UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Análise Quantitativa de Mapas de Pressão e Saturação no Processo de Ajuste de Histórico.

Autor: André Francisco Machado Orientador: Denis José Schiozer

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por <u>Anché</u> Francisco Mochado aprovada pela comissão julgadora em <u>OBI 071 2010</u> Orientador

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Análise Quantitativa de Mapas de Pressão e Saturação no Processo de Ajuste de Histórico.

Autor: André Francisco Machado Orientador: Denis José Schiozer

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo Área de Concentração: Reservatórios

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

٦

M119a	Machado, André Francisco Análise quantitativa de mapas de pressão e saturação no processo de ajuste de histórico / André Francisco MachadoCampinas, 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. Engenharia do petróleo. 3. Engenharia de reservatório. I. Schiozer, Denis José. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências. III. Título.

Título em Inglês: Qualitative analysis of saturation and pressure maps applied to a history matching process Palavras-chave em Inglês: reservoirs (simulation), petroleum engineering, reservoir engineering Área de concentração: Reservatórios e Gestão Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo Banca examinadora: Célio Maschio, José Adilson Tenório Gomes Data da defesa: 08/07/2010 Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA E INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

Análise Quantitativa de Mapas de Pressão e Saturação no Processo de Ajuste de Histórico.

Autor: André Francisco Machado Orientador: Denis José Schiozer

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta L	Dissertação:
W.C.I	
Prof. Dr. Denis José Schiozer	
DEP - FEM - Unicamp	
Am	a L
Prof. Dr. Celio Maschio	
DEP - FEM - Unicamp	* . *
Dr. José Adilson Tenório Gomes E & P – ENGP - Petrobrás	

Campinas, 08 de Julho de 2010

Dedicatória

A minha amada e dedicada esposa Liliane, pelo apoio e amor em todos esses anos.

Aos meus amados pais José Machado e Maria José Machado por todo amor e pelo tempo empenhado na minha educação.

Aos meus queridos irmãos Diego, Arthur e Douglas pela amizade e companheirismo desde os tempos de criança.

Agradecimentos

Expresso meus agradecimentos:

Primeiramente a Deus pelo milagre da vida e pela capacitação física, emocional e espiritual no decorrer do meu mestrado e em toda minha vida.

Ao Professor Denis José Schiozer, pela oportunidade de realizar o mestrado e pelas orientações oportunas que auxiliaram na conclusão deste trabalho.

Ao Departamento de Engenharia de Petróleo e ao Centro de Estudos de Petróleo pelo apoio técnico e a todos os professores e funcionários que colaboraram direta ou indiretamente para a execução deste trabalho.

Aos meus amigos do Departamento de Engenharia de Petróleo e do Grupo de Pesquisa em Simulação Numérica de Reservatórios (UNISIM): Célio, Mauro Ida e Fernando Perin, que sempre estiveram dispostos a sanar esclarecimentos de dúvidas e discussões. Aos amigos: Odair, Diogo, João Paulo, Guilherme Avansi, André Bertoline, Carlos Barreto, Philipe Laboissière, Beto, Rafael Medeiros, Eduin, Alexandre Parker e Fernando Granjeiro pelos bons momentos, amizade e apoio.

Aos colegas Alice, Bete, Guilherme Tonin, Elaine, Délcio, Michelle, Sônia, Fátima, Giselle e Bruno pelos apoios na biblioteca, secretaria e setor de informática.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), pela concessão de bolsa de estudos.

"A melhor maneira de prever o futuro é criá-lo." (Peter Drucker)

Resumo

MACHADO, André Francisco, Análise Quantitativa de Mapas de Pressão e Saturação no Processo de Ajuste de Histórico, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 137 p. Dissertação (Mestrado)

A técnica de ajuste de histórico consiste em modificar o modelo de simulação de modo que este reproduza o histórico de produções e pressões observadas. No entanto, a aplicação dessa técnica nos primeiros anos de produção de um campo fica bastante limitada, principalmente, devido à reduzida quantidade de informações disponíveis. Atualmente, a ferramenta que tem ajudado a minimizar o problema da escassez de informações é a sísmica 4D.

Alguns trabalhos recentes têm contribuído para o desenvolvimento de metodologias que integrem informações sísmicas ao processo de ajuste de maneira quantitativa, resultando em modelos ajustados mais confiáveis. O objetivo principal deste trabalho foi continuar com os estudos realizados por Risso (2007) e Ida (2009) no sentido de avaliar a utilização dos mapas provenientes da sísmica 4D no processo de ajuste de histórico de produção. O foco desta pesquisa consiste na aplicação dos mapas de saturação e pressão de forma simultânea no processo de ajuste durante a fase de parametrização do problema para melhor diagnosticar e determinar as heterogeneidades do reservatório. Foi também avaliada a influência da informação do mapa de pressão na fase de otimização como um parâmetro de ajuste no sentido de melhorar a precisão da função-objetivo.

Foram estudados dois modelos durante a pesquisa, um para a validação da metodologia e outro para a aplicação da mesma. A validação da metodologia proposta foi realizada num modelo bidimensional *five-spot* com duas barreiras geológicas e um canal de alta permeabilidade e a aplicação foi realizada num modelo modificado do Campo de Namorado. Nos dois casos, foram

constatados ganhos de qualidade no ajuste de histórico proporcionado pela incorporação quantitativa dos mapas de saturação e de pressão.

Palavras-chave: Ajuste de Histórico Assistido, Simulação de Reservatórios, Mapas de Saturação e de Pressão, Função-Objetivo de Produção, Função-Objetivo de Mapas e Engenharia de Reservatórios de Petróleo.

Abstract

MACHADO, André Francisco, *Qualitative Analysis of Saturation and Pressure Maps Applied to a History Matching Process*, Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2010. 137 p. Dissertação (Mestrado)

The history matching technique consists in modify the simulation model so that it reproduces the historical production and pressure observed. However, applying this technique in the early years of production of a field is rather limited, mainly due limited amount of information available. Currently, the tool that has helped minimize the problem of scarcity of information is seismic 4D.

Some works, such as Risso (2007) and Ida (2009), have contributed to the development of methodologies that integrate seismic data to the history matching process in a quantitative way, promoting adjusted models more reliable.

The focus of this research was application of pressure map in the history matching process during the parameterization of the problem in order to supplement the information of saturation map to better determine the heterogeneity of the reservoir. In the background was evaluated the influence of pressure map information during optimization as a parameter in order to improve the accuracy of the objective function.

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

Key words: Assisted History Matching, Reservoir Simulation, Saturation and Pressure Maps, Object Function and Oilfield Reservoir Engineering.

Índice

Lista de Figuras	.xxi
Lista de Tabelasx	xxix
1 Introdução	1
 1.1 Motivação 1.2 Objetivos 1.3 Estrutura do Texto 	3 4 5
2 Fundamentação Teórica	7
 2.1 Simulação Numérica de Reservatórios	7 9 12 13 14 18 19 22 25
4 Metodologia	25 31
 4.1 Metodologia Geral de Elaboração da Dissertação 4.2 Metodologia de Ajuste	31 31 34 35 38 40
5 Aplicação	43
5.1 Caso A5.1.1 Descrições Gerais5.1.2 Modelo Histórico	44 44 45

5.1.3 Modelo Base	
5.1.4 Análise Inicial	
5.1.5 Parametrização	
5.1.6 Definição das Funções-Objetivo	
5.1.7 Otimização	
5.2 Caso B	
5.2.1 Modelo modificado do Campo de Namorado	
5.2.2 Modelo Histórico	61
5.2.1 Modelo Base	
5.2.1 Análise Inicial	
5.2.2 Parametrização	
5.2.1 Definição das Funções-Objetivo	
5.2.2 Otimização	
6 Resultados e Discussões	
6.1 Caso A	
6.1.1 Ajuste de Histórico	
6.1.2 Previsão de Comportamento	
6.2 Caso B	
6.2.1 Ajuste de Histórico	
6.2.2 Previsão de Comportamento	
7 Conclusões e Recomendações	
7.1 Conclusões Gerais	
7.2 Conclusões Específicas	
7.3 Sugestões para Trabalhos Futuros	
Referências Bibliográficas	

Anexo 115

Anexo 1: Efeito das Heterogeneidades nos Mapas de Erros (Pressão e Saturação	o)115
Anexo 2: Análise de Sensibilidade	
Anexo 3: Análise do Procedimento de Ajuste 3	
Anexo 4: Cálculo do peso de cada poço na FO de produção do Caso B	136

Lista de Figuras

Figura 2. 1: Exemplos do afastamento medidos entre os dados simulados e observados. (Fonte	:
Risso, 2007)	. 10
Figura 2. 2: Esquema geral do processo de ajuste de histórico (Fonte: Grecco, 2007)	. 11
Figura 2. 3: Exemplo de espaço de soluções dicretizados para dois atributos (Fonte: Grecco,	
2007)	. 13
Figura 2. 4: Exemplo bidimensional do funcionamento do algoritmo de busca direta desenvolv	vido
por Leitão e Schiozer (1998).	. 16
Figura 2.5: Exemplo de poucas regiões mapeadas ao redor dos poços (Fonte: Grecco, 2007)	. 20
Figura 2.6: Exemplo de levantamento sísmico marinho (Fonte: arquivos pessoais)	. 21
Figura 2.7: Definição das regiões: (a) mapa simulado (b) mapa real (c) mapa de erro (Fonte:	
Risso, 2007)	. 23
Figura 3.1: Mapas de saturação de água: (a) simulado (b) provenientes da sísmica (c) erro (Ris	sso,
2007)	. 27
Figura 3.2: Metodologia encontrada na literatura para ajuste de dados de sísmica 4D (Fonte:	
Risso, 2007)	. 29
Figura 4.1: Fluxograma geral de trabalho usado na dissertação	. 32
Figura 4.2: Fluxograma geral do Procedimento de Ajuste utilizado na dissertação	. 32
Figura 4.3: Fluxograma do processo de otimização	. 41
Figura 5.1: Curvas de PVT utilizadas nas simulações	. 44
Figura 5.2: Curvas de permeabilidades relativas utilizadas nas simulações	. 45
Figura 5.3: Mapa de Permeabilidade do Modelo Histórico	. 46
Figura 5.4: Produção de líquido dos poços (a) Produtor 1 e (b) Produtor 2	. 47
Figura 5.5: Produção de líquido dos poços (a) Produtor 3 e (b) Produtor 4	. 48
Figura 5.6: Injeção de Água	. 48
Figura 5.7: Zoneamento do reservatório usado no Procedimento de Ajuste 1	. 49
Figura 5.8: Mapa de diferenças de saturação de água no quarto ano de produção	. 50
Figura 5.9: Mapa de diferenças de pressão no quarto ano de produção	. 51
Figura 5.10: Região-atributo selecionada com a análise da Anomalia 1	. 52
Figura 5.11: Regiões-atributo selecionadas com a análise das anomalias positivas do mapa de	
diferenças de saturação de água e pressão	. 52
Figura 5.12: Regiões-atributo após a análise do mapa de diferenças de saturação de água	. 53
Figura 5.13: Regiões-atributo do reservatório considerando informação de mapas	. 54
Figura 5.14: Modelo utilizado na pesquisa – Caso B.	. 59
Figura 5.15: Gráfico das propriedades PVT (Bo, Bg e Viscosidade do Gás).	. 60
Figura 5.16: Gráfico das propriedades PVT (Rs e viscosidade do óleo)	. 60

Figura 5.17: Curva de Permeabilidade relativa (a) sistema Óleo/Água e (b) sistema Óleo/Gás	s 61
Figura 5.18: Anomalias do Modelo Histórico: (a) Canal e (b) barreira.	61
Figura 5.19: Erro normalizado no pocos produtores	62
Figura 5.20: Erro normalizado no pocos inietores	
Figura 5.21: Regiões de influência adotadas no ajuste sem considerar informação sísmica	64
Figura 5.27: Regiões-parâmetro consideradas	65
Figura 5.22: Regiões-parâmetro consideradas e linhas de fluxo	65
Figura 5.24: Regiões parâmetro consideradas e linhas de fluxo.	05 66
Figura 5.25: Mana de diferenças de pressão	00 66
Figura 5.26. Degiãos etributo	00 60
Figura 5.20. Regiões-autouto	09
Figura 6.1. Zoneamento considerado no Procedimento de Ajuste 1.2.	70
Figura 0.2: Funções-objetivo oumizadas.	//
Figura 0.3: (a) Distribuição de permeabilidade do Modelo ajustado 4 e (b) Modelo Historico	/9
Figura 6.4: Ajuste da pressao de escoamento dos poços (a) Produtor I e (b) Produtor 2	80
Figura 6.5: Ajuste da pressao de escoamento dos poços (a) Produtor 3 e (b) Produtor 4	81
Figura 6.6: (a) Ajuste da pressão de escoamento do Injetor e (b) Ajuste da produção de água	do
Produtor 3	82
Figura 6.7: Funções-objetivo parciais de mapas.	83
Figura 6.8: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 1.2	84
Figura 6.9: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 2	84
Figura 6.10: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 3.1	85
Figura 6.11: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 4	85
Figura 6.12: Previsão de comportamento da produção de óleo no Produtor 1	86
Figura 6.13: Previsão de comportamento da produção de óleo no Produtor 2	87
Figura 6.14: Previsão de comportamento da produção de óleo no Produtor 3	87
Figura 6.15: Previsão de comportamento da produção de óleo no Produtor 4	88
Figura 6.16: Previsão de comportamento da produção de água no Produtor 1	89
Figura 6.17: Previsão de comportamento da produção de água no Produtor 2	89
Figura 6.18: Previsão de comportamento da produção de água no Produtor 3	90
Figura 6.19: Previsão de comportamento da produção de água no Produtor 4	90
Figura 6.20: Previsão de comportamento da pressão de escoamento de fundo de poco no Pro	dutor
1	91
Figura 6.21. Previsão de comportamento da pressão de escoamento de fundo de poco no Pro	dutor
2	92
Figura 6.22: Previsão de comportamento da pressão de escoamento de fundo de poco no Pro	dutor
3	02
Figura 6.23: Previsão de comportamento da pressão de escoamento de fundo de poço no Pro	dutor
<i>A</i>	02
4. Figura 6.24: Provição do comportamento do prossão do escopmento do fundo do poço no Inic	93
Figura 0.24. Previsão de comportamento da pressão de escolamento de fundo de poço no mje	201.
$\Gamma'_{i} = 0$ (25 $\Gamma_{i} = 0$) $\Gamma_{i} = 0$ $\Gamma_{i} = 0$ $\Gamma_{i} = 0$	93
Figura 0.25: Funções-objetivo otimizadas no Caso B. $()$ NA 01A $()$ NA 20D L	94
Figura 0.20: Ajuste da pressao de escoamento dos poços (a) NAUIA e (b) NA32D_I	96
Figura 6.2/: Ajuste da pressao de escoamento dos poços NA3/D	96
Figura 6.28: Ajuste da produção de água no poços (a) NA10D e (b) NA25D	97
Figura 6.29: Ajuste da produção de água no poços (a) NA30D e (b) NA40D	97
Figura 6.30: Erro normalizado da produção de água	98
Figura 6.31: Erro normalizado da pressão de escoamento de fundo de poço	99

Figura 6.32: Funções-objetivo parciais de mapas.	100
Figura 6.33: Previsão de comportamento da produção de óleo no NA10A	101
Figura 6.34: Previsão de comportamento da produção de óleo no NA25D.	101
Figura 6.35: Previsão de comportamento da produção de óleo no NA30D.	102
Figura 6.36: Previsão de comportamento da produção de água no NA10A.	102
Figura 6.37: Previsão de comportamento da produção de água no NA25D.	103
Figura 6.38: Previsão de comportamento da produção de água no NA30D.	103
Figura 6.39: Previsão da Pressão de Escoamento de Fundo de Poco para o NA01A.	104
Figura 6.40: Previsão da Pressão de Escoamento de Fundo de Poco para o NA32D I	104
Figura 6.41: Previsão da Pressão de Escoamento de Fundo de Poço para o NA37D.	105
Figura A.1: Modelo histórico com uma barreira.	116
Figura A.2: Mapa de diferencas (a) de saturação e (b) de pressão após 1 ano de produção e	110
iniecão do caso com barreira.	117
Figura A 3: Mapa de diferencas (a) de saturação e (b) de pressão após 2.5 anos de produção e	
iniecão do caso com barreira	117
Figura A 4: Mana de diferencas (a) de saturação e (b) de pressão anós 4 anos de produção e	11,
inieção do caso com barreira	118
Figura A 5: Modelo histórico com zona de baixa permeabilidade	118
Figura A 6: Mana de diferencas (a) de saturação e (b) de pressão anós 1 ano de produção e	110
inieção do caso com zona de baixa permeabilidade	110
Figura A 7: Mana de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão anós 2.5 anos de produção e	11)
inieção do caso com zona de baixa permeabilidade	110
Figura A 8: Mana de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 4 apos de produção e	119
inieção do caso com zona de baixa permeabilidade	120
Figure A Q: Modelo Histórico com barreiras paralelas	120
Figura A.10: Mana de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 1 ano de produção e	120
inieção	121
Figura A 11: Mana de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 2.5 apos de produção (121 A
inieção	121
Figure A 12: Mana de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 4 apos de produção e	121
inieção	121
Figura A 13: Modelo histórico com canal de alta permesbilidade	121
Figura A.13. Modelo historico com canal de alta permeabilidade Figura A.14: Mana de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 1 ano de produção e	122
injeção do caso com canal de alta permeabilidade	122
Figure A 15: Mana de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 1 ano de produção e	122
injeção do caso com canal de alta permeabilidade	123
Figure A 16: Mana de diferenças (a) de setureção a (b) de pressão enés 1 ano de produção a	123
inição do caso com canal de alte permeshilidado	172
Figure A 17: A pólice de Sensibilidade de (a) Produtor 1 e de (b) Produtor 2	125
Figura A.17. Analise de Sensibilidade do (a) Flodutor 1 e do (b) Flodutor 2	125
Figura A.10. Analise de Sensibilidade do (a) Flodutor 5 e do (b) Flodutor 4	125
Figura A.17. Allalise de Sensibilidade de la Dradutar 1 e de la Dradutar 2	123
Figura A.20. Analise de Sensibilidade do (a) Produtor 1 e do (b) Produtor 2	127
Figura A.21: Analise de Sensibilidade do (a) Produtor 5 e do (b) Produtor 4	127
Figura A.22: Analise de Sensibilidade do Injelor	12/
Figura A.25: Analise de Sensibilidade do (a) Produtor I e do (b) Produtor 2	129
Figura A.24: Analise de Sensibilidade do (a) Produtor 3 e do (b) Produtor 4	130
Figura A.25: Analise de Sensibilidade do (a) Injetor e da (b) Anomalia 1.	130

Figura A.26: Análise de Sensibilidade da (a) Anomalia 2 e da (b) Anomalia 3	130
Figura A.27: Análise de Sensibilidade da (a) Anomalia 4 e da (b) Anomalia 5	131
Figura A.28: Análise de Sensibilidade da (a) Anomalia 6 e da(b) Anomalia 7	131
Figura A.29: Função-objetivo parcial do Produtor 1 e do Produtor 2	133
Figura A.30: Função-objetivo parcial do Produtor 3 e do Produtor 4	133
Figura A.31: Função-objetivo parcial do Injetor	133
Figura A.32: Ajuste da pressão de escoamento do (a) Produtor 1 e do (b) Produtor 2	134
Figura A.33: Ajuste da pressão de escoamento do (a) Produtor 3 e do (b) Produtor 4	134
Figura A.34 (a) Ajuste da pressão de escoamento de fundo de poço do Injetor e (b) Ajuste da	
produção de água do poço Produtor 3	135
Figura A.35: Funções-objetivo parciais das regiões parâmetros (Anomalias)	135

Lista de Tabelas

Tabela 4.1: Resumo dos casos de estudo	35
Tabela 5.1: Intervalos dos multiplicadores de permeabilidade de cada região de influência	55
Tabela 5.2: Intervalos dos multiplicadores de permeabilidade das regiões-atributo	55
Tabela 5.3: Procedimento de Ajuste 3	56
Tabela 5.4: Pesos atribuídos aos parâmetros de ajuste dos poços	56
Tabela 5.5: Determinação dos pesos dos poços na função-objetivo de produção	57
Tabela 5.6: Determinação dos pesos das regiões-parâmetro de saturação	57
Tabela 5.7: Determinação dos pesos das regiões-parâmetro de pressão	57
Tabela 5.8: Resumo do zonemento adotado no estudo do Caso B	69
Tabela 5.9: Intervalos dos multiplicadores de permeabilidade de cada região de influência	70
Tabela 5.10: Intervalos dos multiplicadores de transmissibilidade (R6) e permeabilidade (den	nais
regiões-atributo)	70
Tabela 5.11: Casos estudados no Caso B.	71
Tabela 5.12: Pesos atribuídos aos parâmetros de ajuste dos poços	71
Tabela 5.13: Determinação dos pesos dos poços na função-objetivo de produção no Caso B	72
Tabela 5.14: Determinação dos pesos das regiões-parâmetro de saturação	72
Tabela 5.15: Determinação dos pesos das regiões-parâmetro de pressão	73
Tabela 6.1: Função-objetivo otimizada.	77
Tabela 6.2: Permeabilidades encontradas para o modelo 1.1	78
Tabela 6.3: Permeabilidades encontradas para o modelo 1.2	78
Tabela 6.4: Permeabilidades encontradas para os Modelos 2, 3.1, 3.2, 3.3 e 4.1.	78
Tabela 6.5: Função-objetivo de Mapas.	82
Tabela 6.6: Funções-objetivo otimizadas do Caso B.	94
Tabela 6.7: Atributos otimizados no caso AHT.	94
Tabela 6.8: Atributos otimizados nos casos AHMS e AHMSP.	95
Tabela 6.9: Função-objetivo de Mapas.	. 100
Tabela A.1: Matriz de Influência dos Atributos do Procedimento de Ajuste 1.1	. 124
Tabela A.2: Intervalos para o Procedimento de Ajuste 1.1	. 126
Tabela A.3: Matriz de Influência dos Atributos do Procedimento de Ajuste 1.2	. 126
Tabela A.4: Intervalos para o Procedimento de Ajuste 1.2.	. 128
Tabela A.5: Matriz de Influência dos Atributos do Procedimento de Ajuste 2, 3 e 4	. 129
Tabela A.6: Intervalos para os procedimentos de ajuste 2, 3 e 4	. 132
Tabela A.7: Subcasos do Procedimento de Ajuste 3	. 132

Nomenclatura

Letras Latinas

Во	Fator de volume de formação do óleo	Adimensional
Bg	Fator de volume de formação de gás	Adimensional
FO	Função-Objetivo	Adimensional
FO _P	Função-Objetivo de Produção	Adimensional
FO _M	Função-Objetivo de Mapas	Adimensional
Н	Matriz Hessiana	
k	Permeabilidade Absoluta	mD
kr	Permeabilidade Relativa	Adimensional
kro	Permeabilidade Relativa ao Óleo	Adimensional
krw	Permeabilidade Relativa a Água	Adimensional
М	Função Mérito do <i>fmincon</i> do Matlab	
nrc	Número de regiões críticas	Adimensional
nm	Número de mapas utilizados	Adimensional
nRS	Número de Regiões-parâmetro de Saturação	Adimensional
nRP	Número de Regiões-parâmetro de Pressão	Adimensional
ns	Número de sementes de simulação na otmização	Adimensional
р	Pressão	Kgf/cm ²
Psat	Pressão de Saturação do Óleo	Kgf/cm ²
Pi	Pressão Inicial	Kgf/cm ²
Proc.	Procedimentos de Ajuste Estudados	

Unidades

Q	Vazão de injeção ou produção nas condições padrão	m³/dia
Qo	Vazão de produção de Óleo	m³/dia
Qw	Vazão de produção de Água	m³/dia
SQP	Programação Sequencial Quadrática	
QP	Problema Quadrático	
So	Saturação de Óleo	Adimensional
S _{OR}	Saturação de Óleo Residual	Adimensional
S_{W}	Saturação de Água	Adimensional
S_{Wi}	Saturação de Água Irredutível	Adimensional
t	Tempo	dias
Visg	Viscosidade do Gás	сР
Viso	Viscosidade do Óleo	сР
Х	Parâmetro qualquer medido	Depende do
W _P	Peso dos dados de produção	Adimensional
W _M	Peso dos dados de Mapas	Adimensional
Wi	Peso de cada poço na FO _P	Adimensional
w ^{RS}	Peso de cada região-parâmentro de Saturação na FO_M	Adimensional
W ^{RP}	Peso de cada região-parâmentro de Pressão na FO_M	Adimensional

Letras Gregas

φ	Porosidade	Adimensional
β	Peso variável nos Procedimentos de Ajuste	Adimensional
ε	Erro relativo	Adimensional

Subscritos

Af	Afastamento de um parâmetro em relação ao histórico
min	Mínimo
máx	Máximo
g	Gás
0	Óleo
W	Água

Sobrescrito

Base	Valores relacionados ao caso base
Obs	Observados
Real	Valores relacionados ao caso real
RP	Região referente ao mapa de Pressão
RS	Região referente ao mapa de Saturação de água
Sim	Simulados

Siglas

BHP	<i>Bottom-Hole Pressure</i> (Pressão de Escoamento de Fundo de Poco)	Kgf/cm ²
BSW	Basic Water and Sediment (Corte de Água)	Adimensional
CMG	Computer Modelling Group	
IMEX	Simulador de Fluxo da CMG	
RGO	Razão Gás/Óleo	Adimensional
PVT	Propriedades dos fluidos segundo Pressão, Volume e Temperatura.	

