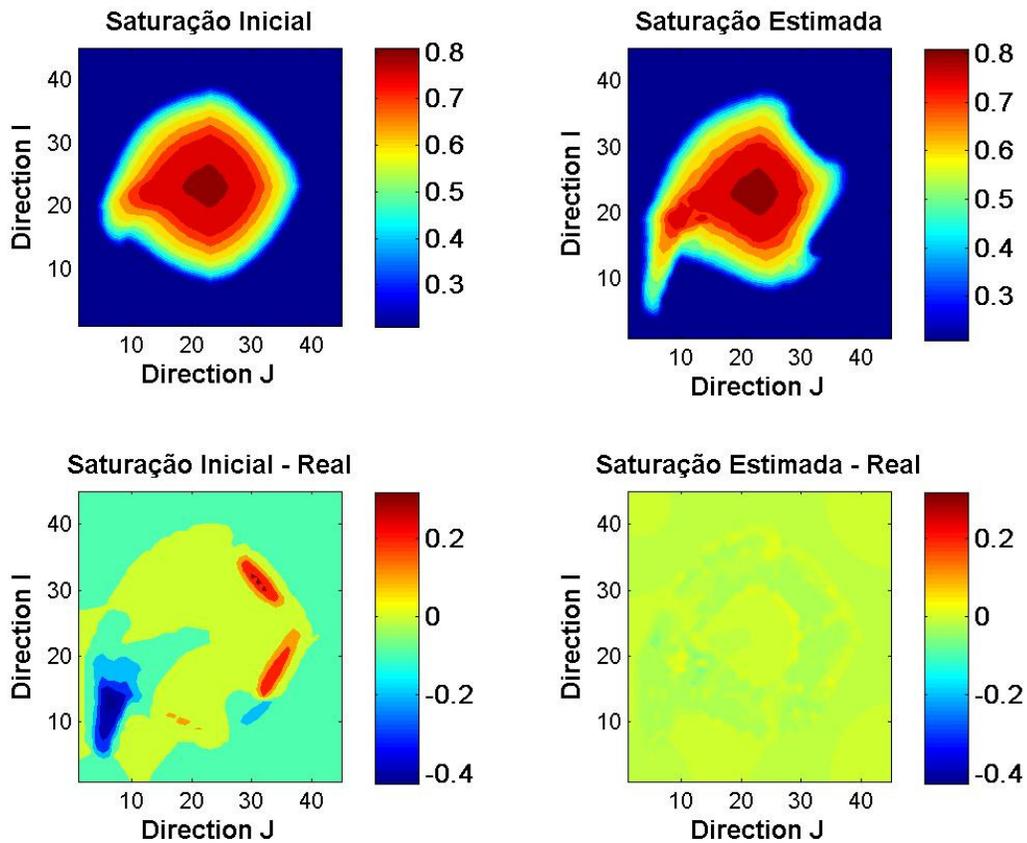


Figura 6.20: Mapa das diferenças das saturações de água estimada e inicial da rodada 2. Estes resultados ficam ainda mais evidentes ao se observar os gráficos da parte inferior da Figura 6.20, no qual é possível comparar os mapas de saturação de água estimada nas rodadas 1 e 2 (esquerda e direita, respectivamente).

Além disso, a Figura 6.21 apresenta as variações percentuais da rodada 2. Destaca-se a melhora na estimativa inicial de saturação utilizada como entrada no processo de inversão e também a diminuição da variação percentual em relação ao mapa de saturação do modelo real. Na parte superior da Figura 6.21, novamente é possível observar uma melhora na variabilidade da distribuição de saturação de água em relação à estimativa inicial.

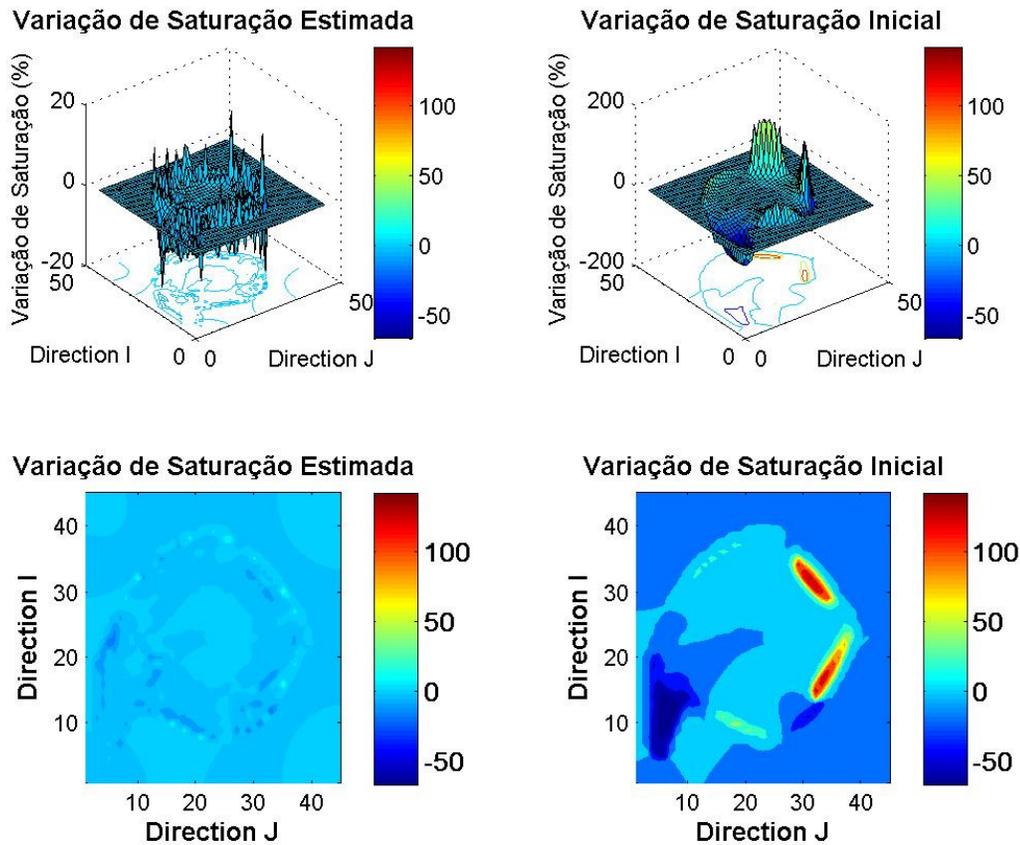


Figura 6.21: Mapa de variações das saturações inicial e estimada da rodada 2.

Obtido o mapa de saturação estimada para rodada 2, este é utilizado como parâmetro de entrada para o tratamento explícito da pressão.

### 6.1.3.3 Tratamento Explícito da Pressão

Na Figura 6.22 são apresentadas as curvas de pressão de fundo de poço para o produtor 2. Nota-se que a curva obtida na rodada 2 sobrepõe-se a obtida na rodada anterior. Este fato indica que as alterações realizadas no modelo inicial devido realização do tratamento explícito nesta rodada 2 não causou diferenças no comportamento desta propriedade.

Em contrapartida, na Figura 6.23 são apresentadas as curvas de pressão de fundo de poço para o produtor 3. Nota-se que o comportamento da pressão nesta rodada possui valores de pressão abaixo daqueles previstos pelo comportamento do poço e no instante da chegada da água a pressão apresenta pouca semelhança ao

esperado. Este fato indica que as alterações no mapa de permeabilidade realizadas durante o tratamento explícito de pressão influenciam no comportamento de pressão poço. Porém, um ajuste mais refinado é necessário para que o comportamento da pressão deste poço durante o período de produção corresponda ao esperado. Apesar disso, estas curvas possuem um representam melhor a pressão de fundo de poço do que as originais do modelo inicial e, tendo em vista os objetivos deste estudo, elas são consideradas boas estimativas.

É importante ressaltar também que as diferenças de pressão de fundo de poço apresentadas entre as rodadas, para o poço injetor (Figura 6.24) e produtor 3 (Figura 6.23) apresentam uma variação de menos de 1% em relação ao comportamento esperado. Diante deste fato, e de acordo com a análise de sensibilidade da resposta de IA para o modelo em estudo neste Caso A (Item 5.1.3.1), a resposta acústica do reservatório não é sensível a estas variações de pressão.

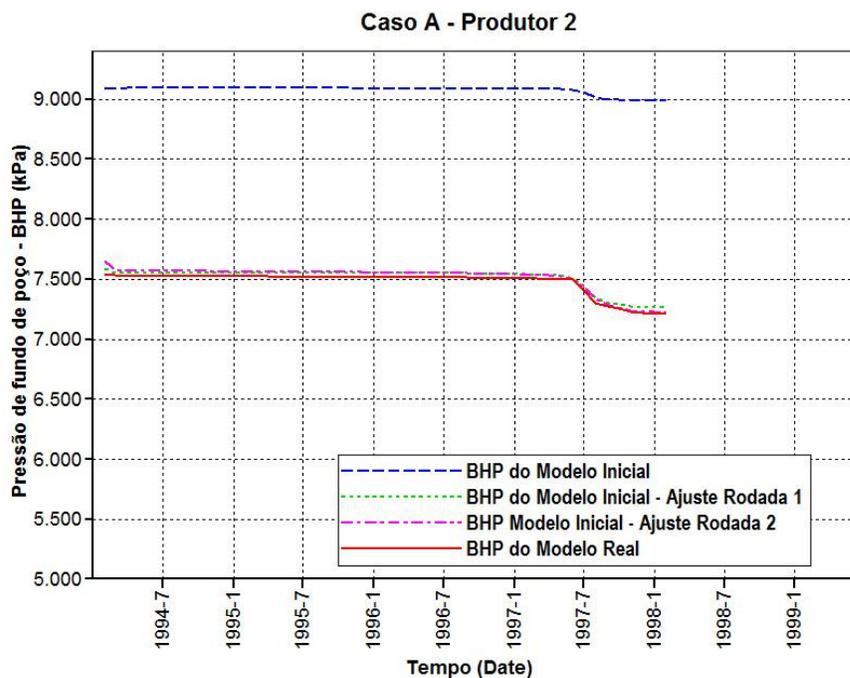


Figura 6.22: Curvas de pressão de fundo de poço para o poço produtor 2.

Com intuito de apresentar o comportamento da distribuição de pressão de poro ao longo do reservatório para as rodadas realizadas, a Figura 6.25 apresenta uma seção 3D SO a NE. É possível notar a melhora nas estimativas de pressão desta rodada em relação ao comportamento do modelo real e também observar que a

suavidade e continuidade da distribuição de pressão se mantêm. Para uma melhor visualização do comportamento das pressões, na Figura 6.26 é apresentada uma seção 2D na mesma direção SO a NE, onde os poços produtores (2 e 3) e o injetor estão em destaque, para os dois primeiros nota-se que após as duas rodadas foi possível obter boas aproximações de pressões de poro. Para o injetor há certa discrepância em relação ao comportamento do modelo real, de forma que é necessária a realização de um ajuste mais refinado, que por sua vez esta fora do escopo deste estudo.

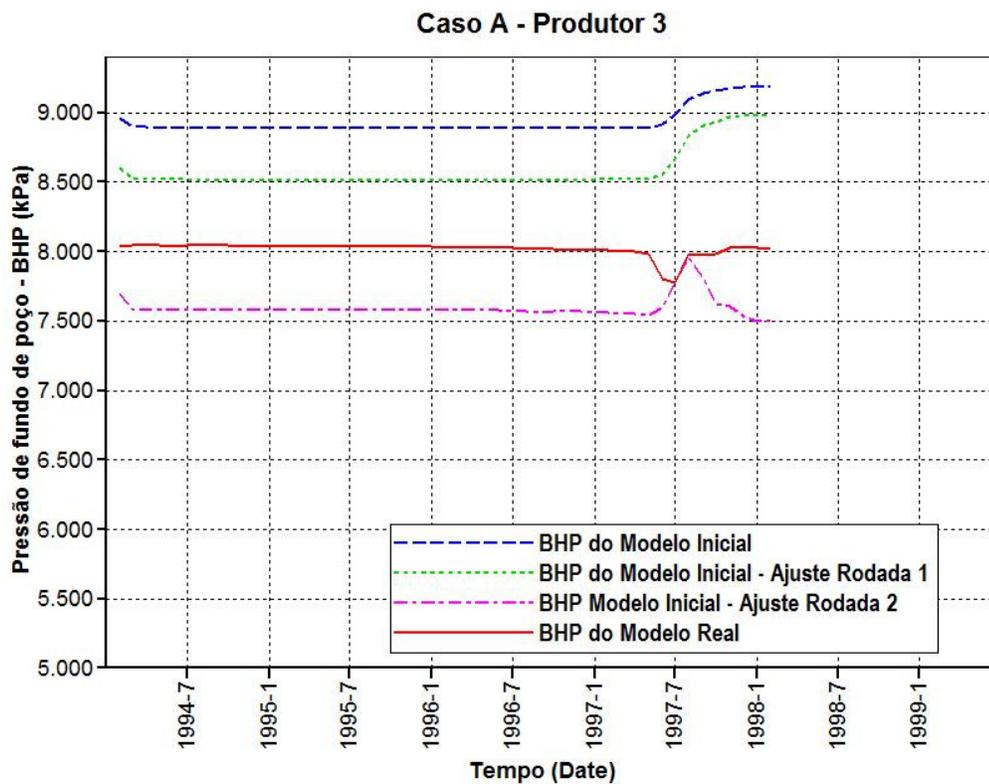


Figura 6.23: Curvas de pressão de fundo de poço (BHP) para o produtor 3.

Foram realizadas demais rodadas com intuito de verificar alguma melhora além destas apresentadas por esta rodada 2. Contudo, não foram observados resultados mais significativos e, portanto optou-se por não apresentá-los neste texto.

Apesar do modelo aplicado neste Caso A ser bastante simples, ele serviu ao propósito de apontar as vantagens e limitações da realização de um processo iterativo envolvendo o comportamento de impedâncias acústicas e propriedades do reservatório fornecidas pelo simulador de escoamento.

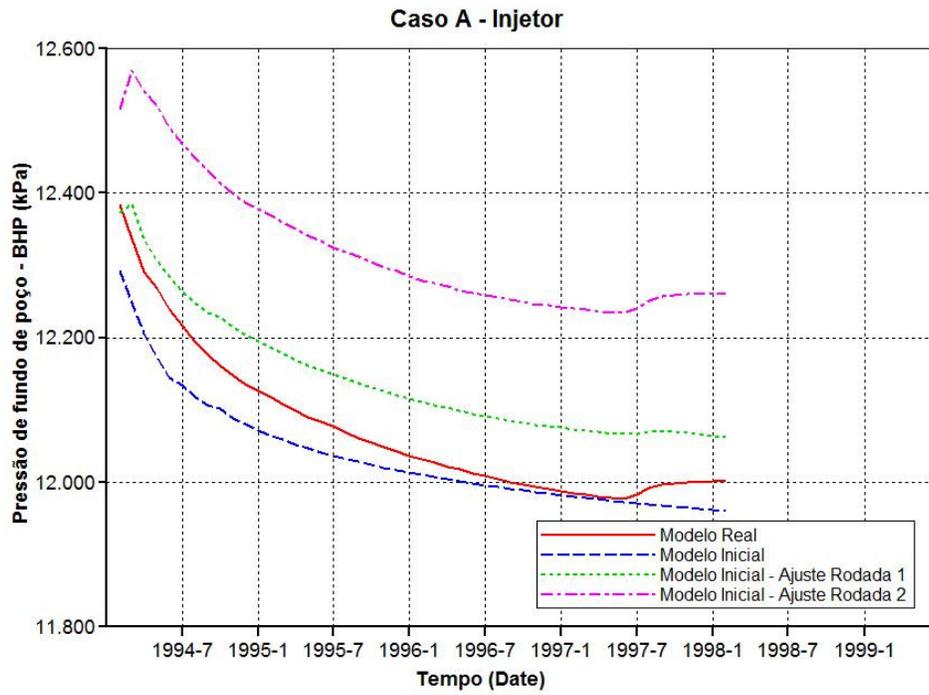


Figura 6.24: Curvas de pressão de fundo de poço (BHP) para o injetor.

