

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

**Ajuste de Histórico Utilizando Planejamento
Estatístico e Combinação de Dados de Produção,
Pressão e Mapas de Saturação**

Autor: Valmir Francisco Risso

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

02/07

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**AJUSTE DE HISTÓRICO UTILIZANDO
PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E
COMBINAÇÃO DE DADOS DE PRODUÇÃO,
PRESSÃO E MAPAS DE SATURAÇÃO**

Autor: Valmir Francisco Risso

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo.

Área de concentração: Reservatórios e Gestão.

Tese de Doutorado apresentada à Sub-Comissão de Pós-Graduação Interdisciplinar da Faculdade de Engenharia Mecânica e do Instituto de Geociências, como pré-requisito para obtenção do título de Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2007.

S.P. – Brasil.

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

R497a Risso, Valmir Francisco
Ajuste de histórico utilizando planejamento estatístico e combinação de dados de produção, pressão e mapas de saturação. / Valmir Francisco Risso.--Campinas, SP: [s.n.], 2007.

Orientador: Denis José Schiozer
Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas,
Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Engenharia de petróleo. 2. Reservatórios (Simulação). 3. Métodos de simulação. 4. Simulação (Computadores). 5. Calibração. 6. Planejamento experimental. I. Schiozer, Denis José. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Instituto de Geociências. IV. Título.

Titulo em Inglês: History matching using statistical design, production data and saturation map

Palavras-chave em Inglês: Numerical simulation, History matching, Map matching, Statistical design

Área de concentração: Reservatórios e Gestão

Titulação: Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo

Banca examinadora: Osvaldo Vidal Trevisan, Rodrigo de Souza Portugal, Adolfo Puime Pires e Dirceu Bampi

Data da defesa: 23/02/2007

Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
CIÊNCIAS E ENGENHARIA DE PETRÓLEO

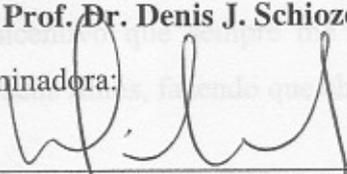
TESE DE DOUTORADO

**Ajuste de Histórico Utilizando Planejamento
Estatístico e Combinação de Dados de Produção,
Pressão e Mapas de Saturação**

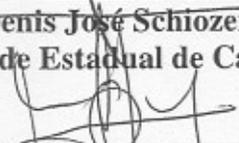
Autor: Valmir Francisco Risso

Orientador: Prof. Dr. Denis J. Schiozer

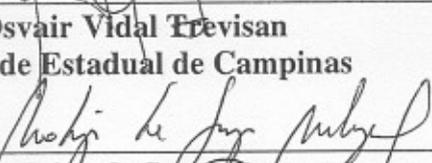
Banca Examinadora:



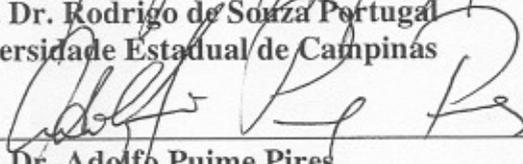
Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
Universidade Estadual de Campinas



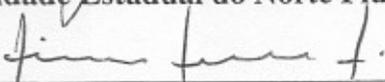
Prof. Dr. Osvair Vidal Trevisan
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Rodrigo de Souza Portugal
Universidade Estadual de Campinas



Prof. Dr. Adolfo Puime Pires
Universidade Estadual do Norte Fluminense



Dr. Dirceu Bampi
Petrobras

Campinas, 23 de fevereiro de 2007.

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha amada esposa Fernanda, pelo incentivo, compreensão e momentos agradáveis durante estes quatro anos de doutorado. À minha linda filha Bruna, por ter preenchido as nossas vidas com muito amor.

Aos meus pais pelos ensinamentos transmitidos. Aos meus irmãos grandes amigos que mesmo de longe sempre me apoiaram. Aos meus sobrinhos pelo carinho que sempre demonstraram. Aos meus sogros pela consideração que sempre tiveram comigo. Aos meus cunhados pelo incentivo que sempre me deram. Aos meus avós pelos ensinamentos que transmitiram aos seus filhos, fazendo que chegassem até mim.

Agradecimentos

Meus objetivos não seriam atingidos sem a ajuda de diversas pessoas, às quais expresso meus agradecimentos.

A Deus por todas as bênçãos e conquistas.

Ao Professor Dr. Denis José Schiozer pela sugestão do tema, pela orientação e por todo o apoio fornecido no decorrer deste trabalho.

À Capes e ANP (Agência Nacional do Petróleo) pelo apoio financeiro.

Aos meus colegas de turma pelas experiências técnica e, principalmente, de vida compartilhadas durante estes anos.

A todos os professores e colegas do departamento, que ajudaram de forma direta e indireta na conclusão deste trabalho.

Ao Grupo UNISIM, ao CEPETRO, ao DEP da UNICAMP e aos estagiários do setor de informática do UNISIM e do DEP, bem como a Sra. Giselle Moreira Palermo, por todo o apoio fornecido quanto aos programas e facilidades computacionais utilizadas durante o período de trabalho.

A Fátima Sueli de Lima Simões, Délcio Antonio R. da Silva, Elisabeth Aparecida de Oliveira Viana e Alice Kiyoka Obata, por todo o apoio operacional durante estes anos.

Felicidade é a certeza de que a nossa vida não está se passando inutilmente.

(Érico Veríssimo)

Resumo

RISSO, Valmir Francisco. *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, 263p., Tese de Doutorado.

O ajuste de histórico de produção tem como principal objetivo calibrar modelos numéricos de campos de petróleo para que os resultados de produção e de pressão da simulação sejam coerentes com o histórico de produção e de pressão observados e que estes modelos ajustados possam ser usados na previsão de produção com maior confiabilidade. Essa técnica apresenta algumas limitações, principalmente no início do desenvolvimento do campo quando há menos dados observados e as incertezas são maiores, o que torna o processo de ajuste do modelo numérico menos confiável. Com o avanço das técnicas de processamento sísmico e com a sísmica 4D, já é possível a obtenção de mapas de saturação do campo e com essa informação adicional, melhorar a qualidade do modelo em estudo possibilitando realizar previsões de comportamento do campo mais confiáveis, principalmente em campos onde a água proveniente de poços injetores ou de aquíferos ainda não alcançou os poços produtores. O trabalho atual propõe uma metodologia para aumentar a confiabilidade do modelo numérico através da incorporação dos mapas de saturação no processo de ajuste do histórico do campo, combinando estas informações com os dados de produção de óleo, água e gás, de injeção e de pressão. A utilização dos mapas no processo de ajuste aumenta o número de parâmetros a serem analisados no processo de ajuste, aumentando assim o número de simulações necessárias e dificultando a análise dos resultados. Uma alternativa para tentar minimizar esse problema é a metodologia do planejamento estatístico e da superfície de resposta, a qual permite estudar um número maior de variáveis e regiões críticas ao mesmo tempo possibilitando otimizar ou minimizar várias respostas simultaneamente, estruturando melhor as etapas do processo de ajuste evitando-se o processo usual de tentativa e erro.

Palavras Chave

Simulação Numérica, Ajuste de Histórico, Ajuste de Mapas e Planejamento Estatístico.

Abstract

RISSO, Valmir Francisco. *History Matching Using Statistical Design, Production Data and Saturation Map*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, 2007, 263p., Tese de Doutorado.

The main objective of history matching is to improve numerical models of oil fields by incorporating observed data, production and pressure, into the characterization process, in order to obtain more reliable production forecasting. This technique presents some limitations mainly in the beginning of the development of oil fields, when less information is available and higher uncertainties are present. With seismic 4D, it is possible to obtain saturation maps allowing the improvement of the numerical model yielding a more reliable production forecasting. The objective of this work is to develop a methodology to improve the numerical model through the incorporation of the saturation maps in the process of history matching. The process requires a higher number of critical parameters to be analyzed in the adjustment process; therefore, it is necessary to increase the number of simulations yielding a more complex procedure. An alternative to minimize this problem is the statistical design and response surface methodologies which allow to study many variables and regions at the same time. It is possible to optimize some answers simultaneously, improving the process by reducing the manual work yielding better results.

Keywords

Numerical Simulation, History Matching, Map Matching e Statistical Design.