1 Introdução

Prever o comportamento de uma jazida de petróleo é uma das principais tarefas na engenharia de reservatórios. A previsão de comportamento é importante para planejar e melhorar estratégias de produção para os campos de petróleo.

Devido à complexidade da maioria dos casos em função do grande número de variáveis, o uso de simuladores numéricos torna-se indispensável nesta prática. Entretanto, muitas vezes faltam informações importantes para a análise do problema devido a dificuldades no processo de caracterização de reservatórios gerando previsões de comportamento não confiáveis. Uma solução para minimizar esse problema é calibrar o modelo através do processo de ajuste de histórico de produção.

O modelo ajustado deve ser o mais realista possível, pois toda tomada de decisão, como instalações de novos equipamentos, projetos de desenvolvimento complementar ou fluxo de caixa são baseadas na previsão de comportamento desse modelo.

O ajuste do modelo numérico pode ser difícil, longo e trabalhoso, gerando um grande número de simulações (Leitão e Schiozer, 1998). Em geral, são necessárias muitas simulações para calibrar o modelo numérico, pois o processo envolve muitas variáveis críticas, as quais afetam diretamente os resultados e, como muitas vezes o ajuste é realizado através da variação de um atributo por vez, o esforço computacional e o tempo demandando para se atingir o ajuste desejado são fatores limitantes.

Outro problema associado ao processo de ajuste de histórico é que diferentes modelos ajustados (combinações de atributos incertos) podem reproduzir respostas aceitáveis. Pode-se mitigar este problema aumentando a quantidade de informação na etapa do ajuste de histórico. Uma ferramenta que vem sendo largamente utilizada por proporcionar uma melhora considerável na etapa de ajuste é a sísmica 4D. Esta técnica consiste em duas ou mais aquisições sísmicas em

intervalos distintos de tempos, permitindo a obtenção de mapas sísmicos, que por sua vez, auxiliam na visualização da movimentação dos fluidos no reservatório.

Com a obtenção de mapas sísmicos, é possível incorporar mais informações ao processo de ajuste e diminuir significativamente o número de soluções prováveis, aumentando a confiabilidade no modelo ajustado obtido. Por outro lado, com a utilização de um número maior de atributos e funções a serem ajustadas, o processo fica também mais complexo.

Tradicionalmente, no ajuste de histórico que utiliza informações sísmicas, a comparação de dados para calibração dos modelos é feita através de mapas de impedância acústica, como na aplicação feita por Ida (2009). Nessa técnica, em cada etapa é necessário que os resultados obtidos no simulador sejam convertidos em dados de impedância acústica para depois serem ajustados em relação ao levantamento sísmico. A exceção encontrada na literatura sobre utilização de informação sísmica no processo de ajuste fica por conta de Risso (2007), que estudou o ajuste direto de mapas de saturação de água obtidos a partir da inversão do levantamento sísmico.

O presente trabalho propõe continuar com os estudos realizados por Risso (2007) para avaliar a utilização dos mapas provenientes da sísmica 4D no processo de ajuste de histórico de produção. O foco desta pesquisa é a busca de uma melhor integração entre os dados de produção (água, óleo e/ou gás) e os dados de mapas (saturação e pressão). Para a realização desse estudo, tomou-se como ponto de partida a metodologia apresentada por Risso (2007), que tem como característica principal a utilização direta de mapas de saturação de água no processo de ajuste de histórico; neste projeto, foi analisado também o ajuste de pressão. Os modelos utilizados são os mesmos estudados por Ida (2009) com o propósito de comparação entre diferentes metodologias de ajuste.

Para a execução dessa pesquisa, foram necessárias algumas simplificações no sentido de adequar o problema real ao estudo realizado. Uma das simplificações foi a utilização de dados sísmicos sintéticos e não reais, com o objetivo de evitar, nessa fase inicial do estudo, problemas relacionados com ruídos e interpretações dos dados sísmicos e também de transferência de escala. Nesse sentido, o estudo se concentra na aplicação da metodologia proposta neste trabalho na mesma escala do modelo de simulação e não na escala real da sísmica. Este assunto pode ser abordado em trabalhos futuros visando uma melhor adequação da metodologia a problemas reais.

1.1 Motivação

O crescente aumento do consumo mundial, combinado à volatilidade do preço do petróleo, tem impulsionado a criação de técnicas que possibilitem o aumento da produção de óleo. Nesse sentido, modelos de simulação que reproduzam com maior fidelidade os reservatórios são cada vez mais importantes devido à necessidade de previsões mais precisas e confiáveis. Dessa maneira, novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas, dentre elas novas ferramentas para aquisição de dados no decorrer da vida produtiva do reservatório, sendo a principal delas a sísmica 4D. Diante desta realidade, um grande desafio é utilizar esses dados de forma eficiente para beneficiar a produção de petróleo.

A utilização de dados sísmicos ao ajuste de histórico já vem sendo alvo de estudo de pesquisadores há algum tempo, no entanto, na maioria dos casos, esta informação ainda tem sido incorporada aos modelos de maneira qualitativa, somente com a análise das diferenças de impedâncias acústicas ou anomalias de amplitudes entre dois levantamentos sísmicos diferentes (Ida, 2009). Isso pode tornar o processo demorado e subjetivo, podendo representar erros de interpretação das anomalias. Trabalhos que envolvam a utilização direta de mapas de saturação e pressão ao ajuste de histórico raramente são encontrados na literatura, com exceção da pesquisa de Risso (2007) que demonstrou ser viável, do ponto de vista da qualidade final do ajuste, a incorporação de mapas de saturação de água ao processo de ajuste.

Na utilização tradicional de informação sísmica no processo de ajuste, uma dificuldade encontrada é a impossibilidade de se relacionar os dados obtidos com um determinado padrão esperado ou faixa de variação, ficando mais difícil a validação do resultado. Além disso, as grandezas envolvidas em um levantamento sísmico não têm variações limitadas a vínculos físicos como grandezas do tipo saturação e pressão que têm limites obtidos a partir de técnicas como o balanço de materiais e pressões máximas e mínimas esperadas, permitindo calibrar o resultado de maneira a adequá-lo a uma faixa esperada de valores, diminuindo as incertezas relacionadas ao modelo de inversão (petro-elástico). Ainda são poucos trabalhos encontrados que discutem sobre a inversão de impedância acústica para mapas pressão e saturação, no entanto, é possível encontrar alguns sendo desenvolvidos atualmente, tais como Landro, 2001; Dadashpour et al., 2007 e Souza et al., 2010.

Os trabalhos sobre inversão citados acima evidenciam que em um processo de inversão são obtidos os mapas de saturação e pressão, dessa forma, é valido um estudo sobre a utilização de mapas de pressão no processo de ajuste, uma vez que, de qualquer modo, iremos dispor dessa informação.

Ao contrário da utilização tradicional de informação sísmica no processo de ajuste de histórico, a utilização direta de mapas no ajuste não necessita de inversões a cada modelo de simulação novo, tornando o processo de ajuste de histórico menos trabalhoso e mais rápido. Outro ponto a favor da utilização de mapas de saturação no processo de ajuste é a possibilidade de se determinar zonas no reservatório onde exista uma quantidade maior ou menor de fluido (água, óleo e gás) do que deveria existir, possibilitando uma visão mais clara de zonas de altas ou baixas permeabilidades.

Ao realizar a revisão bibliográfica deste trabalho, constatou-se a inexistência de trabalhos referentes à utilização de mapas de pressão no processo de ajuste. Essa realidade, combinada a possibilidade do emprego bem sucedida dessa informação, demonstra a importância e a necessidade de mais estudos sobre a utilização dessa nova ferramenta em prol de avanços na etapa do ajuste de histórico de produção.

1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é continuar a pesquisa iniciada por Risso (2007) visando desenvolver uma metodologia mais eficiente de ajuste de modelos numéricos de reservatórios com a incorporação de informações obtidas de mapas provenientes de sísmica 4D, tornando as previsões do comportamento dos campos mais confiáveis.

O principal desafio é integrar eficientemente o ajuste de mapas, que dão uma visão da distribuição de saturações num determinado tempo, com o ajuste de produção que dá uma informação localizada ao longo do tempo. Por isso, propõe-se:

- Avaliar a utilização de mapas de pressão na fase de parametrização, visando identificar heterogeneidades como canais e barreiras, e na fase de otimização em que se espera contribuir como um parâmetro de ajuste no sentido de melhorar a precisão da funçãoobjetivo (FO)
- Estudar os pesos atribuídos a cada informação (mapas de pressão e saturação de água e dados de produção) em cada etapa do ajuste;
- Desenvolver uma metodologia, com base nas informações de mapas de pressão e saturação de água e dados de produção, que permita identificar regiões do reservatório

que serão alteradas no processo de ajuste e as regiões do reservatório que serão usadas para a definição do erro entre os mapas observados e os simulados.

1.3 Estrutura do Texto

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

No Capítulo 1, é introduzida a temática sobre o ajuste de histórico com foco no contexto da sua aplicação, na sua importância num projeto de explotação e no ganho proporcionado pela incorporação de mapas provenientes da sísmica 4D; ainda aborda as novas demandas e novas soluções para o ajuste de histórico que resultaram na motivação e no objetivo deste trabalho.

No Capítulo 2, é abordada a fundamentação teórica necessária para o desenvolvimento do trabalho que é composta por seis seções: simulação numérica de reservatórios, ajuste de histórico de produção, ajuste de histórico de produção assistido, função-objetivo, levantamento sísmico aplicado à engenharia de reservatórios e mapa de diferenças.

O Capítulo 3 é destinado à revisão bibliográfica onde se verifica a evolução das técnicas relacionadas ao ajuste de histórico e dados de mapas sísmicos.

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

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

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

Este capítulo tem como finalidade a introdução dos principais conceitos envolvidos nesta pesquisa: conceitos básicos sobre simulação numérica de reservatórios, ajuste de histórico de produção, ajuste de histórico de produção assistido, função-objetivo, levantamento sísmico aplicado a engenharia de petróleo e mapa de diferenças.

2.1 Simulação Numérica de Reservatórios

No gerenciamento de reservatórios de petróleo uma ferramenta extremamente útil é a simulação numérica, cujo principal objetivo é estimar o comportamento de pressões, saturações e produções de uma jazida de hidrocarbonetos submetida às configurações alternativas de poços ou condições de produção.

Esta tecnologia encontra-se em constante evolução, de modo a propiciar maior compatibilidade entre o modelo numérico e as características geológicas dos reservatórios. O ganho de qualidade é obtido a partir do desenvolvimento de simuladores mais completos (com um maior número de recursos), técnicas computacionais otimizadas, computadores mais rápidos, facilidades gráficas entre outros.

Os simuladores de reservatórios são programas computacionais utilizados para a resolução de equações de transporte de massa e energia em meios porosos, obedecendo a determinadas condições iniciais e de contorno. A análise dos resultados de uma simulação permite definir (no início da produção) ou alterar (campos em desenvolvimento) uma estratégia de produção para o reservatório que otimize uma função-objetivo econômica ou técnica.

O número e tipo de equações que são resolvidas pelo simulador é função de: características geológicas do reservatório, características do fluido, processo de recuperação e principalmente do tempo, capacidade computacional e recursos financeiros disponíveis. Sendo assim, ao construir o modelo de simulação devem ser considerados os seguintes fatores: objetivos do estudo, complexidade do problema, qualidade desejada para a descrição, quantidade e qualidade dos dados de produção, precisão requerida, tempo e custo. As principais limitações impostas são: capacidade computacional (número e tamanho dos blocos e número de componentes) e quantidade e qualidade das informações disponíveis (dados geológicos e de produção).

O modelo de simulação resulta da combinação de quatro modelos:

- Modelo Físico: engloba as características do reservatório (rochas/fluidos), o processo de recuperação, a aplicação da conservação de massa, energia e quantidade de movimento, o número de componentes presentes;
- Modelo Matemático: representa através de equações, os processos observados no modelo físico;
- Modelo Numérico: aplicado para a discretização, solução aproximada das equações matemáticas;
- Modelo Computacional: tradução do modelo numérico em linguagem de máquina.

Atualmente, o modelo mais utilizado é o chamado *Black-Oil*, em que somente três componentes estão presentes: óleo, água e gás. Este modelo também tem por características: temperatura constante, equilíbrio instantâneo entre as fases e ausência de reações químicas. O modelo *Black-Oil* é mais simplificado em relação aos modelos composicionais e térmicos, no entanto, os resultados obtidos possuem o mesmo grau de confiança. Os modelos composicionais e térmicos são mais utilizados em casos específicos como simulação de um reservatório de gás (devido à mudança de composição).

O processo de simulação é composto, basicamente, das seguintes etapas:

- Caracterização de reservatórios,
- Definição e construção do modelo de simulação,
- Ajuste do histórico de produção, e
- Previsão de comportamento (extrapolação).

A caracterização do reservatório é a fase inicial do estudo, na qual todas as informações disponíveis são utilizadas para conceber modelos geológicos e de fluxo que representem adequadamente a jazida. Com este objetivo, geram-se informações sobre a geometria do sistema, distribuições de permeabilidades e porosidades, propriedades os fluidos (PVT) e da rocha

(permeabilidades relativas e pressões capilares) assim como distribuições iniciais de pressões e saturações.

Com base na qualidade da caracterização e nos objetivos do estudo, define-se um modelo de simulação que incorpore adequadamente as características do reservatório. Parâmetros como número de blocos e de camadas, tipo de modelo (*Black-Oil*, composicional etc.), geometria (retangular, radial etc.) ou número de fases (monofásico, bifásico ou trifásico) são definidos nesta etapa.

Uma vez construído o modelo, são realizadas simulações para verificar se o comportamento passado do reservatório é reproduzido satisfatoriamente, já que este requisito é essencial para a confiabilidade das previsões. Infelizmente, a quantidade de informações disponíveis quase nunca permite uma caracterização perfeita. Conseqüentemente, são necessários ajustes de alguns parâmetros de maior incerteza de modo a reproduzir o histórico de produção e pressão existentes. Este processo é denominado Ajuste de Histórico de Produção e tem sido realizado por "tentativa e erro" na grande maioria das aplicações práticas devido ao grande número de parâmetros possíveis de serem modificados e a quantidade de funções a serem ajustadas.

Finalmente, o modelo é utilizado para prever o comportamento futuro do reservatório, provendo subsídios para uma exploração eficiente da jazida em estudo. A qualidade das previsões depende, basicamente, da exatidão com que o modelo representa a física e o movimento dos fluidos no interior do meio poroso. Quanto maior o conhecimento do reservatório, melhor será a sua caracterização e representação.

2.2 Ajuste de Histórico de Produção

O processo de ajuste de histórico de produção é feito continuamente durante a vida produtiva de um campo de petróleo. Em estudos de avaliação de incerteza e risco de campos maduros, o processo de ajuste é fundamental para a compreensão da atuação dos mecanismos, seleção dos atributos, montagem e validação dos modelos a serem utilizados.

Em termos gerais, o ajuste de histórico de produção busca minimizar o afastamento entre as curvas de produção (água, óleo e/ou gás) e pressão do reservatório, minimizando a diferença entre os dados simulados e observados ao longo da vida do campo. A Figura 2. 1 mostra o afastamento (d) entre histórico e simulação para os dados de produção, de injeção e de pressão.



Figura 2. 1: Exemplos do afastamento medidos entre os dados simulados e observados. (Fonte: Risso, 2007).

A complexidade geológica que ocorre na maioria dos reservatórios de petróleo é um dos principais responsáveis pela dificuldade do processo de ajuste. A baixa quantidade de dados disponíveis, principalmente no início da vida produtiva de um campo, reflete em um cenário de grandes incertezas, aumentando ainda mais a dependência na experiência do profissional envolvido no processo de ajuste.

O grande número de parâmetros e a baixa quantidade de dados fazem com que haja um grande número de soluções com diversas combinações de atributos gerando resultados semelhantes para o ajuste. Estudos atuais defendem a utilização de vários modelos possíveis para representar um reservatório e não apenas um único.

Os parâmetros que normalmente são ajustados em um processo de ajuste de histórico de produção convencional são:

- Vazões de produção dos fluidos do campo/zona e dos poços;
- Corte de água (BSW) e razão gás-óleo (RGO) do campo/zona e dos poços;
- Pressões do campo/zona e dos poços;
- Índice de produtividade dos poços.

Atualmente, algumas metodologias para ajuste de mapas provenientes de levantamento sísmico estão sendo desenvolvidas, nesses casos, os parâmetros ajustados são regiões do reservatório. Em geral se ajustam mapas de impedância acústica, no entanto alguns estudos estão sendo desenvolvidos no intuito de ajustar mapas de saturações do campo, como na pesquisa desenvolvida por Risso (2007).

O primeiro passo no processo de ajuste é comparar os dados da simulação com os dados de produção observados para verificar se existe a necessidade de ajustar o modelo. Em caso afirmativo, parte-se para o ajuste global, onde são ajustadas as vazões e pressões de todo o campo. As propriedades gerais do reservatório são modificadas e o processo é refeito até que se obtenha um bom ajuste inicial.

A etapa seguinte é o ajuste local de determinados poços que ainda estejam desajustados. Uma região próxima ao poço é definida e algumas propriedades geológicas dessa região são alteradas. Esse procedimento é repetido várias vezes até que se obtenha um bom ajuste para o poço, passando-se, assim, para um próximo poço. O processo é repetido até que todos os poços estejam ajustados. Depois é conferido novamente se o campo está ajustado, repetindo-se o procedimento ou terminando o processo de ajuste.

Normalmente, os atributos para o ajuste, tanto global quanto local, são escolhidos por meio de uma análise de sensibilidade na fase de parametrização.

A Figura 2. 2 mostra esquematicamente como o processo é realizado.



Figura 2. 2: Esquema geral do processo de ajuste de histórico (Fonte: Grecco, 2007).

Em geral, o processo de ajuste de histórico é feito manualmente, consistindo basicamente em um processo de tentativas e erros, tornando-se uma tarefa lenta, tediosa e muito dependente da experiência do profissional envolvido. Com o avanço das tecnologias computacionais, pesquisas foram desenvolvidas com o intuito de automatizar o processo de ajuste, porém as técnicas pouco se aplicavam a casos complexos que é a realidade encontrada na pratica. Uma alternativa que surgiu foi unir técnicas manuais e automatizadas em um mesmo processo de ajuste, dando origem ao processo de ajuste de histórico de produção assistido. No processo de ajuste de histórico assistido, o engenheiro de reservatórios fica responsável pela escolha de alguns parâmetros envolvidos, como, por exemplo, prioridades, funções-objetivo, regiões e propriedades que serão alteradas (parte manual). Já a parte automática consiste na utilização de um algoritmo de otimização, que encontra a melhor combinação dos atributos envolvidos para o parâmetro escolhido no ajuste.

2.3 Ajuste de Histórico de Produção Assistido

Os primeiros estudos sobre a automatização do processo de ajuste eram direcionados a encontrar uma metodologia em que todas as etapas do ajuste fossem automatizadas. No entanto, alguns autores concluíram que devido à complexidade dos casos reais, uma automatização completa do processo seria inviável, pois um número elevado de simulações seria necessário para encontrar a solução para o problema. Além disso, o grande número de atributos e funções a serem analisadas e a ocorrência de mínimos locais no processo de otimização levaram à falta de confiabilidade nos algoritmos de otimização empregados nesses processos.

Neste contexto, estudos sobre automatização parcial começaram a ser realizados, em que o objetivo era automatizar apenas as etapas mais repetitivas do processo de ajuste, como por exemplo, a minimização da função-objetivo. Leitão (1997), concluiu que a automatização pode ser usada como uma ferramenta adicional aplicada em conjunto com técnicas manuais para se obter um bom ajuste do modelo e também conseguir uma redução sensível do tempo despendido no processo.

Um dos principais fatores para o sucesso do processo assistido é a parametrização que é feita basicamente pela escolha adequada dos atributos e seus limites de incerteza e pela divisão de problemas complexos em problemas menores para viabilização do processo (realização do ajuste em etapas). Nesse sentido, é preciso destacar a importância de estudos realizados com o intuito de desenvolver e melhorar ferramentas de auxílio na etapa da parametrização, como a análise de sensibilidade.