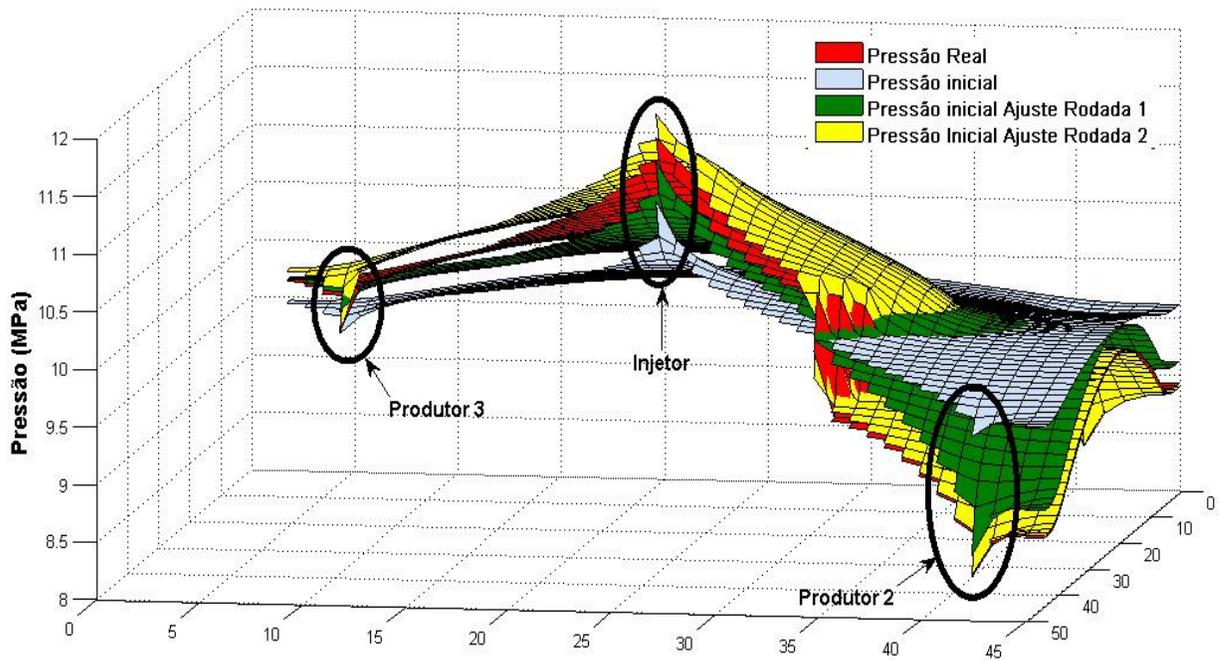


Figura 6.25: Corte 3D na direção sudoeste a nordeste dos mapas de pressão de poro após o ajuste da rodada 2.

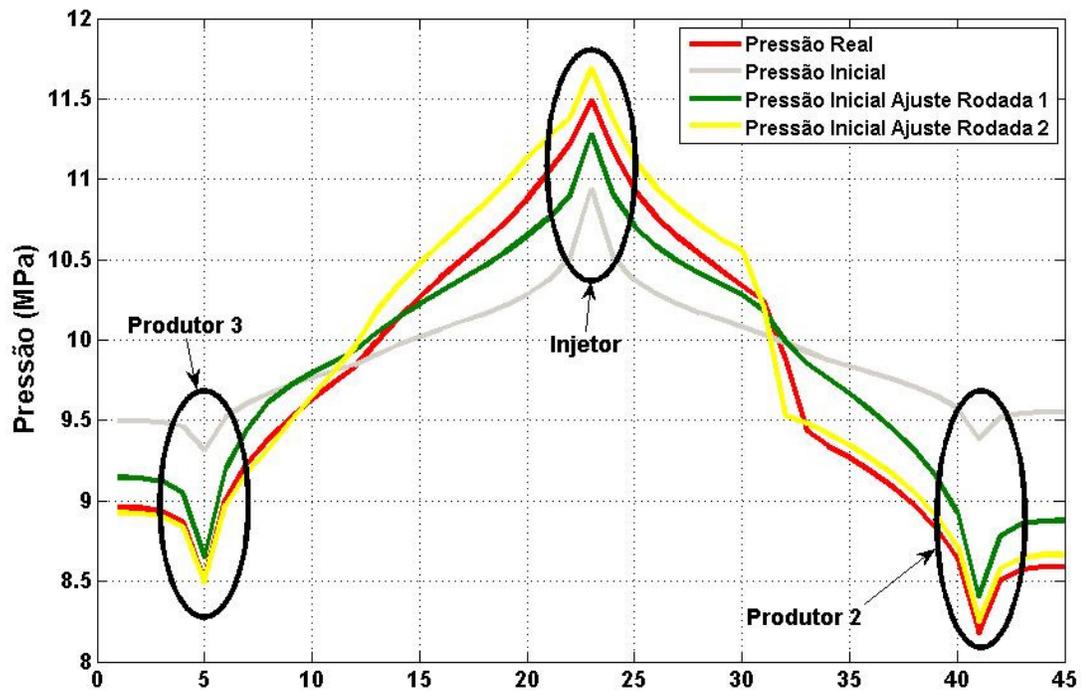


Figura 6.26: Corte 2D na direção sudoeste a nordeste dos mapas de pressão de poro após o ajuste da rodada 2.

## 6.2 Caso B

Neste item serão apresentados os resultados obtidos da aplicação do Método 2 (Item 4.1.2) ao modelo de reservatório do Campo de Namorado modificado (Item 5.2).

Tendo em vista a metodologia referente à aplicação do Método 2 (Item 4.1.2), foi necessária a execução de uma rodada para a obtenção de resultados avaliados como satisfatórios aos objetivos deste estudo.

### 6.2.1 Rodada para o Método 2

Neste item serão apresentados os mapas de saturação de água e pressão, estimados por meio do processo de inversão.

#### 6.2.1.1 Saturação de Água Estimada

Primeiramente é importante lembrar que a saturação estimada deve ser tão próxima quanto possível da saturação observada, não só qualitativamente como quantitativamente.

Para uma interpretação qualitativa dos resultados obtidos é importante ter em mente o mapa de permeabilidade horizontal da terceira camada do modelo real (Figura 5.13a), pois as estruturas nele presentes influenciam as tendências de fluxo da distribuição de saturação a ser honrada. Duas regiões de grande influência destas características são destacadas no mapa de saturação observada (Figura 6.27), a circunferência com linha branca delimita uma destas regiões onde além da tendência de fluxo de água devido à existência do canal de alta permeabilidade, nota-se ainda o efeito da barreira. Outra região destacada em amarelo na Figura 6.27 aponta a influência de outra barreira na movimentação das frentes de saturação de água.

Com intuito de expor claramente as diferenças entre os comportamentos da saturação de água nos modelos real e inicial, estas mesmas regiões estão em destaque na estimativa inicial de saturação de água (Figura 6.28) fornecida pelo modelo inicial. Notadamente, em ambas as regiões não existem as tendências de fluxo de água apresentadas pela saturação observada, comportamento este que está de acordo com a distribuição de permeabilidade horizontal do modelo inicial (Figura 5.15a).

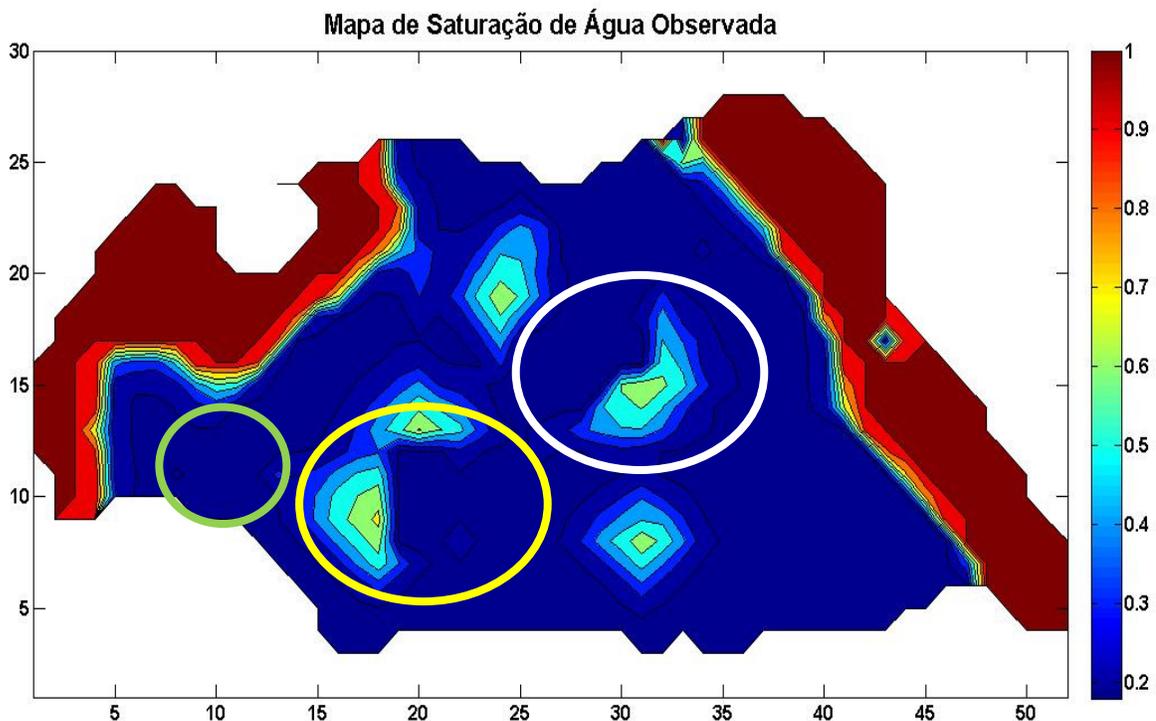


Figura 6.27: Conjunto de mapas com as saturações observada, inicial e estimada para o Caso B.

A Figura 6.29 mostra a saturação de água estimada, fornecida pelo processo de inversão. Nela, estão destacadas as mesmas regiões de influência da permeabilidade horizontal do mapa de saturação observada. Nota-se que em ambas as regiões são possíveis aferições acerca das propriedades do reservatório que influenciam as tendências de fluxo de água, sendo viável a delimitação de regiões onde o modelo inicial deve ser melhorado. É importante destacar que em um processo de ajuste de histórico tradicional, a informação sobre a distribuição de saturação de água disponível é aquela apresentada na Figura 6.28. Assim, é importante o ganho de informação com o uso da saturação estimada, um exemplo é que em um processo tradicional de ajuste, é usual a delimitação de zonas de influência dos poços, que são normalmente definidas em torno de sua localização. Com esta informação adicional é possível refinar a definição destas zonas, de forma a diminuir o tempo de ajuste e aumentar a confiabilidade dos resultados obtidos (MACHADO, 2010).

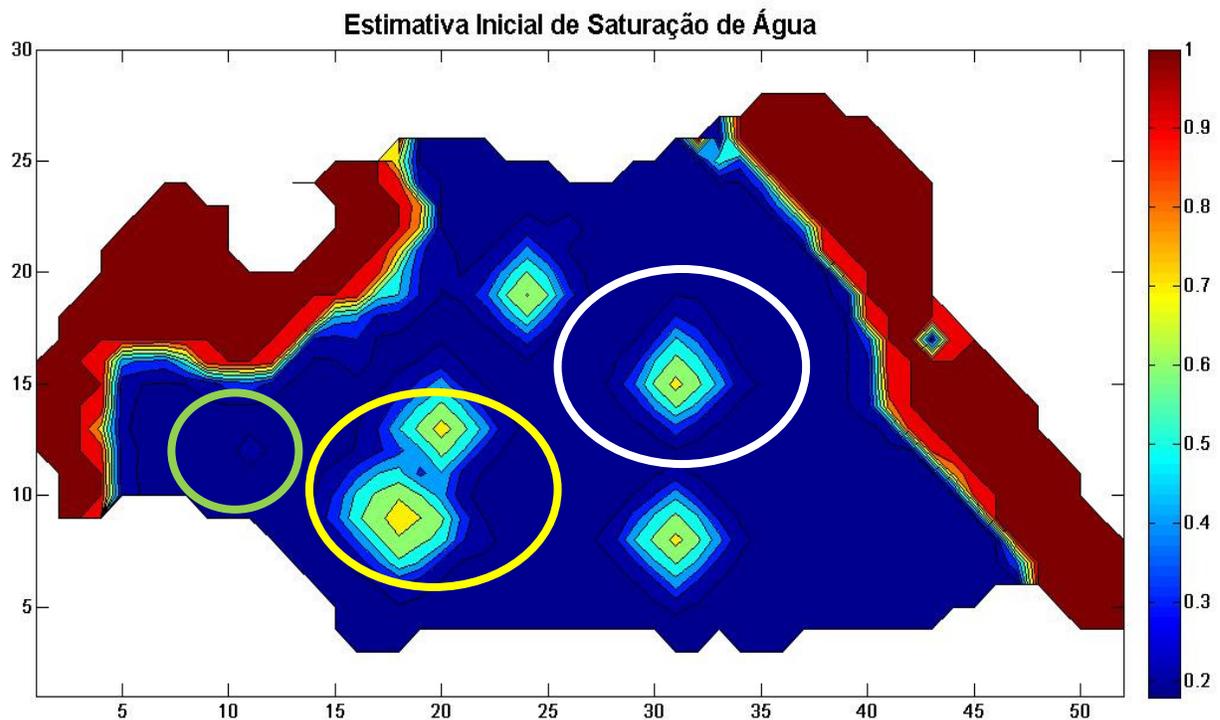


Figura 6.28: Mapa da estimativa inicial de saturação de água fornecida pelo modelo real após 2971 dias de produção.

Em uma interpretação mais quantitativa dos resultados, primeiramente nota-se que regiões onde são predominantes os valores de saturação de água conata no mapa

observado (azul escuro na Figura 6.27) não apresentam o mesmo comportamento no mapa de saturação estimada (Figura 6.29). Este fato ocorre devido a não unicidade da resposta acústica do reservatório.

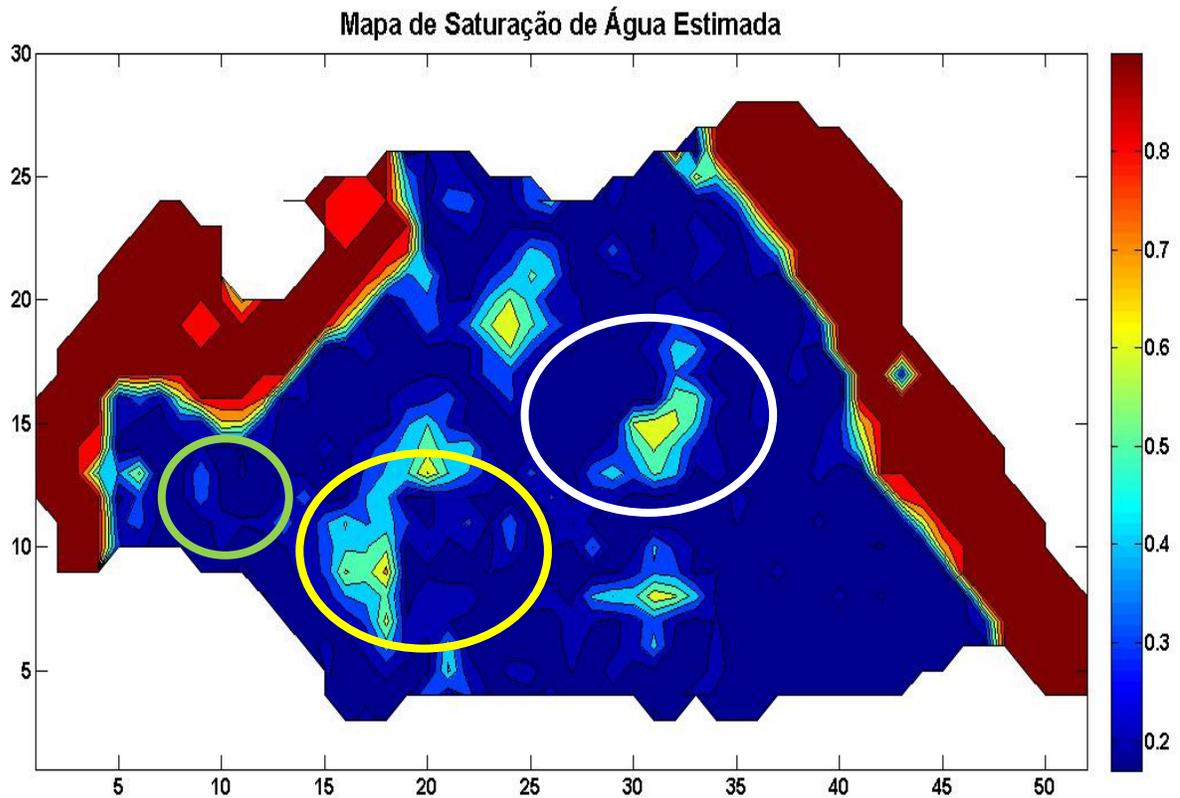


Figura 6.29: Mapa de saturação de água estimada para o Caso B após 2971 dias de produção. Isto está associado ao fato do Método 2 consistir da inversão simultânea de saturação e pressão, o que implica que pode haver duas ou mais combinações destas propriedades resultando em um único valor de impedância acústica. Como exemplo, a região destacada pela circunferência verde no mapa de saturação observada (Figura 6.27) indica que a informação de saturação a ser honrada é, predominantemente, a de água conata. Analogamente, esta região também é destacada no mapa das estimativas iniciais de saturação (Figura 6.28) e tem-se que os valores iniciais são muito próximos, se não idênticos aos da informação observada. Contudo, na distribuição de saturação estimada (Figura 6.29), esta mesma região também é destacada e, apesar da estimativa inicial ser bastante razoável (Item 5.2.3), nota-se certa discrepância entre os valores estimados e aqueles de referência.

A mesma região delimitada pela circunferência verde nas Figuras 6.27 e 6.29 também está em destaque na Figura 6.30, que mostra o mapa da diferença entre as saturações estimada e real. Nota-se que as diferenças, ponto a ponto, estão entre -0,1 e 0,1 e, em regiões como esta, onde as estimativas iniciais são razoáveis em relação aos valores de saturação de água observados, tais variações podem ser atribuídas a não unicidade da resposta acústica do reservatório, que implica em uma variação, em torno da estimativa inicial, nas estimativas geradas durante o processo de otimização.