Índice

<i>Lista de Figuras</i>	<i>xi</i>
<i>Lista de Tabelas</i>	<i>xviii</i>
<i>Nomenclatura</i>	<i>xxiii</i>
Capítulo 1 - Introdução	1
1.1. Motivação	3
1.2. Objetivos	3
1.3. Premissa	4
1.4. Principais desafios	4
1.5. Revisão Bibliográfica	5
1.5.1. Integração de Histórico de Produção com Mapas de Saturação (Sísmica 4D)	5
1.5.2. Planejamento Estatístico	17
Capítulo 2 – Fundamentação Teórica	23
2.1. Simulação de Reservatórios	23
2.2. Mapas de Saturação (Sísmica 4D)	29
2.3. Ajuste de Histórico de Produção	33
2.4. Planejamento Estatístico	38
Capítulo 3 – Metodologia	53
3.1. Definir o Ajuste	56
3.2. Modelo Sintético – Mapa de Saturação do Campo	56
3.3. Modelo Base	56
3.4. Mapas de Volume por Unidade de Área	57

3.5.	Mapas de Erro e Regiões Críticas.....	57
3.6.	Função-Objetivo	59
3.7.	Cálculo do Erro.....	60
3.8.	Planejamento Estatístico.....	62
3.8.1.	Tipo de Planejamento (1): Efeitos	62
3.8.2.	Tipo de Planejamento (2): Superfície de Resposta - SR.....	64
3.9.	Previsão do Comportamento do Reservatório.....	66
3.10.	Aplicação da Metodologia.....	66
Capítulo 4 – Aplicações		67
4.1.	Caso 1: Modelo Sintético.....	67
4.1.1.	Propriedades dos Fluidos	67
4.1.2.	Propriedades Rocha-Fluido.....	68
4.1.3.	Modelo de Simulação do Reservatório Sintético.....	68
4.1.4.	Ajuste do Reservatório.....	69
4.2.	Caso 2 – Modelo Real – Campo de Namorado Modificado.....	81
4.2.1.	Caracterização do Reservatório	82
4.2.2.	Modelo de Simulação do Reservatório Real.....	84
4.2.3.	Ajuste do Reservatório.....	86
Capítulo 5 – Resultados e Discussões		91
5.1.	Estudo de Casos	91
5.1.1.	Aplicação da Metodologia de Planejamento Estatístico.....	91
5.1.2.	Ajuste de Mapas de Saturação	110
5.1.3.	Integração do Ajuste de Histórico com o Ajuste de Mapas de Saturação	133
5.1.3.1.	Etapa 1 - Histórico de Produção e Pressão: 0 a 4 anos	134
5.1.3.2.	Etapa 2 - Mapa de Saturação: 4 anos	145
5.1.3.3.	Etapa 3 - Histórico de Produção e Pressão: 4 a 12 anos	158
5.1.3.4.	Etapa 4 - Mapa de Saturação: 12 anos	165
5.2.	Aplicação da Metodologia.....	172
5.2.1.	Definir o Ajuste.....	172
5.2.2.	Modelo Base	173
5.2.3.	Variáveis Críticas.....	173
5.2.4.	Função-Objetivo	173
5.2.5.	Mapas de Volume por Unidade de Área.....	174
5.2.6.	Mapas de Erro (1)	175
5.2.7.	Regiões Críticas (1).....	175
5.2.8.	Planejamentos Estatísticos: Regiões Críticas (1).....	175
5.2.9.	Mapas de Erro (2)	183
5.2.10.	Regiões Críticas (2).....	184
5.2.11.	Planejamentos Estatísticos: Regiões Críticas (2).....	185
5.2.12.	Mapas de Erro (3)	192

5.2.13.	Regiões Críticas (3).....	193
5.2.14.	Planejamentos Estatísticos: Regiões Críticas (3).....	194
5.2.15.	Mapas de Erro (4)	202
5.2.16.	Regiões Críticas (4).....	203
5.2.17.	Planejamentos Estatísticos: Regiões Críticas (4).....	204
5.2.18.	Modelo Ajustado.....	210
5.3.	Considerações Finais	215
Capítulo 6 – Conclusões e Recomendações		217
6.1.	Aplicação da Metodologia de Planejamento Estatístico	217
6.2.	Ajuste de Mapas de Saturação	218
6.3.	Integração do Ajuste de Histórico com o Ajuste de Mapas de Saturação.....	219
6.4.	Aplicação da Metodologia.....	221
6.5.	Sugestões para Trabalhos Futuros.....	222
Referências Bibliográficas		225
ANEXOS		235

Lista de Figuras

FIGURA 1-1: METODOLOGIA ENCONTRADA NA LITERATURA, UTILIZADA NO PROCESSO DE AJUSTE COMBINANDO DADOS DE PRODUÇÃO COM DADOS DE SÍSMICA 4D. _____	16
FIGURA 2-1: DIVISÃO DO RESERVATÓRIO EM BLOCOS (PEDROSO JR., 1999). _____	26
FIGURA 2-2: TRANSMISSÃO E REFLEXÃO DO SINAL SÍSMICO DE ACORDO COM A VARIAÇÃO DA IMPEDÂNCIA ACÚSTICA DAS CAMADAS SEDIMENTARES (AYRES NETO, 2000). _____	30
FIGURA 2-3: SISTEMA DE AQUISIÇÃO DE SÍSMICA ATRAVÉS DE CABO DE FUNDO (CORDEIRO, 2002). _____	32
FIGURA 2-4: ESQUEMA DO AJUSTE DE HISTÓRICO DE PRODUÇÃO (LEITÃO E SCHIOZER, 1998). _____	38
FIGURA 2-5: VARIÁVEIS ENVOLVENDO UM SISTEMA DO PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO. _____	39
FIGURA 2-6: ESQUEMA DE UM PROCESSO DE PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO (RODRIGUEZ E IEMMA, 2005). _____	40
FIGURA 2-7: PLANEJAMENTO FATORIAL 2 ³ . _____	43
FIGURA 2-8: PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO PARA TRÊS ATRIBUTOS. _____	47
FIGURA 2-9: PLANEJAMENTO <i>BOX-BEHNKEN</i> PARA TRÊS ATRIBUTOS. _____	47
FIGURA 3-1: PROCESSO DE AJUSTE COMPARANDO MAPAS DE SATURAÇÃO. _____	53
FIGURA 3-2: METODOLOGIA PROPOSTA. _____	55
FIGURA 3-3: MAPA DE VOLUME/M ² : (A) SATURAÇÃO (B) POROSIDADE (C) ESPESSURA (D) VOLUME/M ² . _____	57
FIGURA 3-4: DEFINIÇÃO DAS REGIÕES: (A) MAPA SIMULADO (B) MAPA REAL (C) MAPA DE ERRO. _____	58
FIGURA 3-5: EXEMPLOS DE CÁLCULO DO AFASTAMENTO MEDIDOS ENTRE O MODELO DE SIMULAÇÃO E O HISTÓRICO DO CAMPO: (A) PRODUÇÃO DE ÓLEO, ÁGUA E GÁS (B) INJEÇÃO (C) PRESSÃO. _____	59
FIGURA 3-6: CÁLCULO DO ERRO ENTRE OS DADOS AMOSTRADOS E SIMULADOS. _____	61
FIGURA 3-7: EXEMPLO DO CÁLCULO DOS EFEITOS. _____	64
FIGURA 3-8: EXEMPLO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	66
FIGURA 4-1: CURVAS DE PVT UTILIZADAS NAS SIMULAÇÕES – MODELO SINTÉTICO. _____	68
FIGURA 4-2: CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS UTILIZADAS NAS SIMULAÇÕES – MODELO SINTÉTICO. _____	68
FIGURA 4-3: MODELO 2D DO RESERVATÓRIO: MAPA DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA. _____	69
FIGURA 4-4: MAPA DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA DO MODELO BASE. _____	69
FIGURA 4-5: ESQUEMA DO AJUSTE DE HISTÓRICO UTILIZANDO O PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO. _____	70

FIGURA 4-6: PERÍODO DE AJUSTE DE HISTÓRICO DO CAMPO. _____	71
FIGURA 4-7: DADOS DE PRODUÇÃO DO HISTÓRICO E DO MODELO BASE - 12 ANOS. _____	71
FIGURA 4-8: MODELO BASE: (A) LINHAS DE FLUXO (B) REGIÕES CRÍTICAS. _____	72
FIGURA 4-9: ESQUEMA DO AJUSTE DE MAPAS UTILIZANDO O PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO. _____	73
FIGURA 4-10: ÉPOCA DA OBTENÇÃO DO MAPA DE SATURAÇÃO. _____	74
FIGURA 4-11: MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA: (A) MODELO BASE (B) MODELO SINTÉTICO (C) ERRO. _____	74
FIGURA 4-12: MAPAS DE LINHAS DE FLUXO PARA O MODELO BASE. _____	75
FIGURA 4-13: DIVISÃO DO MODELO BASE EM REGIÕES. _____	75
FIGURA 4-14: ESQUEMA DE AJUSTE COMBINANDO OS DADOS DE PRODUÇÃO COM OS MAPAS. _____	77
FIGURA 4-15: PERÍODO DE AJUSTE DE HISTÓRICO DO CAMPO. _____	78
FIGURA 4-16: REGIÕES ALTERADAS NA ETAPA 1. _____	78
FIGURA 4-17: PERÍODO DO AJUSTE DE HISTÓRICO DO CAMPO INCLUINDO O MAPA DE SATURAÇÃO. _____	79
FIGURA 4-18: PERÍODO DO AJUSTE DE HISTÓRICO DO CAMPO, MAIS O MAPA DE SATURAÇÃO. _____	80
FIGURA 4-19: PERÍODO DO AJUSTE DE HISTÓRICO DO CAMPO, MAIS O MAPA DE SATURAÇÃO. _____	80
FIGURA 4-20: MAPA BASE COM OS POÇOS, LINHAS SÍSMICAS E ARCABOUÇO ESTRUTURAL DO RESERVATÓRIO. _____	81
FIGURA 4-21: SEÇÃO ESQUEMÁTICA DO RESERVATÓRIO. _____	82
FIGURA 4-22: CURVAS DE PVT UTILIZADAS NAS SIMULAÇÕES – MODELO REAL. _____	83
FIGURA 4-23: CURVA DE PRESSÃO CAPILAR. _____	83
FIGURA 4-24: CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS USADAS NAS SIMULAÇÕES: (A) ÁGUA (B) GÁS. _____	84
FIGURA 4-25: MODELO GEOLÓGICO 3D DO RESERVATÓRIO: MAPA DE SATURAÇÃO DE ÓLEO. _____	84
FIGURA 4-26: MAPA DE PERMEABILIDADE HORIZONTAL DO MODELO REAL: (A) PARTE SUPERIOR (B) PARTE INFERIOR. _____	85
FIGURA 4-27: MAPA DE PERMEABILIDADE VERTICAL DO MODELO REAL: (A) PARTE SUPERIOR (B) PARTE INFERIOR. _____	85
FIGURA 4-28: PERÍODO DO AJUSTE DO CAMPO. _____	86
FIGURA 4-29: COMPORTAMENTO DO CAMPO. _____	86
FIGURA 4-30: MAPA DE PERMEABILIDADE DO MODELO BASE: (A) HORIZONTAL (B) VERTICAL. _____	87
FIGURA 4-31: CURVAS DE PERMEABILIDADE RELATIVA DO MODELO BASE. _____	87
FIGURA 4-32: MAPAS SUPERIORES: (A) VOLUME SIMULAÇÃO (B) VOLUME REAL (C) DIFERENÇA. _____	88
FIGURA 4-33: MAPAS INFERIORES: (A) VOLUME SIMULAÇÃO (B) VOLUME REAL (C) DIFERENÇA. _____	88
FIGURA 4-34: MAPA DE LINHAS DE FLUXO. _____	89
FIGURA 4-35: DEFINIÇÃO DAS REGIÕES CRÍTICAS: (A) DIFERENÇA SUPERIOR (B) DIFERENÇA INFERIOR. _____	89
FIGURA 5-1: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS (A) ϵ_{Qw1} (B) ϵ_{Qw2} (C) ϵ_{Qw3} E (D) ϵ_{Qw4} . _____	93
FIGURA 5-2: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRODUÇÃO DE ÁGUA DA REGIÃO 3 PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	95