A etapa automática do ajuste de histórico assistido fica por conta da minimização da função-objetivo por métodos de otimização, dentre os quais podemos citar como principais: de busca direta (por exemplo, Hooke & Jeeves e politopo), de primeira ordem (gradientes e quase - Newton) e métodos globais do tipo algoritmo genético, *simulated annealing*, dentre outros.

Alguns algoritmos utilizados na fase de otimização usam um espaço de soluções discretizados. A Figura 2. 3 ilustra um exemplo de um espaço de soluções discretizado para dois atributos (permeabilidade e porosidade). Os eixos são compostos por valores discretos das propriedades ou de multiplicadores das mesmas, dentro de um espaço de soluções. Eles variam de um valor mínimo (kmin e Φ min) de cada propriedade até um valor máximo (kmax e Φ max), através de um determinado número de intervalos (Δ k e $\Delta \Phi$) definidos na fase de parametrização. O algoritmo de otimização procura a melhor combinação desses atributos que diminuam a diferença entre os dados simulados e os dados reais de produção.



Figura 2. 3: Exemplo de espaço de soluções dicretizados para dois atributos (Fonte: Grecco, 2007).

2.3.1 Parametrização

A parametrização é uma das etapas mais importantes no processo de ajuste de histórico de produção assistido, pois implica no entendimento físico do problema. Esta etapa ainda é realizada de forma manual, mesmo que o processo de otimização seja automático.

Segundo Ida (2009), a parametrização consiste em estudar o problema para definir as premissas para iniciar o ajuste. Nesta fase é realizada a avaliação da existência ou a ausência de falhas geológicas, a conexão entre zonas diferentes, o zoneamento do reservatório, as barreiras verticais de escoamento, as inconsistências de dados observados (ou mesmo rateio da produção ou injeção) ou as características de fluidos, a efetividade do canhoneio, a canalização, a região de atuação de aqüífero, os volumes e as distribuições dos fluidos e, principalmente, a análise da sensibilidade dos parâmetros incertos do reservatório.

São poucos os artigos que abordam este assunto, quer seja pela complexidade envolvida ou pela fragilidade em sustentar a interpretação. Nesta pesquisa serão abordados, na fase de

parametrização, temas como o zoneamento do reservatório, a existência de barreiras geológicas e canalização dos fluidos e a análise de sensibilidade dos parâmetros.

2.3.1.1 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é um processo bastante útil e muito utilizado em determinadas áreas da engenharia de reservatórios, como a análise do impacto de incertezas nas previsões de produção e análise econômica de desenvolvimento de campos de petróleo, bem como para estimar perfis probabilísticos de parâmetros econômicos e de produção. No ajuste de histórico, a análise de sensibilidade permite avaliar a influência que cada atributo tem na função-objetivo, podendo assim, eliminar atributos que pouco influenciam e conseqüentemente reduzir o número de simulações necessárias para convergir para a solução do problema.

Outra informação importante que a análise de sensibilidade fornece é a direção da alteração de cada atributo para minimizar o erro da função-objetivo em questão, além de auxiliar na definição do intervalo de busca de cada atributo. Desse modo, a análise de sensibilidade deve ser realizada antes de iniciar o processo de ajuste.

Existem diversas maneiras de analisar a sensibilidade de um atributo no ajuste. Nesta pesquisa, a sensibilidade está sendo analisada através do impacto causado na função-objetivo. Lança-se a simulação do caso base, variando um atributo por vez, assumindo primeiro um valor mínimo e depois outra rodada com o valor máximo (dentro das restrições físicas do problema). Em cada etapa, calcula-se o valor da função-objetivo. Valores próximos de 1 indicam que o atributo analisado não influencia na minimização da função-objetivo e, conseqüentemente não precisa ser levado em conta no processo de otimização.

2.3.2 Algoritmo de Otimização

Uma vez definidas as variáveis de ajustes e seus respectivos domínios e espaço solução (fase de parametrização), a busca da combinação de atributos que minimizem o erro medido na função-objetivo pode ser feita através de métodos de otimização (fase automática do ajuste assistido).

A escolha do método de otimização mais adequado deve levar em consideração o comportamento da superfície de resposta ao problema. Superfícies de resposta mais regulares tendem a possuir menos mínimos locais e em geral, apenas um mínimo que é chamado mínimo

global. Se a topologia da superfície de resposta for muito irregular, possuindo vários mínimos locais, o mínimo encontrado depende do ponto de partida da busca, sendo necessário que o algoritmo escolhido encontre o mínimo global dentre todos os outros. Algoritmos de busca global não param, necessariamente, quando encontram um mínimo (que pode ser local ou até mesmo global), mas utilizam técnicas para avaliar o restante da superfície e encontrar o mínimo global da função-objetivo.

Em geral, em casos onde o ajuste é feito em uma região selecionada do reservatório (ajuste local) com menor número de parâmetros, as superfícies de respostas tendem a ser mais comportadas, sendo assim, algoritmos de busca local são eficientes para encontrar o mínimo da função. Para o caso do ajuste feito no reservatório inteiro ou em uma região muito grande do reservatório, com mais parâmetros a serem considerados, são mais aplicados algoritmos de busca global que buscam a diversificação.

De forma geral, os métodos de otimização para ajuste de histórico podem ser classificados em duas categorias: método baseado no cálculo do gradiente interno e método de busca direta. No primeiro caso, realiza-se o cálculo dos gradientes internos a partir de informações obtidas diretamente dos modelos de diferenças finitas utilizados pelos simuladores de fluxo modernos. Entre os mais utilizados, pode-se citar o algoritmo de Levenberg-Marquardt (Arenas, 2001) e o método Gradzone. Apesar de ser um método mais tradicional e possuir maior velocidade de convergência se comparado ao método de busca direta, o método do cálculo dos gradientes internos não tem muitos registros de aplicação para casos mais complexos, provavelmente, devido à limitação de desempenho para funções-objetivo muito irregulares e não lineares (Maschio e Schiozer, 2004). Outro problema associado à utilização do método do gradiente interno é que nem sempre os simuladores numéricos permitem a obtenção de informações de gradientes, pois usualmente são programas comerciais de código fechado que não suportam o acoplamento de rotinas de otimização em sua metodologia. Vale ressaltar que esse método não será estudado nesta pesquisa.

No caso da otimização pelo método de busca direta, o simulador é visto como uma "caixa preta" em que toda decisão é tomada somente com base nos resultados encontrados ao final de cada simulação a partir da análise de uma função-objetivo. Pode-se ainda, dividir o método de busca direta em duas categorias: métodos de busca direta baseado em cálculos de gradientes (Hooke & Jeeves) e métodos de busca direta que não usam o cálculo de gradientes para encontrar

o mínimo de uma função (Algoritmo Genético e Busca Dispersa). O primeiro caso é mais influenciado por mínimos locais, por isso, quando utilizado no processo de otimização em ajuste global, deve ser adaptado para utilizar diferentes pontos de partida ("sementes") para busca do valor mínimo para função-objetivo.

Alguns exemplos da utilização de métodos de busca direta encontrados na literatura são os de Leitão e Schiozer (1998) e Schiozer (1999) desenvolveram um algoritmo de otimização baseado em seqüências de buscas exploratórias e lineares em um espaço de soluções discretizado. A Figura 2. 4 (a) mostra um exemplo bidimensional de como funciona o algoritmo. Neste caso, foram utilizados dois atributos, a porosidade e a permeabilidade (horizontal ou vertical) da região em questão. O algoritmo começa a otimização realizando uma simulação com os valores das propriedades em um ponto aleatório ou definido pelo usuário (ponto 1) e calcula o valor da função-objetivo neste ponto. Em seguida, uma busca exploratória é feita na vizinhança do ponto inicial, onde várias simulações são feitas com os valores de cada ponto, tentando achar algum com menor valor da função-objetivo. Caso seja encontrado, uma busca linear é realizada nesta direção até que se encontre outro ponto de menor função-objetivo (ponto 2). Assim, esse procedimento é refeito até que seja encontrado um ponto de mínimo, que não possua menor valor da FO ao seu redor (ponto 4). Os valores das propriedades neste ponto serão os valores que melhor ajustarão a curva de simulação à curva de histórico de produção, como apresentado nas curvas apresentadas na Figura 2. 4 (b).



Figura 2. 4: Exemplo bidimensional do funcionamento do algoritmo de busca direta desenvolvido por Leitão e Schiozer (1998).

Ida (2009) utilizou algoritmo genético para minimização da função-objetivo. Os atributos incertos utilizados no processo de otimização foram: as coordenadas, os comprimentos e a permeabilidade absoluta horizontal das anomalias determinadas na fase de parametrização. Basicamente o algoritmo selecionava os melhores casos e passavam seu gene para frente enquanto que os piores resultados eram descartados. O algoritmo genético possibilitou a determinação de falhas e canais nos modelos utilizados, tendo como vantagem não ser sujeito a mínimos locais, no entanto, o número de simulações é extremamente alto para determinação do valor mínimo da função-objetivo.

No caso deste trabalho a otimização é feita pela aplicação da função *finincon* encontrada no *Tool Box* de otimização do programa MatLab. Essa função aplica o método de programação seqüencial quadrática (SQP - *sequential quadratic programming*) para solução de problemas de otimização não linear com restrições.

O método SQP consiste na solução de um problema quadrático (QP - Quadratic Problem), baseado numa aproximação da função Lagrangeana, gerado ao final de cada iteração, cuja solução indica a direção de busca que se deve adotar para encontrar o ponto que minimiza a função-objetivo. O problema quadrático é mostrado pela Equação 2.1.

$$Minimizar \quad q(d) = \frac{1}{2}d^T H_K d + \nabla f(x_K)^T d$$
2.1

Com a solução (d) sendo a direção da busca encontrada na iteração (k) e f(x)a funçãoobjetivo estudada. A Hessiana (H) é uma aproximação pelo método quasi-Newton das derivadas de primeira ordem da função-objetivo. O próximo ponto é encontrado com base na solução da Equação 2.1 conforme se vê na Equação 2.2,

$$x_{K+1} = x_K + \alpha_K d_K \tag{2.2}$$

satisfazendo a condição da Equação 2.3.

$$M(x_{K+1}) < M(x_K)$$

onde a função M é denominada função mérito e mede a "qualidade" no ponto x_{K+1} em relação ao ponto x_{K} e depende, em geral, da função-objetivo do problema.
Sendo assim, α_{κ} é o comprimento do passo na direção de busca (d) que satisfaz a condição a Equação 2.3. Um dos métodos para determinação de α_{κ} é o das repetitivas divisões por dois.

2.4 Função-Objetivo

A função-objetivo no processo de ajuste de histórico de produção é definida como uma função matemática que calcula o erro entre os dados observados e os dados simulados. Ela tem sido amplamente utilizada, pois evita a abordagem visual de gráficos, que depende muito do profissional envolvido, possibilitando analisar o problema de modo quantitativo. Desse modo, o objetivo principal do processo de ajuste é achar a melhor combinação de valores dos atributos incertos, dentro de limites geológicos, que façam com que o valor da função-objetivo se aproxime ao máximo de zero. Pode-se dividir o conceito de função-objetivo em duas partes: função-objetivo parcial e função-objetivo global.

A função-objetivo parcial é usada no processo de otimização com o objetivo de minimizar o afastamento de uma determinada série de dados (dados de produção, pressão, saturação de água etc.), como por exemplo, vazão de água do campo, pressão média do reservatório, vazão de água de um dado poço, etc. Já a função-objetivo global é calculada a partir da composição de várias funções-objetivo parciais.

Muitas formulações são possíveis para se definir uma função-objetivo. A mais utilizada na indústria petrolífera é a dos mínimos quadrados, que consiste na soma dos quadrados das diferenças entre os dados reais e os dados simulados, conforme mostra a Equação 2.4.

$$FO = \sum_{i=1}^{n} (obs_i - sim_i)^2$$
2.4

onde:

- FO = Função-objetivo
- obs = Dados observados (histórico)
- sim = Dados simulados
- n = Número de dados observados

Tradicionalmente, em ajuste de histórico são utilizadas funções-objetivo globais durante o processo. Dessa forma, a função-objetivo acaba sendo composta por dados de diferentes grandezas, tornando-se necessário a adimensionalização destes dados. Em geral, esses dados são

adimensionalisados com relação ao caso base, ou seja, valores de função-objetivo maiores que 1 indicam piora no modelo e menores que 1 representam melhora do modelo em relação ao caso base. Assim, a equação 2.4 passa a ser escrita da forma abaixo.

$$FO = \frac{\sum_{i=1}^{n} (obs_i - sim_i)^2}{\sum_{i=1}^{n} (obs_i - base_i)^2}$$
2.5

onde "base" são os dados relativos ao modelo base

Outra decorrência da utilização de diferentes parâmetros em uma única função-objetivo é a necessidade de atribuir pesos a cada um, de acordo com sua confiabilidade e precisão. Esses pesos são responsáveis por atribuir importância às diversas funções-objetivo parciais (produção de água, injeção, pressão, saturação de água, etc.). Em geral, pesos maiores podem ser dados às funções-objetivo mais desajustadas inicialmente ou a uma determinada função que se tem maior confiabilidade nos dados observados. Embora pouca atenção seja dada à escolha dos pesos, sabese que a qualidade da solução e até a eficiência dos processos de otimização podem ser fortemente influenciados pelos pesos escolhidos.

Em cada processo de otimização, recomenda-se que os pesos sejam mantidos constantes para que se possa medir a qualidade da função-objetivo global calculada por formulação única. Entretanto, entre as diversas fases do ajuste, pode-se alterar os pesos de acordo com o objetivo de cada fase, por exemplo, numa primeira fase pode ser dada maior ênfase ao ajuste de pressão do campo enquanto em outra, o foco seja a produção de água localizada em alguns poços.

Uma etapa muito importante na execução desta pesquisa se refere a análise da relação entre os dados do histórico de produção obtidos ao longo do tempo em pontos fixos (poços) e os dados obtidos dos mapas, que por sua vez mostram a situação em que o reservatório se encontra em um tempo específico.

2.5 Levantamento Sísmico Aplicado à Engenharia de Reservatórios

A validade de um modelo numérico depende muito de um bom ajuste de histórico de produção, sendo assim, em campos no início da explotação (sem um histórico de produção) ou ainda em campos maduros que não possuem um histórico de produção confiável muitas vezes por erros ou até mesmo inexistência de medidas, o resultado obtido com a simulação é incerto podendo conter erros.

Outro problema enfrentado na aquisição de dados é a baixa quantidade de poços perfilados na fase de caracterização do reservatório, dessa forma, apenas uma pequena área do reservatório é mapeada, ou seja, as informações são obtidas apenas em alguns poucos pontos do reservatório (conforme ilustrado na Figura 2.5).

Em busca de solucionar ou minimizar esse tipo de problema, muitas técnicas foram surgindo ao longo dos anos e a principal delas é o levantamento sísmico.



Figura 2.5: Exemplo de poucas regiões mapeadas ao redor dos poços (Fonte: Grecco, 2007).

A confiabilidade dos levantamentos sísmicos tem reduzido o risco quando se perfuram novos poços em campos produtores e a habilidade de se somar informações geofísicas aos modelos estatísticos tem promovido um mecanismo para a comunicação direta de resultados geofísicos à engenharia de reservatório.

O método sísmico auxilia no estudo dos campos petrolíferos fornecendo informações que possibilitam a elaboração de um modelo numérico mesmo quando os dados observados são poucos. Este método utiliza o fato de que ondas elásticas (também chamadas de ondas sísmicas) viajam com diferentes velocidades em diferentes tipos de rochas. O sinal sísmico é refletido sempre que encontra um material com impedância acústica diferente daquele onde está se propagando. As interfaces do perfil geológico bem como suas propriedades são determinadas pela observação do tempo de chegada das ondas sísmicas emitidas. Na Figura 2.6, é ilustrado o modelo esquemático do processo de aquisição marinha.



Figura 2.6: Exemplo de levantamento sísmico marinho (Fonte: arquivos pessoais).

Dados sísmicos convenientemente tratados podem fornecer informações adicionais conhecidas como atributos sísmicos. Os mais utilizados são a própria amplitude (que é usada como identificador de variações d porosidade, além de densidade e compressibilidade do fluido que preenche os poros), fase instantânea (muito usada para inferir sobre a presença de bolhas de gás, sendo, porém, provavelmente causada mais por reverberações em camadas muito finas), coerência sísmica (que pode indicar barreiras e canais soterrados), inclinação e azimute (para imageamento detalhado do acamamento).

Na calibração dos dados sísmicos em relação às informações de poços, o uso de técnicas de geoestatística, em particular do método da "krigagem", proporciona que a caracterização de reservatórios se torne menos estocástica e mais determinística.

A sísmica multicomponente considera não apenas a onda P (principal), mas também a onda S (cisalhante), que tem uma direção de vibração perpendicular à direção de propagação. Essa onda possui uma velocidade menor do que a onda P, mas um grande potencial para trazer informações, pois as ondas cisalhantes não se propagam em fluidos. E o agrupamento dessas duas ondas em uma seção única proporciona uma imagem mais rica, com isso as estruturas e fácies sedimentares serão muito mais claras.

O monitoramento sísmico de reservatório (*"time lapse*") consiste no processo de aquisição e análise comparativa de múltiplos levantamentos sísmicos, repetidos no mesmo lugar em um dado intervalo de tempo, com o objetivo de se obter imagens da movimentação dos fluidos em um reservatório em produção. Se cada levantamento for de sísmica 3D, então o conjunto resultante é conhecido como "sísmica 4D", em que a dimensão adicional é o tempo.

Adicionalmente ao conceito de sísmica 4D, outros métodos de monitoramento sísmico são viáveis, como o uso repetido de sísmica 2D e sísmica entre poços.

Uma das tecnologias de aquisição sísmica existentes consiste na instalação de cabos na superfície do fundo do mar, e prendê-los a uma bóia na superfície, de onde, telemetricamente, poderá enviar os dados. Em determinados períodos, um navio passa pela área emitindo novas ondas sísmicas. Os dados coletados entre um período e outro podem ser comparados para acompanhamento da evolução do desenvolvimento do campo.

A tecnologia de cabo de fundo pode ser uma ferramenta eficaz para as empresas de petróleo no gerenciamento dos reservatórios pelo fato de com ela, ser possível acompanhar os movimentos da injeção de água, do gás e do óleo no decorrer da produção, pois permite saber o que está acontecendo entre os poços e com isso tem se mostrado uma tecnologia importante no aumento do fator de recuperação de campos de petróleo, identificando regiões que não estão sendo perfeitamente drenadas. Outra vantagem do cabo de fundo é que essa técnica garante uma das principais exigências para a sísmica 4D, a da repetibilidade. No entanto, a grande desvantagem do cabo de fundo é seu alto custo, que pode chegar a ser dez vezes maior que o da sísmica convencional, tornando-a inviável para a utilização da sísmica exploratória em águas profundas em função do alto risco. Porém em uma área onde já existe um campo de petróleo, talvez se justifique pagar dez vezes mais para se ter uma ferramenta que vai dar um retorno às decisões operacionais da produção ao longo de 20 anos.

2.6 Mapa de Diferenças

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). Nesse sentido, Risso (2007) propôs a utilização de um mapa de diferenças para identificação das regiões críticas de um reservatório.

Para determinar o mapa de diferenças em modelos tridimensionais são considerados os mapas de volume (óleo, água ou gás) por unidade de área. A utilização dos mapas de volume baseia-se no fato de que as regiões críticas são aquelas que possuem maior volume e não maior saturação de água, pois o erro nestas regiões tem maior impacto na produção do campo. A Equação 2.6 mostra o cálculo do mapa de volume por unidade de área.

$\frac{Volume}{A} = espessura \times saturação \times porosidade$

Em casos de modelos bidimensionais, uma simplificação adotada é utilizar o mapa de saturação de água do campo e não mais de volume. Essa simplificação é feita no primeiro caso estudado nesta dissertação.

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 histórico) bloco a bloco da malha de simulação, segundo a Equação 2.7. A partir dos mapas de diferenças e de outras informações, tais como faixa de variação das incertezas e simulação por linhas de fluxo, são definidas as regiões e propriedades a serem modificadas durante o ajuste de histórico.

$$\Delta X_i = X_i^{Base} - X_i^{Real}$$
2.7

onde:

- O subscrito *i* é a posição do bloco da malha de simulação;
- ΔX é a diferença do parâmetro X calculada no bloco *i*;
- *X^{Base}* e *X^{Real}* são, as medidas do parâmetro X no Modelo Base e no Modelo Histórico no bloco *i*.

No caso deste trabalho, foi utilizado saturação de água e pressão.

A Figura 2.7 mostra um exemplo de escolha das regiões críticas a partir do mapa de erro.



Figura 2.7: Definição das regiões: (a) mapa simulado (b) mapa real (c) mapa de erro (Fonte: Risso, 2007).

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

3 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo, é apresentada uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos sobre ajuste de histórico com enfoque em ajuste utilizando dados de sísmica 4D.

3.1 Integração entre Ajuste de Histórico de Produção e Mapas Sísmicos (Sísmica 4D)

O processo de ajuste de mapas de saturação de água ainda é um procedimento novo, com poucos casos encontrados na literatura. A seguir são apresentados alguns trabalhos que utilizaram dados de sísmica 4D no processo de ajuste de histórico de campos de petróleo.

Arenas et al. (2001) propuseram um método para ajuste de histórico semi-automático, utilizando dados de produção e dados sísmicos. O método semi-automático consiste no uso de um algoritmo de otimização para uma função-objetivo quadrática, baseado no método dos gradientes. A grande diferença deste método é que ao invés de utilizar diretamente dados de saturação oriundos da interpretação sísmica, ele utiliza a velocidade da onda sísmica como parâmetro de ajuste. O procedimento foi aplicado com sucesso a um reservatório bidimensional.

Kretz et al. (2002) propuseram um método para ajuste de histórico através do uso da sísmica 4D. O ajuste consistiu na minimização de uma função-objetivo definida como a diferença quadrática dos valores simulados e observados, tanto de produção como de mapas sísmicos. Um reservatório sintético de gás foi utilizado no estudo. O histórico de dezesseis anos foi dividido em duas partes: os primeiros 8 anos foram utilizados para o ajuste de histórico e os últimos 8 anos foram utilizados para comparar a qualidade da previsão de produção do modelo ajustado. Ele realizou dois ajustes: (1) apenas com os dados de produção e (2) com dados de produção e dados sísmicos. Maior esforço computacional foi exigido no segundo método, porém foram obtidas previsões de produção muito mais próximas da real que no primeiro método.

Roggero et al. (2002) utilizaram a mesma metodologia de Kretz (no mesmo modelo), porém agora os dados sísmicos foram discretizados em três níveis, para cada célula da malha: -1 (correspondendo à diminuição da saturação de gás), 0 (quando não ocorre variação na saturação de gás) e +1 (correspondendo a um aumento da saturação de gás). De acordo com os autores, esse procedimento retrata melhor a realidade, pois os dados sísmicos não fornecem valores de saturação tão precisos. A previsão de produção não foi tão precisa como a obtida utilizando valores detalhados de saturação, porém ainda foi bem melhor que a previsão do ajuste apenas dos dados de produção (ajuste de histórico tradicional).