É importante lembrar que estas diferenças são calculadas para cada célula da malha de simulação, indicando que pontos com diferenças entre -0.1 e 0.1 possuem uma variação de menos de 10% em relação à saturação de água observada. De fato, ao se comparar o mapa das diferenças entre saturação de água estimada e real (Figura 6.30) e o seu análogo entre as estimativas iniciais e reais de saturação de água (Figura 6.31), percebe-se uma menor variabilidade na saturação estimada ao longo do reservatório, fato que indica uma maior exatidão em relação aos valores de referência. Particularmente, nas mesmas regiões destacadas anteriormente, onde as estimativas iniciais (Figura 6.31) apresentam diferenças de até 40%, a saturação estimada possui diferenças em torno de 10% (Figura 6.30).

Esta melhora obtida nas variações de saturação é importante, pois a sua avaliação pode ser utilizada para definir regiões onde a frente de saturação de água do modelo inicial de escoamento apresentou atraso (diferença negativa) ou avanço (diferença positiva) em relação a real (MACHADO, 2010). Desta forma é possível considerar quantitativamente as tendências de saturação de água obtidas a partir do comportamento de atributos sísmicos em um procedimento de ajuste de histórico integrado.

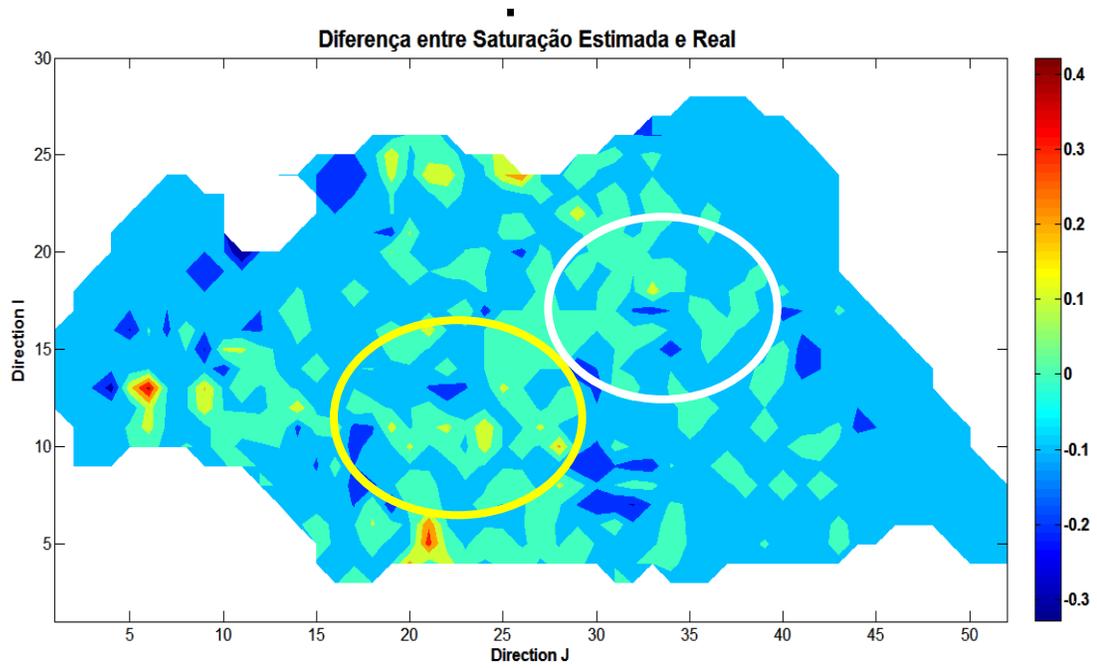


Figura 6.30: Mapa da diferença entre saturação estimada e real.

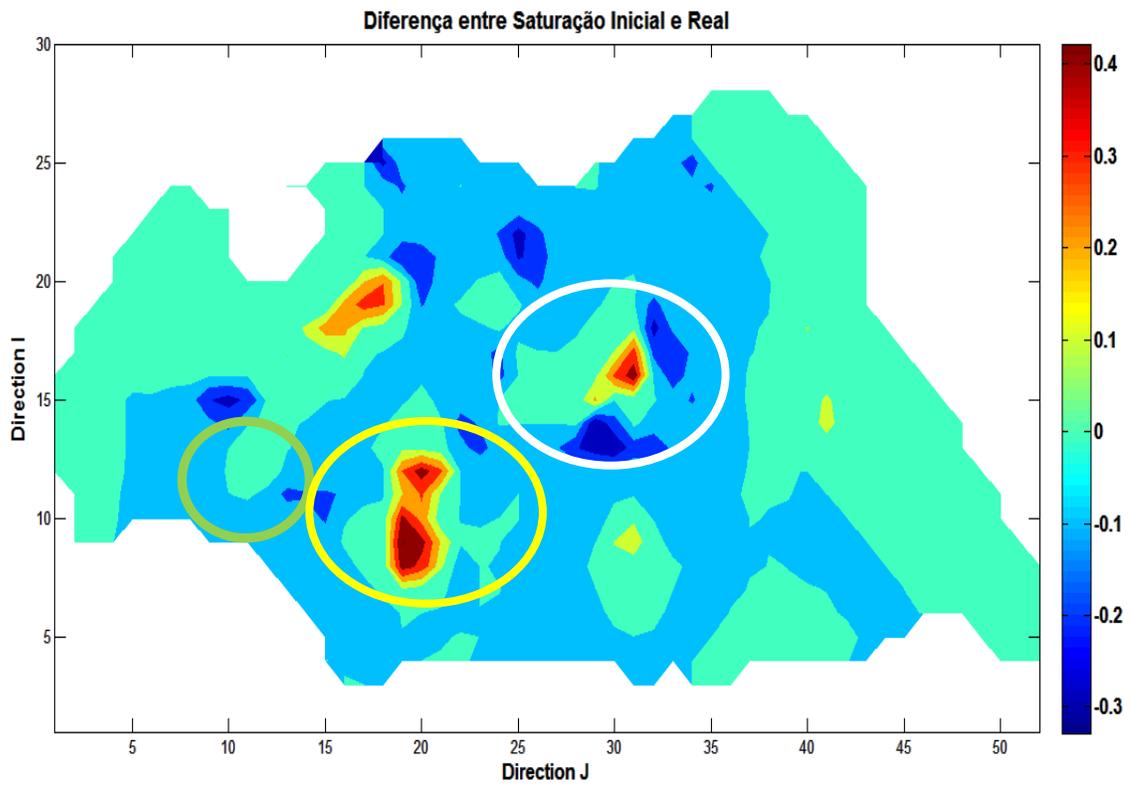


Figura 6.31: Mapa da diferença entre saturação inicial e real na camada 3 após 2971 dias de produção.

### 6.2.1.2 Pressão Estimada

Neste item serão apresentados os resultados do comportamento da pressão obtido através do Método 2. De acordo com este método a pressão é invertida simultaneamente com a saturação, apresentada no item anterior.

Para interpretação dos resultados que serão apresentados é necessário ter em mente que a pressão ao longo do reservatório possui um comportamento diferente daquele apresentado pela saturação. Após a realização do ajuste prévio de vazões, espera-se que as pressões entre os modelos real e inicial apresentem uma boa coerência entre si, como de fato foi observado neste caso (Item 5.2.4). Certamente, pensando em resultados satisfatórios para um processo de ajustes de histórico, existe a necessidade de um ajuste mais refinado, porém as variações de pressão apresentadas, não causam alterações significativas na resposta acústica deste modelo de reservatório, de acordo com a análise de sensibilidade realizada do seu respectivo modelo petroelástico (Item 5.2.5.1).

Como a pressão ao longo do reservatório possui pequenas variações, alterações mais acentuadas podem ser indícios da presença de anomalias em propriedades do reservatório tais como, porosidade, permeabilidade e/ou transmissibilidade etc.

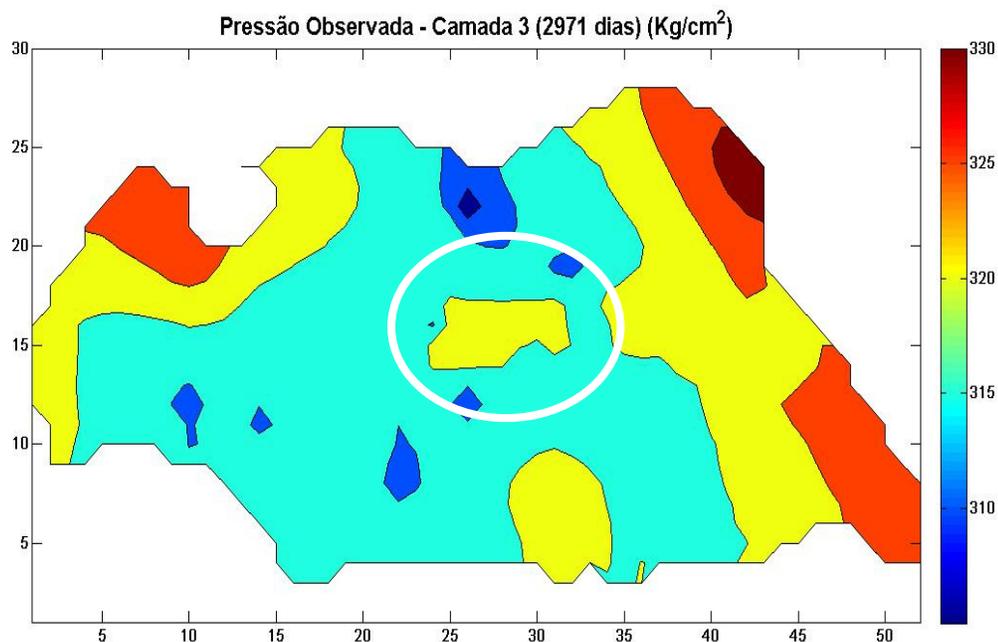


Figura 6.32: Mapa de pressão do modelo real na camada 3 após 2971 dias de produção.

A Figura 6.32 contém o mapa de pressão obtido na terceira camada do modelo real após 2971 dias de produção. A Figura 6.33 mostra a estimativa inicial de pressão na mesma data. Ao se comparar estes dois mapas, a estimativa inicial de pressão possui as mesmas tendências apresentadas pelo modelo real, com uma maior coerência nas extremidades do reservatório. Apesar disso, há uma maior discrepância entre os dois mapas na região central, sendo a pressão do modelo inicial, de forma geral, menor do que aquela do modelo real. No mapa de pressão observado (Figura 6.32), a região delimitada pela circunferência branca, possui valores de pressão que se mantiveram inalterados durante o período de produção ( $320 \text{ Kg/cm}^2$ ), enquanto o restante da região, de forma geral, apresentou uma queda de pressão (de aproximadamente  $315 \text{ Kg/cm}^2$ ), indicando a presença da barreira de permeabilidade horizontal do modelo real (Figura 5.13a). Em contrapartida, a estimativa inicial de pressão não possui este comportamento nesta região, fato que indica a necessidade de se ajustar o modelo inicial em relação ao real.

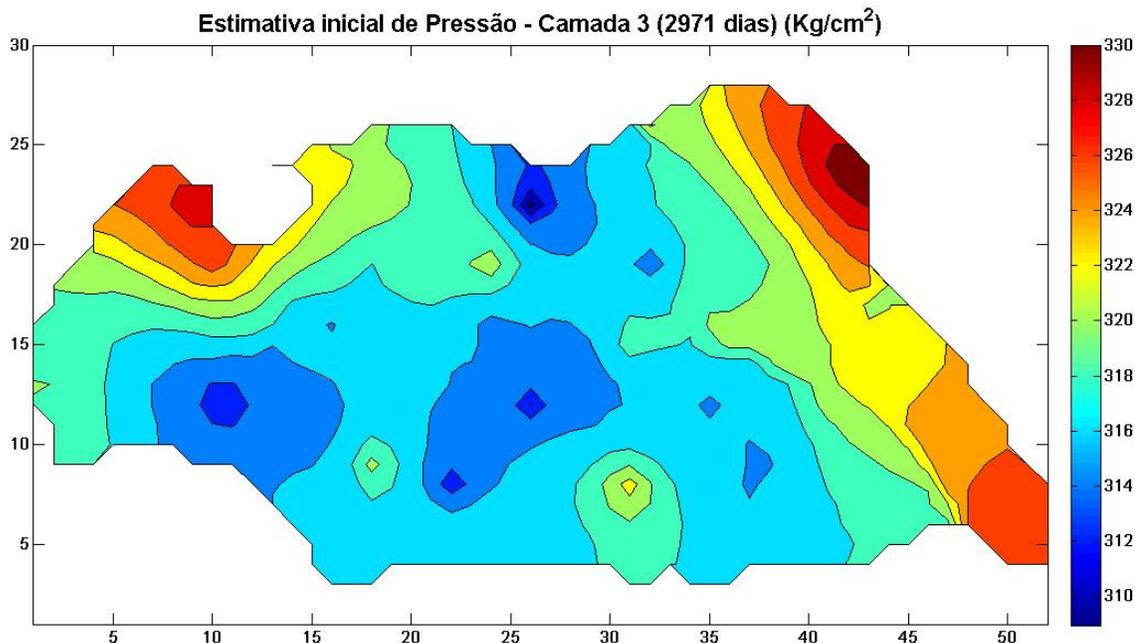


Figura 6.33: Estimativa Inicial de pressão da camada 3 após 2971 dias de produção.

Na Figura 6.34 é apresentada a pressão estimada pelo Método 2. Qualitativamente, ao se comparar este mapa com o de referência (Figura 6.32), nota-se que as principais tendências do mapa de pressão observada são indicadas pela

pressão estimada. Como exemplo, a mesma região destacada pela circunferência em branco na Figura 6.32, é visualizada neste mapa e, é possível estimar o mesmo comportamento da pressão observada. Além disso, as zonas de pressão nas extremidades do reservatório são mais bem delineadas pelo mapa de pressão estimada do que pela estimativa inicial de pressão (Figura 6.28).

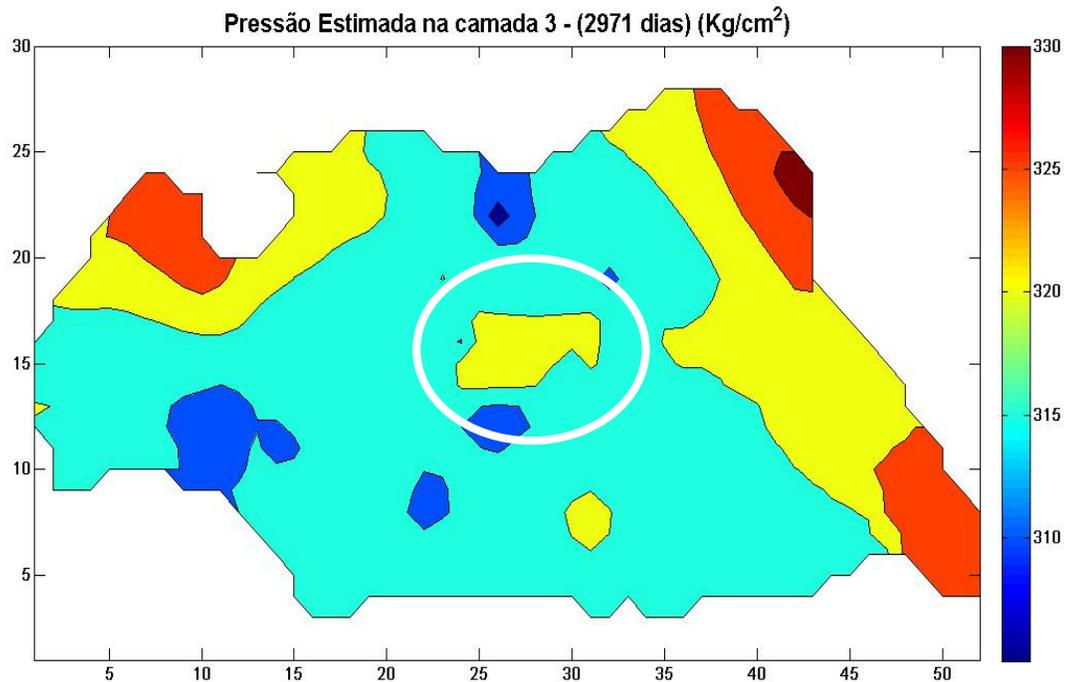


Figura 6.34: Mapa de pressão estimada na camada 3 após 2971 dias de produção.

Para uma interpretação quantitativa dos resultados obtidos, a Figura 6.36 apresenta o mapa da diferença absoluta entre a pressão estimada e observada. Nota-se que a anomalia de pressão, já destacada nas Figuras 6.32 e 6.34, é mapeada pelo método, de forma que a diferença entre estes mapas nesta região é nula.

Com intuito de avaliar o mapa de pressão estimada, foi calculada a diferença entre a estimativa inicial e pressão observada (Figura 6.36). Comparando este mapa com a diferença entre a pressão estimada e a observada é possível avaliar o quanto a pressão estimada melhora as estimativas de pressão. O primeiro destaque é, novamente, para região delimitada pela circunferência branca, a diferença significativa entre a estimativa inicial e a observada indica que a pressão é subestimada nesta região e isto não acontece na pressão estimada. Na região demarcada pela elipse

preta, em ambos os mapas (Figuras 6.35 e 6.36), é possível notar que a pressão estimada possui uma distribuição mais próxima da observada.