FIGURA 5-3: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRODUÇÃO DE ÁGUA DA REGIÃO 3 PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	97
FIGURA 5-4: CANAL DE FLUXO LIGANDO O POÇO INJETOR AO POÇO 3 NA REGIÃO 3. _____	97
FIGURA 5-5: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRODUÇÃO DE ÁGUA DA REGIÃO 3 PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	99
FIGURA 5-6: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRODUÇÃO DE ÁGUA DA REGIÃO 3 PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	100
FIGURA 5-7: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRODUÇÃO DE ÁGUA DA REGIÃO 1 PARA O 6 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	102
FIGURA 5-8: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRODUÇÃO DE ÁGUA DA REGIÃO 2 PARA O 7 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	104
FIGURA 5-9: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRODUÇÃO DE ÁGUA DA REGIÃO 4 PARA O 8 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	106
FIGURA 5-10: AJUSTE FINAL PARA A PRODUÇÃO DE ÁGUA DOS POÇOS. _____	108
FIGURA 5-11: MAPA DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA: (A) MODELO SINTÉTICO (B) MODELO AJUSTADO. _____	109
FIGURA 5-12: PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA DO CAMPO. _____	109
FIGURA 5-13: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO: (A) ϵ_{Sw1} (B) ϵ_{Sw2} (C) ϵ_{Sw3} E (D) ϵ_{Sw4} . _____	112
FIGURA 5-14: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO: (A) ϵ_{Sw1} (B) ϵ_{Sw2} (C) ϵ_{Sw3} E (D) ϵ_{Sw4} . _____	114
FIGURA 5-15: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO: (A) ϵ_{Sw1} (B) ϵ_{Sw2} (C) ϵ_{Sw3} E (D) ϵ_{Sw4} . _____	116
FIGURA 5-16: MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA: (A) MODELO 2 (B) MODELO SINTÉTICO (C) ERRO. _____	117
FIGURA 5-17: MAPAS DE LINHAS DE FLUXO PARA O MODELO 2. _____	118
FIGURA 5-18: DIVISÃO DO MODELO 2 EM 6 REGIÕES CRÍTICAS. _____	118
FIGURA 5-19: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO: (A) ϵ_{Sw1} (B) ϵ_{Sw2} (C) ϵ_{Sw3} (D) ϵ_{Sw4} (E) ϵ_{Sw5} (F) ϵ_{Sw6} . _____	120
FIGURA 5-20: DIVISÃO DO MODELO 2 EM 3 REGIÕES CRÍTICAS. _____	121
FIGURA 5-21: COMPORTAMENTO DO ERRO NA REGIÃO 1 PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	123
FIGURA 5-22: COMPORTAMENTO DO ERRO NA REGIÃO 2 PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (PERMX1 <i>VERSUS</i> PERMX2) _____	124

FIGURA 5-23: COMPORTAMENTO DO ERRO NA REGIÃO 2 PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO - (PERMXY1 <i>VERSUS</i> PERMXY3)	124
FIGURA 5-24: COMPORTAMENTO DO ERRO NA REGIÃO 2 PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO - (PERMXY2 <i>VERSUS</i> PERMXY3).	125
FIGURA 5-25: COMPORTAMENTO DO ERRO NA REGIÃO 3 PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (PERMXY1 <i>VERSUS</i> PERMXY2).	126
FIGURA 5-26: COMPORTAMENTO DO ERRO NA REGIÃO 3 PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (PERMXY1 <i>VERSUS</i> PERMXY3).	126
FIGURA 5-27: COMPORTAMENTO DO ERRO NA REGIÃO 3 PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (PERMXY2 <i>VERSUS</i> PERMXY3).	127
FIGURA 5-28: COMPORTAMENTO DO ERRO NA REGIÃO 1 PARA O 6 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO.	129
FIGURA 5-29: COMPORTAMENTO DO ERRO NA REGIÃO 3 PARA O 6 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO.	130
FIGURA 5-30: MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA: (A) MODELO AJUSTADO (B) MODELO SINTÉTICO (C) ERRO.	131
FIGURA 5-31: MAPA DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA: (A) MODELO SINTÉTICO (B) MODELO AJUSTADO.	132
FIGURA 5-32: PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA DO CAMPO.	133
FIGURA 5-33: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO: (A) ϵ_{P1} (B) ϵ_{P2} (C) ϵ_{P3} (D) ϵ_{P4} (E) ϵ_{P5} – ETAPA 1.	135
FIGURA 5-34: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRESSÃO DO POÇO 1 PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – ETAPA 1.	137
FIGURA 5-35: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRESSÃO DO POÇO 2 PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – ETAPA 1.	138
FIGURA 5-36: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRESSÃO DO POÇO 3 PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – ETAPA 1.	139
FIGURA 5-37: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRESSÃO DO POÇO 4 PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – ETAPA 1.	141
FIGURA 5-38: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRESSÃO DO POÇO 5 PARA O 6 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – ETAPA 1.	142
FIGURA 5-39: MAPA DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA: (A) MODELO SINTÉTICO (B) MODELO AJUSTADO.	144
FIGURA 5-40: PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA DO CAMPO – ETAPA 1.	144
FIGURA 5-41: MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA: (A) MODELO AJUSTADO NA ETAPA 1 (B) MODELO SINTÉTICO (C) ERRO.	145
FIGURA 5-42: MAPAS DE LINHAS DE FLUXO PARA O MODELO AJUSTADO NA ETAPA 1.	146
FIGURA 5-43: DIVISÃO DO MODELO AJUSTADO NA ETAPA 1 EM REGIÕES.	146
FIGURA 5-44: DEFINIÇÃO DAS REGIÕES EM QUE SERÃO CALCULADAS AS FUNÇÕES-OBJETIVOS – ETAPA 2.	147