Grosselin et al. (2003) desenvolveram um software completo para ajuste de histórico semi-automático (HUTS), utilizando dados de produção e da sísmica 4D. Também foi utilizado um algoritmo de otimização baseado no método dos gradientes. Porém, os dados sísmicos ajustados foram parâmetros petro-elásticos do reservatório, obtidos pela inversão dos dados sísmicos. A metodologia foi aplicada com sucesso em campos reais, localizados no Mar do Norte e Mar Adriático.

Mezghani e Fornel (2004) propuseram um método similar àquele proposto por Roggero et al. (2002), porém aplicando diferentes pesos aos dados ajustados, ou seja, atribui-se um peso para os valores oriundos da sísmica e outro para os valores de produção, dependendo da confiabilidade dos dados. A metodologia proposta por ele é composta de duas fases: (1) inversão dos dados sísmicos em diferentes tempos (sísmica 4D) para se obter propriedades estáticas (porosidades e permeabilidades) e dinâmicas (saturações) do reservatório e, (2) utilização das propriedades obtidas na primeira fase em conjunto com os dados de produção para ajustar o modelo geológico. O ajuste consiste na minimização automática de uma função-objetivo que inclui tanto dados de saturação como de produção e pressão.

Kretz et al. (2004) utilizaram um simulador por linhas de fluxo e os dados da sísmica 4D para ajustar as frentes de saturação antes que houvesse a irrupção de água nos poços. Eles aproximaram as posições das frentes de água com base nos resultados obtidos com um simulador por linhas de fluxo e as comparou com as posições das frentes obtidas com a sísmica 4D. Desse modo, foi possível melhorar a caracterização do modelo geológico no começo da vida do reservatório, quando os dados de produção de água (muito importantes para o processo de ajuste de histórico de produção) ainda são escassos.

Risso (2007) descreve uma metodologia de ajuste de modelos numéricos combinando os dados de produção, de injeção e de pressão com os mapas de saturação. Para reduzir o número de simulações e facilitar a análise dos resultados, dificultada pelo aumento do número de parâmetros incertos, foram utilizadas as metodologias do planejamento estatístico e da superfície de resposta. Em sua pesquisa concluiu que a utilização do mapa de diferença combinado com o mapa de linhas de fluxo mostrou-se eficaz na identificação das regiões críticas do reservatório, mesmo precisando redefinir as regiões críticas no decorrer do processo de ajuste. Conclui, também, que a utilização dos mapas de saturação de água é mais eficiente no início do processo de ajuste, visto que a grande dificuldade do ajuste se dá no início do desenvolvimento do campo, onde as informações do avanço de água tais como chegada em poços produtores ainda é insuficiente. A Figura 3.1 exemplifica como a utilização de mapas de saturação de água proveniente de estudo sísmico pode auxiliar no processo de ajuste. Percebe-se que o mapa gerado pela sísmica identifica uma região não prevista na simulação, dessa forma gerando um erro no processo de ajuste de histórico.



(Risso, 2007).

Segundo Risso (2007), o erro referente a mapas (FO_M) pode ser calculado utilizando a Equação 3.1.

$$FO_M = \sum_{i=1}^{nm} P_i \cdot \sum_{j=1}^{nrc} \mathcal{E}_{R_j}$$
3.1

onde:

- ε*Rj* : erro medido nas regiões críticas;
- *nrc*: número de regiões críticas dos mapas;
- *nm*: número de mapas;
- *P_i*: pesos atribuídos as regiões criticas.

A função-objetivo global, que busca integrar os dados de produção aos dados de mapas, é apresentada por Risso (2007), segundo a Equação 3.2.

$$FO = P_1 \cdot FO_P + P_2 \cdot FO_M \tag{3.2}$$

onde:

- *FO_P*: função-objetivo de produção;
- *P*₁: peso atribuído aos dados de produção;
- *P*₂: peso atribuído aos dados de mapas.

Um dos objetivos deste trabalho é melhorar a integração entre os dados de mapas e os dados de produção, sendo assim, no decorrer da execução da pesquisa será utilizada a Equação 3.2, no entanto, deve-se avaliar e definir melhor uma metodologia para utilização dos dados de mapas ao ajuste de histórico.

Ida (2009) desenvolveu uma metodologia de ajuste de histórico assistido baseado em dados de produção e mapas de impedância acústica, visando identificar os controladores de escoamento sub-sísmicos, como falhas geológicas e canal de alta permeabilidade. Para a minimização das funções-objetivo o autor utilizou algoritmo genético que, apesar do grande número de simulações necessárias no processo, demonstrou um grande desempenho. Ida (2009) também assinala que a proposta de um ajuste de histórico com uso simultâneo de dados de produção, pressão e mapas sísmicos, mostrou-se robusto na identificação manual das heterogeneidades para o caso estudado, demonstrando haver a possibilidade de aplicação da técnica para casos mais complexos. Outro ponto forte do trabalho de Ida (2009) é a aplicação de mapa de linhas de fluxo na determinação das regiões críticas do reservatório. Uma vez identificado o par produtor/injetor, o autor propõe que as regiões críticas do reservatório devem estar compreendidas entre as linhas de fluxo, referentes ao modelo base, que contornem a anomalia mostrada nos mapas de diferenças.

No levantamento bibliográfico realizado, o único trabalho encontrado sobre a utilização de mapas de saturação diretamente no processo de ajuste de histórico foi o apresentado por Risso (2007) que mostrou que a técnica de ajuste utilizando mapas de saturação é extremamente viável, demonstrando a necessidade de mais estudos sobre o assunto. A grande maioria dos trabalhos encontrados na literatura que procuram combinar dados de produção com dados sísmicos tentam ajustar o erro (diferença) entre os mapas de impedância acústica ou de amplitude, obtidos através

de dados sísmicos produzidos em datas distintas no tempo, como mostra a Figura 3.2. Essa informação é comparada a um mapa de erro de impedância ou de amplitude obtido através da simulação numérica. Para a conversão dos dados de simulação (saturação) em dados de impedância é utilizado um modelo numérico. Não foi encontrado nenhum trabalho sobre a utilização de mapas de pressão no processo de ajuste de histórico.



Figura 3.2: Metodologia encontrada na literatura para ajuste de dados de sísmica 4D (Fonte: Risso, 2007)

4 Metodologia

4.1 Metodologia Geral de Elaboração da Dissertação

O desenvolvimento deste trabalho foi dividido em quatro etapas. A primeira delas consiste em um levantamento bibliográfico sobre os temas envolvidos de modo a obter informações suficientes para desenvolver a metodologia e os casos de aplicação (parametrização, funçãoobjetivo e ajuste de histórico de produção e mapas). A segunda etapa busca definir os modelos que são utilizados no estudo. Neste trabalho, são estudados 2 casos: o primeiro (Caso A), mais simples, com o intuito de definir e validar a metodologia e o segundo (Caso B), mais complexo, elaborado para aplicação da metodologia. Nos dois casos são necessários dois modelos para execução do ajuste: um Modelo Histórico representado por um caso sintético com resposta conhecida, usado para gerar o histórico de produção e um Modelo Base a partir do qual se inicia o processo de ajuste. No Caso A (validação da metodologia) é utilizado o modelo construído por Risso (2007) e no caso B é utilizado um modelo estudado por Ida (2009), dessa forma, permitindo a comparação entre métodos de ajuste. A terceira etapa se refere à validação da metodologia (Caso A) e a quarta etapa consiste na aplicação da metodologia desenvolvida (Caso B).

A Figura 4.1 mostra esquematicamente como a metodologia geral dessa dissertação foi conduzida. Ainda como partes da metodologia foram testados quatro procedimentos de ajuste, visto que a utilização de mapas ainda não foi bem testada pois tem utilização recente.

4.2 Metodologia de Ajuste

A metodologia de ajuste proposta neste trabalho é apresentada na Figura 4.2. (itens marcados em preto). Neste trabalho, entretanto, não foi utilizado um levantamento sísmico real

(itens marcados em azul), os mapas de saturação de água e de pressão são gerados a partir da simulação de um modelo sintético heterogêneo e de resposta conhecida, definido como Modelo Histórico (marcados em vermelho).



Figura 4.1: Fluxograma geral de trabalho usado na dissertação.



Figura 4.2: Fluxograma geral do Procedimento de Ajuste utilizado na dissertação.

O processo de ajuste assistido é realizado em duas etapas: parametrização e otimização. A fase de parametrização se destaca por sua importância no processo e por exigir uma dedicação maior do profissional envolvido. Na Figura 4.2, as etapas que fazem parte da parametrização são descritas a seguir:

- Zoneamento do reservatório: etapa em que 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 Base. 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: 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.
- Definição dos atributos gerais a serem ajustados: após a definição das funçõesobjetivo são definidos os atributos gerais que serão ajustados, ou seja, as propriedades e regiões do reservatório que serão modificadas e quais os valores máximos e mínimos que essas propriedades poderão assumir, para que o modelo de reservatório ainda se mantenha com características reais.
- Análise de sensibilidade: a análise de sensibilidade tem como objetivo selecionar quais atributos realmente influenciam no ajuste do modelo. Nesta etapa também podemos dividir o ajuste em ajustes locais do reservatório, dependendo de onde cada atributo influencia.
- Definição dos atributos críticos: com base nos resultados da análise de sensibilidade são escolhidos quais atributos farão parte do processo de ajuste e quais serão os limites que poderão assumir durante o ajuste.

Terminada a fase de parametrização, a composição de valores dos atributos que minimizam a função-objetivo é encontrada por um algoritmo de otimização.

4.2.1 Definição dos Procedimentos de Ajuste

Os quatro procedimentos de ajuste diferem entre si pela utilização de mapas de pressão e saturação de água, seja esta utilização apenas na fase da parametrização ou também quantitativamente quando os dados de mapas são incorporados à função-objetivo.

O objetivo de definir quatro procedimentos de ajuste consiste em avaliar a importância dos pesos atribuídos a cada informação, buscar uma melhor integração entre os dados de mapas e os dados de produção e, principalmente, avaliar o benefício alcançado com a inclusão dos dados de mapas de pressão ao processo de ajuste.

4.2.1.1 Procedimento de Ajuste 1

No primeiro Procedimento de Ajuste 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.

4.2.1.2 Procedimento de Ajuste 2

O Procedimento de Ajuste 2 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.

4.2.1.3 Procedimento de Ajuste 3

O propósito do Procedimento de Ajuste 3 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).

4.2.1.4 Procedimento de Ajuste 4

No Procedimento de Ajuste 4, é analisada a utilização do mapa de pressão como parâmetro de ajuste. Esta análise é feita selecionando uma combinação de pesos dentre as estudadas no item 4.2.1.3 (aquela que proporcionar maior qualidade no ajuste do modelo). 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 4.1 apresenta um resumo dos quatro procedimentos que serão estudados bem como os pesos que deverão ser atribuídos a cada informação em cada caso.

	Peso atribuído a cada informação						
Procedimento de Ajuste	Produção e Pressão nos poços	Mapas	Mapa de Saturação	Mapa de Pressão	Utiliza informação de mapas na parametrização?		
01	1.00	0.00	-	-	Não		
02	1.00	0.00	-	-	Sim		
03	β	1-β	1.00	-	Sim		
04	α	1-α	0.50	0.50	Sim		

Tabela 4.1: Resumo dos casos de estudo.

O peso β é utilizado para estudar a integração entre os dados de produção e dados de mapas. Feita essas considerações, é possível analisar o ganho que se tem com a incorporação do mapa de pressão ao processo de ajuste com a variação de α .

4.2.2 Definição das Funções-objetivo

Muitas formulações são possíveis para se definir uma função-objetivo. Neste trabalho foi adotada uma formulação semelhante a utilizada por Risso (2007), que incorpora o erro de mapas à função-objetivo, conforme a Equação 4.1:

$$FO = W_P \cdot FO_P + W_M \cdot FO_M \tag{4.1}$$

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). Essa formulação pondera cada parâmetro analisado (produção de óleo, produção de água e pressão) através de pesos. Equação 4.2:

$$FO_P = \sum_{i=1}^m w_i \cdot \sum_{j=1}^n \left(w_j \cdot \varepsilon_j \right)$$

$$4.2$$

onde, neste trabalho:

- *m* representa o número de poços a serem ajustados na mesma função-objetivo;
- *w_i* o peso atribuído a cada poço;
- *n* a quantidade de parâmetros ajustados por poço;
- *w_j*é o peso atribuído a cada parâmetro ajustado por poço;
- ε_i é o erro medido de cada parâmetro de ajuste, definido pela Equação 4.3.

$$\varepsilon_j = \frac{A f_j^{sim}}{A f_j^{Base}}$$

$$4.3$$

onde:

- Af_j^{sim} é o afastamento do parâmetro em relação ao histórico definido a partir da simulação do Modelo Base alterado no processo de ajuste;
- Af_j^{base} é o afastamento inicial do parâmetro medido em relação ao histórico.
- O afastamento é determinado pela Equação 4.4.

$$Af_{j}^{sim} = \sum_{k=1}^{No} \left(X_{k,j}^{obs} - X_{k,j}^{sim} \right)^{2}$$

$$4.4$$

onde:

- $X_{k,j}^{obs}$ é o dado observado do parâmetro *j* durante o tempo;
- X_{k,j}^{sim} é o dado do parâmetro j obtido na simulação do modelo alterado no processo de ajuste;
- No é o número de dados observados do parâmetro *j*, podendo ser medidas de poço (pressão e produções) ou medidas de mapas (saturação de água e pressão).

Obtém-se Af_j^{base} fazendo $X_{k,j}^{sim} = X_{k,j}^{base}$.

Segundo Ida (2009) a aplicação da formulação apresentada pela Equação 4.2 possui algumas vantagens, entre elas:

- Por ser adimensional, permite trabalhar com variáveis de unidades, magnitudes e densidades totalmente distintas;
- Reduz a subjetividade na comparação das respostas dos casos simulados;
- Permite automatizar o processo de otimização, pois é uma representação matemática da função-objetivo.

A Equação 4.5 descreve como a função-objetivo de mapas (FOM) é determinada neste trabalho, lembrando que cada mapa tem peso igual a 0.5 na função-objetivo de mapas, quando utilizados juntos:

$$FO_M = 0.5 \cdot \sum_{i=1}^{nRS} \left(w_i^{RS} \cdot \varepsilon_i^{RS} \right) + 0.5 \cdot \sum_{i=1}^{nRP} \left(w_i^{RP} \cdot \varepsilon_i^{RP} \right)$$

$$4.5$$

onde:

- *nRS* e *nRP* são, respectivamente, o número de regiões-parâmetro encontrado no mapa de diferenças de saturação de água e o número de regiões-parâmetro encontradas no mapa de diferenças de pressão;
- w^{RS} e w^{RP} são, respectivamente, o peso atribuído em todas as regiões-parâmetro de saturação de água e em todas as regiões-parâmetro de pressão;
- ε_{Rj} é a diferença (erro) medida entre os dados simulados e os obtidos pelo histórico em cada região parâmetro medido pela Equação 4.3.

Os pesos de cada poço (w_i apresentado na Equação 4.2) são determinados proporcionalmente ao seu afastamento inicial (Af_j^{base}). Neste trabalho foram considerados como peso máximo 0.50 e peso mínimo de 0.05 e esses limites foram adotados para que um determinado poço não influencie demais ou venha a ser subestimado nos cálculos. Dessa forma, poços mais desajustados são mais considerados nos cálculos.

Para determinação dos pesos foi adotada a seguinte abordagem: inicialmente é calculada a relação entre o afastamento de cada poço e o afastamento máximo encontrado dentre os poços selecionados para o ajuste, em outras palavras, em relação ao poço mais desajustado. Essa relação (z_i) é determinada pela Equação 4.6.

$$z_i = \frac{A f_{j,i}^{base}}{maior(A f_{j,i}^{base})}$$

$$4.6$$

onde i é o índice utilizado para os poços e j para o parâmetro mais desajustado (água, óleo, gás etc.).

Normalizando z_i para que a soma dos pesos seja 1 (Equação 4.7), obtemos o peso atribuído a cada poço dentro da função-objetivo de produção (FOP).

$$w_i = \frac{z_i}{\sum_{i=1}^{np} z_i}$$

$$4.7$$

onde Np é o número de poços escolhidos para o ajuste.

O cálculo do peso das regiões (w^{RS} e w^{RP} apresentados na Equação 4.5) é realizado de forma semelhante ao feito para os poços, utilizando neste caso, o erro inicial calculado em cada região, no entanto, deve-se observar que no Procedimento de Ajuste 3 foram consideradas as regiões-parâmetro determinadas no mapa de diferenças de saturação de água e no caso do Procedimento de Ajuste 4 foram incorporadas as regiões-parâmetro determinadas também pelo mapa de diferenças de pressão.

O erro de uma região determinada em um dos mapas não influencia no cálculo do peso de uma região selecionada no outro mapa, mesmo porque os mapas possuem grandezas diferentes, de forma que o somatório dos pesos das regiões de cada mapa seja igual a 1.

4.3 Definição das Regiões Críticas do Reservatório

No processo de ajuste de mapas, são considerados dois tipos de regiões: regiões-atributo e regiões-parâmetro. É definida como região parâmetro toda região onde o erro é medido e seu valor é incorporado à função-objetivo em cada etapa do processo de ajuste de histórico. Já as regiões-atributo são aquelas onde as alterações são realizadas durante o processo.

As regiões-atributo não são necessariamente as visualizadas nos mapas de diferenças, uma vez que essas regiões são as que contêm a diferença de medida entre o Modelo Base e o Modelo Histórico (regiões-parâmetro), no entanto, esse erro pode ser causado por qualquer outra região não identificada diretamente no mapa de diferenças (região-atributo).

As regiões-parâmetro e as regiões-atributo são determinadas a partir da análise do mapa de diferenças de saturação e do mapa de diferenças de pressão e informações das linhas de fluxo. O cuidado que se deve ter ao utilizar linhas de fluxo, segundo Risso (2007), é que estas estão relacionadas ao Modelo Base que, por sua vez, difere do Modelo Histórico, porém, à medida que o Modelo Base vai sendo ajustado, as linhas de fluxo passam a auxiliar melhor na divisão do reservatório em regiões críticas.

Um estudo de caso realizado e apresentado no Anexo 1: Efeito das Heterogeneidades nos Mapas de Erros (Pressão e Saturação) permitiu que fossem feitas as seguintes considerações no que diz respeito a divisão do reservatório em regiões críticas, quando é utilizado informações provenientes do mapas de saturação de água e do mapa de pressão:

- As anomalias mostradas nos mapas de diferenças de pressão e saturação de água são consideradas regiões parâmetro, sendo seu erro incorporado à função-objetivo de mapas;
- (2) No caso do mapa de diferenças de saturação de água, anomalias positivas indicam existência de uma quantidade maior de água no Modelo Base em relação ao Modelo Histórico, refletindo a necessidade de se "atrasar" a frente de saturação de água, seja ela pela inserção de uma barreira ou redução da permeabilidade. Por outro lado, anomalias negativas referem-se à falta de água na região indicada, sendo necessário "avançar" a frente de saturação de água em direção a anomalia; em geral, esse cenário indica a existência de um canal com permeabilidade maior que a encontrada no restante do reservatório, no entanto, também pode acontecer uma canalização de água devido a existência de barreiras paralelas;
- (3) O mapa de diferenças de pressão é utilizado para validar os casos idealizados a partir da análise das anomalias do mapa de diferenças de saturação de água;
- (4) No mapa de diferenças de pressão, a análise deve ser feita em relação ao poço adjacente a anomalia. No caso de regiões próximas a um poço injetor, um erro negativo indica que a pressão no Modelo Histórico está maior que no Modelo Base, sugerindo que a permeabilidade do Modelo Histórico é menor que no Modelo Base, caso contrário, em regiões com erro positivo a permeabilidade do Modelo Histórico é maior que a do Modelo Base. No caso de a região mostrada no mapa de diferenças estiver próxima a um poço produtor, a análise é inversa, regiões com erro negativo indicando necessidade de se aumentar a permeabilidade do Modelo Base e regiões com erro positivo de diminuí-la;

(5) A existência de barreira com baixa permeabilidade causa uma mudança abrupta no sinal do erro observado no mapa de diferenças de pressão nas regiões próximas de onde elas se localizam.

4.4 Otimização

Como o objetivo desta pesquisa não é criar um método de otimização, optamos por utilizar o *Tool Box* de Otimização do programa MatLab, sendo necessário somente a implementação de uma rotina para o processo de ajuste. O algoritmo utilizado pelo programa usa como método de otimização o de busca direta com cálculo de gradientes. A desvantagem deste método é que ele é altamente influenciado por mínimos locais. Para minimizar esse problema foi necessária a utilização de diferentes estimativas iniciais.

No início de cada etapa de otimização é inserido como estimativa inicial um vetor de permeabilidades referentes às regiões-atributo selecionadas. Dentro da otimização foram criadas sub-rotinas para auxiliar o processo, consistindo em alterar o arquivo de simulação e enviá-lo para o simulador de fluxo (IMEX), para, após a simulação, obter os resultados dos parâmetros de ajuste e calcular os valores das funções-objetivo. Terminado o processo de otimização o valor da função-objetivo otimizada é armazenado juntamente com o vetor de permeabilidade que a minimiza. Logo após, uma nova estimativa inicial é feita e o processo se reinicia e é refeito até atingir a quantidade de vezes (ns = número de sementes) estipulada pelo profissional envolvido no processo de ajuste. O número de sementes necessário depende de quanto irregular é o espaço de soluções do problema. Quando o número de sementes é atingido, a menor função-objetivo é selecionada entre todas as calculadas e o vetor de permeabilidade correspondente a ela, é o que proporciona o melhor ajuste do modelo. O processo de otimização é esquematizado na Figura 4.3.



Figura 4.3: Fluxograma do processo de otimização.

5 Aplicação

A aplicação da metodologia é subdividida em dois casos. O Caso A se refere à validação da metodologia e o Caso B é a aplicação num modelo complexo utilizado por Ida (2009) referente ao Campo de Namorado modificado, da Bacia de Campos.

Em ambos os casos, é considerado um levantamento sísmico após quatro anos do início da produção/injeção. Foi escolhida essa data, pois: (1) a falta de informação por parte do histórico proporciona um modelo ajustado com muitas incertezas fazendo com que o ganho obtido com o acréscimo da informação sísmica seja mais valorizado, (2) em casos reais é comum que se realize ajustes nos modelos quando os resultados obtidos no modelo de simulação demonstram muita divergência em relação ao histórico e, por fim, (3) a limitação da sísmica com relação ao tempo de sua aquisição, em que, em casos reais, aquisições feitas no início da vida produtiva do campo ocorrem problemas de ruídos que diminuem sua resolução (Janssen, 2006) e, como foi observado por Ida (2009), tempos demasiadamente longos "mascarariam" anomalias existentes como barreiras e canais dificultando a captação da frente de saturação de água.