A interpretação destes mapas é mais complexa do que da saturação, uma vez que os efeitos das permeabilidades, que é a propriedade que distingue os modelos real e inicial, possui um efeito indireto no comportamento da pressão. Apesar disso, foi possível estimar as principais características da distribuição de pressão por meio da aplicação deste método.

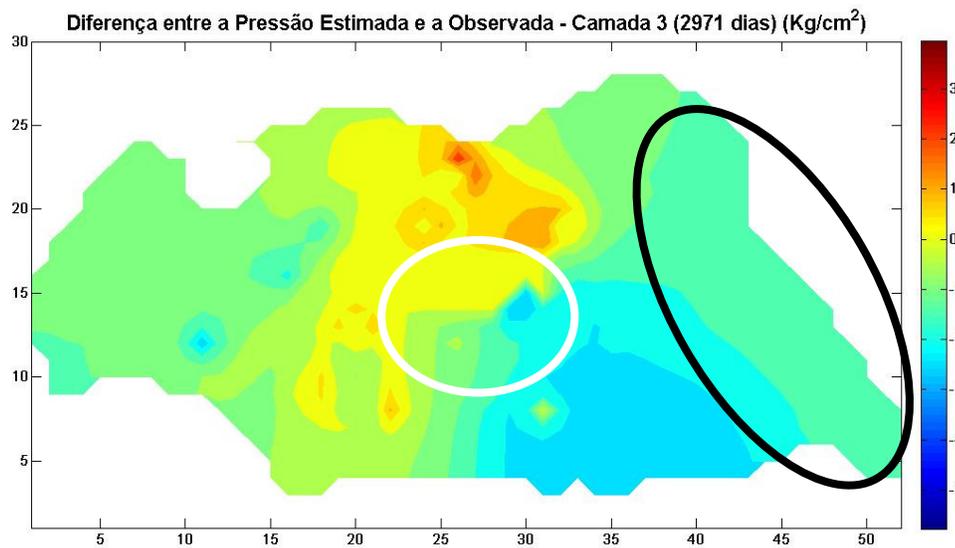


Figura 6.35: Diferença entre a pressão estimada e observada na camada 3, após 2971 dias de produção.

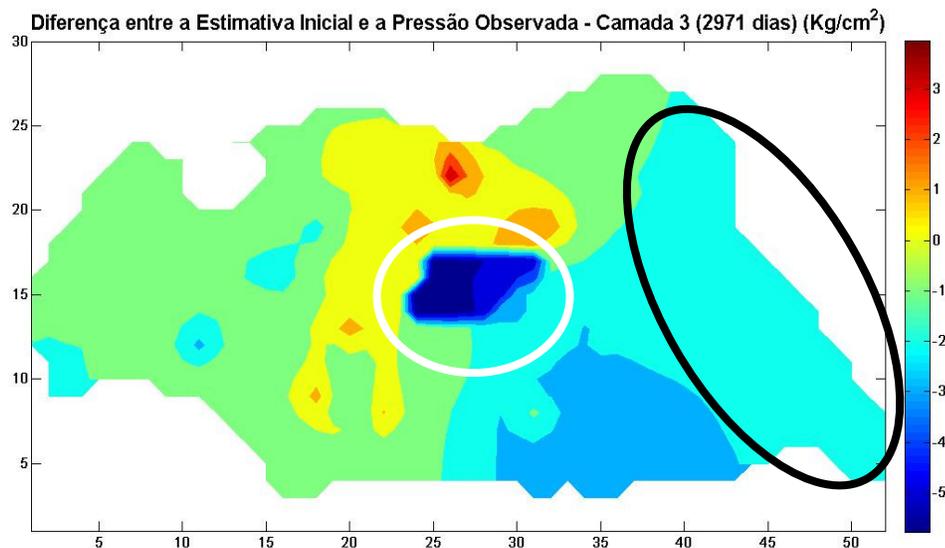


Figura 6.36: Diferença entre a estimativa inicial e a pressão observada na camada 3 após 2971 dias de produção.

## **7 Conclusões e Recomendações**

### **7.1 Conclusões Gerais**

Foi desenvolvida uma metodologia para obtenção de mapas de saturação de água e pressão a partir do comportamento de atributos sísmicos com o objetivo de estimar as principais tendências de fluxo de água e pressão (variáveis primárias usadas na simulação numéricas de reservatórios) para um caso simples sintético e para um modelo real modificado.

As dificuldades associadas à definição e posterior acoplamento dos respectivos modelos petroelásticos utilizados neste estudo ficaram nítidas. O procedimento iterativo (Método 1), envolvendo os processos de inversão e ajuste de histórico, é uma abordagem necessária em face a baixa sensibilidade da resposta de impedância acústica em relação a variações de pressão e da não unicidade da resposta acústica dos modelos de reservatório estudados.

A obtenção de estimativas de saturação e pressão simultaneamente por meio de um processo de inversão vinculada (Método 2) é uma das principais contribuições desta dissertação. Vincular este processo a informações disponibilizadas pelo simulador de escoamento foi eficaz e foi possível estimar as principais tendências dos comportamentos das frentes de saturação de água e pressão ao longo do reservatório. Além disso, nesta aplicação, destaca-se a importância do uso do conceito de sísmica 4D, a partir do qual foi possível isolar as informações acerca das propriedades dinâmicas do reservatório avaliadas neste estudo.

A dependência dos resultados com as estimativas iniciais ressalta a importância do uso do simulador de escoamento para melhorar a qualidade das estimativas iniciais das propriedades consideradas.

De forma geral, as principais contribuições deste estudo estão associadas aos a definição uma metodologia capaz de estimar propriedades do reservatório, como saturação e pressão, a partir do comportamento de atributos sísmicos. Além disso, a aplicação de vínculos, baseados em dados de engenharia, para desacoplar as contribuições de pressão e saturação na resposta acústica do reservatório se mostra promissora e foi eficaz nos resultados obtidos, destacando a importância da perspectiva multidisciplinares do desenvolvimento deste estudo.

Por fim, os resultados apresentados, fornecem um forte indício de que esta abordagem é importante para viabilizar a integração, quantitativa, da informação sísmica 4D no processo de ajuste de histórico.

## **7.2 Conclusões Específicas**

O primeiro aspecto a ser destacado como crucial à confiabilidade deste procedimento é a definição do modelo petroelástico. Este deve estar de acordo com a modelagem geológica do campo em estudo, e ser acoplado ao simulador de fluxo de forma coerente. Ressalta-se a importância das modelagens, tanto empíricas quanto teóricas, dos comportamentos das propriedades das rochas, pois é através delas que podem ser calculadas as impedâncias, sintéticas, ao longo do reservatório.

A suposição de manter a pressão fixa durante o processo de inversão e, conseqüentemente parâmetros como massa específica e porosidade efetiva, apesar dos bons resultados apresentados, deve ser utilizado com cautela, pois tais propriedades possuem um impacto significativo na resposta de IA do reservatório.

É importante ressaltar que o tratamento explícito da pressão (Método 1), apesar de consistir de um processo de ajuste integrado, não fornece os resultados finais do ajuste e sim, auxilia na obtenção dos mapas de saturação e pressão para posterior aplicação em um procedimento de ajuste completo.

No Anexo é apresentado um resumo dos resultados obtidos por Machado (2010), que utilizou tanto mapas de saturação como de pressão, de forma integrada, ao processo de ajuste de histórico. Estes resultados são importantes por destacar as vantagens do uso de ambos os mapas, de saturação e pressão, no processo de ajuste.

Ressaltando assim a definição do Método 2, que é capaz de fornecer simultaneamente tais informações, o que torna possível a aplicação da metodologia proposta por Machado (2010) em sua totalidade.

### **7.3 Sugestões para Trabalhos Futuros**

A multidisciplinaridade inerente ao desenvolvimento da metodologia proposta neste estudo trouxe a tona, durante o seu desenvolvimento, diversos aspectos que tiveram que ser considerados como premissa ou simplificados, dados os meios para se atingir os objetivos desta dissertação. Logo, a seguir serão apresentadas sugestões de estudos futuros para melhoria da metodologia aqui apresentada.

- Aplicar a metodologia a um campo mais complexo, com modelo geológico consolidado;
- Avaliação das incertezas associadas à construção de modelos geológicos baseados em dados de perfis, testemunho, petrofísica e física das rochas;
- Aplicação da metodologia proposta considerando as diferentes escalas envolvidas nas definições dos modelos, geológico e de escoamento;
- Estudar o uso de outros critérios, como a modelagem de fácies, além do NTG, para identificação da litologia no modelo de escoamento;
- Aprofundar o estudo dos vínculos ao processo de inversão. Avaliando as diversas fontes de informação disponíveis e como melhor utilizá-las neste processo;
- Inverter outras propriedades do reservatório, como porosidade e permeabilidade;
- Avaliar o uso de outros algoritmos de otimização que sejam menos susceptíveis a mínimos locais, como algoritmo genético;
- Desenvolver a quantificação das incertezas nas estimativas de saturação e pressão obtidas em função do comportamento de atributos sísmicos
- Fazer um estudo econômico, que permita verificar se o valor desta informação adicional é viável economicamente;

## Referências

ABRIEL, W. L. **Reservoir Geophysics: Applications**. [S.I.]: SEG/EAGE, 2008.

ANDERSEN, C. F. et al. Interactive interpretation of 4D prestack inversion data using rock physics templates, dual classification, and real-time visualization. **The Leading Edge**, p. 898-906, 2009.

AVSETH, P.; MAVKO, G.; MUKERJI, T. **Quantitative Seismic Interpretation**. Cambridge: Cambridge University Press, 2008.

BATLZE, M.; WANG, Z. Seismic Properties of Pore Fluids. **Geophysics**, **57**, p. 1396-1408, 1992.

BONET, E. J.; GABRIELLI, M. L. Propriedades de Rochas. **Curso de Engenharia de Petróleo, Petrobras**, p. 103, 1985.

BROWN, A. **Interpretation of 3D Seismic Data**. [S.I.]: AAPG Memoir 42, 1991.

CHRISTENSEN, N.; WANG, H. F. The influence of pore pressure and confining pressure on dynamic elastic properties of Berea sandstone. **Geophysics** **65**, p. 351-367, 1985.

COLE, S. et al. **Pressure and Saturation Inversion of 4D Seismic Data by Rock Physics Forward Modeling**. SEG Int'l Exposition and 72nd Annual Meeting. Salt Lake City, Utah: [s.n.]. 2002.

COLÉOU, T. et al. **4D Petrophysical seismic inversion on the Troll West field**. Eleventh International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Salvador: [s.n.]. 2009.

COSENTINO, L. **Integrated Reservoir Studies**. Paris: INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE PUBLICATIONS, 2001.

DADASHPOUR, M.; LANDRO, M.; KLEPPE, J. Nonlinear inversion for estimating reservoir parameters from time-lapse seismic data. **J. GEOPHYS. ENG.** 5, p. 54-66, 2008.

DONG, Y.; OLIVER, D. S. **Sensitivity of seismic impedance impedance change to permeability and porosity**. TUPREP Annual Technical Report. [S.I.]: [s.n.]. 2001. p. 110-137.

DONG, Y.; OLIVER, D. S. **Quantitative Use of 4D Seismic Data for Reservoir Description**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado. U.S.A.: [s.n.]. 2003.

DOYEN, P. M. et al. **Saturation Mapping From 4-D Seismic Data in the Statfjord Field**. OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. Houston, Texas: OTC 12100. 2000.

DVORKIN, J.; NUR, A. Elasticity of high-porosity sandstones: Theory for two North Sea datasets. **Geophysics**, p. 1363-1370, 1996.

EMERICK, A. **“Calculating Seismic Attributes Within a Reservoir Flow Simulator”**. LACPEC. SPE107001. Buenos Aires, Argentina.: [s.n.]. 2007.

FLORICICH, M. et al. **Determination of a seismic and engineering consistent petro-elastic model for time-lapse seismic studies**: Application to the Schiehallion Field. SEG Annual Meeting. New Orleans: [s.n.]. 2006. p. 3205-3209.

GOSSELIN, O. E. A. **History Matching Using Time-lapse Seismic(HUTS)**. Annual Technical Conference and Exhibition. Denver: [s.n.]. 2003. p. 15.

HOFMAN, R.; ET AL. Effective Pressure or What is The Effect of Pressure?, p. 1256-1260, December 2005.

HUANG, X.; MEISTER, L.; WORKMAN, R. **Reservoir Characterization by Integration of Time-lapse Seismic and Production Data**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: [s.n.]. 1997. p. 439-447.

IDA, M. **Incorporação Quantitativa de Dados de Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2009.

JANSSEN, A. Simulation driven seismic modeling applied to the design of a reservoir surveillance system for Ekofisk Field, Stavanger, September 2006.

JOHANN, P. R. S. **"4D Seismic in Brazil: Experiences in Reservoir Monitoring"**. Offshore Technology Conference. OTC18400. Houston, Texas, U.S.A.: [s.n.]. 2006.

LAFET, Y. et al. **Global 4-D seismic inversion and time-lapse fluid prediction**. Eleventh International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Salvador: [s.n.]. 2009.

LANDA, J. L.; HORNE, R. N. **A Procedure to Integrate Well Test Data, Reservoir Performance history and 4-D Seismic Information into a Reservoir Description**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio: [s.n.]. 1997. p. 99-114.

LANDRO, M. Discrimination between pressure and fluid saturation changes from fluid saturation changes from time-lapse seismic data. **Geophysics**, 66, 2001. 836-844.

LANDRO, M. Future Challenges and Unexplored Methods for 4D Seismic Analysis. **Canadian Society of Exploration Geophysicists (CSEG)**, p. 128-135, 2006.

LANDRO, M. et al. Discrimination between pressure and fluid saturation changes from marine multicomponent time-lapse seismic data. **Geophysics**, p. 1592-1599, 2003.

LANDRO, M.; DIGRANES, P.; STRONEN, L. K. Mapping reservoir pressure and saturation changes using seismic methods - possibilities and limitations. **First Break** 19, p. 671-7, 2001.

LUMLEY, D. **Seismic Time-Lapse Monitoring of Subsurface**. Stanford University. [S.I.]. 1995.

LUMLEY, D. E. . B. R. A. Practical Issues of 4D Seismic Reservoir Monitoring: What an Engineer Needs to Know. **SPE Reservoir Evaluation & Engineering**, 1998.

MACBETH, C.; SOLDI, J.; FLORICICH, M. **Going Quantitative with 4D Seismic Analysis**. SEG Int'l Exposition and 74th Annual Meeting. Denver, Colorado: [s.n.]. 2004.

MACHADO, A. **Análise Quantitativa de Mapas de Pressão e Saturação no Processo de Ajuste de Histórico**. Campinas. 2010.

MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. Assisted History Matching Using Streamline Simulation. **Petroleum Science and Technology**, v. n. 7-8, vol. 23, p. 761-774, 2005.

MAVKO, G. . M. T. A. D. J. **The Rock Physics Handbook**. [S.I.]: Cambridge University Press, 1998. 329 p.

MEZGHANI, M. . E. A. "**History Matching and Quantitative Use of 4D Seismic Data**". SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE90420. Houston, Texas, U.S.A.: [s.n.]. 2004.

NES, O. M.; HOLT, R. M.; FJAER, E. **The reliability of core data as input to seismic reservoir monitoring studies**. SPE European Petroleum Conference. Paris, France: [s.n.]. 2000.

NUR, A. Four-dimensional seismology and(true) direct direct detection of hydrocarbon. **The Leading Edge** 8, p. 30-36, 1989.

OLIVEIRA, R. M. "**Marlim Field: Incorporating 4D Seismic in the Geological**". SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. SPE108062. Buenos Aires, Argentina.: [s.n.]. 2007.

RISSO, V. F. **“Ajuste Histórico Utilizando Planejamento Estatístico e Combinação de Dados de Produção, Pressão e Mapas de Saturação.** Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica. Campinas: [s.n.]. 2007.

SARKAR, S.; GOUVEIA, W. P.; JOHNSTON, D. H. **On the Inversion of time-lapse data.** SEG Expanded Abstracts. [S.l.]: [s.n.]. p. 1489-1492.

SEN, M.; STOFFA, P. L. **GLOBAL OPTIMIZATION METHODS IN GEOPHYSICAL INVERSION.** Austin, Tx: Elsevier, 1995.

SOUZA, R. M. et al. **Iterative History Matching Technique for Estimating Reservoir Parameters from Seismic Data.** Europec. Barcelona, Spain: [s.n.]. 2010.

STAPLES, R. E. A. **“Integrating 4D Seismic to Optimize Production”.** Presented at the SPE 13th European Petroleum Conference. SPE78346. Aberdeen, Scotland: [s.n.]. 2002.

STEPHEN, K. D. . M. C. . H.-W. U. **Reducing reservoir prediction uncertainty using seismic history matching.** SPE100295. Viena: [s.n.]. 2006.

STOVAS, A. M. . L. M. Fluid pressure discrimination in anisotropic reservoir rocks - a sensitivity study. **Geophysics 70**, p. 87-94, 2005.