FIGURA 5-45: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO - ETAPA 2. _____	148
FIGURA 5-46: COMPORTAMENTO DO ERRO PARA A PRESSÃO E PARA O MAPA DE SATURAÇÃO PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO: (A)(C)(E) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B)(D)(F) CURVAS DE CONTORNO. _____	150
FIGURA 5-47: MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA: (A) MODELO 2 (B) MODELO SINTÉTICO (C) ERRO. _____	151
FIGURA 5-48: MAPAS DE LINHAS DE FLUXO PARA O MODELO 2. _____	152
FIGURA 5-49: DIVISÃO DO MODELO AJUSTADO EM 15 REGIÕES CRÍTICAS. _____	152
FIGURA 5-50: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO - ETAPA 2. _____	153
FIGURA 5-51: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRESSÃO E NO MAPA DE SATURAÇÃO PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	155
FIGURA 5-52: MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA: (A) MODELO AJUSTADO (B) MODELO SINTÉTICO (C) ERRO. _____	156
FIGURA 5-53: MAPA DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA: (A) MODELO SINTÉTICO (B) MODELO AJUSTADO. _____	157
FIGURA 5-54: PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA DO CAMPO – ETAPA 2. _____	157
FIGURA 5-55: MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA: (A) MODELO AJUSTADO (B) MODELO SINTÉTICO (C) ERRO. _____	158
FIGURA 5-56: MAPAS DE LINHAS DE FLUXO PARA O MODELO AJUSTADO. _____	159
FIGURA 5-57: DIVISÃO DO MODELO AJUSTADO EM 7 REGIÕES CRÍTICAS. _____	159
FIGURA 5-58: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO – ETAPA 3. _____	160
FIGURA 5-59: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRESSÃO, NA PRODUÇÃO DE ÁGUA E NO MAPA DE SATURAÇÃO PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	162
FIGURA 5-60: MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA: (A) MODELO AJUSTADO NA ETAPA 3 (B) MODELO SINTÉTICO (C) ERRO. _____	163
FIGURA 5-61: MAPA DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA: (A) MODELO SINTÉTICO (B) MODELO AJUSTADO. _____	164
FIGURA 5-62: PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA DO CAMPO – ETAPA 3. _____	164
FIGURA 5-63: MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA: (A) MODELO AJUSTADO NA ETAPA 3 (B) MODELO SINTÉTICO (C) ERRO. _____	165
FIGURA 5-64: MAPAS DE LINHAS DE FLUXO PARA O MODELO AJUSTADO. _____	166
FIGURA 5-65: DIVISÃO DO MODELO AJUSTADO EM 3 REGIÕES. _____	166
FIGURA 5-66: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PRESSÃO, NA PRODUÇÃO DE ÁGUA E NOS MAPAS DE SATURAÇÃO PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO. _____	168
FIGURA 5-67: MAPAS DE SATURAÇÃO DE ÁGUA: (A) MODELO AJUSTADO NA ETAPA 4 (B) MODELO SINTÉTICO (C) ERRO. _____	169
FIGURA 5-68: MAPA DE PERMEABILIDADE ABSOLUTA: (A) MODELO SINTÉTICO (B) MODELO AJUSTADO. _____	171
FIGURA 5-69: PREVISÃO DE PRODUÇÃO DE ÁGUA DO CAMPO – ETAPA 4. _____	171
FIGURA 5-70: MAPA DE VOLUME/M ² DO MODELO REAL: (A) SUPERIOR (B) INFERIOR. _____	174
FIGURA 5-71: MAPA DE VOLUME/M ² DO MODELO BASE: (A) SUPERIOR (B) INFERIOR. _____	174
FIGURA 5-72: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO. _____	176
FIGURA 5-73: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO. _____	177
FIGURA 5-74: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS: (A) SUPERIOR (B) INFERIOR. _____	178

FIGURA 5-75: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx5 <i>VERSUS</i> Kx6).	180
FIGURA 5-76: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx5 <i>VERSUS</i> Kro).	180
FIGURA 5-77: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx8 <i>VERSUS</i> Kx9).	182
FIGURA 5-78: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx8 <i>VERSUS</i> Kro).	182
FIGURA 5-79: MAPAS SUPERIORES: (A) VOLUME SIMULAÇÃO (B) VOLUME REAL (C) DIFERENÇA.	183
FIGURA 5-80: MAPAS INFERIORES: (A) VOLUME SIMULAÇÃO (B) VOLUME REAL (C) DIFERENÇA.	183
FIGURA 5-81: MAPA LINHAS DE FLUXO.	184
FIGURA 5-82: DEFINIÇÃO DAS REGIÕES CRÍTICAS: (A) DIFERENÇA SUPERIOR (B) DIFERENÇA INFERIOR.	184
FIGURA 5-83: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO.	186
FIGURA 5-84: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA A PARTE SUPERIOR.	187
FIGURA 5-85: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA A PARTE INFERIOR.	187
FIGURA 5-86: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 6 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx3 <i>VERSUS</i> Kx7).	189
FIGURA 5-87: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 6 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx3 <i>VERSUS</i> Krw).	189
FIGURA 5-88: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 7 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx11 <i>VERSUS</i> Kx12).	191
FIGURA 5-89: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 7 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx11 <i>VERSUS</i> Kx14).	191
FIGURA 5-90: MAPAS SUPERIORES: (A) VOLUME SIMULAÇÃO (B) VOLUME REAL (C) DIFERENÇA.	192
FIGURA 5-91: MAPAS INFERIORES: (A) VOLUME SIMULAÇÃO (B) VOLUME REAL (C) DIFERENÇA.	192
FIGURA 5-92: MAPA LINHAS DE FLUXO.	193
FIGURA 5-93: DEFINIÇÃO DAS REGIÕES CRÍTICAS: (A) DIFERENÇA SUPERIOR (B) DIFERENÇA INFERIOR.	193
FIGURA 5-94: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 8 ^o PLANEJAMENTO.	195
FIGURA 5-95: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 9 ^o PLANEJAMENTO.	196
FIGURA 5-96: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 10 ^o PLANEJAMENTO.	198
FIGURA 5-97: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 11 ^o PLANEJAMENTO.	199
FIGURA 5-98: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 12 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx1 <i>VERSUS</i> Kx2).	201
FIGURA 5-99: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 12 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx6 <i>VERSUS</i> Kx12).	201
FIGURA 5-100: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 12 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx1 <i>VERSUS</i> Krw).	202

FIGURA 5-101: MAPAS SUPERIORES: (A) VOLUME SIMULAÇÃO (B) VOLUME REAL (C) DIFERENÇA. _____	203
FIGURA 5-102: MAPAS INFERIORES: (A) VOLUME SIMULAÇÃO (B) VOLUME REAL (C) DIFERENÇA. _____	203
FIGURA 5-103: MAPA LINHAS DE FLUXO. _____	204
FIGURA 5-104: DEFINIÇÃO DAS REGIÕES CRÍTICAS: (A) DIFERENÇA SUPERIOR (B) DIFERENÇA INFERIOR. _____	204
FIGURA 5-105: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 13 ^o PLANEJAMENTO. _____	205
FIGURA 5-106: VARIÁVEIS ESTATISTICAMENTE SIGNIFICATIVAS PARA O 14 ^o PLANEJAMENTO.. _____	207
FIGURA 5-107: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 15 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx5 <i>VERSUS</i> Kx6). _____	208
FIGURA 5-108: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 15 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kx7 <i>VERSUS</i> Kz1). _____	209
FIGURA 5-109: COMPORTAMENTO DO ERRO NA PARTE SUPERIOR PARA O 15 ^o PLANEJAMENTO: (A) SUPERFÍCIE DE RESPOSTA (B) CURVAS DE CONTORNO – (Kz3 <i>VERSUS</i> K _{rw}). _____	209
FIGURA 5-110: MAPAS DE VOLUME DE ÁGUA/M ² : (A) MODELO AJUSTADO (B) MODELO REAL (C) ERRO. _____	210
FIGURA 5-111: MAPAS DE VOLUME DE ÁGUA/M ² : (A) MODELO AJUSTADO (B) MODELO REAL (C) ERRO. _____	210
FIGURA 5-112: MAPA SUPERIOR DA PERMEABILIDADE HORIZONTAL:(A) MODELO REAL (B) MODELO AJUSTADO. _____	211
FIGURA 5-113: MAPA INFERIOR DA PERMEABILIDADE HORIZONTAL: (A) MODELO REAL (B) MODELO AJUSTADO. _____	211
FIGURA 5-114: MAPA SUPERIOR DA PERMEABILIDADE VERTICAL: (A) MODELO REAL (B) MODELO AJUSTADO. _____	212
FIGURA 5-115: MAPA INFERIOR DA PERMEABILIDADE HORIZONTAL: (A) MODELO REAL (B) MODELO AJUSTADO. _____	212
FIGURA 5-116: CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS. _____	213
FIGURA 5-117: PREVISÃO DO CAMPO: (A) PRODUÇÃO DE ÓLEO (B) PRODUÇÃO DE ÁGUA (C) INJEÇÃO DE ÁGUA (D) PRESSÃO. _____	214

Lista de Tabelas

TABELA 2-1: MATRIZ DO PLANEJAMENTO FATORIAL 2^3 .	42
TABELA 2-2: TABELA PARA ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA FATORES SIMPLES (MONTGOMERY, 1996).	50
TABELA 5-1: DISCRETIZAÇÃO PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL FRACIONÁRIO 2^{8-3} .	92
TABELA 5-2: DISCRETIZAÇÃO PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 .	94
TABELA 5-3: DISCRETIZAÇÃO PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 .	96
TABELA 5-4: DISCRETIZAÇÃO PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 .	98
TABELA 5-5: DISCRETIZAÇÃO PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 .	99
TABELA 5-6: DISCRETIZAÇÃO PARA O 6 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 .	101
TABELA 5-7: DISCRETIZAÇÃO PARA O 7 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 .	103
TABELA 5-8: DISCRETIZAÇÃO PARA O 8 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 .	105
TABELA 5-9: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS UTILIZADAS NO MODELO AJUSTADO.	107
TABELA 5-10: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS DO MODELO SINTÉTICO.	109
TABELA 5-11: DISCRETIZAÇÃO PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL FRACIONÁRIO 2^{8-3} .	111
TABELA 5-12: DISCRETIZAÇÃO PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL FRACIONÁRIO 2^{8-3} .	113
TABELA 5-13: DISCRETIZAÇÃO PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL FRACIONÁRIO 2^{6-2} .	115
TABELA 5-14: DISCRETIZAÇÃO PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL FRACIONÁRIO 2^{6-2} .	119
TABELA 5-15: DISCRETIZAÇÃO PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^3 .	122
TABELA 5-16: DISCRETIZAÇÃO PARA O 6 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 .	128
TABELA 5-17: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS UTILIZADAS NO MODELO AJUSTADO.	131
TABELA 5-18: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS DO MODELO SINTÉTICO.	132
TABELA 5-19: DISCRETIZAÇÃO PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> – ETAPA 1.	134
TABELA 5-20: DISCRETIZAÇÃO PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 – REGIÃO 1.	136
TABELA 5-21: DISCRETIZAÇÃO PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 – REGIÃO 2.	137
TABELA 5-22: DISCRETIZAÇÃO PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 – REGIÃO 3.	139
TABELA 5-23: DISCRETIZAÇÃO PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 – REGIÃO 4.	140
TABELA 5-24: DISCRETIZAÇÃO PARA O 6 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2^2 – REGIÃO 5.	141
TABELA 5-25: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS UTILIZADAS NO MODELO AJUSTADO.	143
TABELA 5-26: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS DO MODELO SINTÉTICO.	143