Nos dois casos o parâmetro de entrada é a produção de líquido e os parâmetros de ajuste são a produção de água e a pressão de escoamento nos poços. Considera-se que uma vez informada a vazão de líquido e ajustada a vazão de água nos poços, consequentemente teremos o ajuste da produção de óleo.

A metodologia de aplicação das linhas de fluxo usada para determinação das regiõesatributo é a determinada por Ida (2009) citada anteriormente no capítulo de revisão bibliográfica deste trabalho.

Para a realização das simulações dos modelos e para a análise dos resultados são utilizados softwares da *Computer Modelling Group* (CMG). O simulador de escoamento é o IMEX e os softwares para pós-processamento foram "*Results 3D*", "*Results Graph*" e "*Results*

Report". O processo de otimização e o gerenciamento do processo são realizados no ambiente Matlab.

5.1 Caso A

5.1.1 Descrições Gerais

Neste caso, busca-se validar a metodologia proposta a partir de sua aplicação em um modelo sintético, simples e com resposta conhecida. O modelo em questão foi construído por Risso (2007) e possui duas barreiras e um canal de alta permeabilidade possibilitando gerar um histórico de produção, injeção e pressão além dos mapas de saturação de água e pressão, utilizados no processo de ajuste.

5.1.1.1 Propriedades dos Fluidos

A Figura 5.1 mostra as curvas que caracterizam o comportamento dos fluidos existentes no reservatório modelado em relação à pressão. As curvas PVT observadas abaixo são referentes ao fator de volume de formação do óleo (Bo), fator de volume de formação do gás (Bg), solubilidade do gás no óleo (Rs), viscosidade do gás (Visg) e viscosidade do óleo (Viso).



Figura 5.1: Curvas de PVT utilizadas nas simulações.

5.1.1.2 Propriedades Rocha-Fluido

A Figura 5.2 mostra o gráfico de permeabilidade relativa do óleo e da água utilizado neste primeiro caso de simulação.



Figura 5.2: Curvas de permeabilidades relativas utilizadas nas simulações.

5.1.2 Modelo Histórico

Para facilitar o desenvolvimento do capítulo, o modelo sintético com resposta conhecida será denominado como Modelo Histórico, fazendo referência ao seu propósito no trabalho. Este modelo consiste em um *"five-spot"* com duas barreiras e um canal de alta permeabilidade com algumas modificações em relação ao modelo construído por Risso (2007), que são: (1) passou-se a utilizar uma saturação de água irredutível de 21% e uma saturação de óleo residual de 19%, com o intuito de deixar o modelo mais realista, e (2) controle de produção por vazão de líquido, para minimizar problemas com relação a pressão.

A partir desse modelo foram gerados os históricos de produção de óleo e água dos poços produtores, da injeção de água do poço injetor, a pressão de escoamento dos poços e os mapas de saturação de água e de pressão. A idéia é representar uma região de um reservatório, compreendendo o fluxo entre um injetor e quatro produtores.

O reservatório é representado estruturalmente por um topo horizontal a -1000 m, discretizado com malha de 45 x 45 x 1 células nas direções x, y e z respectivamente, com células de dimensões iguais 40 m nas três direções, totalizando 2025 blocos. O modelo de fluido utilizado foi o *Black-Oil*. O fluido do reservatório é um óleo leve com viscosidade de 0,78 cP nas condições iniciais do reservatório (pressão estática de 98 Kgf/cm² e temperatura de 50 °C), com razão de solubilidade inicial de 85 m³/m³ e não tem contato óleo/água.

As propriedades do reservatório são: permeabilidade absoluta constante igual a 200 mD, exceto no canal de alta permeabilidade (1000 mD) e nas barreiras impermeáveis, porosidade constante de 20%. O mapa de permeabilidade é ilustrado na Figura 5.3.



Figura 5.3: Mapa de Permeabilidade do Modelo Histórico

5.1.3 Modelo Base

O processo de ajuste inicia-se no Modelo Base que, por sua vez, é construído considerando-se todas as informações disponíveis do campo para que o comportamento do modelo numérico seja o mais próximo possível do campo real, porém, na maioria dos casos o volume de informações é pequeno gerando modelos divergentes da realidade.

O Modelo Base utilizado neste caso tem como principal característica sua homogeneidade, possuindo uma permeabilidade constante considerada igual a 500 mD (é considerada essa distribuição de permeabilidade para haver uma diferença significativa entre o Modelo Base e o Modelo Histórico, nenhum estudo geoestatístisco foi feito para encontrar esse valor). Neste caso não se considera o canal de alta permeabilidade nem as barreiras impermeáveis. A idéia é obter estas heterogeneidades através do processo de ajuste de histórico.

5.1.4 Análise Inicial

A primeira etapa no Procedimento de Ajuste de Histórico é informar ao Modelo Base as vazões que este deverá reproduzir. Uma vez fixado o parâmetro de referência (histórico) ajusta-se os demais parâmetros. Nesta pesquisa, o parâmetro informado foi a vazão de produção de líquido

nos poços produtores e a vazão de injeção de água no injetor. O controle por vazão de líquido faz com que não existam grandes variações da pressão estática do reservatório (Ida, 2009).

Para fixar as vazões de líquido produzido e água injetada, usou-se o comando "ALTER" (CMG, 2007), que consiste em informar em cada tempo, qual valor do parâmetro em questão deverá assumir, no entanto o simulador permite que a inserção do histórico seja feita de outras maneiras.

É importante realizar uma análise inicial do Modelo Base para verificar se está reproduzindo o histórico informado corretamente, caso contrário, seria necessário fazer alterações no modelo mesmo antes de se iniciar o ajuste propriamente dito. As Figuras 5.4, 5.5 e 5.6 apresentam as vazões de líquido produzido e água injetada do Modelo Histórico e do Modelo Base. Nota-se que as curvas são coincidentes, indicando que esses dados foram reproduzidos com sucesso pelo Modelo Base.



Figura 5.4: Produção de líquido dos poços (a) Produtor 1 e (b) Produtor 2.



Figura 5.5: Produção de líquido dos poços (a) Produtor 3 e (b) Produtor 4.



5.1.5 Parametrização

A qualidade na fase de parametrização é proporcional a quantidade de dados disponíveis. Neste trabalho, são estudados dois casos de parametrização: sem informação sísmica, que será aplicada no Procedimento de Ajuste 1 e com informação sísmica, com sua aplicação nos procedimentos de Ajuste 2, 3 e 4. Nos dois casos o objetivo nesta fase é efetuar o zoneamento do reservatório e a escolha dos intervalos dos atributos incertos com base nas informações disponíveis.

No Caso A, os atributos incertos que produzem a diferença entre o histórico de produção e os dados simulados são as permeabilidades absolutas das regiões determinadas no zoneamento do reservatório. A alteração durante o ajuste dos atributos incertos foi feita através de multiplicadores de permeabilidade.

5.1.5.1 Zoneamento do Reservatório

Sem informação sísmica

A falta de informação prejudica a parametrização do reservatório, tornando seu zoneamento arbitrário e incerto, sem muito embasamento. Em geral, o zoneamento é feito considerando as regiões de influência de cada poço, o que é uma abordagem considerável, pois as alterações feitas nessas regiões têm grandes influências sobre os poços a que elas pertencem. Baseado nisso, o reservatório foi dividido em 5 regiões, totalizando 5 atributos incertos conforme ilustrado Figura 5.7.



Figura 5.7: Zoneamento do reservatório usado no Procedimento de Ajuste 1

O ajuste se inicia com essa configuração de regiões, o que não impede que durante o processo, o reservatório seja dividido novamente para melhorar a resposta da função-objetivo.

Com informação sísmica

Diferente da situação anterior, a quantidade de informação aqui é maior, pois além dos dados do histórico, são utilizados também informações dos mapas de diferenças de pressão e de saturação de água no zoneamento do reservatório. A utilização dessas informações em conjunto com o mapa de linhas de fluxos permite definir os mecanismos controladores de escoamento com maior certeza do que no primeiro caso.

O mapa de diferenças de saturação de água e o mapa de diferenças de pressão, ambos sobrepostos pelo mapa de linhas de fluxo, são apresentados, respectivamente pelas Figuras 5.8 e 5.9. Nos mapas são considerados apenas erros superiores a 20% em relação ao maior erro encontrado com o mesmo sinal. As linhas de fluxo geradas são referentes ao Modelo Base e, dessa forma, não consideram a existência do canal e das barreiras, no entanto, a medida que o modelo é ajustado no processo iterativo, as linhas de fluxo passam a representar melhor o comportamento do reservatório real. Com relação a nomenclatura adotada, chamaremos de anomalias, as regiões nos mapas de erros que contenham uma diferença maior que o mínimo estipulado.



Figura 5.8: Mapa de diferenças de saturação de água no quarto ano de produção



Figura 5.9: Mapa de diferenças de pressão no quarto ano de produção

Com base nas considerações feitas anteriormente, no Item 4.3 é realizada a discussão abaixo com relação ao zoneamento do reservatório com informação sísmica.

A Anomalia 1, destacada no mapa de diferenças de saturação de água, identifica a necessidade de se atrasar a frente de água do poço injetor para o Produtor 2. Esse atraso pode ser feito reduzindo-se a permeabilidade absoluta entre a anomalia e o poço injetor, ou inserindo uma barreira entre o Injetor e o Produtor 2 próximo a anomalia, ou até mesmo a combinação entre os dois cenários. Utilizando o mapa de diferenças de pressão para validar os cenários possíveis, percebemos que próximo ao local da Anomalia 1 existe uma mudança abrupta do sinal do erro, tal informação, indica a existência de uma barreira. Entretanto, a região contida entre a Anomalia 1 e o poço Injetor, compreendida entre as linhas de fluxo que ligam esses dois poços, possui um erro negativo mostrando que a permeabilidade dessa região é menor do que está sendo considerada no Modelo Base. A Figura 5.10 apresenta as regiões-atributo selecionadas a partir da análise da Anomalia 1.



Figura 5.10: Região-atributo selecionada com a análise da Anomalia 1.

Prosseguindo com a análise das anomalias positivas do mapa de diferenças de saturação de água, percebe-se que a mesma discussão apresentada para Anomalia 1 é aplicável à Anomalia 2, tendo em vista que as configurações dos cenários possíveis que levam a formação do erro identificado na Anomalia 2 são as mesmas encontradas na Anomalia 1.

No caso da Anomalia 3, os cenários possíveis, analisando somente o mapa de diferenças de saturação de água, são os mesmos citados para as Anomalias 1 e 2, no entanto, a partir da análise do mapa de diferenças de pressão, percebe-se que próximo a Anomalia 3 não existe descontinuidade do erro, levando a considerar somente a redução da permeabilidade absoluta da região compreendida entre a anomalia e o Injetor, limitados pelas linhas de fluxo. A Figura 5.11 ilustra a configuração adotada das regiões atributo após a análise das anomalias positivas do mapa de diferenças de saturação de água.



Figura 5.11: Regiões-atributo selecionadas com a análise das anomalias positivas do mapa de diferenças de saturação de água e pressão.

Note que, na Figura 5.11, as regiões entre o injetor e as anomalias foram agrupadas em uma só, pois com a análise do mapa de diferenças de pressão percebe-se que a propagação do erro nesses locais é contínua e aproximadamente regular e, uma vez que a permeabilidade do Modelo Base é conhecida e constante, conclui-se que as permeabilidades nessas regiões devem ser aproximadamente iguais, e como o ajuste é feito utilizando multiplicadores, pode-se agrupar as regiões.

A análise da anomalia 4 indica a necessidade de se avançar a frente de água em direção ao Produtor 3. Novamente, muitas configurações podem levar ao cenário apresentado no mapa de diferenças de saturação de água. Para citar os mais prováveis, destaca-se: (1) existência de um canal de alta permeabilidade ligando o poço Injetor ao Produtor 3 passando pela Anomalia 4 e, (2) existência de barreiras que canalizem a água injetada ao Produtor 3. O mapa de diferenças de pressão mostra que existe uma propagação mais rápida do erro na direção do Produtor 3, indicando um aumento da permeabilidade nessa direção, o que valida a existência de um canal, além de não haver descontinuidade na propagação do erro, descartando as hipóteses sobre barreiras. Sendo assim, a Figura 5.12 ilustra a divisão do reservatório em regiões-atributo após a análise do mapa de diferenças de saturação de água.



Figura 5.12: Regiões-atributo após a análise do mapa de diferenças de saturação de água.

Como todas as anomalias apresentadas pelo mapa de diferenças de saturação de água foram discutidas, o próximo passo consiste em analisar as anomalias apresentadas no mapa de diferenças de pressão.

A Anomalia 5 se refere a uma região compreendida entre o Produtor 2 e o Produtor 4 com erro positivo, indicando que a permeabilidade nessa região deve ser menor do que está sendo considerada no Modelo Base. A Anomalia 5 foi considerada como sendo uma única região, no entanto, poderíamos tê-la dividido em 2 regiões, uma adjacente ao Produtor 2 e outra ao Produtor 4. Do mesmo modo, a Anomalia 7 foi considerada como uma única região, excetuando a região onde, supostamente, se encontra o canal. O restante do reservatório foi considerado como uma única região, mesmo com o erro medido nos mapas de diferenças ser abaixo do considerado.

A Figura 5.13 mostra como foi considerado o zoneamento do reservatório nos casos onde a sísmica foi utilizada na fase de parametrização (as cores abaixo são utilizadas somente para diferenciar as regiões, não tendo nenhuma relação com a distribuição de qualquer atributo geológico). Total de 7 regiões-atributo.



Figura 5.13: Regiões-atributo do reservatório considerando informação de mapas (cores representam apenas as diferentes regiões).

5.1.5.2 Determinação dos intervalos de busca considerados

Os atributos incertos considerados no ajuste são as permeabilidades absolutas das regiõesatributo, determinadas anteriormente para os casos utilizando sísmica ou não na fase de parametrização. Os intervalos de valores que os multiplicadores de permeabilidade poderão assumir são determinados a seguir.

Sem informação sísmica

Como acontece no zoneamento do reservatório, a falta de informação também prejudica a escolha dos intervalos de busca. Para determinação dos intervalos usados na otimização foi realizada uma análise de sensibilidade das funções-objetivo parciais de cada poço em cinco níveis. A análise gráfica e a tabela com os dados obtidos na análise de sensibilidade são encontrados no Anexo 2: Análise de Sensibilidade.

O resultado da análise de sensibilidade possibilitou considerar os intervalos de busca apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Intervalos dos multiplicadores de permeabilidade de cada região de influência.	

	<i>R1</i>		R2		<i>R3</i>		R4		R5	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Intervalo	0.30	0.90	0.25	0.85	0.10	1.00	0.30	0.85	0.10	2.50

Com informação sísmica

O mesmo conceito aplicado no caso sem informação sísmica é aplicado aqui, no entanto, devido à incorporação de informações provenientes da utilização de mapas, podemos determinar intervalos mais discretos e melhorar a otimização do problema.

Os intervalos dos multiplicadores que cada região-atributo poderá assumir durante o processo de ajuste nos casos em que foram utilizadas informações de mapas de erros na parametrização são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Intervalos dos multiplicadores de permeabilidade das regiões-atributo.

	<i>R1</i>		R2		<i>R3</i>		<i>R4</i>		<i>R5</i>		R6		<i>R7</i>	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Intervalo	1.30	2.30	0.00	0.40	0.00	0.40	0.10	0.60	0.15	0.80	0.20	0.80	0.10	0.60

5.1.6 Definição das Funções-Objetivo

Os parâmetros de poço ajustados foram a pressão de escoamento nos poços e a produção de água no Produtor 3 (único onde ocorreu irrupção de água). Segundo foi descrito na metodologia, em alguns casos estudados, regiões do reservatório determinadas pelos mapas de pressão e saturação, também serão consideradas como parâmetros de ajuste.

As funções-objetivo de pressão de escoamento de fundo do poço (*BHP*), produção de água (Qw) e as regiões-parâmetro de pressão e de saturação foram determinadas segundo a Equação 4.3.

A função-objetivo de produção aplicada neste trabalho é composta por 5 poços, 4 produtores e um injetor, dessa forma os parâmetros de ajuste aplicados à Equação 4.2 são *BHP* e Qw (apenas no Produtor 3).

5.1.6.1 Determinação dos pesos das Funções-Objetivo

Com relação aos procedimentos de ajuste mencionados no Item 4.2.1, o valor de β adotado para o estudo realizado no Procedimento de Ajuste 3 foram 0.33, 0.50 e 0.67. Sendo assim, o Procedimento de Ajuste 3 fica subdividido em 3 subcasos de acordo com o mostrado na Tabela 5.3.

		Peso atribuído a cada informação							
Procedimento de Ajuste		Produção e Pressão nos poços	Mapas	Mapa de Saturação	Mapa de Pressão	Utiliza informação de mapas na parametrização?			
	3.1	0.33	0.67	1.00	-	Sim			
03	3.2	0.50	0.50	1.00	-	Sim			
	3.3	0.67	0.33	1.00	-	Sim			

Tabela 5.3: Procedimento de Ajuste 3.

No caso dos parâmetros de poço, o objetivo é ajustar a pressão de escoamento nos 5 poços e a produção de água no Produtor 3. Como no Produtor 3 a produção de água é recente e não existem muitos dados observados, o peso atribuído a ela será menor do que à pressão de escoamento no mesmo poço. Nos demais poços, como ainda não há produção de água, o peso dado à pressão é máximo. A Tabela 5.4 apresenta o peso atribuído a cada parâmetro de ajuste de poço.

Tabela 5.4: Pesos atribuídos aos parâmetros de ajuste dos poços.

	Peso atribuído a cada parâmetro						
Poço	Pressão de escoamento	Produção de água					
PRODUTOR 1	1.00	0.00					
PRODUTOR 2	1.00	0.00					
PRODUTOR 3	0.90	0.10					
PRODUTOR 4	1.00	0.00					
INJETOR	1.00	0.00					

Neste Caso A, o parâmetro mais desajustado é a pressão de escoamento de fundo de poço, dessa forma, a aplicação da Equação 4.7 permite calcular os afastamentos iniciais e os pesos de cada poço (Tabela 5.5).
	PRODUTOR 1	PRODUTOR 2	PRODUTOR 3	PRODUTOR 4	INJETOR
Afastamento	8.6E+07	1.3E+08	4.2E+07	1.3E+08	101205.9
Peso Atribuído	0.21	0.31	0.11	0.32	0.05

Tabela 5.5: Determinação dos pesos dos poços na função-objetivo de produção.

A Tabela 5.6 apresenta as regiões-parâmetro (Anomalias 1 a 4) determinadas no mapa de diferenças de saturação. A Tabela 5.7, por sua vez, apresenta o peso atribuído a cada região parâmetro determinada no mapa de diferenças de pressão (Anomalias 5 a 7).

Tabela 5.6: Determinação dos pesos das regiões-parâmetro de saturação.

	Anomalia 1	Anomalia 2	Anomalia 3	Anomalia 4
Erro inicial	3.133	2.693	0.664	11.618
Peso Atribuído	0.24	0.21	0.05	0.50

Tabela 5.7: Determinação dos pesos das regiões-parâmetro de pressão.

	Anomalia 5	Anomalia 6	Anomalia 7
Erro inicial	274271023	18860940	66720913
Peso Atribuído	0.50	0.11	0.39

5.1.7 Otimização

Para iniciar o processo de minimização da função-objetivo no MatLab são necessários alguns arquivos de entrada. São eles:

- (1) Modelo Base para realização do ajuste;
- (2) Arquivo contendo as coordenadas, no simulador de fluxo, das regiões-atributo;
- (3) Arquivo contendo as coordenadas, no simulador de fluxo, das regiões-parâmetro;
- (4) Dados de produção e pressão do histórico para cálculo da função-objetivo de produção;
- (5) Mapas de saturação e de pressão para cálculo da função-objetivo de mapas.

Também devem ser informados ao algoritmo de otimização:

- (1) Número máximo de iterações. Foi adotado o máximo de 10 iterações por semente (equivalente a aproximadamente 200 simulações).
- (2) O número de sementes que deverão ser testadas no processo de otimização. As sementes são geradas de modo aleatório com o intuito de varrer a maior parte do espaço de soluções do problema. Para determinação do número de sementes, foram realizadas algumas otimizações do problema e constatou-se que em média, de 10 sementes 6 convergiam para

a mesma solução e as outras ficavam com resultados muito próximos, considerando que nenhuma das otimizações atingiu o número máximo de iterações, ou seja, a otimização encontrou um mínimo, pode-se concluir que a superfície de resposta do problema se comporta bem, permitindo a utilização de 10 sementes no processo de otimização da função-objetivo.

5.2 Caso B

5.2.1 Modelo modificado do Campo de Namorado

Para a aplicação da metodologia foi utilizado o mesmo modelo estudado por Ida (2009). Este modelo consiste em uma modificação do Campo de Namorado com 28 poços produtores e 16 poços injetores, a principal alteração em relação ao original, foi a antecipação do cronograma de entrada dos poços injetores de acordo com os pares produtores para criar várias frentes de avanço da água.

O reservatório foi discretizado com malha *corner-point* regular com células de dimensões 100 m x 100 m x espessura variável, com 80 células na direção I, 50 células na direção J e 10 células na direção K, totalizando 40000 células, sendo 20390 ativas. As espessuras das camadas do modelo são variáveis, mas tem uma média da ordem de 21 m que são compatíveis com a resolução da sísmica.

O reservatório apresenta um volume original in situ de 125,74 milhões de m³ de óleo de boa qualidade (31 °API) e baixa viscosidade (0,96 cP), com razão de solubilidade (Rs) de 113,5 m³/m³ std e fator volume formação do óleo (Bo) de 1,41 m³/m³ std medidos nas condições de pressão de saturação (210 Kgf/cm²) e temperatura de 88 °C.

A porosidade média do reservatório, ponderada pelo volume, é de 21,2%. Os dados indicaram uma variação de camada para camada, com tendência de diminuição em direção a base.

A Figura 5.14 ilustra o modelo utilizado nesta pesquisa.



Figura 5.14: Modelo utilizado na pesquisa - Caso B.

5.2.1.1 Propriedades dos Fluídos

As Figuras 5.15 e 5.16 apresentam as principais propriedades do óleo do reservatório que, além das variáveis já citadas, incluem o fator volume, formação do gás (Bg), a viscosidade do óleo (Viso) e a viscosidade do gás (Visg). Estão destacados os valores na pressão de saturação (Psat) e na pressão inicial (Pi).



Figura 5.15: Gráfico das propriedades PVT (Bo, Bg e Viscosidade do Gás).



Figura 5.16: Gráfico das propriedades PVT (Rs e viscosidade do óleo).