TSUNEYAMA, F. **Quantitative Detection of Fluid Distribution Using Time-Lapse Seismic.** Stanford University. Palo Alto, California. 2005.

TURA, A.; LUMLEY, D. E. Subsurface fluid flow properties from time-lapse elastic wave reflection data: Proceedings of SPIE, Volume 3453, 1998. 125-138.

TURA, A.; LUMLEY, D. E. **Estimating pressure and saturation changes from time-lapse AVO data.** 69th Annual Internat. Mtg.. [S.l.]: Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts. 1999. p. 1655-1658.

WAGGONER, J. R. **Lessons Learned from 4D Projects.** Annual Technical Conference and Exhibition. SPE 49144. [S.l.]: [s.n.]. 1998.

WU, J. . M. T. . J. **“Improving Water Saturation Prediction with 4D”**. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. SPE95125. Texas, U.S.A.: [s.n.]. 2005.

YILMAZ, Ö. **Seismic Data Analysis**. Tulsa, USA: Society of Exploration Geophysics, 2001.

ZHANG, F.; REYNOLDS, A. C. **Optimization algorithms for automatic history matching of production data**. 8th European Conference on the Mathematical of Oil Recovery. Freiberg, Germany: [s.n.]. 2002.

## Apêndice

### Avaliações de Parâmetros Secundários no Processo de Inversão Simultânea de Saturação e Pressão

Os resultados obtidos no Caso A (Item 6.1), através da aplicação do Método 1, que estima os valores de saturação de água implicitamente e, de pressão, explicitamente. Neste método, um conjunto de parâmetros, dependentes da pressão são mantidos fixos durante a execução do processo de inversão devido à baixa sensibilidade da resposta acústica deste modelo de reservatório a variações de pressão (Item 5.1.3.1).

Esta abordagem para o problema foi definida após se constatar esta baixa sensibilidade em relação a variações de pressão no modelo utilizado no Caso A. Contudo, o conceito inicial sempre foi inverter simultaneamente a saturação de água e pressão, de forma a obter estimativas de ambas as propriedades em função do comportamento de IA.

Assim, inicialmente uma série de estudos foi realizada para avaliar a resposta de IA ao se atualizar os valores das massas específicas das fases e porosidade efetiva durante a execução do algoritmo de otimização.

Tabela 7.1: Organização dos estudos complementares a definição da metodologia proposta.

<b>Estudo</b>	<b>Parâmetro atualizado</b>	<b>Parâmetros fixos</b>	<b>Modelo Hertz-Mindlin</b>
Verificação 1	Massa específica do óleo	Porosidade efetiva e massa específica da água	Não
Verificação HM1	Massa específica do óleo	Porosidade efetiva e massa específica da água	Sim

Na Tabela 7.1 são apresentadas as características de cada estudo. Foram feitas duas verificações. A verificação 1 compreende a atualização dos valores das massas específicas de óleo e, além disso, a verificação HM1 utiliza a modelagem de pressão proposta por Hertz-Mindlin (Item 2.6.2.6), para avaliar uma possível melhora na sensibilidade da resposta acústica do reservatório em relação a variações de pressão.

É importante ressaltar que esta teoria é proposta para sedimentos pouco consolidados que, de forma grosseira, foi assumido neste estudo como sendo aqueles com porosidade efetiva de 35% (AVSETH, MAVKO e MUKERJI, 2008). Assim, a porosidade do modelo de reservatório do Caso A foi alterada para 35%, para se adequar as condições de aplicabilidade desta teoria.

Da mesma forma, foram realizadas avaliações para a massa específica da água e porosidade efetiva e, por apresentaram resultados similares aos da verificação 1 e HM1 foram omitidas.

Os itens que seguem neste anexo estão dispostos de acordo com a organização dos estudos realizados, apresentada na Tabela 7.1.

### **Verificação 1**

Na Figura 7.1 são apresentados os mapas de saturação utilizados nesta verificação 1. O principal destaque destes resultados está no gráfico do canto inferior esquerdo, no qual a saturação estimada agora é obtida atualizando-se os valores de massa específica do óleo durante o processo de inversão.

O algoritmo de otimização gera estimativas de pressão e saturação visando a minimização da função objetivo em estudo. Nesta verificação, cada estimativa de pressão é reinserida nas Equações 2.7 e 2.11 e, assim um novo valor de massa específica é calculado e então utilizado no cálculo da IA a ser considerada na FO. Assim as massas específicas do óleo são atualizadas a cada iteração do algoritmo de inversão. É importante lembrar que o processo de inversão é feito em cada célula da malha, ou seja, a FO é minimizada em cada célula, de forma independente uma da outra.

Comparando-se os mapas de saturação estimada e real (Figura 7.1), nota-se que os efeitos das estruturas de permeabilidade horizontal no comportamento da frente de saturação de água continuam sendo definidas. Contudo, a distribuição interna, próxima ao poço injetor e em direção ao canal de permeabilidade apresentam diferenças significativas em relação ao mapa a ser honrado (canto superior esquerdo da Figura 7.1). Este comportamento é atribuído a não unicidade da resposta acústica do reservatório e de fato os vínculos utilizados, neste estudo, para este modelo de reservatório (Figura 6.8) são demasiadamente simples para controlar as variações da resposta acústica do reservatório impostas por esta atualização. Neste caso, é necessário o desenvolvimento de vínculos mais eficientes, a serem desenvolvidos em trabalhos futuros, que sejam baseados em diferentes fontes de informação, como perfis, testemunho, dados de produção etc.

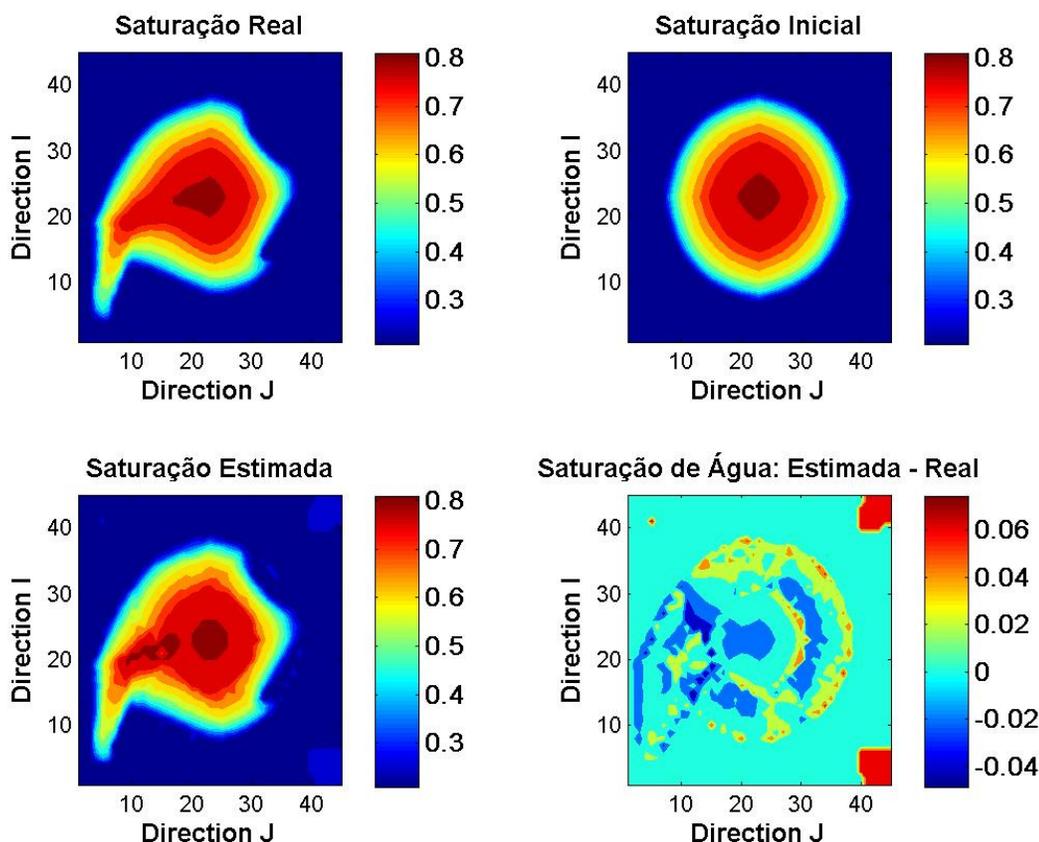


Figura 7.1: Mapas de saturações da verificação 1.

Na Figura 7.2, pelas diferenças entre a saturação estimada e real (canto inferior direito) destaca-se que a distribuição de saturação estimada apresenta uma

variabilidade muito menor do que aquela apresentada pela diferença entre os mapas de saturação de água inicial e real. Mesma tendência obtida com os resultados da aplicação do Método 1 para o Caso A (Item 6.1). De fato, as variações causadas pela atualização da massa específica do óleo, em cada célula da malha, não resulta em diferenças significativas na exatidão da distribuição de saturação de água, porém a simplicidade dos vínculos afeta a localização correta das estimativas obtidas nas regiões próximas ao injetor e do canal de alta permeabilidade.

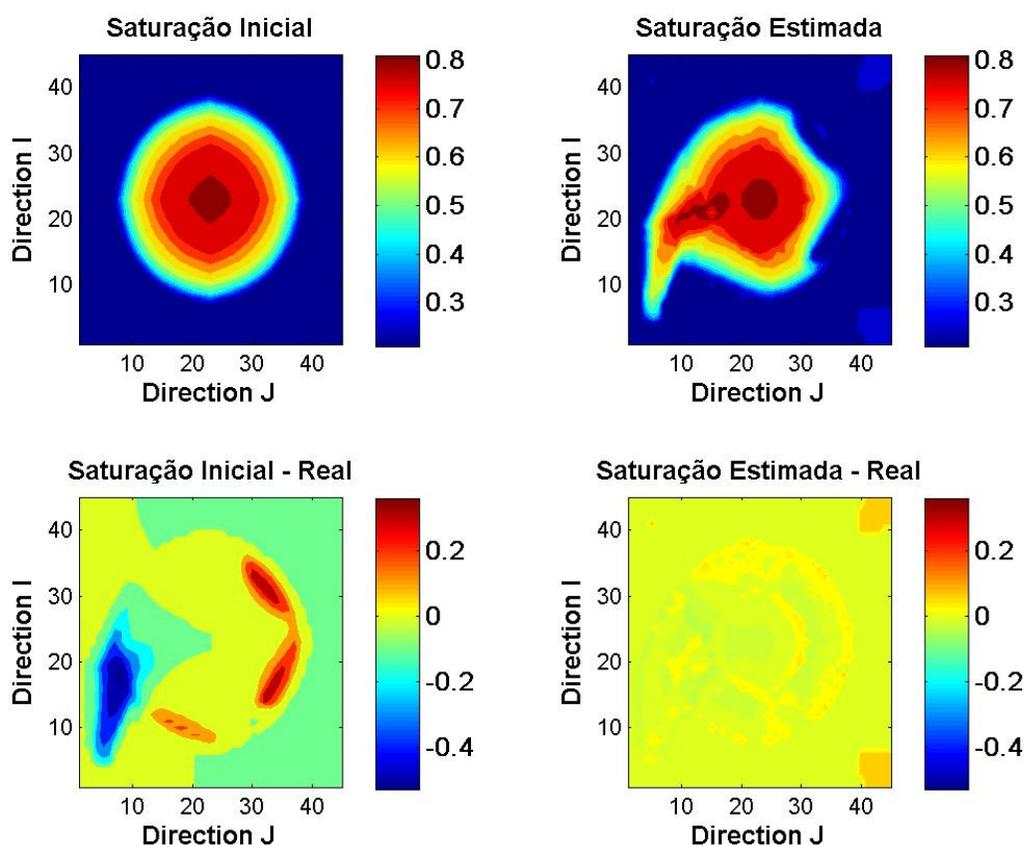


Figura 7.2: Conjunto de mapas para avaliação das diferenças entre as saturações inicial, real e estimada na Verificação 1.

### Verificação HM1

A superfície de resposta de IA em função da saturação de água e pressão encontra-se na Figura 7.3. A resposta de IA varia 11,5% para uma mudança de 45% no valor da pressão. No Caso A, para esta mesma faixa de valores de pressão obteve-se

uma variação 0,09% nos valores de IA. Deve se ter cautela em comparar estes dois resultados, uma vez que a porosidade do modelo de reservatório foi alterada para 35% para adequar-se as condições de aplicabilidade desta teoria, ao invés dos 20% utilizados no Caso A.

Contudo esta avaliação é extremamente válida aos objetivos desta dissertação, uma vez que a sensibilidade da resposta acústica do reservatório ao comportamento da pressão foi determinante na definição dos Métodos 1 e 2 (Itens 4.1.1 e 4.1.2) propostos neste trabalho.

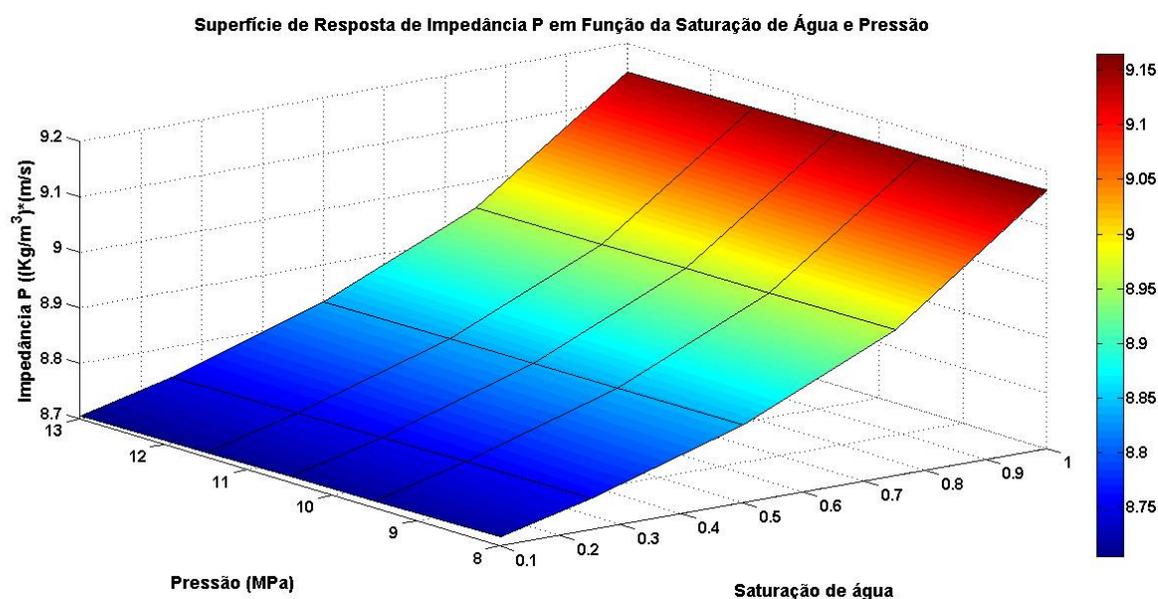


Figura 7.3: Superfície de resposta de impedância acústica em função da saturação e pressão com a modelagem de Hertz-Mindlin.

Na Figura 7.4 são apresentados os resultados obtidos para este modelo de reservatório com porosidade de 35% para aquisições sísmicas sintéticas realizadas com 1492 dias, mesmo instante utilizado no Caso A. Nota-se que alteração na porosidade torna inviável a indicação da presença das barreiras de permeabilidade (Figura 5.13a), existentes no modelo real, a partir da distribuição de saturação de água a ser honrada (canto superior esquerdo) e, conseqüentemente também impossibilita estimar a sua presença através dos métodos propostos neste estudo.

A saturação estimada obtida (canto inferior esquerdo da Figura 7.4) novamente apresenta uma alteração na distribuição da saturação de água próxima a região do

poço injetor. Este comportamento é novamente atribuído a não unicidade da resposta acústica deste modelo. O mapa das diferenças entre a saturação estimada e real (canto inferior direito), assim como os resultados anteriores (Figuras 6.3 e 7.2), também apresentam boas estimativas, tanto quantitativamente quanto qualitativamente, desta propriedade.