TABELA 5-27: DISCRETIZAÇÃO PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> – ETAPA 2. _____	147
TABELA 5-28: DISCRETIZAÇÃO PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2 ³ . _____	148
TABELA 5-29: DISCRETIZAÇÃO PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> – ETAPA 2. _____	153
TABELA 5-30: DISCRETIZAÇÃO PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2 ² . _____	154
TABELA 5-31: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS UTILIZADAS NO MODELO AJUSTADO. _____	156
TABELA 5-32: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS DO MODELO SINTÉTICO. _____	157
TABELA 5-33: DISCRETIZAÇÃO PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> – ETAPA 3. _____	160
TABELA 5-34: DISCRETIZAÇÃO PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2 ² . _____	161
TABELA 5-35: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS UTILIZADAS NO MODELO AJUSTADO. _____	163
TABELA 5-36: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS DO MODELO SINTÉTICO. _____	164
TABELA 5-37: DISCRETIZAÇÃO PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2 ² . _____	167
TABELA 5-38: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS UTILIZADAS NO MODELO AJUSTADO. _____	169
TABELA 5-39: PERMEABILIDADES ABSOLUTAS DO MODELO SINTÉTICO. _____	170
TABELA 5-40: DISCRETIZAÇÃO PARA O 1 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> . _____	176
TABELA 5-41: DISCRETIZAÇÃO PARA O 2 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> . _____	177
TABELA 5-42: DISCRETIZAÇÃO PARA O 3 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2 ³ . _____	179
TABELA 5-43: DISCRETIZAÇÃO PARA O 4 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2 ³ . _____	181
TABELA 5-44: DISCRETIZAÇÃO PARA O 5 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> . _____	185
TABELA 5-45: DISCRETIZAÇÃO PARA O 6 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2 ³ . _____	188
TABELA 5-46: DISCRETIZAÇÃO PARA O 7 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2 ³ . _____	190
TABELA 5-47: DISCRETIZAÇÃO PARA O 8 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> . _____	194
TABELA 5-48: DISCRETIZAÇÃO PARA O 9 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> . _____	196
TABELA 5-49: DISCRETIZAÇÃO PARA O 10 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> . _____	197
TABELA 5-50: DISCRETIZAÇÃO PARA O 11 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> . _____	199
TABELA 5-51: DISCRETIZAÇÃO PARA O 12 ^o PLANEJAMENTO FATORIAL COMPLETO 2 ⁵ . _____	200
TABELA 5-52: DISCRETIZAÇÃO PARA O 13 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> . _____	205
TABELA 5-53: DISCRETIZAÇÃO PARA O 14 ^o PLANEJAMENTO <i>PLACKETT-BURMAN</i> . _____	206
TABELA 5-54: DISCRETIZAÇÃO PARA O 15 ^o PLANEJAMENTO <i>BOX-BEHNKEN</i> . _____	207
TABELA 8-1: MATRIZ DO PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO 2 ⁸⁻³ E AS RESPOSTAS ϵ_{Qw1} , ϵ_{Qw2} , ϵ_{Qw3} E ϵ_{Qw4} . _____	235
TABELA 8-2: RESULTADOS DO 2 ^o PLANEJAMENTO NO ESTUDO DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA DA REGIÃO 3. _	236
TABELA 8-3: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Qw3}) NA REGIÃO 3 – 2 ^o PLANEJAMENTO. _____	236
TABELA 8-4: RESULTADOS DO 3 ^o PLANEJAMENTO NO ESTUDO DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA DA REGIÃO 3. _	236
TABELA 8-5: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Qw3}) NA REGIÃO 3 – 3 ^o PLANEJAMENTO. _____	236
TABELA 8-6: RESULTADOS DO 4 ^o PLANEJAMENTO NO ESTUDO DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA NA REGIÃO 3. _	237
TABELA 8-7: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Qw3}) NA REGIÃO 3 – 4 ^o PLANEJAMENTO. _____	237

TABELA 8-8: RESULTADOS DO 5 ^o PLANEJAMENTO NO ESTUDO DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA NA REGIÃO 3. _	237
TABELA 8-9: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Qw3}) NA REGIÃO 3 – 5 ^o PLANEJAMENTO. _____	237
TABELA 8-10: RESULTADOS DO 6 ^o PLANEJAMENTO NO ESTUDO DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA NA REGIÃO 1.	238
TABELA 8-11: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Qw1}) NA REGIÃO 1 – 6 ^o PLANEJAMENTO. _____	238
TABELA 8-12: RESULTADOS DO 7 ^o PLANEJAMENTO NO ESTUDO DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA NA REGIÃO 2.	238
TABELA 8-13: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Qw2}) NA REGIÃO 2 – 7 ^o PLANEJAMENTO. _____	238
TABELA 8-14: RESULTADOS DO 8 ^o PLANEJAMENTO NO ESTUDO DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA NA REGIÃO 4.	239
TABELA 8-15: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Qw4}) NA REGIÃO 4 – 8 ^o PLANEJAMENTO. _____	239
TABELA 8-16: MATRIZ DO 1 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO 2^{8-3} E AS RESPOSTAS ϵ_{Sw1} , ϵ_{Sw2} , ϵ_{Sw3} E ϵ_{Sw4} . _____	240
TABELA 8-17: MATRIZ DO 2 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO 2^{8-3} E AS RESPOSTAS ϵ_{Sw1} , ϵ_{Sw2} , ϵ_{Sw3} E ϵ_{Sw4} . _____	241
TABELA 8-18: MATRIZ DO 3 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO 2^{6-2} E AS RESPOSTAS ϵ_{Sw1} , ϵ_{Sw2} , ϵ_{Sw3} E ϵ_{Sw4} . _____	242
TABELA 8-19: MATRIZ DO 4 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO 2^{6-2} E AS RESPOSTAS ϵ_{Sw1} , ϵ_{Sw2} , ϵ_{Sw3} , ϵ_{Sw4} , ϵ_{Sw5} E ϵ_{Sw6} . _____	242
TABELA 8-20: MATRIZ DO 5 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO 2^3 E AS RESPOSTAS ϵ_{Sw1} , ϵ_{Sw2} E ϵ_{Sw3} . _____	243
TABELA 8-21: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Sw1}) NA REGIÃO 1 – 5 ^o PLANEJAMENTO. _____	243
TABELA 8-22: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Sw2}) NA REGIÃO 2 – 5 ^o PLANEJAMENTO. _____	243
TABELA 8-23: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Sw3}) NA REGIÃO 3 – 5 ^o PLANEJAMENTO. _____	243
TABELA 8-24: MATRIZ DO 6 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO 2^2 E AS RESPOSTAS ϵ_{Sw1} E ϵ_{Sw3} . _____	244
TABELA 8-25: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Sw1}) NA REGIÃO 1 – 6 ^o PLANEJAMENTO. _____	244
TABELA 8-26: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO (ϵ_{Sw3}) NA REGIÃO 3 – 6 ^o PLANEJAMENTO. _____	244
TABELA 8-27: MATRIZ DO 1 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E AS RESPOSTAS PARA AS 5 REGIÕES. _____	245
TABELA 8-28: MATRIZ DO 2 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E AS RESPOSTAS PARA O POÇO 1. _____	245
TABELA 8-29: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO P1 NA REGIÃO 1 – 2 ^o PLANEJAMENTO. _____	245
TABELA 8-30: MATRIZ DO 3 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E AS RESPOSTAS PARA O POÇO 2. _____	246
TABELA 8-31: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO P2 NA REGIÃO 2 – 3 ^o PLANEJAMENTO. _____	246
TABELA 8-32: MATRIZ DO 4 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E AS RESPOSTAS PARA O POÇO 3. _____	246
TABELA 8-33: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO P3 NA REGIÃO 3 – 4 ^o PLANEJAMENTO. _____	246
TABELA 8-34: MATRIZ DO 5 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E AS RESPOSTAS PARA O POÇO 4. _____	247
TABELA 8-35: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO P4 NA REGIÃO 4 – 4 ^o PLANEJAMENTO. _____	247