5.2.1.2 Propriedades Rocha-Fluido

As curvas de permeabilidades relativas para o sistema água/óleo e para o sistema óleo/gás são mostradas nas Figuras 5.17a e 5.17b, respectivamente.



Figura 5.17: Curva de Permeabilidade relativa (a) sistema Óleo/Água e (b) sistema Óleo/Gás

5.2.2 Modelo Histórico

Na maior parte do reservatório, os dois modelos, base e histórico, possuem a mesma distribuição de propriedades, no entanto, existem regiões no Modelo Base onde algumas propriedades são diferentes das encontradas no Modelo Histórico. Essas diferenças foram criadas propositalmente para verificar como a sísmica 4D pode auxiliar no processo de identificação das diferenças e no ajuste de histórico.

As principais características do Modelo Histórico residem na presença de duas heterogeneidades, uma barreira e um canal inseridos com o propósito de causar uma diferença entre o Modelo Histórico e o Modelo Base. Ambas as heterogeneidades são coerentes geologicamente, pois a barreira tem direção aproximadamente paralela à barreira mapeada e o canal, a mesma direção da deposição do arenito. A barreira é modelada por uma região de transmissibilidade nula, enquanto que o canal consiste em uma região de alta permeabilidade.



Figura 5.18: Anomalias do Modelo Histórico: (a) Canal e (b) barreira.

5.2.1 Modelo Base

O ajuste se inicia no Modelo Base com o propósito de aproximar este ao Modelo Histórico. As variáveis incertas a serem ajustadas são a permeabilidade absoluta e a transmissibilidade nas regiões apresentadas na Figura 5.18. Os dois modelos possuem permeabilidades absolutas da mesma ordem de grandeza (250 a 500 mD), demonstrando que um primeiro ajuste já foi realizado e situando este trabalho no ajuste local.

5.2.1 Análise Inicial

A análise inicial tem como objetivo selecionar os poços que participarão do ajuste. Esse simples procedimento ajuda a diminuir a quantidade de dados estudados e impedir que poços já ajustados interfiram no processo de ajuste, aumentando o tempo e esforço computacional.

A Figura 5.19 apresenta o erro normalizado dos poços produtores. O erro foi normalizado em relação à maior diferença (por tipo de função) encontrada entre os dados do Modelo Histórico e Base. Somente poços com valores superiores a 10% do erro máximo, seja de pressão ou de produção de água, são considerados no ajuste. Neste caso, os poços produtores considerados no ajuste são: NA01A, NA02, NA07, NA08D, NA10D, NA23D, NA25D, NA30D, NA37D, NA40D e NA42D.



Figura 5.19: Erro normalizado no poços produtores

A Figura 5.20 apresenta o erro normalizado dos poços injetores. O erro foi normalizado em relação à maior diferença encontrada entre os dados do Modelo Histórico e Base. Somente poços

com valores superiores a 10% do erro máximo são considerados no ajuste. Neste caso, os poços injetores selecionados são: NA31D_I, NA32D_I, NA34D_I, NA38D_I e NA41D_I.



Figura 5.20: Erro normalizado no poços injetores

Os poços que não são considerados no processo de ajuste de histórico são verificados ao final de cada etapa de ajuste para garantir que não estão sendo influenciados pelo processo, à medida que um poço comece a ser influenciado é inserido no ajuste.

5.2.2 Parametrização

5.2.2.1 Zoneamento do Reservatório

Sem informação sísmica

Em casos em que o profissional envolvido no processo de ajuste não dispõe de informações complementares (normalmente em reservatório com pouco histórico de produção), é aceitável selecionar uma região de influência do poço para que sejam efetuadas as alterações das propriedades. Em geral, a região de influência é uma região aproximadamente circular com o poço centrado. Dependendo do caso, dois ou mais poços podem possuir uma mesma região de influência.



No caso deste trabalho foi adotado o esquema de regiões de influência ilustrado na Figura 5.21. Os círculos vermelhos indicam a região de influência de cada poço.

Figura 5.21: Regiões de influência adotadas no ajuste sem considerar informação sísmica.

Os poços são agrupados em 5 regiões de influência: as indicadas pelos retângulos tracejados (R1, R2, R3, R4 e R5). A variável incerta é a permeabilidade absoluta, portanto, o ajuste é feito alterando-se o multiplicador de permeabilidade das regiões indicadas.

Em geral, decisões sobre o zoneamento do reservatório são baseadas nas informações obtidas nos poços e em reservatórios análogos, sendo que uma parte significativa é baseada na experiência do profissional envolvido no processo de ajuste. Diferentes concepções de regiões e variáveis incertas podem ser consideradas no estudo de um mesmo reservatório.

Com informação sísmica

Como no Caso B a espessura do reservatório é variável, diferente do Caso A (espessura constante), utilizar apenas a diferença de saturação para construir o mapa de diferença pode levar a seleção de regiões-parâmetro que não possuem uma influência considerável no erro de mapas, visto que as regiões mais impactadas são aquelas onde existe a maior diferença de volume e não

de saturação (Risso, 2007). Assim posto, a Figura 5.22 apresenta o mapa de erros de volume de água da camada 6 (camada considerada para representar o reservatório por possuir diferenças mais significativas entre os dois modelos), onde em vermelho estão as regiões com diferença positiva e em verde as regiões com diferença negativa.



Figura 5.22: Regiões-parâmetro consideradas.

As Figuras 5.23 e 5.24 apresentam as linhas de fluxo e as regiões-parâmetro para, juntamente com o mapa de diferença de pressão, ser determinadas as regiões-atributo.



Figura 5.23: Regiões-parâmetro consideradas e linhas de fluxo.



Figura 5.24: Regiões-parâmetro consideradas e linhas de fluxo.

A Figura 5.25 apresenta o mapa de diferenças de pressão. Pode-se identificar claramente que o reservatório se divide em 3 regiões, uma com a distribuição do erro positiva, outra com a distribuição do erro negativa e, por fim, uma região com valores de diferença de pressão menores que as consideradas como significantes para o ajuste de mapas (em branco).



Figura 5.25: Mapa de diferenças de pressão.

Com base nas considerações feitas no Item 4.3, é realizada a discussão que se segue sobre o zoneamento do reservatório com informação sísmica.

A Anomalia 2, destacada no mapa de diferença de volume de água (Figura 5.22), identifica que existe mais água nessa região no Modelo Histórico do que no Modelo Base. As prováveis causas para esse acúmulo de água na região da Anomalia 2 são:

- Existência de um canal com alta permeabilidade deslocando o fluxo de água para essa região. Como no Modelo Base não foi identificado um canal durante a fase de caracterização, uma menor quantidade de água chega a região da Anomalia 2, justificando a diferença com sinal negativo;
- (2) Existência de 2 barreiras paralelas agindo como um canal impedindo que a água flua para as laterais (direção das Anomalias 1 e 3) e fazendo com que se acumule na região da Anomalia 2. As Anomalias 1 e 3 ajudam a justificar essa opção visto que, nas duas existe mais água no Modelo Base do que no Modelo Histórico, indicando a necessidade de se atrasar a frente de água. O atraso pode ser feito através da inserção das barreiras ou pela redução da permeabilidade na região das Anomalias 1 e 3, fazendo com que menos água chegue a essa região;
- (3) Combinação de um canal e as barreiras e/ou redução de permeabilidade.
- (4) Percebe-se que apenas com a informação do mapa de diferença de volume de água não podemos tirar uma conclusão mais exata do mecanismo que gerou as Anomalias em questão. Somente com essa informação seria aceitável considerar a existência de duas barreiras paralelas, pois essa opção justifica a diferença encontrada nas 3 anomalias.

A partir da análise do mapa de diferenças de pressão, percebe-se que próximo as Anomalias 1 e 3 não existe descontinuidade do erro, descartando a existência das barreiras paralelas, no entanto não podemos descartar a existência de uma redução da permeabilidade nessa região nem a existência do canal.

A Anomalia 4 possui uma diferença positiva, indicando a necessidade de atrasar a frente de água nessa direção. Em contrapartida, a Anomalia 5 mostra que deve-se avançar a frente de água nessa região. Sendo assim, pode-se selecionar os seguintes cenários:

 Aumentar a permeabilidade entre o injetor NA32D_I e os produtores NA25D e NA23D, fazendo com que exista mais água nessa região; (2) Existência de uma barreira entre o injetor NA32D_I e o produtor NA30D. Tal heterogeneidade causaria um efeito de represa, toda água que iria para o produtor NA30D fica barrada nas barreiras, causando um represamento e aumentando a quantidade de água na direção oposta.

A análise do mapa de diferenças de pressão mostra que existe uma descontinuidade do erro entre o injetor NA32D_I e o produtor NA30D, caracterizando uma barreira nessa posição. Porém, o aumento de permeabilidade não deve ser descartado, pois os dois mecanismos podem estar ocorrendo simultaneamente. Após o ajuste pode-se verificar se isso ocorreu ou não.

A análise das Anomalias 6 e 9 é similar a feita para as Anomalias 4 e 5, implicando na mesma conclusão.

No caso das Anomalias 7 e 8, a análise do mapa de diferenças de volume de água permite considerar os mesmos cenários dos últimos dois pares de anomalias, no entanto, ao verificarmos o mapa de diferença de pressão, não identificamos a descontinuidade do erro, descartando a existência de uma barreira, levando a acreditar que existe um aumento na permeabilidade da região entre o injetor NA41D_I e o produtor NA42D combinado a uma diminuição da permeabilidade na direção oposta. Essa decisão é justificada pela necessidade de se avançar a frente de água nessa direção e atrasar na direção oposta.

No Caso B o mapa de diferença de pressão foi utilizado no sentido de validar os possíveis cenários propostos pela análise do mapa de diferenças de volume de água, demonstrando que essa informação adicional é extremamente importante para que se tenha mais segurança no que diz respeito ao zoneamento do reservatório.

A Figura 5.26 apresenta o zoneamento do reservatório após as considerações feitas anteriormente e nas linhas de fluxo. Cada região-atributo é destacada por uma cor diferente, o restante do reservatório (branco) é considerado como uma única região-atributo. Assim, as regiões-atributos estão situadas próximas aos poços que são considerados no processo de ajuste, identificados na análise inicial.



Figura 5.26: Regiões-atributo

Na Tabela 5.8 é apresentado um resumo do zoneamento do reservatório para o caso sem informação sísmica e para o caso com informação sísmica:

	Nº do Dogiãos	Nº de Regiõe	es-parâmetro
	atributo	Diferença de Volume	Diferença de Pressão
Sem informação Sísmica	06	-	-
Com informação Sísmica	09	09	02

Tabela 5.8: Resumo do zoneamento adotado no estudo do Caso B.

5.2.2.1 Determinação dos intervalos de busca considerados

Os intervalos de valores que os multiplicadores de permeabilidade poderão assumir são determinados a seguir.

Sem informação sísmica

Para determinar os intervalos de busca para a otimização é utilizado a mesma metodologia aplicada no Caso A e mostrada no Anexo 2: Análise de Sensibilidade.

O resultado da análise de sensibilidade possibilitou considerar os intervalos de busca apresentados na Tabela 5.9.

	K	R1	<i>R2</i>		R	3	K	24	R	25
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Intervalo	0.25	1.20	0.37	1.20	0.75	1.15	0.55	1.05	1.35	2.10

Tabela 5.9: Intervalos dos multiplicadores de permeabilidade de cada região de influência.

Com informação sísmica

O mesmo conceito aplicado no Caso A com informação sísmica é aplicado aqui. As variáveis incertas consideradas são a transmissibilidade na região das barreiras (R6) e, no restante das regiões, a permeabilidade absoluta. Ainda não é possível definir se a região-atributo R6 é realmente uma barreira ou se será necessário uma nova parametrização, e mesmo se tratando de uma barreira deve-se determinar se é selante ou não. A transmissibilidade foi escolhida por aproximar mais a resposta de um caso com uma barreira real.

Os intervalos dos multiplicadores que cada região atributo poderá assumir durante o processo de ajuste nos casos em que foram utilizadas informações de mapas de diferenças na parametrização, são apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Intervalos dos multiplicadores de transmissibilidade (R6) e permeabilidade (demais regiões-atributo).

	R	R1	R	22	R	3	R	24	K	25	R	.6	R	.7
	Mín.	Máx.												
Intervalo	0.70	1.10	2.55	3.70	2.60	3.70	0.55	1.05	1.95	3.95	0	1.00	0.75	1.45

	R	8	<i>R9</i>		
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	
Intervalo	0.75	1.15	0.90	1.55	

5.2.1 Definição das Funções-Objetivo

ſ

Os parâmetros de poço ajustados são a pressão de escoamento nos poços NA01D, NA02D, NA07D, NA08D, NA23D, NA37D, NA40D, NA42D, NA31D_I, NA32D_I, NA34D_I, NA38D_I e NA41D_I, e a produção de água nos poços NA02D, NA10D NA25D, NA30D, NA37D, NA40D e NA42D. Os parâmetros de mapas são as regiões-parâmetro apresentadas nas Figuras 5.22 e 5.25.

Os parâmetros de ajuste do Caso B são: pressão de escoamento de fundo do poço (*BHP*), produção de água (Qw) e as regiões-parâmetro de pressão e de saturação e suas respectivas funções-objetivo, que são determinadas segundo a Equação 4.3.

5.2.1.1 Determinação dos pesos das Funções-Objetivo

O intuito do Caso B é aplicar a metodologia validada no Caso A, dessa forma, é desnecessário realizar os mesmos estudos feitos anteriormente. No Caso B, os casos estudados são referenciados do seguinte modo: AHT (Ajuste de Histórico Tradicional), AHMS (Ajuste de Histórico com Mapa de Saturação) e AHMSP (Ajuste de Histórico com Mapa de Saturação e de Pressão). A Tabela 5.11 apresenta os pesos atribuídos aos casos estudados no Caso B.

		Peso atribuído a cada informação					
Casos	Produção e Pressão nos poços	Mapas	Mapa de Volume	Mapa de Pressão	Utiliza informação de mapas na parametrização?		
AHT	1.00	0.00	-	-	Não		
AHMS	0.33	0.67	1.00	-	Sim		
AHMSP	0.33	0.67	0.50	0.50	Sim		

Tabela 5.11: Casos estudados no Caso B.

Analisando o gráfico da Figura 5.19 é possível determinar qual parâmetro (BHP e Qw) influencia mais qual poço. Desse modo, é atribuído o peso a cada parâmetro em cada poço, conforme é apresentado na Tabela 5.12.

	Peso atribuído a ca	ada parâmetro
Poço	Pressão de escoamento	Produção de água
NA01D	1.00	0.00
NA02D	0.50	0.50
NA07D	1.00	0.00
NA08D	1.00	0.00
NA10D	0.00	1.00
NA23D	1.00	0.00
NA25D	0.00	1.00
NA30D	0.00	1.00
NA37D	0.90	0.10
NA40D	0.10	0.90
NA42D	0.20	0.80
NA31D_I	1.00	0.00
NA32D_I	1.00	0.00
NA34D_I	1.00	0.00
NA38D_I	1.00	0.00
NA41D I	1.00	0.00

Tabela 5.12: Pesos atribuídos aos parâmetros de ajuste dos poços.

Diferente do Caso A, aqui o peso atribuído a cada poço dentro da função-objetivo de produção não pode ser calculado com base apenas no afastamento dos dados de pressão de escoamento, pois existem poços onde a produção de água é o parâmetro mais desajustado. Para o

cálculo do peso devem ser considerados os dois parâmetros de ajuste. A Tabela 5.13 apresenta os pesos dos poços calculados no Anexo 4: Cálculo do peso de cada poço na FO de produção do Caso B.

	Parâmetro	NA01D	NA02D	NA07D	NA08D	NA10D
Afastamanta	Qw	30.42	52827.3	0.00	268.96	128365.96
Alastamento	BHP	65517329.74	14688547.44	9009657.04	7991640.18	2367189.15
Peso A	tribuído	13.4	3.2	1.8	1.6	8.2
	Parâmetro	NA23D	NA25D	NA30D	NA37D	NA40D

209929.53

5007131.33

13.4

71289.25

5787757.08

4.6

Qw

BHP

Peso Atribuído

Afastamento

0.01

10240415.03

2.1

114559.62

7689606.32

6.8

22866.88

623713.49

11.1

Tabela 5.13: Determinação dos pesos dos poços na função-objetivo de produção no Caso B.

	Parâmetro	NA42D	NA31D_I	NA32D_I	NA34D_I	NA38D_I
Afastamanta	Qw	184906.92	-	-	-	-
Alastamento	BHP	10966309	17538388.1	37192455.82	11720375.55	16140198.32
Peso A	tribuído	9.9	3.6	7.6	2.4	3.6

	Parâmetro	NA41D_I		
Afastamanta	Qw	-		
Alastamento	BHP	32759315.59		
Peso A	Peso Atribuído			

O cálculo do peso atribuído à cada região-parâmetro é feito de maneira análoga ao Caso A. A Tabela 5.14 apresenta as regiões-parâmetro (Anomalias 1 a 9) determinadas no mapa de diferenças de volume de água. A Tabela 5.15, por sua vez, apresenta o peso atribuído a cada região parâmetro determinada no mapa de diferenças de pressão (Anomalias 10 a 11).

Tabela 5.14: Determinação dos pesos das regiões-parâmetro de saturação.

	Anomalia 1	Anomalia 2	Anomalia 3	Anomalia 4	Anomalia 5
Erro inicial	21.456	87.652	33.243	129.835	94.326
Peso Atribuído	3.1	12.6	4.8	18.7	13.6

	Anomalia 6	Anomalia 7	Anomalia 8	Anomalia 9
Erro inicial	77.767	105.433	96.798	49.089
Peso Atribuído	11.2	15.2	13.9	7.1

	Anomalia 10	Anomalia 11
Erro inicial	173372256	76446517
Peso Atribuído	69.4	30.6

Tabela 5.15: Determinação dos pesos das regiões-parâmetro de pressão.

5.2.2 Otimização

O processo de otimização foi realizado com as mesmas considerações feitas no Caso A, sendo necessários os mesmos arquivos de entrada e definições. Entretanto, algumas modificações foram realizadas no algoritmo de otimização para adaptá-lo à complexidade do Caso B. Tais modificações não alteram em nada o tipo de algoritmo ou a forma de otimização.

6 Resultados e Discussões

Neste capítulo, serão apresentados os resultados e discussões referentes a validação (Caso A) e a aplicação (Caso B) da metodologia. Várias etapas dos ajustes são omitidas, principalmente no Caso B, devido ao grande número de simulações e processos realizados para se chegar aos resultados. Desse modo, serão apresentados somente os principais resultados que levaram a conclusões significativas.

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

6.1 Caso A

A análise do caso é separada em Ajuste de Histórico e Previsão de Comportamento. Na primeira parte são apresentados os resultados obtidos na aplicação dos procedimentos de ajustes definidos na metodologia. No Procedimento de Ajuste 1 (Proc. 1) não são utilizados dados sísmicos 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 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 e na otimização, sendo que em sua aplicação na otimização é considerado o erro de saturação e também de pressão.

6.1.1 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:

- (1) No Procedimento de Ajuste 1, considerando o zoneamento mostrado na Figura 5.7, não foi possível realizar o ajuste da produção de água no Produtor 3, o que era esperado, uma vez que não se tinha muita informação durante a parametrização do problema. No entanto, não seria justo penalizar o procedimento e parar o processo sem ajustar o Produtor 3. Nesse sentido, um novo zoneamento foi feito acrescentando um canal de ligação do Injetor ao Produtor 3, porém, a informação suplementar, fez com que não fosse possível uma alocação mais precisa deste canal.
- (2) Nos resultados, o zoneamento apresentado na Figura 5.7 e o zoneamento considerando o canal são referidos, respectivamente, como Proc. 1.1 e Proc. 1.2. Lembrando que os dois casos são diferentes entre si apenas pelo zoneamento do reservatório;
- (3) 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, como podemos ver nos resultados apresentados a seguir e nos gráficos de produção apresentados no Anexo 3: Análise do Procedimento de Ajuste 3.
- (4) 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 Base através do Procedimento de Ajuste 3.1 e assim por diante.



A Figura 6.1 apresenta o zoneamento considerado no Procedimento de Ajuste 1.2.

Figura 6.1: Zoneamento considerado no Procedimento de Ajuste 1.2.

A Tabela 6.1 apresenta os valores das funções-objetivo otimizadas em cada Procedimento de Ajuste.

Procee	dimento de Ajuste	FO de produção	FO de Mapas	FO total
01	1.1	0.104	-	0.104
01	1.2	0.083	-	0.083
	02	0.094	-	0.094
	3.1	0.029	0.091	0.070
03	3.2	0.052	0.117	0.084
	3.3	0.051	0.158	0.087
04		0.016	0.052	0.040

Tabela 6.1: Função-objetivo otimizada.

Os dados da Tabela 6.1 são apresentados, em sua forma gráfica, na Figura 6.2.



Figura 6.2: Funções-objetivo otimizadas.

A Figura 6.2 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 6.2 apresenta os valores de permeabilidades para as regiões consideradas no Procedimento de Ajuste 1.1.

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

Tabela 6.2: Permeabilidades encontradas para o modelo 1.1.

A Tabela 6.3 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 diferentes. A consideração do canal "liberou" a Região 5 melhorando seu ajuste. Nas outras regiões o impacto não foi tão grande.

Tabela 6.3: Permeabilidades encontradas para o modelo 1.2.

	R1	R2	<i>R3</i>	<i>R4</i>	R5	<i>R6</i>
Permeabilidade (mD)	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 6.4).

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

Tabela 6.4: Permeabilidades encontradas para os Modelos 2, 3.1, 3.2, 3.3 e 4.1.

O Modelo 4 possui a distribuição de permeabilidade mais próxima da encontrada no Modelo Histórico o que refletiu em um melhor valor final de função-objetivo, conforme ficou claro na Figura 6.2 e na Tabela 6.1. Deste modo, a utilização de regiões-parâmetro provenientes do mapa de erros de pressão melhorou consideravelmente o ajuste do modelo. O Modelo 4 é apresentado na Figura 6.3.



Figura 6.3: (a) Distribuição de permeabilidade do Modelo ajustado 4 e (b) Modelo Histórico.

6.1.1.1 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.

А

Figura 6.4 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 procedimentos, 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 barreira não considerada no zoneamento feito neste procedimento. A explicação para isso deve-se ao período em que o ajuste é feito (4 primeiros anos de produção do campo), pois o Produtor 2 pode não estar sendo influenciado pela barreira ainda, no entanto, uma previsão de comportamento baseado nesse ajuste, possivelmente, levaria a uma tomada de decisão errônea.



Figura 6.4: Ajuste da pressão de escoamento dos poços (a) Produtor 1 e (b) Produtor 2.

A Figura 6.5 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 automáticas 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 barreira entre o poço Produtor 4 e o Injetor, melhorando a qualidade do zoneamento. No Procedimento de Ajuste 2 também foi considerado uma região de possível barreira, no entanto, como o ajuste foi feito somente nos dados de produção, não foi possível a determinação da barreira.