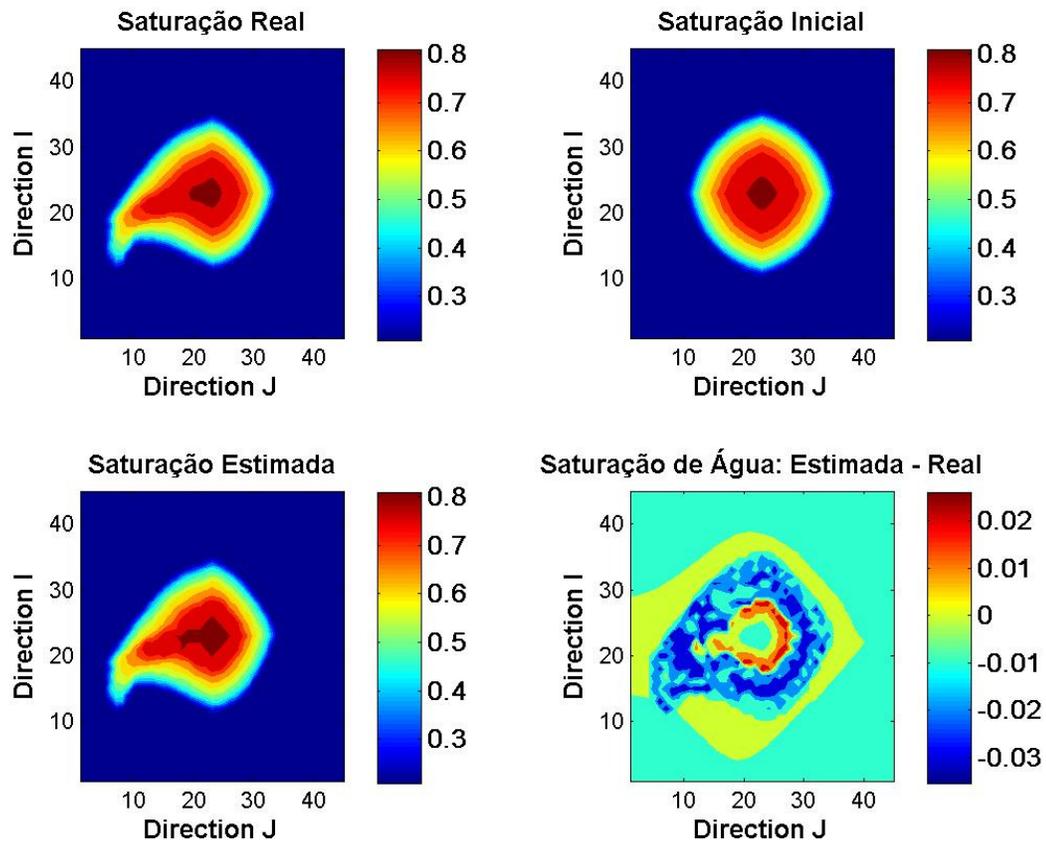


Figura 7.4: Conjunto de mapas para avaliação das diferenças entre as saturações inicial, real e estimada na Verificação HM1.

O uso desta teoria para modelar a influência da variação de pressão na resposta de IA, apesar de ter se mostrado promissora, nesta aplicação não gerou resultados satisfatórios para as pressões estimadas, de forma que tais resultados não foram considerados relevantes aos aspectos aqui apresentados e, portanto, não são apresentados.

## **Anexo**

### **Análise Quantitativa de Mapas de Pressão e Saturação no Processo de Ajuste de Histórico**

Neste anexo serão apresentados os resultados obtidos por Machado (2010), que avaliou o uso de mapa de saturação de água e pressão, fornecidos pela sísmica 4D, em um processo de ajuste de histórico para o mesmo modelo de reservatório do Caso A desta dissertação (Item 5.1).

Os resultados apresentados aqui visam ressaltar a importância do uso dos mapas de saturação de água e pressão, fornecidos pela sísmica, no processo de ajuste de histórico. Para melhor compreensão dos resultados, serão apresentados os aspectos da metodologia proposta por Machado (2010) que compreendem a integração destes mapas no processo de ajuste.

### **Resumo da Metodologia**

Na Figura 7.5 encontra-se o fluxograma geral do procedimento de ajuste proposto por Machado (2010). Esta destacada a aplicação dos mapas de saturação de água e pressão, provenientes da sísmica, no procedimento de ajuste. É importante ressaltar que é justamente esta informação que se busca fornecer nesta dissertação, viabilizando a aplicação desta metodologia.

Dentro do escopo deste anexo, os aspectos de destaque no desenvolvimento desta metodologia são:

- Cálculo dos Mapas de erros;
- Zoneamento do Reservatório;
- Definição das funções objetivo de mapas e global;

A descrição detalhada dos demais aspectos do desenvolvimento desta metodologia está disponível no texto original (MACHADO, 2010).

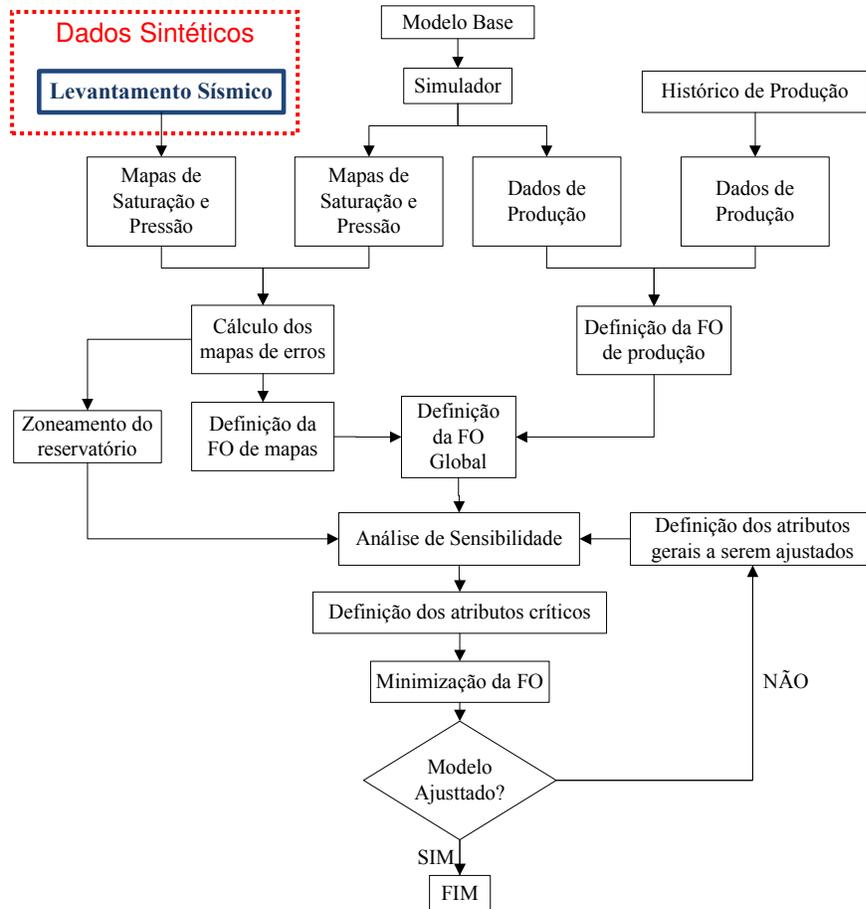


Figura 7.5: Fluxograma geral do Procedimento de Ajuste proposto por Machado (2010).

### Mapa de Diferenças (Erros)

Uma importante etapa no processo de ajuste de histórico é a escolha das regiões do reservatório onde as alterações de determinado atributo serão efetuadas (regiões críticas). Risso (2007) propôs a utilização de um mapa de diferenças para identificação das regiões críticas de um reservatório.

O mapa de diferenças é obtido a partir da diferença entre os mapas simulados (simulação do caso base) e os mapas observados (simulação do caso real) para cada célula da malha de simulação de acordo com a Equação 7.1. A partir dos mapas de diferenças e de outras informações tais como incertezas e simulação por linhas são

definidas as regiões e propriedades a serem modificadas no durante o ajuste de histórico.

$$\Delta X_i = X_i^{Inicial} - X_i^{Real} \quad (7.1)$$

onde:

- O subscrito  $i$  é a posição da célula na malha de simulação;
- $\Delta X$  é a diferença do parâmetro  $X$  calculado na célula  $i$ ;
- $X^{Inicial}$  e  $X^{Real}$  são as medidas do parâmetro  $X$  nos Modelos Inicial e Real na célula  $i$ .

O parâmetro  $X$  pode ser qualquer um, na metodologia proposta pelo autor, foram utilizadas saturação de água e pressão.

A Figura 7.6 mostra um exemplo de escolha das regiões críticas a partir do mapa de erro.

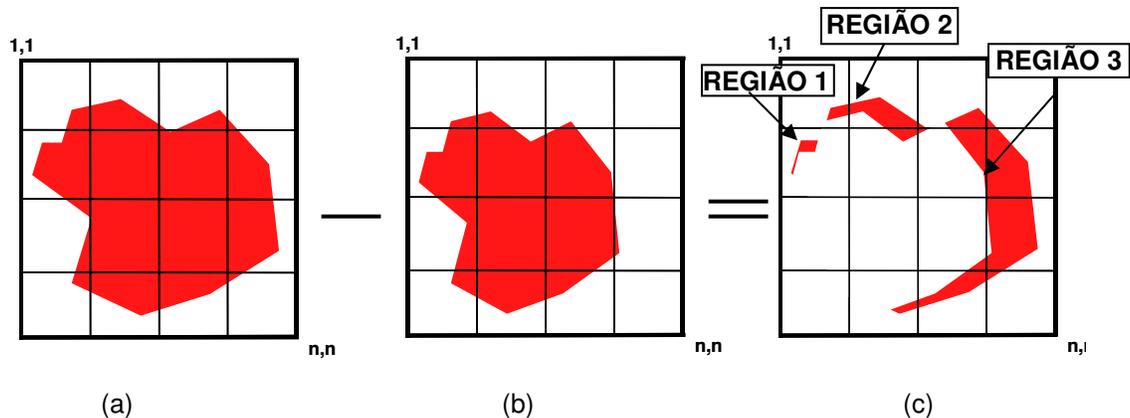


Figura 7.6: Definição das regiões: (a) mapa simulado (b) mapa real (c) mapa de erro (RISSO, 2007).

No caso da pressão do campo, o mapa de diferenças é calculado apenas pela diferença em cada célula da malha de simulação entre o caso sintético e o caso base.

### Zoneamento do Reservatório

Nesta etapa o reservatório é dividido em regiões a partir de informações obtidas nos mapas de erros de saturação de água e pressão, e nas linhas de fluxo do Modelo Inicial. Também são utilizados dados da produção dos poços para embasar a escolha das regiões. Em geral, a seleção das regiões é feita de maneira subjetiva, principalmente no início da produção. Poucos trabalhos abordam metodologias de seleção de regiões.

### **Definição das Funções Objetivo de Mapas e Global**

Foram definidas funções de mapas e de produção. A função-objetivo de produção se baseia nos dados de produção e pressão dos quatro primeiros anos de produção do campo. A função-objetivo de mapa depende dos mapas de erros de pressão e saturação de água, obtidos ao final do período de ajuste.

A função objetivo global, que incorpora o erro de mapas é dada por:

$$FO = W_P \cdot FO_P + W_M \cdot FO_M \quad (7.2)$$

onde  $W_P$  e  $W_M$  são, respectivamente, os pesos atribuídos à função-objetivo de produção ( $FO_P$ ) e à função-objetivo de mapas ( $FO_M$ ) dentro da função-objetivo global ( $FO$ ). Para determinar o erro dos dados de produção e pressão ( $FO_P$ ) é utilizado o equacionamento apresentado por (MASCHIO e SCHIOZER, 2005)

Para se avaliar a importância dos pesos atribuídos a cada informação são definidos quatro procedimentos de ajuste que, buscam uma melhor integração entre os dados de mapas e os dados de produção e, principalmente, avaliam o benefício alcançado com a inclusão dos dados de mapas de pressão ao processo de ajuste. Segue uma breve descrição dos procedimentos realizados.

#### **Procedimento de Ajuste 1**

Neste procedimento não é utilizada nenhuma informação de mapas em qualquer fase (parametrização ou otimização), ou seja, é aplicada a metodologia de ajuste tradicional encontrada na literatura. Este caso servirá de base para quantificar a importância da utilização de mapas no processo de ajuste.

#### **Procedimento de Ajuste 2**

Este procedimento consiste na utilização da informação dos mapas (saturação de água e pressão) somente para auxiliar na definição das regiões do reservatório que

serão modificadas no ajuste (regiões-atributo), no entanto não são considerados como parâmetros de ajuste e, portanto, não são incorporados à função-objetivo.

### Procedimento de Ajuste 3

O propósito deste procedimento é estudar a integração entre a informação de mapas e os dados de produção no processo de ajuste de histórico. Neste procedimento o intuito principal é identificar quais pesos devem ser atribuídos a cada informação (dados de mapa e dados de produção). Neste caso o mapa de saturação de água é ajustado e o mapa de pressão é utilizado somente na parametrização (zoneamento do reservatório).

### Procedimento de Ajuste 4

Agora é analisada a utilização do mapa de pressão como parâmetro de ajuste. Esta análise é feita selecionando uma combinação de pesos que proporcionar maior qualidade no ajuste do modelo. Em seguida o modelo é novamente ajustado, porém com a incorporação do mapa de pressão ao ajuste de mapas. Com isso espera-se melhorar a qualidade do ajuste em relação àquele onde somente o mapa de saturação de água é utilizado.

A Tabela 7.2 mostra um resumo dos quatro procedimentos que serão estudados bem como os pesos que deverão ser atribuídos a cada informação em cada caso.

Tabela 7.2: Resumo dos casos de estudo (MACHADO, 2010).

<i>Procedimento de Ajuste</i>	<b>Peso atribuído a cada informação</b>				
	<i>Produção e Pressão nos poços</i>	<i>Mapas</i>	<i>Mapa de Saturação</i>	<i>Mapa de Pressão</i>	<i>Utiliza informação de mapas na parametrização?</i>
<b>01</b>	1.00	0.00	-	-	Não
<b>02</b>	1.00	0.00	-	-	Sim
<b>03</b>	$\beta$	$1 - \beta$	1.00	-	Sim
<b>04</b>	$\alpha$	$1 - \alpha$	0.50	0.50	Sim

Em um caso real, o valor de  $\alpha$  é condicionado à quantidade de dados disponíveis de produção e mapas, e, também, da confiabilidade que se tem nesses dados, no

entanto, neste trabalho, considera-se que a quantidade e a confiabilidade dos dados de produção e mapas é a mesma. Feita essas considerações, é possível analisar somente o ganho que se tem com a incorporação de mapas ao processo de ajuste com a variação de  $\beta$ .

## **Resultados e Discussão**

A análise é feita pela comparação entre as curvas de produção e pressão obtidas em cada modelo e a comparação entre os valores das funções-objetivo minimizadas. Também é discutida a qualidade da previsão de cada modelo ajustado.

A análise do caso é separada em Ajuste de Histórico e Previsão de Comportamento. No Ajuste de Histórico são apresentados resultados obtidos na aplicação dos procedimentos de ajustes definidos por Machado (2010). No Procedimento de Ajuste 1 (Proc. 1) não são utilizados dados sísmicos nem na parametrização nem na otimização, no Procedimento de Ajuste 2 (Proc. 2) a sísmica é utilizada na parametrização, mas não na otimização, no Procedimento de Ajuste 3 (Proc. 3 e suas derivações) a sísmica é utilizada na parametrização e na otimização, no entanto, apenas o erro referente à saturação de água é incorporado a função-objetivo de mapas, e, por fim, no Procedimento de Ajuste 4 a informação sísmica é utilizada na parametrização e na otimização, sendo que em sua aplicação na otimização é considerado o erro de saturação e também de pressão.

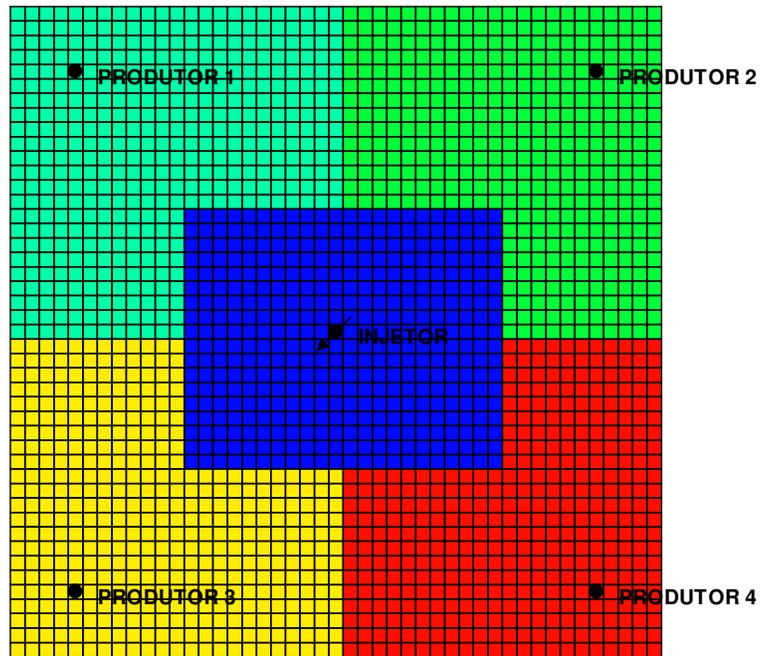


Figura 7.7: Zoneamento do reservatório usado no Procedimento de Ajuste 1

### Ajuste de Histórico

Antes da apresentação dos resultados obtidos, alguns pontos devem ser estabelecidos para um melhor entendimento da análise dos dados realizada no Caso A:

- Não foi possível o ajuste da produção de água no Produtor 3, considerando o zoneamento mostrado na Figura 7.7, através do procedimento de ajuste 1. Isto era esperado uma vez que não se tinha muita informação durante a parametrização do problema. No entanto, não seria coerente penalizar o procedimento e parar o processo sem ajustar o Produtor 3. Para tal, um novo zoneamento foi feito acrescentando um canal ligando o Injetor ao Produtor 3, porém, sem nenhuma informação suplementar não foi possível uma alocação mais precisa deste canal.
- Nos resultados o zoneamento mostrado na Figura 7.7 e o zoneamento considerando o canal são referidos, respectivamente, como Proc. 1.1 e Proc. 1.2. Lembrando que nos os dois casos são diferentes entre si apenas pelo zoneamento do reservatório;

- No Procedimento de Ajuste 3 a proporção entre a função-objetivo de mapas e a de produção, dentro da função objetivo total, escolhida para ser aplicada no Procedimento de Ajuste 4 foi a do Procedimento de Ajuste 3.1. Essa proporção foi escolhida por apresentar o melhor ajuste.
- A nomenclatura dos modelos será de acordo com o procedimento que o gerou, como por exemplo, o modelo 3.1 é gerado pelo ajuste do Modelo Inicial através do Procedimento de Ajuste 3.1 e assim por diante.