TABELA 8-36: MATRIZ DO 6 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E AS RESPOSTAS PARA O POÇO 5.	247
TABELA 8-37: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO I5 NA REGIÃO 5 – 6 ^o PLANEJAMENTO.	247
TABELA 8-38: MATRIZ DO 1 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 5 POÇOS E AS 5 REGIÕES.	248
TABELA 8-39: MATRIZ DO 2 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 5 POÇOS E AS 5 REGIÕES.	248
TABELA 8-40: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO – 2 ^o PLANEJAMENTO.	249
TABELA 8-41: MATRIZ DO 3 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 5 POÇOS E AS 5 REGIÕES.	249
TABELA 8-42: MATRIZ DO 4 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 5 POÇOS E AS 5 REGIÕES.	249
TABELA 8-43: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO – 4 ^o PLANEJAMENTO.	250
TABELA 8-44: MATRIZ DO 1 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 5 POÇOS E AS 5 REGIÕES.	250
TABELA 8-45: MATRIZ DO 2 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 5 POÇOS E AS 5 REGIÕES.	250
TABELA 8-46: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO – 2 ^o PLANEJAMENTO.	251
TABELA 8-47: MATRIZ DO 1 ^o PLANEJAMENTO ESTATÍSTICO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 5 POÇOS E AS 5 REGIÕES.	251
TABELA 8-48: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO – 1 ^o PLANEJAMENTO.	251
TABELA 8-49: MATRIZ DO 1 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 9 REGIÕES CRÍTICAS.	252
TABELA 8-50: MATRIZ DO 2 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 6 REGIÕES CRÍTICAS.	252
TABELA 8-51: MATRIZ DO 3 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 2 REGIÕES CRÍTICAS – SUPERIOR.	253
TABELA 8-52: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO – 3 ^o PLANEJAMENTO.	253
TABELA 8-53: MATRIZ DO 4 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 2 REGIÕES CRÍTICAS – INFERIOR.	253
TABELA 8-54: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO – 4 ^o PLANEJAMENTO.	254
TABELA 8-55: MATRIZ DO 5 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 15 REGIÕES CRÍTICAS.	254
TABELA 8-56: MATRIZ DO 6 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 2 REGIÕES CRÍTICAS – SUPERIOR.	255
TABELA 8-57: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO – 6 ^o PLANEJAMENTO.	255
TABELA 8-58: MATRIZ DO 7 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 3 REGIÕES CRÍTICAS – INFERIOR.	255

TABELA 8-59: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO – 7 ^o PLANEJAMENTO. _____	256
TABELA 8-60: MATRIZ DO 8 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 13 REGIÕES CRÍTICAS. _____	256
TABELA 8-61: MATRIZ DO 9 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 9 REGIÕES CRÍTICAS. _____	257
TABELA 8-62: MATRIZ DO 10 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 9 REGIÕES CRÍTICAS. _____	257
TABELA 8-63: MATRIZ DO 11 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 4 REGIÕES CRÍTICAS. _____	258
TABELA 8-64: MATRIZ DO 12 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 4 REGIÕES CRÍTICAS. _____	259
TABELA 8-65: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO – 12 ^o PLANEJAMENTO. _____	260
TABELA 8-66: MATRIZ DO 13 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 7 REGIÕES CRÍTICAS. _____	260
TABELA 8-67: MATRIZ DO 14 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 6 REGIÕES CRÍTICAS. _____	261
TABELA 8-68: MATRIZ DO 15 ^o PLANEJAMENTO E A RESPOSTA COMBINADA PARA OS 15 POÇOS E AS 5 REGIÕES CRÍTICAS. _____	262
TABELA 8-69: ANÁLISE DE VARIÂNCIA PARA O ERRO – 15 ^o PLANEJAMENTO. _____	263

Nomenclatura

Letras Latinas		Unidade
A, B,C	Atributos incertos do reservatório na função linear FÔ	
Base	Erro normalizado pelo modelo base ou pelo maior erro encontrado	
B _p	Fator volume de formação da fase “p”	m ³ /m ³
D	Cota estrutural	m
d	distância	
G _p	Produção acumulada de gás	m ³
I _w	Injeção de água	m ³ /dia
K	Permeabilidade absoluta	mD
K _r	Permeabilidade relativa	
M _v	Mapa de volume/m ²	m
N _p	Produção acumulada de óleo	m ³
P	Peso do erro na função-objetivo	∑ ^{P=1}
P _r	Pressão	kgf/cm ²
P _c	Pressão capilar medida em laboratório	psi
Q	Vazão	m ³ /dia
Q _o	Produção de óleo	m ³ /dia
Q _g	Produção de gás	m ³ /dia
Q _w	Produção de água	m ³ /dia
q _p	Vazão da fase “p”	m ³ /dia
q _p ^w	Vazão através do poço “p” de uma determinada fase “w”	m ³ /dia
R	Região crítica	
R _{cp}	Razão de solubilidade do componente “c” na fase “p”	m ³ /m ³
S	Saturação	%
v	Velocidade	
VPL	Valor presente líquido	U\$
W _i	Injeção acumulada de água	m ³
W _p	Produção acumulada de água	m ³
x	Atributo da função quadrática FÔ	
X _p	Variável interpolada	
X _i	Variável vizinha	
y	Fração molar	

Letras Gregas

γ	Peso específico	N/m^3
ε	Erro	
α	Distância axial no planejamento fatorial completo	
β	Coefficientes da função FÔ	
ϕ	Porosidade	%
λ	Mobilidade da fase	mD/cP
μ	Viscosidade	cP
ρ	Massa específica	kg/m^3
Φ	Potencial da fase “p”	

Sobrescritos

k	Número de fatores (atributos)
nrc	Número de regiões críticas dos mapas
ni	Número de poços injetores
np	Número de poços produtores
nm	Número de mapas
w	Relativo ao poço
zi	Número de pontos em que o erro é calculado
*	Valores codificados utilizados no planejamento estatístico para gerar a SR

Subscritos

c	Relativo ao componente c
i	Relativo ao modelo simulado i
p	Relativo à fase p (geralmente óleo, gás e água)

Abreviações

Cpor	Compressibilidade da rocha
Dwoc	Contato água-óleo
FO	Função-objetivo
Kro	Permeabilidade relativa ao óleo
Krw	Permeabilidade relativa à água
Permx	Permeabilidade horizontal do reservatório na direção “x”
Permy	Permeabilidade horizontal do reservatório na direção “y”
Permz	Permeabilidade vertical do reservatório na direção “z”
Permxy	Permeabilidade horizontal (igual nas direções “x” e “y”)
PIP	Produção, injeção e pressão

Por	Porosidade da rocha
PVT	Análise de óleo para Pressão-Volume-Temperatura
SR	Superfície de resposta

Siglas

ANOVA	Análise de Variância
BSW	Corte de Água
CMG	Computer Modelling Group
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
RGO	Razão Gás-Óleo
IMEX	Modelo Comercial Black-Oil da CMG

Capítulo 1 - Introdução

O principal objetivo de um estudo de engenharia de reservatório é prever o desempenho futuro da jazida, definindo métodos e meios para melhorar o desempenho econômico e aumentar a recuperação de petróleo. A simulação de reservatórios é um processo complexo que tem como objetivo estimar o comportamento de pressões, saturações e produções de uma jazida de hidrocarbonetos, através da solução numérica das equações não-lineares que regem o escoamento dos fluidos no interior do meio poroso. Muitas vezes, a falta de informações leva à obtenção de modelos com grandes incertezas que podem ser minimizadas através do ajuste de histórico.

O ajuste de histórico tem como principal objetivo calibrar modelos numéricos de campos de petróleo, a fim de que os resultados obtidos sejam coerentes com o histórico de produção existente e que estes modelos de caracterização e de escoamento possam ser usados na previsão de produção com maior confiabilidade. O ajuste de histórico geralmente é um processo difícil e trabalhoso, isso ocorre principalmente pelas incertezas envolvidas na caracterização do reservatório, o que pode aumentar significativamente o número de soluções possíveis. Na fase inicial de desenvolvimento dos campos, quando poucos dados de produção ainda estão disponíveis, as incertezas são ainda maiores, o que pode até facilitar o ajuste, mas diminui ainda mais a confiabilidade do modelo ajustado, pois o número de soluções possíveis é ainda maior. Dessa forma, é necessário que a caracterização do campo seja melhor detalhada, o que leva à necessidade de obtenção de dados geológicos cada vez mais precisos. Essa precisão tem aumentado principalmente com o avanço das técnicas de processamento sísmico e com a sísmica 4D, onde as frentes de saturações das fases presentes nos reservatórios passam a ser acompanhadas com o tempo.

Com a obtenção dos mapas de saturação é possível incorporar mais informações ao processo de ajuste e isso pode diminuir significativamente o número de soluções possíveis, com isso é possível melhorar a confiabilidade do modelo numérico do campo em estudo e realizar previsões de comportamento do campo mais confiáveis principalmente no início do desenvolvimento do campo, época em que não existem muitas informações de produção, por exemplo, a água proveniente de poços injetores ou de aquíferos ainda não alcançou os poços produtores. O presente trabalho propõe uma metodologia para melhorar a confiabilidade do modelo numérico através da incorporação dos mapas de saturação no processo de ajuste do histórico do campo, combinando estas informações com os dados de produção de óleo, água e gás e de pressão.

Outro problema existente no processo de ajuste de histórico é o grande número de simulações necessárias para calibrar o modelo numérico. O processo envolve muitas variáveis críticas, as quais afetam diretamente os resultados e como o processo muitas vezes é realizado através da variação de um atributo por vez, o tempo do processo pode ser bem grande. Em resumo, o ajuste do modelo numérico pode ser difícil, longo e trabalhoso, gerando um número de simulações muito grande (Leitão e Schiozer, 1998).

Com a utilização dos mapas de saturação no processo de ajuste, esse problema fica ainda mais crítico porque a informação regional das frentes de saturação geram a possibilidade e necessidade de ajustes localizados, fazendo com que o processo passe a envolver mais variáveis, dificultando ainda mais o processo de ajuste, demandando a utilização de ferramentas mais adequadas; por isso, o presente trabalho procura apresentar também uma nova alternativa para facilitar o processo de ajuste e a análise dos resultados, que é a utilização do planejamento estatístico¹ (Box e Behnken, 1960) e da superfície de resposta (Box et al, 1978), que permite também otimizar ou minimizar várias respostas ao mesmo tempo, com isso pretende-se tornar o processo mais rápido e fácil.