Figura 6.5: Ajuste da pressão de escoamento dos poços (a) Produtor 3 e (b) Produtor 4.

A Figura 6.6 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. Diferentemente, o Procedimento de Ajuste 1.1 não apresentou produção de água, pelo fato de na fase de parametrização não ter 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 6.6: (a) Ajuste da pressão de escoamento do Injetor e (b) Ajuste da produção de água do Produtor 3.

6.1.1.2 Ajuste dos Mapas de Pressão e Saturação do Campo

Os mapas são analisados no sentido de verificar como ficam as anomalias apresentadas nas Figuras 5.8 e 5.9 após o ajuste. Nesse sentido, como nos dados de produção, são verificados os valores das funções-objetivo de mapas.

Na Tabela 6.5 podemos observar os valores dos erros medidos em cada região parâmetro considerada na função-objetivo de mapas.

		Funç	Funções-objetivo parciais de mapas (ref. das Figuras 5.8 e 5.9)							
Proce	dimento de Ajuste	1	2	3	4	5	6	7		
03	3.1	0.1207	0.0542	0.3915	0.0618	-	-	-		
	3.2	0.3641	0.1153	0.7127	0.0789	-	-	-		
	3.3	0.4043	0.1838	0.6400	0.0696	-	-	-		
04		0.0150	0.0546	0.1024	0.0534	0.0264	0.0337	0.1011		

Tabela 6.5: Função-objetivo de Mapas.

O equivalente gráfico da Tabela 6.5 pode ser visto na Figura 6.7



Figura 6.7: Funções-objetivo parciais de mapas.

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 6.8, 6.9, 6.10 e 6.11 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 em que os mapas de saturação e pressão foram considerados na parametrização e na função-objetivo. O pior ajuste (maiores áreas e valores) foi verificado no Modelo 1.2 em que os mapas não foram considerados na parametrização e ainda tiveram peso zero na função-objetivo. Este modelo, inclusive, possui regiões onde os erros foram superiores aos encontrados no mapa de erros do caso base (região branca no mapa de erros de saturação). Os Modelos 2 e 3.1 apresentaram resultados intermediários, mas melhores que o Caso Base por terem utilizado, principalmente, dados de mapas na parametrização. Apenas no Modelo 4 a região entre os Produtores 2 e 4 e as barreiras foram ajustadas, pois somente nesse caso são levadas em consideração na função-objetivo de mapas.



(a) (b) Figura 6.8: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 1.2.



Figura 6.9: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 2.



Figura 6.10: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 3.1.



Figura 6.11: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão para o Modelo 4

6.1.2 Previsão de Comportamento

O que se espera em um processo de ajuste de histórico é obter um modelo confiável para gerar uma boa previsão de comportamento. A análise feita nesta pesquisa não é realizável nos casos reais, pois não existe a possibilidade de se comparar a previsão de um modelo ajustado com o histórico que ainda não existe, no entanto, nesse trabalho a previsão de comportamento ajudará a estudar a qualidade do ajuste obtido com os procedimentos de ajuste.

As condições de operação informadas ao simulador de fluxo para a etapa de previsão de comportamento foram: (1) máximo de vazão de injeção igual a 2500 m³/d, (2) máximo da vazão

de líquido do grupo de produtores igual a 2451 m³/d e (3) mínima pressão de escoamento de fundo do poço de 4903.5 kPa. Essas condições foram escolhidas para aproximar a operação dos modelos ajustados à operação do Modelo Histórico.

As Figuras 6.12, 6.13, 6.14 e 6.15 mostram a previsão da vazão de óleo dos poços Produtor 1, Produtor 2, Produtor 3 e Produtor 4, respectivamente. Em geral, são boas as previsões feitas nos modelos em que os mapas foram utilizados na fase de parametrização e como parâmetro de ajuste compondo a função-objetivo, com exceção do Produtor 4 em que as previsões não estão tão boas quanto nos outros modelos, provavelmente por erro na localização da barreiras ou em seu comprimento.



Figura 6.12: Previsão de comportamento da produção de óleo no Produtor 1.



Figura 6.13: Previsão de comportamento da produção de óleo no Produtor 2.



Figura 6.14: Previsão de comportamento da produção de óleo no Produtor 3.



Figura 6.15: Previsão de comportamento da produção de óleo no Produtor 4.

As Figuras 6.16, 6.17, 6.18 e 6.19 mostram as previsões da vazão de água dos poços Produtor 1, Produtor 2, Produtor 3 e Produtor 4, respectivamente.

No Produtor 1, dos casos que utilizam mapas na parametrização, apenas o Procedimento de Ajuste 2 não obteve um bom resultado na previsão de produção de água, lembrando que este é o único procedimento que utiliza mapa na parametrização, mas não os considera na função-objetivo. No Caso Base obteve-se um bom resultado, o que pode ser explicado pelo tempo de trânsito da frente de avanço da água não ter sido influenciado pelas barreiras e pelo canal de alta permeabilidade. No Produtor 2 os casos que consideraram os dados de mapas como parâmetro de ajuste e na fase de parametrização tiveram melhores resultados, mostram que as barreiras existentes próxima ao Produtor 2 foi bem alocada com a ajuda dos mapas.

No Produtor 3 todos os procedimentos obtiveram bons resultados, sendo que no Procedimento de Ajuste 1.2, que considerava um canal reto ligando o injetor ao Produtor 3, os dados possuem uma considerável dispersão em relação ao histórico no final do período de previsão.

Novamente os resultados para o Produtor 4 ficaram bastante dispersos em relação ao histórico, devido a grande influência que as barreiras existentes nessa região tem sobre o poço.



Figura 6.16: Previsão de comportamento da produção de água no Produtor 1.



PRODUTOR 2

Figura 6.17: Previsão de comportamento da produção de água no Produtor 2.



Figura 6.18: Previsão de comportamento da produção de água no Produtor 3.



PRODUTOR 4

Figura 6.19: Previsão de comportamento da produção de água no Produtor 4.

As Figuras 6.20, 6.21, 6.22, 6.23 e 6.24 apresentam os ajustes e a extrapolação da pressão de escoamento de fundo dos poços Produtor 1, Produtor 2, Produtor 3, Produtor 4 e o Injetor, respectivamente.

Em todos os poços, a previsão obtida com o ajuste pelo Procedimento de Ajuste 4 foram muito boas, mesmo porque esse foi o melhor modelo ajustado. Em geral, o Procedimento de Ajuste 2 foi o que apresentou os piores resultados. Podemos ver, em especial, o caso do Produtor 4 em que o ajuste e a previsão de comportamento da pressão de escoamento foram muito bons, no entanto, as previsões das produções de água e óleo foram no máximo satisfatórias, o que demonstra que a barreira não afeta tanto o comportamento da pressão nos poços. Fato que fica visível também na Figura 6.11 (b) onde vemos que o erro no mapa de diferenças de pressão é muito baixo na região próxima ao Produtor 4 mesmo precisando de um novo ajuste para melhorar a localização e o comprimento da barreira.

A análise dos resultados mostra que deveria ser feita uma segunda iteração para calibrar melhor os métodos, visto que alguns modelos não estão bem ajustados desde o início, no entanto, neste trabalho optou-se por não realizar uma segunda iteração de ajuste.



PRODUTOR 1

Figura 6.20: Previsão de comportamento da pressão de escoamento de fundo de poço no Produtor 1.



Figura 6.21: Previsão de comportamento da pressão de escoamento de fundo de poço no Produtor 2.



PRODUTOR 3

Figura 6.22: Previsão de comportamento da pressão de escoamento de fundo de poço no Produtor 3.



Figura 6.23: Previsão de comportamento da pressão de escoamento de fundo de poço no Produtor 4.





Os parâmetros em nível de campo não são apresentados neste trabalho, pois seu resultado pouco informa sobre a qualidade do ajuste ou previsão dos modelos, uma vez que o erro de um poço pode ser ocultado por outro, de modo a obter um bom resultado no campo, porém resultados ruins de poços.
6.2 Caso B

6.2.1 Ajuste de Histórico

A Tabela 6.6 apresenta os valores das funções-objetivo estudadas no Caso B, segundo a definição de cada caso apresentada na Seção 5.2.

Casos estudados	FO de produção	FO de Mapas	FO total
AHT	0.3756	0.6386	0.3756
AHMS	0.1745	0.2129	0.2003
AHMSP	0.0879	0.1532	0.1317

Tabela 6.6: Funções-objetivo otimizadas do Caso B.

Os dados da Tabela 6.6 são apresentados, em sua forma gráfica, na Figura 6.25.



Figura 6.25: Funções-objetivo otimizadas no Caso B.

A Figura 6.25 mostra que a utilização dos mapas na parametrização proporcionou uma melhora substancial no ajuste dos dados de produção e consequentemente na qualidade do ajuste final do modelo. Ainda na Figura 6.25 é apresentado o erro calculado nos mapas para o caso AHT mesmo que esse valor não seja incorporado à FO total. O intuito é mostrar que o ajuste feito no caso AHT mantém um alto erro nas regiões críticas do reservatório.

A Tabela 6.7 apresenta os multiplicadores de permeabilidade para as regiões consideradas no caso AHT.

Tabela 6.7: Atributos otimizados no caso AHT.

	<i>R1</i>	R2	<i>R3</i>	R4	R5	<i>R6</i>
Multiplicador de k	0.756	0.634	0.543	1.05	1.657	1.02

A Tabela 6.8 apresenta os valores de multiplicadores de permeabilidade para as regiões consideradas nos casos AHMS e AHMSP. No caso da região R6 é apresentado os valores de multiplicadores de transmissibilidade (MTr)

		Multiplicador de k									
Caso	R1	<i>R2</i>	<i>R3</i>	<i>R4</i>	<i>R5</i>	R 7	R 8	R9	R6		
AHMS	0.968	2.378	2.435	0.929	1.737	0.973	0.825	1.195	0.23		
AHMSP	0.943	2.856	2.932	0.965	1.984	1.046	0.763	1.358	0.02		

Tabela 6.8: Atributos otimizados nos casos AHMS e AHMSP.

6.2.1.1 Ajuste dos Dados de poços

São apresentadas apenas as curvas de alguns poços (aqueles que possuíam um erro maior em relação ao Modelo Histórico no início do processo de ajuste), os demais poços são apresentados em um gráfico de colunas semelhante ao apresentado nas Figuras 5.19 e 5.20. A Figura 6.26 apresenta o ajuste de histórico da pressão de escoamento no fundo dos poços NA01A (a) e NA32D_I (b) e a Figura 6.27 apresenta o ajuste de histórico da pressão de escoamento no fundo dos poços NA37D.

Nos três poços (NA01A, NA32D_I e NA37D), os melhores resultados foram encontrados nos casos em que foi utilizado informação sísmica na parametrização (AHMS e AHMSP), mostrando que o aumento de informação nesta etapa proporcionou uma melhor concepção das regiões críticas do reservatório. O melhor resultado de ajuste é o obtido no caso AHMSP evidenciando que a aplicação das regiões-parâmetro de pressão na função-objetivo é capaz de melhorar o modelo ajustado apenas com as regiões-parâmetro de saturação (caso estudado por Risso, 2007).



Figura 6.26: Ajuste da pressão de escoamento dos poços (a) NA01A e (b) NA32D_I.



Figura 6.27: Ajuste da pressão de escoamento dos poços NA37D.

A Figura 6.28 apresenta o ajuste de histórico da produção de água nos poços NA10D (a) e NA25D (b) e a Figura 6.29 apresenta o ajuste de histórico da produção de água nos poços NA30D (a) e NA40D (b). Novamente os melhores resultados foram obtidos nos casos em que a informação de mapas é levada em consideração, tanto na parametrização quanto na otimização. Nesses casos AHMSP o tempo de irrupção de água foi ajustado e taxa de crescimento foi bastante semelhante do histórico. No caso sem utilização de mapas (AHT) não foi possível obter um bom ajuste para esses poços ficando praticamente igual ao modelo base.



As Figuras 6.30 e 6.31 apresentam, respectivamente, o erro de todos os poços ao final do processo de ajuste para a produção de água e para a pressão de escoamento de fundo de poço. Os valores foram normalizados pelo maior valor inicial correspondente ao parâmetro analisado. Essa abordagem foi adotada por dois motivos: o primeiro é para permitir que a análise seja feita na mesma escala usada antes e apresentada nas Figuras 5.19 e 5.20 e segundo para evitar que poços pouco desajustados no início do ajuste interfiram na interpretação da qualidade do ajuste dos poços.





Figura 6.31: Erro normalizado da pressão de escoamento de fundo de poço.

Observa-se nos gráficos acima, que em geral, os valores são bons para todos os casos, sendo que os piores valores são encontrados no caso em que foi aplicado um ajuste de histórico tradicional (AHT). O ajuste dos poços obtido no caso AHMSP foi o melhor encontrado, sendo que na maioria dos poços, o erro foi reduzido a menos de 10% do erro inicial. O caso AHMS também apresenta bons resultados, porém inferiores aos encontrados no caso AHMSP. Os poços que não participaram do ajuste foram mantidos dentro da zona de tolerância de 10%.

6.2.1.2 Ajuste dos Mapas de Pressão e Saturação do Campo

Na Tabela 6.9, podemos observar os valores dos erros medidos em cada região parâmetro considerada na função-objetivo de mapas.

	Funções-objetivo parciais de mapas (ref. das Figura 5.22Figura 5.25)										
Caso	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
AHMS	0.1254	0.2672	0.1034	0.3215	0.1983	0.1823	0.2245	0.1783	0.0563	-	-
AHMSP	0.0840	0.1453	0.0678	0.1234	0.0925	0.1011	0.1479	0.0539	0.0213	0.2110	0.1873

Tabela 6.9: Função-objetivo de Mapas.



O equivalente gráfico da Tabela 6.9 pode ser visto na Figura 6.32.

Figura 6.32: Funções-objetivo parciais de mapas.

O erro medido nas anomalias no caso AHMSP foi o menor encontrado, evidenciando que o ajuste do mapa de pressão minimiza até mesmo o erro nas anomalias relacionadas ao mapa de saturação.

6.2.2 Previsão de Comportamento

As Figuras 6.33, 6.34 e 6.35 mostram a previsão da produção de óleo dos poços NA10A, NA25D e NA30D, respectivamente. Não foi feita nenhuma correção de produtividade de poços entre as fases de ajuste e previsão propositalmente, para verificar a qualidade da previsão. A previsão da produção de óleo foi a melhor nos casos em que a informação sísmica foi utilizada (AHMS e AHMSP) ao contrário do caso de ajuste tradicional (AHT).



Figura 6.33: Previsão de comportamento da produção de óleo no NA10A.



Figura 6.34: Previsão de comportamento da produção de óleo no NA25D.



Figura 6.35: Previsão de comportamento da produção de óleo no NA30D.

As Figuras 6.36, 6.37 e 6.38 apresentam as previsões da produção de água dos poços NA10A, NA25D e NA30D, respectivamente. Novamente, observa-se que os modelos gerados pelo caso AHMSP possuem a melhor extrapolação dos dados ajustados.



Figura 6.36: Previsão de comportamento da produção de água no NA10A.



Figura 6.37: Previsão de comportamento da produção de água no NA25D.



Figura 6.38: Previsão de comportamento da produção de água no NA30D.

As Figuras 6.39, 6.40 e 6.41 apresentam os ajustes e as extrapolações da pressão de escoamento de fundo dos poços NA01A, NA32D_I e NA37D, respectivamente.

Em todos os poços, as previsões obtidas no caso AHMSP foram muito boas, mesmo porque esse foi o melhor modelo ajustado. Em geral, nos outros casos, existe uma descontinuidade entre o ajuste e a previsão, demonstrando que ou o zoneamento do reservatório não está bom (caso AHT) ou o valor encontrado para a região-atributo precisa ser modificado (caso AHMS).



Figura 6.39: Previsão da Pressão de Escoamento de Fundo de Poço para o NA01A.



Figura 6.40: Previsão da Pressão de Escoamento de Fundo de Poço para o NA32D_I.



Figura 6.41: Previsão da Pressão de Escoamento de Fundo de Poço para o NA37D.

Novamente, os parâmetros de campo não são apresentados, pois seu resultado pouco informa sobre a qualidade do ajuste ou previsão dos modelos, uma vez que o erro de um poço pode ser ocultado por outro, de modo a obter um bom resultado dos parâmetros de campo, porém resultados ruins localmente em cada poço.

7 Conclusões e Recomendações

7.1 Conclusões Gerais

A metodologia desenvolvida para utilização dos mapas de diferenças (saturação e pressão) combinados ao mapa de linhas de fluxo mostrou-se eficiente na identificação e posicionamento das regiões do reservatório para medir a qualidade do ajuste (regiões-parâmetro) e para modificar propriedades (regiões-atributos), tanto para o caso sintético quanto para a aplicação em um reservatório real modificado.

A dificuldade no processo de ajuste numa fase inicial de desenvolvimento de um campo devido a falta de informação ficou clara com a análise dos casos em que somente dados de produção e pressão nos poços foram utilizados. À medida que mais informação foi incorporada ao processo com a obtenção de um mapa de saturação, o modelo ajustado foi se tornando mais confiável. Com o acréscimo da informação do mapa de pressão ao processo de ajuste, foi alcançada uma qualidade de ajuste final superior a todos os outros casos.

O algoritmo de otimização utilizado nos processo de ajuste se mostrou eficaz em encontrar o mínimo da função-objetivo. Um grande número de simulações foi necessária para cada otimização, devido a necessidade de se usar diversas sementes para explorar o espaço de soluções do problema, mas isso foi feito no sentido de garantir um ajuste bem otimizado para poder comparar as soluções usando os diferentes procedimentos.

7.2 Conclusões Específicas

A utilização do mapa de erros de pressão na fase de parametrização complementou as informações obtidas com o mapa de erros de saturação permitindo a determinação das barreiras e do canal de alta permeabilidade, presentes no reservatório do Caso A. No caso do canal de alta permeabilidade, todos os modelos conseguiram um bom ajuste da distribuição da permeabilidade, conforme observado nas Tabelas 6.2 e 6.4, no entanto, no modelo gerado pelo procedimento de ajuste 1, a localização do canal não corresponde com a do canal real, o que pode apresentar problemas futuros ao se utilizar esse modelo para, por exemplo, alocação de novos poços.

O uso simultâneo de dados de produção e pressão dos poços e as regiões-parâmetro determinadas nos mapas de erros no processo de ajuste apresentaram bons resultados, tanto em termos de função-objetivo quanto na análise gráfica dos dados de produção e pressão nos poços. Os melhores resultados foram obtidos quando o ajuste de mapas foi realizado considerando as regiões selecionadas no mapa de erros de pressão. Somente no caso do procedimento de ajuste 2 as curvas de produção e pressão não apresentaram resultados satisfatórios, mesmo tendo utilizado mapas na parametrização. Possivelmente, o motivo do desajuste do modelo gerado pelo procedimento de ajuste 2 é devido ao acréscimo de atributos incertos por conta do zoneamento realizado a partir dos mapas sem o aumento de funções-objetivo para controlar a otimização, aumentando a dificuldade de convergência do ajuste.

Para o Caso B, o ajuste dos mapas de volume de água por unidade de área mostrou-se eficaz, pois o foco do ajuste ficou voltado para as regiões mais críticas do reservatório, aquelas que realmente afetavam a produção do campo.

7.3 Sugestões para Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido permitiu o aprofundamento do conhecimento relativo à inclusão de mapas de saturação e de pressão no processo de ajuste de modelos numéricos de campos de petróleo. No entanto, no desenvolvimento da metodologia, novos estudos e alternativas de solução surgiram e trabalhos futuros voltados ao tema de ajuste de mapas podem ser desenvolvidos, tais como:

- Testar a metodologia de seleção das regiões críticas desenvolvida neste trabalho levando em consideração as diferentes escalas entre a resolução sísmica e a simulação numérica de reservatórios;
- Na metodologia proposta no trabalho, a parametrização é realizada apenas uma vez no início do processo, no entanto, realizar parametrizações entre cada iteração da otimização poderia permitir melhorar a identificação das heterogeneidades presentes no reservatório;
- Estudar a inclusão de outros tipos de mapas no processo de ajuste, tais como, saturações de gás e óleo;
- Fazer um estudo econômico, permitindo verificar se o valor desta informação adicional é viável economicamente;
- Estudar em que fase da vida do campo a obtenção dos mapas de saturação é mais eficiente e a freqüência com que esta informação deve ser obtida para compor um histórico, o que implicaria em um estudo econômico para avaliar a viabilidade econômica;
- Aplicar a metodologia a modelos mais complexos.

Referências Bibliográficas

- ARENAS, E., KRUIJSDIJK, C. V., OLDENZIEL, T., Semi-Automatic History Matching Using the Pilot Point Method Including Time-Lapse Seismic Data. Paper SPE 71634. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, EUA, 2001.
- DADASHPOUR, M. LANDRO, M. KLEPPE, J. Nonlinear inversion for estimating reservoir parameters from time-lapse seismic data. In: Journal of Geophysics and Engineering, p 54-66, 2007.
- GRECCO, C. B. Metodologia para Ajuste de Histórico de Produção em Campos de Petróleo Utilizando Dados de Saturação de Perfis, Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 112 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo).
- GROSSELIN, O et al: *History Matching Using Time-lapse Seismic (HUTS)*. SPE 84464. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, EUA, 2003.
- IDA, Mauro. Incorporação Quantitativa de Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico.
 Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, e Universidade Estadual de Campinas, 2009.
 193 pp. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo)
- JANSSEN, A. et al. Simulation-driven seismic modeling applied to the design of a reservoir surveillance system for Ekofisk Field. The Leading Edge, Stavanger, Noruega, 2006.

- KRETZ, V., RAVALEC-DUPINE, M., ROGGERO, F., An Integrated Reservoir Characterization Study Matching Production Data and 4D Seismic. Paper SPE 77516. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, 2002.
- KRETZ, V., VALLES, B., SONNELAND, L., Fluid Front History Matching Using 4D Seismic and Streamline Simulation. Paper SPE 90136. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, 2004.
- LANDRO, M. Discrimination between pressure and fluid saturation changes from time-lapse seismic data. In: Geophysics, Vol. 66, n°3, p. 836-844, 2001,
- LEITÃO, Hélio Chagas. *Ajuste de histórico automatizado através de otimização multivariada e paralelização externa*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 146 p. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo).
- LEITÃO, H. C. E SCHIOZER, D. J., Ajuste de Histórico Automatizado Através de Otimização Multivariada e Paralelização Externa, In: Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 1998.
- MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J.: A Method for Combine Objective Function in Assisted History Matching of Petroleum Fields. In: 10° Brazilian Congress of Thermal Sciences and Engineering - ENCIT 2004, ABCM, Rio de Janeiro, Brazil, 2004.
- MASCHIO, C. e SCHIOZER, D. J. Assisted History Matching Using Streamline Simulation. In: Petroleum Science and Technology, p. 761-774, n. 7-8, vol. 23, 2005.