A Figura 7.8 apresenta o zoneamento considerado no Procedimento de Ajuste 1.2.

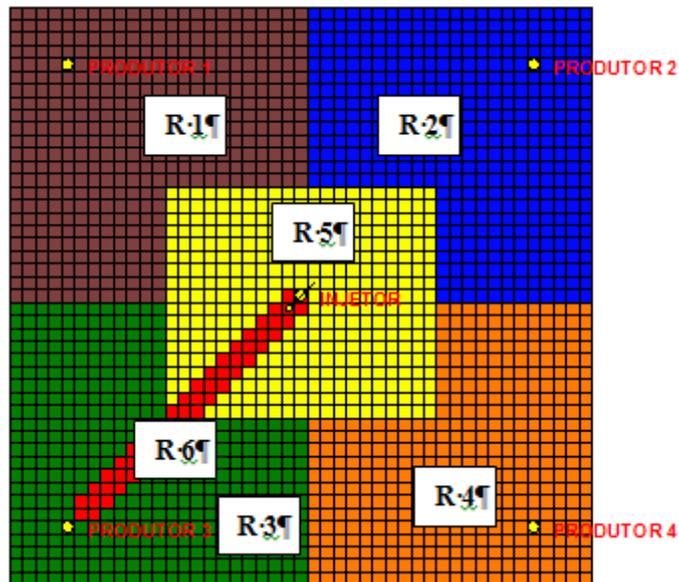


Figura 7.8: Zoneamento considerado no Procedimento de Ajuste 1.2 (MACHADO, 2010).

A Figura 7.9 apresenta os valores das funções-objetivo otimizadas em cada procedimento de ajuste.

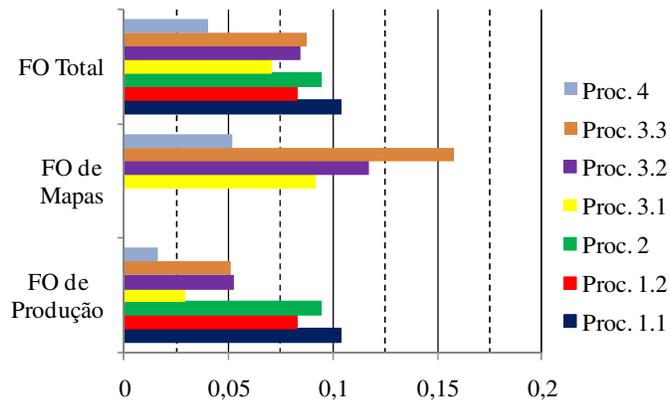


Figura 7.9: Funções-objetivo otimizadas (MACHADO, 2010).

A Figura 7.9 mostra que a utilização dos mapas na parametrização proporcionou uma melhora substancial no ajuste dos dados de produção (FOP), no entanto, nos Procedimentos de Ajuste 3.2 e 3.3, o ajuste de mapas foi penalizado por não ser tão considerado na função-objetivo quanto no Procedimento de Ajuste 3.1, fato que contribuiu para o aumento do valor da função objetivo total desses casos.

O valor da função objetivo obtido no Procedimento de Ajuste 2 foi inferior ao obtido no Procedimento de Ajuste 1.2, apesar da parametrização no primeiro ter sido feita considerando dados de mapas. Tal fato demonstra que uma parametrização mais detalhada aumenta a complexidade do ajuste, se esse aumento não é seguido de um acréscimo de parâmetros de controle, tem-se uma dificuldade de convergência do ajuste.

A Tabela 7.3 apresenta os valores de permeabilidades para as regiões consideradas no Procedimento de Ajuste 1.1.

Tabela 7.3: Permeabilidades encontradas para o modelo 1.1 (MACHADO, 2010).

	<i>R1</i>	<i>R2</i>	<i>R3</i>	<i>R4</i>	<i>R5</i>
<b>Permeabilidade (mD)</b>	228	189	255	171	550

A Tabela 7.3 apresenta os valores de permeabilidades para as regiões consideradas no Procedimento de Ajuste 1.2. Note que a Região 5 é praticamente a mesma nos dois modelos com exceção apenas do canal, no entanto, os valores encontrados de permeabilidade são completamente diferentes. A consideração do canal

“liberou” a Região 5 melhorando seu ajuste. Nas outras regiões o impacto não foi tão grande.

Tabela 7.4: Permeabilidades encontradas para o modelo 1.2 (MACHADO, 2010).

	<i>R1</i>	<i>R2</i>	<i>R3</i>	<i>R4</i>	<i>R5</i>	<i>R6</i>
<b>Permeabilidade (mD)</b>	206.	181	243	201	228	999

Como nos Procedimentos de Ajuste 2, 3.1, 3.2, 3.3 e 4.1 o zoneamento do reservatório é o mesmo, pode-se apresentar os valores de permeabilidade em uma única tabela (Tabela 7.5).

Tabela 7.5: Permeabilidades encontradas para os Modelos 2, 3.1, 3.2, 3.3 e 4.1 (MACHADO, 2010).

		<i>Permeabilidades (mD)</i>						
<i>Procedimento de Ajuste</i>		<i>R1</i>	<i>R2</i>	<i>R3</i>	<i>R4</i>	<i>R5</i>	<i>R6</i>	<i>R7</i>
<b>Histórico</b>		1000	0	0	200	200	200	200
<b>02</b>		999	174	155	178	150	235	186
<b>03</b>	<b>3.1</b>	1009	26	30	184	203	200	206
	<b>3.2</b>	1070	122	80	167	161	182	220
	<b>3.3</b>	1025	148	132	172	156	220	215
<b>04</b>		1060	9	8	194	187	187	181

O Modelo 4 possui a distribuição de permeabilidade mais próxima da encontrada no Modelo Real, fato que refletiu em um melhor valor final da função objetivo, conforme ficou claro na Figura 7.9. Deste modo, a utilização de regiões parâmetro vindas do mapa de erros de pressão, melhorou consideravelmente o ajuste do modelo. O Modelo 4 é apresentado na Figura 7.10.

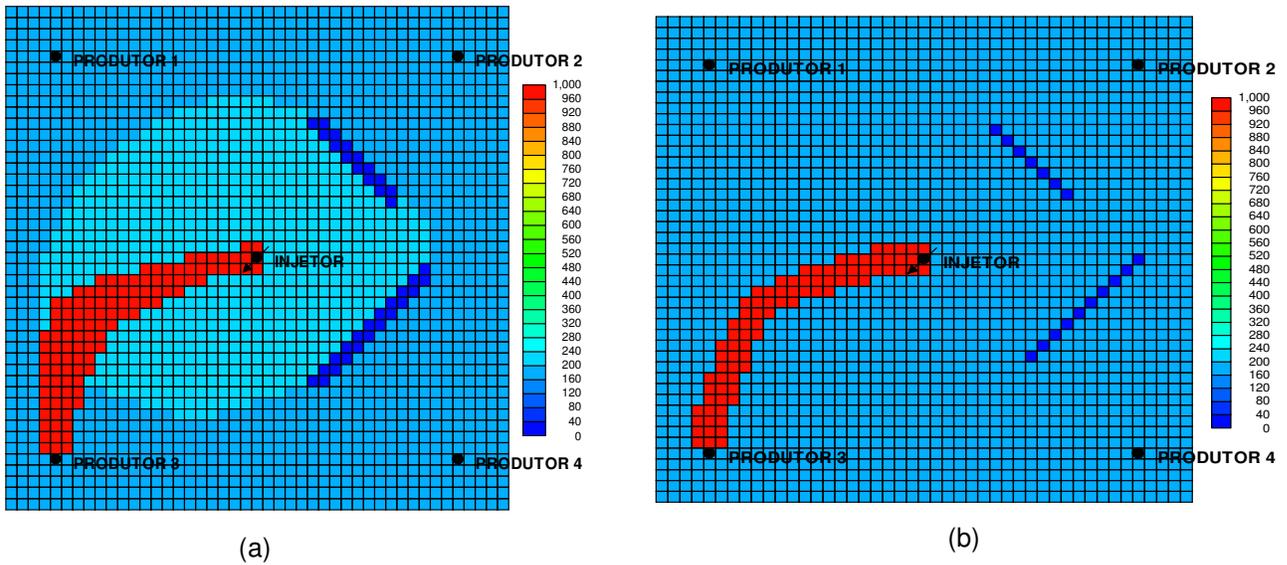


Figura 7.10: (a) Distribuição de permeabilidade do Modelo ajustado 4 e (b) Modelo Real.

### Ajuste dos Dados de Poços

Conforme citado, a proporção escolhida entre os dados de produção e de mapas para ser aplicada no Procedimento de Ajuste 4, foi aquela aplicada no Procedimento de Ajuste 3.1, ou seja, 1/3 para os dados de produção e 2/3 para os dados de mapas.

A Figura 7.11 mostra o ajuste de histórico da pressão de escoamento no fundo dos poços Produtor 1 (a) e Produtor 2 (b). No Produtor 1, o Ajuste pelo Procedimento 1.2 apresentou melhores resultados em relação aos demais procedimento o que pode ser explicado pelo fato de que na região próxima ao Produtor 1 não existe nenhuma anomalia geológica, dessa maneira o Produtor 1 é pouco afetado pelo ajuste de mapas e a configuração de regiões utilizada no Procedimento de Ajuste 1.2 foi suficiente para um bom ajuste nesse poço.

No caso do Produtor 2, o melhor resultado de ajuste também ficou por conta do Procedimento de Ajuste 1.2, mesmo nessa região existindo uma falha não considerada no zoneamento feito neste procedimento. A explicação para isso deve-se ao período em que está se efetuando o ajuste (4 primeiros anos de produção do campo), pois o Produtor 2 pode não estar sendo influenciado pela falha ainda, no entanto, uma previsão de comportamento baseado nesse ajuste, possivelmente, levaria a uma tomada de decisão errônea.

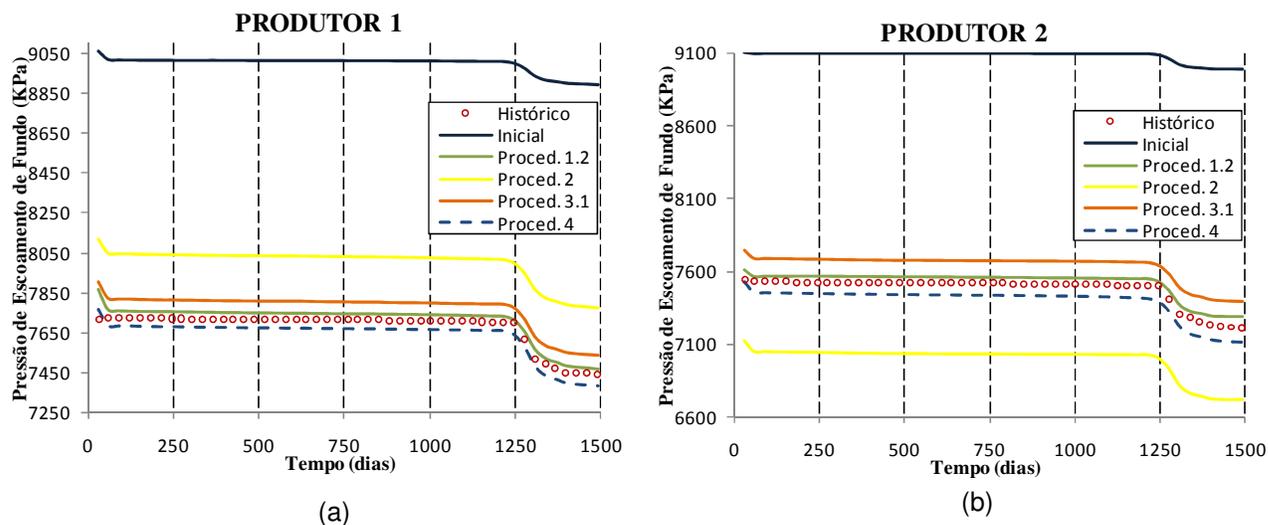


Figura 7.11: Ajuste da pressão de escoamento dos poços (a) Produtor 1 e (b) Produtor 2.

A Figura 7.12 mostra o ajuste de histórico da pressão de escoamento no fundo dos poços Produtor 3 (a) e Produtor 4 (b). No ajuste do poço Produtor 3 fica evidente a melhora de qualidade obtida com acréscimo do mapa de diferença de pressão. Como já foi observado, o ajuste de mapas direciona o processo para as regiões críticas do reservatório, no caso do Produtor 3, a melhora é devido a incorporação da Região 4 na função objetivo, fazendo com que o ajuste seja mais direcionado às proximidades deste poço. Ainda assim, a qualidade do ajuste dos Modelos 2, 3.1 e até mesmo do Modelo 4, não são melhores, devido a erros da localização e do formato do canal, o que poderia ser melhorado utilizando uma atualização das regiões automática ou refazendo o processo.

No Produtor 4, o ajuste de mapas aumentou muito a qualidade do ajuste, principalmente com a utilização do mapa de diferenças de pressão. Novamente, o ajuste foi direcionado às regiões próximas ao Produtor 4 (Região 5). A parametrização utilizando mapas permitiu considerar uma falha entre o poço Produtor 4 e o Injetor, melhorando a qualidade do zoneamento. Note que no Procedimento de Ajuste 2 também foi considerado um região de possível falha, no entanto, como o ajuste foi feito somente nos dados de produção, não foi possível a determinação da falha.

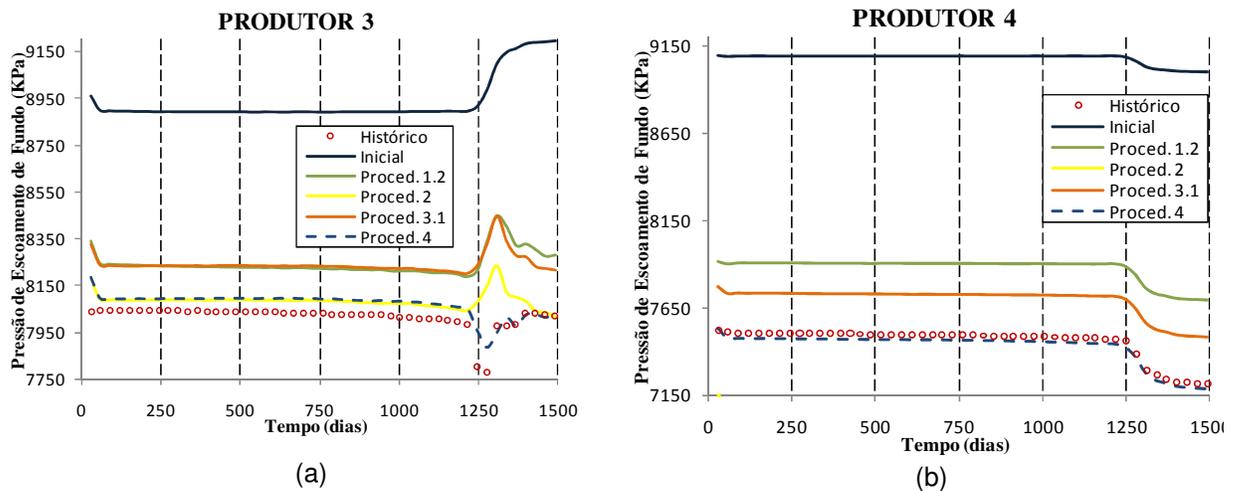


Figura 7.12: Ajuste da pressão de escoamento dos poços (a) Produtor 3 e (b) Produtor 4.

A Figura 7.13 mostra o ajuste de histórico da pressão de escoamento no fundo do poço Injetor (a) e o ajuste da produção de água no poço Produtor 3 (b).

Observa-se que as pressões de escoamento do Injetor nos modelos ajustados ficaram próximas ao histórico, pois o injetor não estava tão desajustado quanto os outros poços, sendo que o modelo obtido com o ajuste de dados de produção e mapas de saturação e pressão (Procedimento de Ajuste 4) 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 do Procedimento de Ajuste 4 ficou muito próximo do histórico; no entanto, o ajuste de produção de água utilizado os outros procedimentos são considerados satisfatórios em casos reais. Diferente disso, o Procedimento de Ajuste 1.1 não apresentou produção de água, pelo fato de na fase de parametrização não sido considerado, inicialmente, a presença de um canal. 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.