¹ O planejamento estatístico é mais conhecido como planejamento experimental, pois é utilizado para planejar experimentos de laboratórios. Entretanto, neste texto, considerou-se mais adequado utilizar o termo estatístico.

1.1. Motivação

As principais motivações que levaram ao desenvolvimento deste trabalho são:

- A possibilidade de melhorar o modelo numérico através da incorporação dos mapas de saturação no processo de ajuste de histórico.
- A possibilidade de melhorar o processo de ajuste de histórico utilizando uma ferramenta estatística para organizar e facilitar o processo, principalmente com a incorporação dos mapas, que aumenta o número de cenários (soluções) possíveis.
- A dificuldade em encontrar trabalhos e publicações que abordassem tanto a incorporação de mapas de saturação no processo de ajuste, quanto a utilização da metodologia de planejamento estatístico no processo de ajuste de histórico.
- Melhorar a utilização da informação relativa à identificação do avanço das frentes de saturação, que pode ter várias conseqüências, tais como (1) evitar que campos maduros sejam prematuramente abandonados, (2) aumentar o fator de recuperação, (3) posicionar melhor novos poços, (4) reduzir a produção de água e também os custos de produção, etc.

1.2. Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é desenvolver uma metodologia que possibilite utilizar de forma eficiente os dados de mapas de saturação e, com isso, melhorar a confiabilidade do ajuste de modelos numéricos de reservatório de petróleo, tornando as previsões de comportamento mais confiáveis. Outros objetivos são:

- Desenvolver uma metodologia de ajuste de mapas de saturação;
- Desenvolver uma metodologia que permita combinar os dados de produção de óleo, água e gás e de pressão com o mapa de saturação;
- Testar a metodologia de planejamento estatístico e a análise da superfície de resposta no processo de ajuste de histórico.

1.3. Premissa

Este trabalho não pretende abordar o tipo e a forma de obtenção dos mapas de saturação, seja através de levantamentos sísmicos, perfis de poços ou outros. O presente trabalho se deteve no campo da simulação numérica, considerando que os mapas das frentes de saturação são conhecidos e o objetivo é incorporá-los ao processo de ajuste do modelo numérico, utilizando para isso um simulador de fluxo comercial do tipo “*Black-Oil*”, portanto não é objetivo do trabalho também desenvolver modelos numéricos e sim adaptar a técnica a simuladores já existentes e comercializados no mercado.

A forma de incorporação deve ser específica para cada modo de obtenção dos mapas, dependendo principalmente da localização das regiões cuja saturação está sendo obtida e do grau de confiabilidade e erros associados a cada ferramenta. Mas, isso não foi incorporado ao presente trabalho visto que isso pode se incorporado à metodologia proposta através do estudo de cada caso específico, mudando a forma de escolha dos parâmetros e os pesos atribuídos aos dados de mapas e de produção em poços.

1.4. Principais desafios

Os principais desafios deste trabalho são: (1) como definir as regiões críticas do modelo base em que serão feitas as alterações nos atributos críticos? (2) como analisar dados distintos, obtidos tanto através de poço, quanto através dos mapas de saturação, agrupando-os em uma única função-objetivo? (3) como definir o valor de cada informação em cada etapa do processo de ajuste, ou seja, qual é a contribuição de cada informação? (4) como definir e analisar modelos bidimensionais e tridimensionais?

O presente trabalho está dividido em 6 capítulos. No primeiro capítulo, são definidos os objetivos, a revisão bibliográfica e qual o problema a ser abordado neste trabalho. No segundo capítulo, são apresentados conceitos e uma fundamentação teórica, para que se possa compreender melhor a obtenção dos mapas de saturação, o ajuste de mapas, o ajuste de

histórico tradicional e o planejamento estatístico. No terceiro capítulo, é descrita a metodologia desenvolvida para a solução do problema proposto. No quarto capítulo, são apresentadas as aplicações através da descrição dos casos estudados. No quinto capítulo, são apresentados os resultados e as discussões do trabalho. O trabalho é finalizado no sexto capítulo com as principais conclusões e recomendações observadas durante a pesquisa.

1.5. Revisão Bibliográfica

A revisão bibliográfica é dividida em dois assuntos principais. O primeiro aborda as técnicas disponíveis para o ajuste de modelos numéricos integrando dados de produção com os mapas de saturação. O segundo assunto a ser abordado é a metodologia do planejamento estatístico e análise da superfície de resposta.

1.5.1. Integração de Histórico de Produção com Mapas de Saturação (Sísmica 4D)

A seguir são apresentados alguns trabalhos que utilizaram o dados de sísmica 4D no processo de ajuste de histórico de campos de petróleo.

Lumley (1994) apresentou uma teoria para monitorar o fluxo trifásico e a pressão de reservatórios de petróleo. Mostrou em um exemplo que, utilizando os dados de amplitude de sísmicas repetidas (4D), é possível monitorar o escoamento e imagear a saturação e a pressão do campo.

Lumley et al (1994) desenvolveram uma técnica para detectar e interpretar as mudanças em reservatórios do Mar do Norte durante a produção de óleo de poços horizontais. O trabalho envolveu engenharia de reservatórios, simulação de fluxo e modelagem e migração sísmica. O monitoramento da recuperação de óleo envolveu o mapeamento das diferenças entre levantamentos sísmicos realizados aos 56 e 113 dias, com isso foi possível monitorar a expansão da capa de gás durante a simulação de óleo do campo.

Lumley et al (1995) utilizaram múltiplas sísmicas 3D para monitorar o escoamento no campo Duri na Indonésia (óleos pesados). A sísmica 4D mostrou mudanças dramáticas e complexas no reservatório comparados aos dados sísmicos do modelo base. Com isso mostraram que a pressão, a temperatura e a saturação das frentes do campo Duri podem ser monitoradas com 6 levantamentos sísmicos 3D.

Segundo Blonk et al (1998), em muitos, mas não em todos os casos, os dados sísmicos 4D podem ser usados com vantagem comercial para monitorar as mudanças de fluxo do reservatório e entre os poços. Foi feito um estudo para avaliar se um levantamento sísmico repetido pode ser usado para prever as mudanças nas propriedades do reservatório. Os dados sísmicos, da rocha e do líquido, assim como os resultados do simulador de fluxo foram integrados. O método pode ser usado para reduzir o risco de se fazer um levantamento repetido que não mostre o que era procurado. Além disso, o método é também utilizado para avaliar a qualidade dos dados antes do estudo da interpretação quantitativa. O método é ilustrado por exemplos do Oriente Médio e do Mar do Norte.

Segundo Guerillot e Pianelo (2000), os procedimentos de ajuste são usados freqüentemente na produção de reservatórios pra melhorar os modelos geológicos. Na engenharia de reservatórios, o ajuste de histórico é utilizado para atualizar os parâmetros petrofísicos nos simuladores de fluxo de modo a ajustar os resultados simulados com os dados observados. Na mesma linha, os parâmetros sísmicos são invertidos para permitir a recuperação numérica de aquisições sísmicas. Mas estes processos de inversão são feitos separadamente. A idéia deste trabalho original é ajustar simultaneamente a permeabilidade e a impedância acústica do reservatório para melhorar o modelo geológico. A comparação do ajuste acoplado com os dois ajustes convencionais separados realizados em um caso 3D demonstrou a eficiência prática deste método. Um dos muitos problemas importantes na área de geociências é construir os modelos geológicos que representem precisamente as observações geológicas. Entretanto, as previsões diferem das observações por causa da incerteza nos parâmetros associados ao modelo geológico inicial. A inversão sísmica dos dados é um problema a que os geofísicos se dedicam por décadas. As experiências de campo consistem em produzir uma vibração nos pontos do tiro e registrar a resposta sísmica nos

geofones de superfície. O processo de inversão leva a um ajuste destas observações com os vários modelos.

Arenas et al (2001) avaliaram o benefício de usar a sísmica 4D na simulação de um reservatório. O problema foca especificamente no uso da sísmica 4D no ajuste de histórico. Um procedimento de ajuste de histórico semi-automático é apresentado e usa tanto dados sísmicos como dados de produção. A integração dos dados de sísmica e de produção é mantida na função objetivo ou de desajuste, que expressa o desajuste entre o comportamento simulado e observado do reservatório. Os valores da permeabilidade ótima foram determinados usando o algoritmo de otimização de Levenberg-Marquardt. O método semi-automático foi testado em um reservatório sintético 2D. Os resultados indicam que para um caso com dados abundantes de produção, a contribuição da sísmica 4D é pequena no modelo de ajuste de histórico final. Entretanto, quando os dados da produção são limitados (imprecisão ou poucos dados coletados), a sísmica 4D melhora o ajuste de histórico consideravelmente, identificando corretamente e encontrando as heterogeneidades principais da permeabilidade do campo, porém é necessário que exista alguma variação no sinal sísmico. Além disso, os estudos de sensibilidade mostram que se os pontos forem localizados dentro ou próximos das heterogeneidades, o algoritmo de ajuste de histórico automatizado tem uma possibilidade maior de encontrar corretamente as heterogeneidades. Uma análise de sensibilidade do ruído sísmico mostra que o mesmo impede a determinação exata dos parâmetros de ajuste de histórico. Os resultados desta pesquisa demonstram que um procedimento de ajuste de histórico incluindo os dados de sísmica 4D melhora a caracterização e o modelo do reservatório. Pode ser usado como uma ferramenta de gerenciamento do reservatório otimizando as locações dos poços, melhorando projetos de recuperação do óleo, e avaliações econômicas. O procedimento semi-automático permite que os engenheiros trabalhem mais eficientemente com modelos maiores de reservatório e grupos de dados dinâmicos.