MATLAB. The MathWorks, Inc., MatLab Reference Manual, Version 7.0, 2004.

MEZGHANI, M., et al: *History Matching and Quantitative Use of 4D Seismic Data for an Improved Reservoir Characterization*. Paper SPE 90420. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, 2004.

- RISSO, V. F. Ajuste de Histórico Utilizando a Metodologia do Planejamento Estatístico e a Combinação dos Dados de Produção e Pressão com Mapas de Saturação. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2007. 257p. Tese de Doutorado.
- ROGGERO, F., KRETZ, V., DUPIN, M. R.: An Integrated Reservoir Characterization StudyMatching Production Data and 4D Seismic. SPE 77516. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, 2002.
- SOUZA R. M. et al: "Iterative History Matching Technique for Estimating Reservoir Parameters from Seismic Data". Paper SPE 131617. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Barcelona, Spain, 2010.
- SCHIOZER, D. J.: Use of Reservoir Simulation, Parallel Computing and Optimization Techniques to Accelerate History Matching and Reservoir Management Decisions. SPE 53979. In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 1999.

Anexo

Anexo 1: Efeito das Heterogeneidades nos Mapas de Erros (Pressão e Saturação)

Os mapas de erros utilizados nessa pesquisa foram gerados pela diferença entre os mapas de saturação e de pressão calculados pelo simulador e os mapas de saturação e de pressão obtidos a partir de um processo de inversão do dado sísmico, entretanto, por não dispormos dessa informação, os mapas da distribuição de saturação e pressão do caso real foram substituídos por mapas obtidos a partir da simulação de um modelo heterogêneo (Modelo histórico).

Como os modelos bases utilizados não possuem as heterogeneidades dos modelos históricos, o que geralmente acontece em casos reais devido à falta de informações na fase de caracterização do reservatório, é natural que existam diferenças (anomalias) entre os mapas simulados e observados por conta do efeito das heterogeneidades sobre os parâmetros analisados. O objetivo aqui é relacionar o tipo de anomalia à heterogeneidade que a gerou, para isso, são estudados alguns casos de reservatórios heterogêneos.

Um estudo semelhante foi realizado por Ida (2009) com o intuito de verificar os efeitos das heterogeneidades do reservatório no mapa de diferença da impedância acústica. Os modelos apresentados a seguir são os mesmos utilizados por Ida (2009) em seu estudo, no entanto, agora será analisado o efeito das heterogeneidades sobre os mapas de erros de saturação e de pressão.

Serão estudados quatro casos com diferentes heterogeneidades. As diferenças entre os modelos históricos e bases dos casos ficam por conta somente da distribuição da permeabilidade absoluta.

Reservatório com 1 Barreira.

O modelo usado nesse caso só difere do modelo base por conter uma barreira entre o Injetor e o Produtor 1, cuja posição exata pode ser vista na Figura A.1. O modelo base utilizado possui a permeabilidade absoluta é constante e igual a 500 mD.



Figura A.1: Modelo histórico com uma barreira.

Nas Figuras A.2, A.3 e A.4 é apresentada a evolução das anomalias nos mapas de erros de pressão e de saturação após o primeiro, segundo ano e meio e quarto ano de produção e injeção. Podemos observar no mapa de erros de saturação que existe uma dificuldade de fluxo na direção do Produtor 1 representada pela anomalia positiva mostrando que a frente de água deveria ser atrasada. O que acontece nesse caso é que a barreira situada entre o Injetor e o Produtor 1 impede o fluxo de água nessa direção causando um efeito próximo a de uma barragem em que ocorre um aumento do volume anterior a barreira por conta da água retida, isso fica claro quando observamos as anomalias negativas que se formam opostamente a barreira, indicando a existência de mais água no Modelo Histórico do que no Modelo Base até o limite de ultrapassar a barreira como podemos ver na Figura A.4.

O comportamento esperado para o mapa de pressão em casos onde não existem barreira é a existência de anomalias de um determinado sinal próximas a poços produtores (o sinal dependerá da permeabilidade da região em relação ao Modelo Histórico) e outras de sinal oposto próximas a poços injetores, e entre elas uma região de transição que nas figuras apresentadas seria aquela identificada pela cor preta. No caso apresentado, observa-se no mapa de erros de pressão uma descontinuidade do sinal da diferença medida e não uma transição de sinal suave. Tal comportamento evidência a ocorrência de um determinado tipo de heterogeneidade, falhas ou barreiras. Essa discussão fica mais clara na análise do próximo caso.



Figura A.2: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 1 ano de produção e injeção do caso com





Figura A.3: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 2,5 anos de produção e injeção do caso com barreira.



Figura A.4: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 4 anos de produção e injeção do caso com barreira.

Reservatório com zona de baixa permeabilidade.

Neste modelo será estudado o efeito que uma zona de baixa permeabilidade causa nos mapas de erros. O intuito é verificar a existência de uma similaridade no comportamento das anomalias em relação a existência de barreira (caso anterior). A Figura A.5 ilustra a distribuição de permeabilidade do modelo utilizado neste caso. O Modelo Base é o mesmo utilizado no caso anterior.



Figura A.5: Modelo histórico com zona de baixa permeabilidade.

Nas Figuras A.6, A.7 e A.8 é apresentada a evolução das anomalias nos mapas de diferenças de pressão e de saturação após o primeiro, segundo ano e meio e quarto ano de produção e injeção. Analisando os mapas de diferenças de saturação percebemos um comportamento da evolução das anomalias semelhantes ao caso com uma barreira, levando supor barreira entre o Injetor e o Produtor 1, no entanto, com a análise dos mapas de diferenças de pressão, podemos verificar que não existe descontinuidades na transição das anomalias em nenhum momento. Dessa forma o atraso da água na direção do Produtor 1 só pode ser decorrente de uma diminuição da permeabilidade absoluta nessa direção. Note que a análise somente pelo mapa de erros de saturação conduz a uma parametrização errada do problema.





Figura A.6: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 1 ano de produção e injeção do caso com zona de baixa permeabilidade.



Figura A.7: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 2,5 anos de produção e injeção do caso com zona de baixa permeabilidade.



Figura A.8: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 4 anos de produção e injeção do caso com zona de baixa permeabilidade.

Reservatório com Barreiras Paralelas.

O estudo do próximo caso permite avaliar a canalização por barreiras paralelas da água injetada. A distribuição de permeabilidade utilizada neste caso é mostrada na Figura A.9. A única diferença entre o modelo histórico desse caso e o modelo base é existência das barreiras, no entanto, as vazões de liquido produzido e injetado são as mesmas.



Figura A.9: Modelo Histórico com barreiras paralelas.

Este caso é apresentado para efeito de comparação com o próximo.



Figura A.10: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 1 ano de produção e injeção.





Figura A.11: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 2,5 anos de produção e injeção.



Figura A.12: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 4 anos de produção e injeção.

Reservatório com canal de alta permeabilidade.

O Modelo Histórico deste caso é semelhante ao anterior, no entanto as barreiras foram substituídas por um canal com permeabilidade 5 vezes maior que a permeabilidade existente no restante do reservatório (Figura A.13). A largura do canal considerado coincidiu com a distância entre as barreiras, no intuito de que a comparação entre os dois modelos sejam bastante próximas.



Figura A.13: Modelo histórico com canal de alta permeabilidade.

Nas Figuras A.14, A.15 e A.16 é apresentada a evolução das anomalias nos mapas de diferenças de pressão e de saturação após o primeiro, segundo ano e meio e quarto ano de produção e injeção.



Figura A.14: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 1 ano de produção e injeção do caso com canal de alta permeabilidade.



Figura A.15: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 1 ano de produção e injeção do caso com canal de alta permeabilidade.



Figura A.16: Mapa de diferenças (a) de saturação e (b) de pressão após 1 ano de produção e injeção do caso com canal de alta permeabilidade.

Neste caso existe a propagação de uma anomalia positiva no sentido longitudinal do reservatório, indicando à necessidade de se atrasar a frente de água no modelo base nesta direção, essa interpretação daria sentido dispor uma barreiras como no caso anterior, no entanto, a análise do mapa de diferenças de pressão permite descartar essa possibilidade por não haver descontinuidade do sinal da anomalia, além de que a anomalia positiva próxima ao Injetor indica que a permeabilidade dessa região deve ser aumentada para se igualar a do Modelo Histórico.

Anexo 2: Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é feita com o intuito de discretizar os intervalos dos atributos utilizados na fase de otimização. Como os atributos incertos eram as permeabilidades das regiões, a análise de sensibilidade permitiu selecionar o intervalo que os multiplicadores de permeabilidade podem assumir em cada região-atributo para minimização da função-objetivo.

Foram analisadas as funções-objetivos parciais por poço e por região-parâmetro. A análise foi feita em 5 níveis, com os seguintes multiplicadores: 0.3, 0.6, 1.0, 1.4 e 1.7. Com os resultados é possível plotar os gráficos de cada poço e região e verificar o intervalo que minimiza sua função-objetivo parcial.

Análise de sensibilidade para o Procedimento de Ajuste 1.1:

A Tabela A.1 mostra a influência que cada região atributo exerce sobre os poços.

		Região Atributo							
	<i>R1</i>	<i>R2</i>	<i>R3</i>	<i>R4</i>	R5				
Produtor 1	X	-	-	-	-				
Produtor 2	-	Χ	-	-	-				
Produtor 3	-	-	Χ	-	-				
Produtor 4	-	•	-	X	•				
Injetor	-	-	-	-	Χ				

Tabela A.1: Matriz de Influência dos Atributos do Procedimento de Ajuste 1.1.

Com base na tabela acima os intervalos de cada uma das 5 regiões atributos mostradas é determinado, de forma que o intervalo da R1 será determinado somente com base no comportamento da função-objetivo do Produtor 1, da R2 com base no comportamento da função-objetivo do Produtor 2, e assim por diante.

As Figuras A.17, A.18 e A.19 ilustram a sensibilidade de cada poço em relação às regiões-atributo. Um dos limites do intervalo de cada região é determinado no multiplicador que corresponda a um valor de função-objetivo igual a 0.80 e o outro limite é determinado, aproximadamente, pelo ponto onde a projeção da curva de sensibilidade toca o eixo, maior que zero.



Figura A.17: Análise de Sensibilidade do (a) Produtor 1 e do (b) Produtor 2.



Figura A.18: Análise de Sensibilidade do (a) Produtor 3 e do (b) Produtor 4.



Figura A.19: Análise de Sensibilidade do Injetor.

A região R5 é a que mais influencia o Injetor, porém a análise de seu resultado não permite determinar nenhum intervalo, sendo assim, será atribuído um valor mínimo de 0.1, pois menor que esse valor teríamos problemas no poço, e valor máximo de 2.5.

Com base nos gráficos acima são determinados os intervalos para as regiões atributos (Tabela A.2).

	K	R1	R2		<i>R3</i>		ŀ	<i>R4</i>	<u>R5</u>	
Intervalo	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Produtor 1	0.30	0.90	-	-	-	-	-	-	-	-
Produtor 2	-	-	0.25	0.85	-	-	-	-	-	-
Produtor 3	-	-	-	-	0.10	1.00	-	-	-	-
Produtor 4	-	-	-	-	-	-	0.30	0.85	-	-
Injetor	-	-	-	-	-	-	-	-	0.10	2.50
Final	0.30	0.90	0.25	0.85	0.10	1.00	0.30	0.85	0.10	2.50

Tabela A.2: Intervalos para o Procedimento de Ajuste 1.1.

Análise de sensibilidade para o Procedimento de Ajuste 1.2:

A Tabela A.3 mostra a influência que cada região atributo exerce sobre os poços.

		Região Atributo									
	<i>R1</i>	<i>R2</i>	<i>R3</i>	<i>R4</i>	<i>R</i> 5	<i>R6</i>					
Produtor 1	Χ	-	-	-	-	-					
Produtor 2	-	Χ	-	-	-	-					
Produtor 3	-	-	Χ	-	-	X					
Produtor 4	-	-	-	X	-	-					
Injetor	-	-	-	-	Χ	X					

Tabela A.3: Matriz de Influência dos Atributos do Procedimento de Ajuste 1.2.

Segundo o zoneamento aplicado ao procedimento de ajuste 1.2 existem 6 regiões atributos.

As Figuras A.20, A.21 e A.22 ilustram a sensibilidade de cada poço em relação às regiões atributos.



Figura A.20: Análise de Sensibilidade do (a) Produtor 1 e do (b) Produtor 2.



Figura A.21: Análise de Sensibilidade do (a) Produtor 3 e do (b) Produtor 4.



Figura A.22: Análise de Sensibilidade do Injetor.

Quando uma região exerce influencia em mais de uma função-objetivo, como é o caso da R6 influenciando o Produtor 3 e o Injetor, o intervalo final é obtido pela média ponderada dos intervalos pelos respectivos pesos atribuídos a cada função-objetivo parcial na função-objetivo total. Essa determinação é razoável, tendo em vista que o peso atribuído a cada uma das funçõesobjetivo reflete a importância que esta tem no processo de ajuste do modelo.

Com base nos gráficos acima são determinados os intervalos para as regiões atributos (Tabela A.4).

	n	R	21	k	22	ŀ	23	k	24	k	25	R	26
Intervalo	Peso	Mín.	Máx.										
Produtor 1	0.21	0.30	0.90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produtor 2	0.31	-	-	0.25	0.85	-	-	-	-	-	-	-	-
Produtor 3	0.11	-	-	-	-	0.10	1.00	-	-	-	-	1.40	2.50
Produtor 4	0.32	-	-	-	-	-	-	0.30	0.85	-	-	-	-
Injetor	0.05	-	-	-	-	-	-	-	-	0.10	2.50	0.10	2.50
Final		0.30	0.90	0.25	0.85	0.10	1.00	0.30	0.85	0.10	2.50	0.99	2.50

Tabela A.4: Intervalos para o Procedimento de Ajuste 1.2.

Exemplo do cálculo do intervalo da R6: *Intervalo inferior:*

$$I_{\rm inf} = \frac{0.11 \cdot 1.40 + 0.05 \cdot 0.10}{0.11 + 0.05} = 0.993$$

Análise de sensibilidade para os Procedimentos de Ajuste 2, 3 e 4:

A análise de sensibilidade é realizada de maneira análoga aos dois primeiros casos, no entanto, agora também serão analisadas as funções-objetivo de mapas.

A Tabela A.5 mostra a influência que cada região atributo exerce sobre os poços e as regiões parâmetros.

		Região Atributo										
	<i>R1</i>	<i>R2</i>	<i>R3</i>	<i>R4</i>	<i>R5</i>	<i>R6</i>	<i>R7</i>					
Produtor 1	-	-	-	-	-	Χ	X					
Produtor 2	-	-	-	-	Χ	-	-					
Produtor 3	-	-	-	-	-	-	X					
Produtor 4	-	-	•	-	X	-	-					
Injetor	-	-		-	-	X	-					
Anomalia 1	-	Χ	•	•	-	-	-					
Anomalia 2	-	-	Χ	-	-	-	-					
Anomalia 3	Χ	-	-	Χ	-	-	-					
Anomalia 4	Χ	-	-	Χ	-	-	-					
Anomalia 5	-	-	-	Χ	Χ	-	-					
Anomalia 6	-	-		X	-	X	X					
Anomalia 7	-	-	-	Χ	Χ	-	X					

Tabela A.5: Matriz de Influência dos Atributos do Procedimento de Ajuste 2, 3 e 4.

Neste caso serão analisadas 12 funções-objetivo parciais (5 de poços e 7 de regiõesparâmetro) em relação a 7 atributos. As Figuras A.23, A.24, A.25, A.26, A.27 e A.28 ilustram a sensibilidade de cada poço em relação às regiões-atributo.







Figura A.24: Análise de Sensibilidade do (a) Produtor 3 e do (b) Produtor 4.



Figura A.25: Análise de Sensibilidade do (a) Injetor e da (b) Anomalia 1.







Novamente os intervalos deverão ser ponderados pelos pesos de cada função-objetivo é influenciada pela mesma região atributo.

A Tabela A.6 apresenta dos intervalos usados na otimização das funções-objetivo dos procedimentos de ajuste 2, 3 e 4.

	D	R	21	R	2	R	3	R	24	R	25	ŀ	26	R	7
	Peso	m	Μ	m	Μ	m	Μ	m	Μ	m	М	m	Μ	m	Μ
P 1	0.105	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.20	0.85	0.05	0.55
P 2	0.155	-	-	-	-	-	-	-	-	0.20	0.85	-	-	-	-
P 3	0.055	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.05	1.00
P 4	0.160	-	-	-	-	-	-	-	-	0.20	0.85	-	-	-	-
Inj (*)	0.025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
An 1	0.0375	-	-	0.00	0.40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
An 2	0.0375	-	-	-	-	0.00	0.40	-	-	-	-	-	-	-	-
An 3	0.0125	1.25	2.25	-	-	-	-	0.05	0.90	-	-	-	-	0.05	0.60
An 4	0.1625	1.30	2.30	-	-	-	-	0.10	0.75	-	-	-	-	-	-
An 5	0.125	-	-	-	-	-	-	0.10	0.40	0.05	0.70	-	-	-	-
An 6	0.0275	-	-	-	-	-	-	0.05	0.50	-	-	0.20	0.80	0.25	0.65
An 7	0.0975	-	-	-	-	-	-	0.10	0.70	0.05	0.60	-	-	0.05	0.4
Fi	nal	1.30	2.30	0.00	0.40	0.00	0.40	0.10	0.60	0.15	0.80	0.20	0.80	0.10	0.60

Tabela A.6: Intervalos para os procedimentos de ajuste 2, 3 e 4.

Nota: O injetor não foi utilizado para determinar os intervalos desse caso devido a dificuldade de se analisar seu comportamento.

Anexo 3: Análise do Procedimento de Ajuste 3

Uma das propostas dessa pesquisa é estudar a relação de pesos entre os dados de poços (produção, injeção e pressão) e os dados de mapas (regiões-parâmetro). Para tanto, o Procedimento de Ajuste 3 foi dividido em três subcasos de acordo com o valor de peso atribuído as informações de poço e mapa na função-objetivo total. A Tabela A.7 apresenta os subcasos de estudo do Procedimento de Ajuste 3.

Tabela A.7: Subcasos do Procedimento de Ajuste 3.

	Pesos									
	Parâmetros de Poços	Parâmetros de Mapas								
3.1	0.33	0.67								
3.2	0.50	0.50								
3.3	0.67	0.33								

O objetivo é selecionar a melhor relação de pesos para aplicar no Procedimento de Ajuste 4. A análise é realizada a partir dos resultados das funções-objetivo parciais dos poços e regiõesparâmetro e gráficos de dados de produção e pressão nos poços.

As Figuras A.29, A.30 e A.31apresentam os valores das funções-objetivo parciais por poço para cada subcaso. Em geral, o subcaso 3.1 apresenta melhores resultados de função-objetivo.
O ajuste da pressão de escoamento nos poços e o ajuste da produção de água no Produtor 3 dos subcasos é apresentado nas Figuras A.32, A.33 e A.34.



Figura A.29: Função-objetivo parcial do Produtor 1 e do Produtor 2.



Figura A.30: Função-objetivo parcial do Produtor 3 e do Produtor 4.



Figura A.31: Função-objetivo parcial do Injetor



Figura A.32: Ajuste da pressão de escoamento do (a) Produtor 1 e do (b) Produtor 2





Figura A.34 (a) Ajuste da pressão de escoamento de fundo de poço do Injetor e (b) Ajuste da produção de água do poço Produtor 3.

A Figura A.35 mostra os valores das funções-objetivo medidas nas regiões-parâmetro determinadas no mapa de diferenças de saturação. Constata-se que o ajuste das regiões do subcaso 3.1 foi realizado com mais sucesso em relação aos outros subcasos.



Figura A.35: Funções-objetivo parciais das regiões parâmetros (Anomalias)

Percebe-se, pela análise dos resultados, que um bom ajuste dos mapas reflete em um bom ajuste dos dados de produção, e o melhor subcaso apresentado foi o 3.1, sendo assim, a relação entre os pesos de dados de poço e dados de mapas escolhida para aplicação no Procedimento de Ajuste 4 foi a do subcaso 3.1.

Anexo 4: Cálculo do peso de cada poço na FO de produção do Caso B

Para o cálculo do peso atribuído a cada poço na função-objetivo de produção é necessário levar em consideração os afastamentos dos dois parâmetros considerados: Pressão de escoamento de fundo de poço e Produção de água. Não se pode somar o afastamento dos dois parâmetros em cada poço para aplicar a mesma sequência de cálculos realizada no Caso A, pois possuem grandezas totalmente diferentes. A saída encontrada para esse problema foi realizar o cálculo do peso que cada poço tem em uma função-objetivo onde somente um dos dois parâmetros é levado em consideração e depois aplicar os pesos atribuídos a cada parâmetro em cada poço (Tabela 5.12). Esse procedimento é justificado pelo fato de que os pesos atribuídos na Tabela 5.12 refletem na importância que se quer dar a determinado parâmetro, sendo assim, quando esses pesos são utilizados continuam influenciando a função-objetivo na direção do parâmetro mais desajustado.

Como os pesos de cada poço na função-objetivo de produção, quando somados devem ser igual a 1, uma nova normalização é necessária ao final do processo.

As equações abaixo apresentam a sequência de cálculo utilizada para determinar os pesos dos poços, note que são adaptações das equações utilizadas no Caso A (Equações 4.6 e 4.7)

$$z_{i}^{Par\hat{a}metro_{K}} = \frac{Af_{j,i}^{base}}{maior(Af_{j,i}^{base})}$$

onde *i* é o índice utilizado para os poços e *j* para o parâmetro K (água, óleo, gás etc.).

$$p_i^{Parâmetro_K} = z_i^{Parâmetro_K} \cdot p_{Parâmetro_K}$$

onde $p_{Parâmetro_{K}}$ é o peso apresentado na Tabela 5.12.

$$P_i = \sum_{j=1}^{n_parâmetros} p_i^{Parâmetro_Kj}$$

onde P_i é o peso do poço *i* antes da normalização pelo valor máximo.

Normalizando P_i para que a soma dos erros seja 1, é obtido o peso atribuído a cada poço dentro da função-objetivo de produção (FOP).

$$w_i = \frac{P_i}{\sum_{i=1}^{np} P_i}$$

onde Np é o número de poços escolhidos para o ajuste.

Para exemplificar, abaixo é apresentado o cálculo do peso do poço NA42D:

$$z_{NA42D}^{Agua} = \frac{18490692}{209929.53} = 0.880 \qquad \qquad z_{NA42D}^{\text{Pressão}} = \frac{10966309}{65517329.74} = 0.167$$

$$p_{NA42D}^{Agua} = 0.880 \cdot 0.8 = 0.704$$
 $p_{NA42D}^{Pressão} = 0.167 \cdot 0.2 = 0.033$

$$P_{NA42D} = 0.704 + 0.033 = 0.737$$