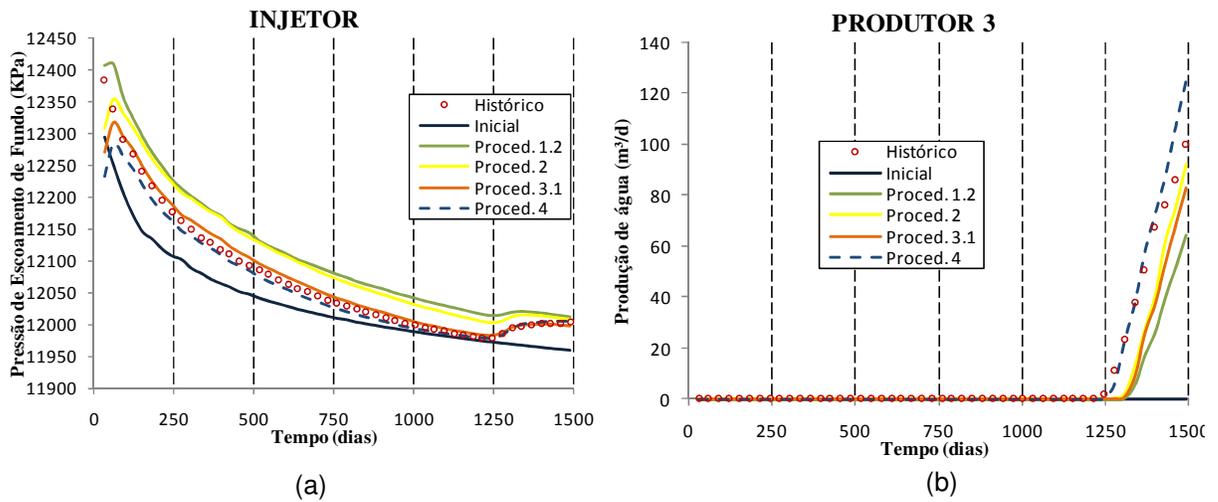


Figura 7.13: (a) Ajuste da pressão de escoamento do Injetor e (b) Ajuste da produção de água do Produtor 3 (MACHADO, 2010).

### Ajuste dos Mapas de Pressão e Saturação do Campo

As Figuras 7.19 e 7.20 contêm os mapas de diferenças de saturação de água e o de pressão, ambos sobrepostos pelo mapa de linhas de fluxo. Os mapas são analisados com intuito de verificar como ficam as anomalias após o ajuste. Aqui, como nos dados de produção, são verificados os valores das funções-objetivo de mapas.

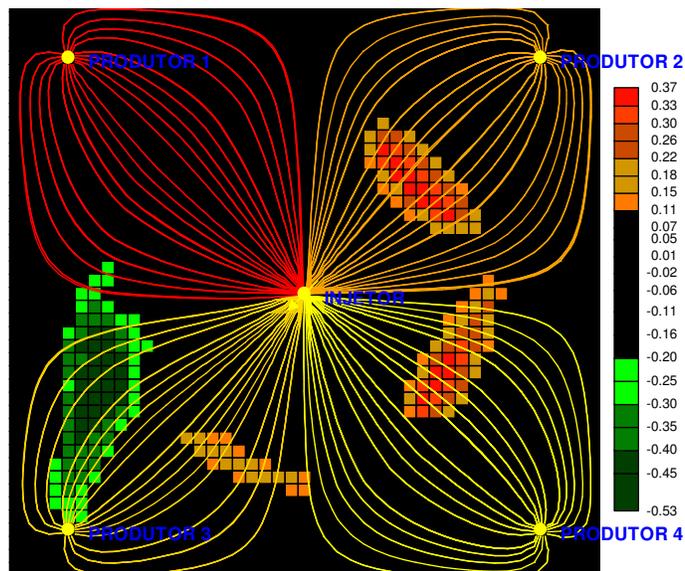


Figura 7.14: Mapa de diferenças de saturação de água no quarto ano de produção (MACHADO, 2010).

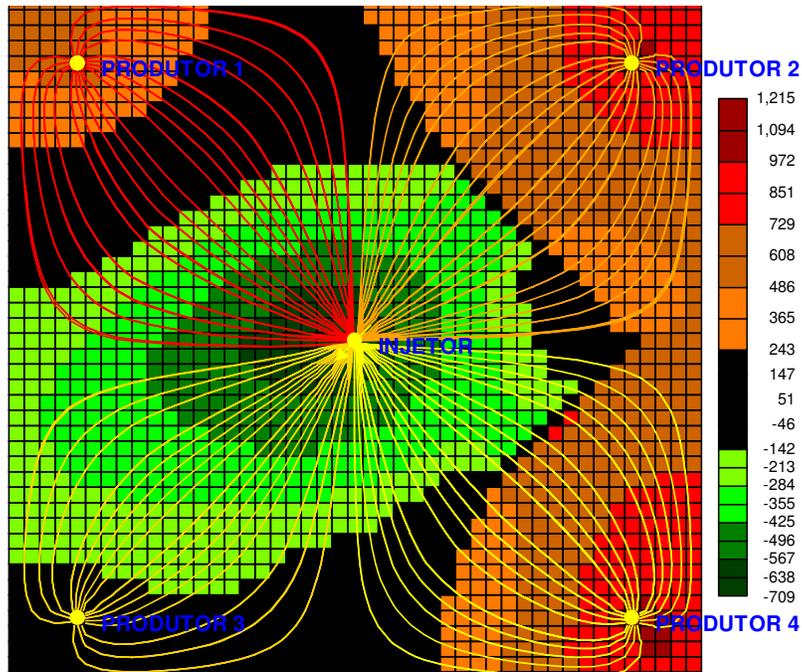


Figura 7.15: Mapa de diferenças de pressão no quarto ano de produção (MACHADO, 2010)

Na Figura 7.16 podemos observar os valores dos erros medidos em cada região parâmetro considerada na função-objetivo de mapas.

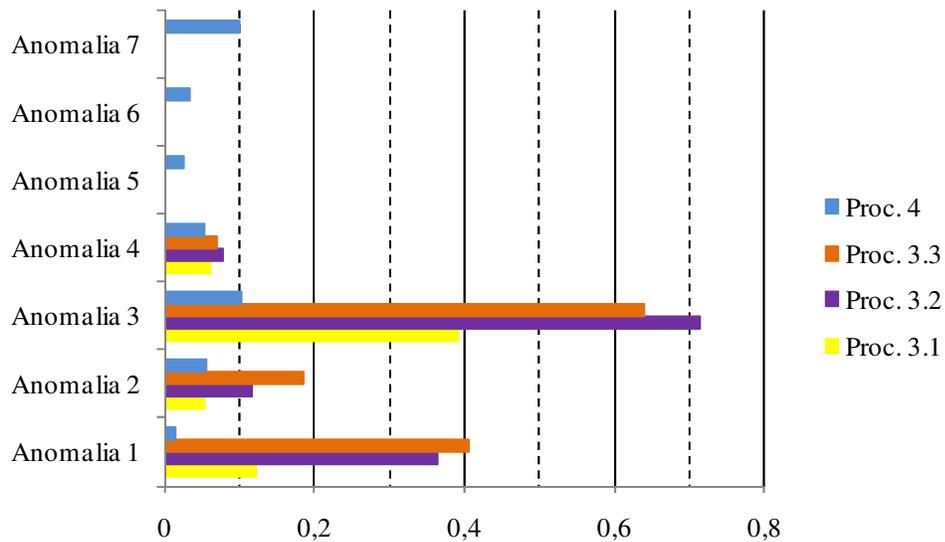


Figura 7.16: Funções-objetivo parciais de mapas (MACHADO, 2010).

O erro medido nas anomalias após o ajuste com o Procedimento de Ajuste 4 foi o menor encontrado, mostrando que o ajuste do mapa de pressão proporciona uma melhora até mesmo nas anomalias relacionadas ao mapa de saturação.

As Figuras 7.17, 7.18, 7.19 e 7.20 mostram os mapas de erros de saturação e de pressão obtidos após quatro anos de produção e injeção para os Modelos 1.2, 2, 3.1 e 4, respectivamente. Conforme esperado, os mapas indicam que o melhor ajuste (menores áreas e valores) ocorreu para no Modelo 4 onde os mapas de saturação e pressão foram considerados na parametrização e na função objetivo. O pior ajuste (maiores áreas e valores) foi verificado para no Modelo 1.2 onde os mapas não foram considerados na parametrização e ainda teve peso zero na função-objetivo. Este modelo, inclusive, possui regiões onde os erros foram superiores aos encontrados no mapa de erros do caso inicial (região branca no mapa de erros de saturação). Os Modelos 2 e 3.1 apresentaram resultados intermediários, mas melhores que o Caso Inicial por terem utilizado, principalmente, dados de mapas na parametrização. Apenas no Modelo 4 a região entre os Produtores 2 e 4 e as falhas foi ajustada, pois somente nesse caso são levadas em consideração na função-objetivo de mapas.

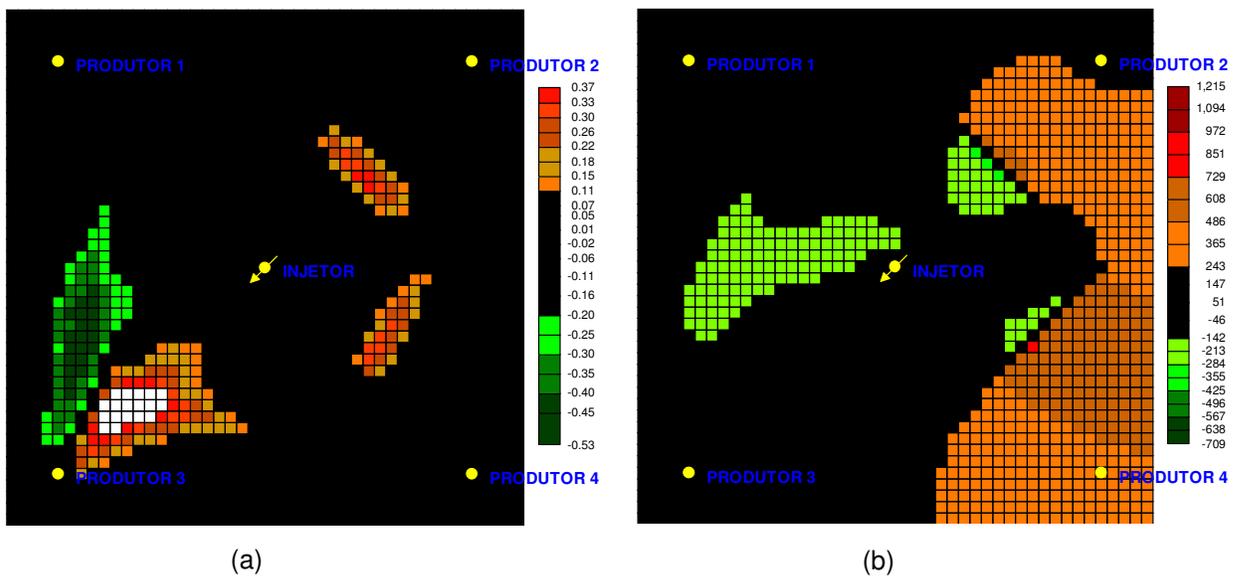
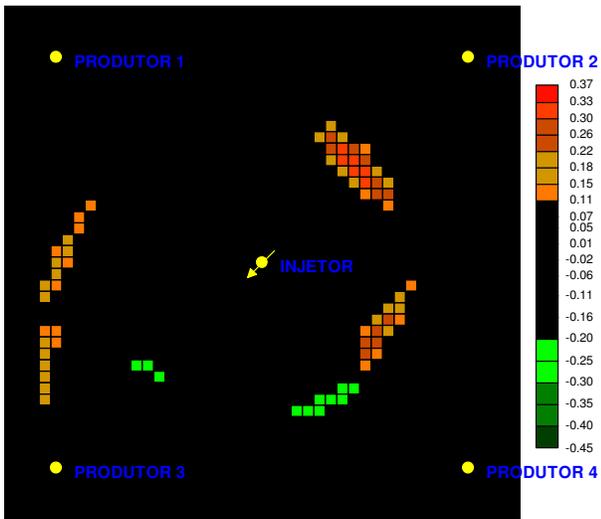
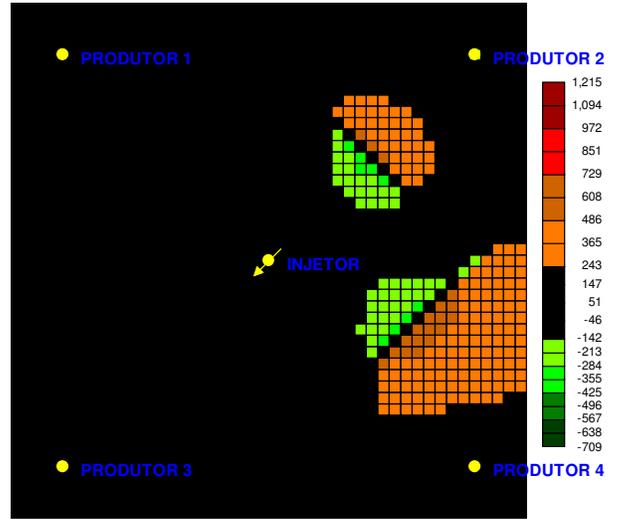


Figura 7.17: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 1.2.

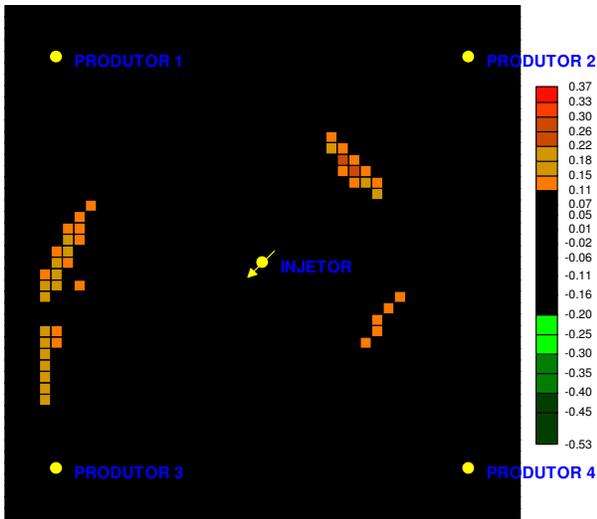


(a)

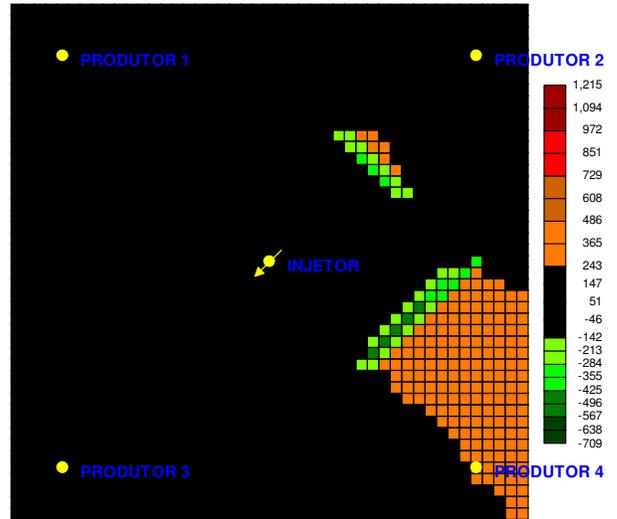


(b)

Figura 7.18: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 2.

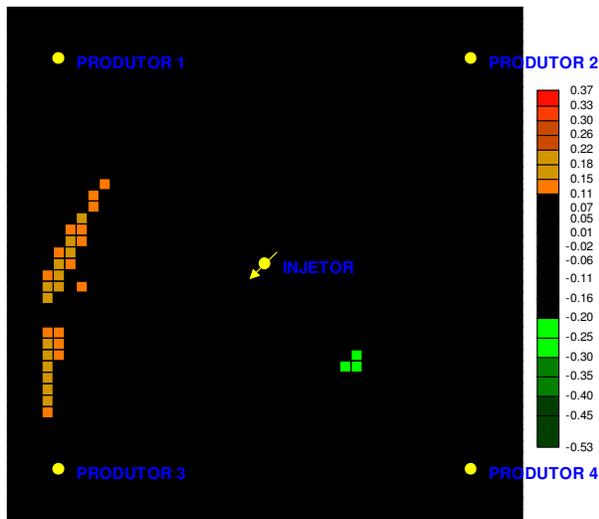


(a)

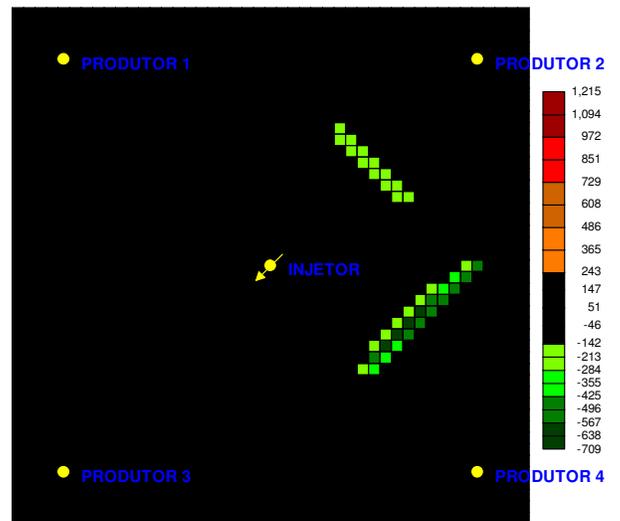


(b)

Figura 7.19: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 3.1.



(a)



(b)

Figura 7.20: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 4.