Kretz et al (2002) estudaram a caracterização de reservatórios combinando dados de produção e dados de sísmica 4D e propuseram um novo procedimento de otimização para gerar modelos de reservatórios através de dados geoestatísticos, de histórico de produção e de movimentos de gás a partir da interpretação sísmica 4D. A combinação de dados de produção

e de sísmica permitiu obter modelos de reservatório que são capazes de reproduzir globalmente o comportamento do reservatório. Esta metodologia foi validada sobre um modelo de reservatório sintético 3D geologicamente realístico.

Maxwell e Urbancic (2002) estudaram a caracterização de reservatórios usando dados de sísmica passiva, a qual tem grande potencial. A tecnologia será mais empregada com a utilização de campo de petróleo permanentemente instrumentado. Os autores recomendam um estudo maior de como a tecnologia pode ser usada em aplicações de caracterização de reservatórios, por que com isso a tecnologia se tornará mais comum e fácil.

Phan e Horne (2002) estudaram a estimação de parâmetros de canais fluviais através de dados de produção e de sísmica 4D e propuseram uma técnica de sub-célula para modelar a distribuição geométrica e espacial de canais em um reservatório fluvial combinando dados de produção e de sísmica 4D. A técnica foi aplicada para vários exemplos 2D e 3D bifásicos, água e óleo. Os resultados permitiram mostrar que a integração de dados de produção e sísmica 4D pode dar um melhor entendimento para o reservatório geológico e geofísico, confirmando ou não o modelo geológico.

Segundo Mantica et al (2002), a busca de parâmetros ótimos da simulação para combinar a produção do reservatório e dados de sísmica 4D é geralmente um problema significativo. Tipicamente, requer a minimização de uma função-objetivo em um espaço povoado por muitos mínimos locais. Partindo de um ponto fisicamente razoável, o método baseado nos gradientes permite chegar mais rapidamente ao mínimo mais próximo. Primeiramente, o método pode resultar em uma redução insatisfatória na função de custo. Isto pode somente ser melhorado com uma redefinição de alguns dos parâmetros iniciais. Em segundo lugar, quando o ajuste é aceitável, somente um único cenário de previsão é produzido. O problema do ajuste de histórico pode ser abordado através das técnicas globais estocásticas, onde o espaço do parâmetro é explorado por trajetórias aleatórias até que um mínimo satisfatório seja alcançado. Muitos autores têm proposto as aproximações dos mínimos globais, estocásticos ou determinísticos, na simulação do reservatório. Infelizmente, a convergência global - mesmo para uma aproximação da solução - requer geralmente um

número grande de iterações. De fato, este custo é frequentemente elevado para o problema de ajuste de histórico de reservatórios, em que o cálculo da função-objetivo é muitas vezes alto. Intuitivamente, o acoplamento entre técnicas locais e globais deve conduzir a um resultado razoável entre as convergências. O objetivo foi gerar alguma trajetória (curta) no espaço do parâmetro, que começaria perto de algum dos mínimos do problema do ajuste de histórico. O que é novo nessa aproximação é a tentativa de melhorar dinamicamente - e não estocasticamente - a qualidade destes pontos de partida.

Cole et al (2002) desenvolveram uma técnica que possibilita fazer a inversão de dados da sísmica para dados de reservatório. O modelo utiliza as ondas P e S e a impedância como função das propriedades do reservatório, tais como, porosidade, pressão e saturação de fluido. O modelo utiliza um esquema de inversão que permite estimar as mudanças de saturação e de pressão utilizando dados de sísmica 4D. O método foi aplicado no campo de Schiehallion no Mar do Norte.

Segundo Aanonsen et al (2003), o uso de dados de sísmica 4D, conjuntamente com dados da produção em ajuste de histórico de modelos do reservatório requer que os vários tipos de dados estejam incorporados em uma única função-objetivo que mede o ajuste entre os dados simulados e medidos. A contribuição dos dados sísmicos e dos dados de produção na função-objetivo pode ser equilibrada através da inversão de matrizes de covariância. São apresentados métodos para estimar estas matrizes de covariância para o ajuste dos dados de produção e de impedância sísmica. Esta matriz será também muito grande, e serão necessários métodos eficientes para invertê-la. Mostra-se que a regressão pode convergir para uma solução errada se forem usados valores incorretos para as correlações dos dados. A metodologia apresentada é aplicada a um projeto de ajuste de histórico real usando dados de um campo de óleo do Mar do Norte, e é apresentado um procedimento para traçar a matriz sísmica dos dados e da covariância do tempo da malha sísmica para a malha da simulação. Os dados parecem conter a informação sobre a distribuição do gás e do óleo não recuperados pelo ajuste de histórico somente com os dados de produção. Entretanto, encontraram-se dificuldades em se obter um bom ajuste dos dados sísmicos 4D na regressão. Não está claro se este problema é devido às grandes incertezas nos dados, no modelo petrofísico incorreto, ou na parametrização

incorreta. Isto deve ser investigado em trabalhos futuros.

Segundo Mitra e Singh (2003), o efeito da mudança nos parâmetros do reservatório devido à produção tem um impacto direto nos sinais sísmicos. Eles apresentam um estudo 4D, que foi realizado usando dois levantamentos de sísmica 3D adquiridos sobre um dos campos marítimos da Índia. A sísmica 4D, juntamente com outras ferramentas, pode ajudar a reduzir o risco e as incertezas e melhorar o nível de confiança na obtenção de mapas de saturação.

Segundo Dong e Oliver (2003), a sísmica 4D é um processo de repetição da sísmica 3D de um reservatório, com isso é possível monitorar as mudanças na saturação e na pressão. Através da repetição do levantamento sísmico é possível eliminar os efeitos de propriedades estáticas desconhecidas do reservatório e observar as mudanças nas propriedades dinâmicas relacionadas à produção. Os autores usaram um simulador de diferenças finitas do tipo “*Black-Oil*”, com dados petrofísicos incluídos, para calcular a impedância da sísmica em função da saturação. A maioria dos métodos que usam dados obtidos pela sísmica 4D monitoram qualitativamente as mudanças do reservatório causadas pela produção, identificando as regiões em que a amplitude ou a impedância mudaram com o tempo e atribuem estas mudanças às mudanças na saturação, pressão ou temperatura. Os primeiros testes deste conceito foram realizados pela ARCO entre 1981 e 1983. Estudos similares foram relatados Lumley (1994) no campo de Meren na Nigéria, onde o objetivo preliminar era identificar o caminho da água injetada. Os autores concluíram que os dados permitiram que estes objetivos fossem obtidos.

Segundo Kronbauer (2003), a simulação estocástica da saturação de fluidos é uma abordagem nova na modelagem de reservatórios. Esse atributo, por ser uma propriedade dinâmica, função do tempo de exploração do reservatório, vem sendo usado nos simuladores numéricos de reservatório com valores referidos ao início da produção do campo, situação de equilíbrio, antes do primeiro poço entrar em produção, o que demanda ajustar a produção dos poços ao longo do tempo para que os valores de saturação e pressão sejam também atualizados. A partir de medições feitas com as ferramentas de TDT (*Thermal Decay Time* – Schlumberger Limited) e TMD (*Thermal Multigate Decay* – Halliburton Logging Service Inc.), o autor construiu um banco de dados com valores de saturação referentes ao período de

1997 a 1999, um curto período de tempo quando comparado com os mais de 40 anos de produção do reservatório estudado. A integração desses dados com o modelo físico do reservatório, fácies e petrofísica, através de técnicas geoestatísticas, permite criar diversas imagens equiprováveis da saturação de fluidos, que poderão servir de entrada para o simulador numérico, em uma situação de desequilíbrio, porém com um ajuste de histórico muito menor a ser feito, facilitando o trabalho de construção do modelo de simulador e reduzindo em parte o tempo gasto na elaboração do mesmo. Porém o trabalho ficou restrito à modelagem geoestatística de fácies e fluidos, deixando a construção do simulador numérico como uma etapa a ser desenvolvida em trabalhos posteriores.

Segundo Friedrich (2003), os campos maduros, após décadas de exploração, apresentam baixa produtividade de óleo e alta produção de água. Para mantê-los em produção, estão sendo utilizados, além dos métodos tradicionais de recuperação secundária, como injeção de água e gás, também as saturações atuais de óleo dos poços. Os dados de saturação atual são usados para determinar intervalos com indícios de óleo remanescente. No entanto, o uso desses dados para a modelagem tridimensional desses bolsões de óleo, ainda está incipiente. O trabalho propõe a construção de modelos 3D de saturação atual de fluidos usando técnicas de geoestatística com métodos estocásticos e determinísticos. A modelagem da saturação pretende também, delimitar áreas de concentração residual de hidrocarbonetos, que servirão como alvos para futuras campanhas de reativação dos poços. O trabalho focaliza a saturação de óleo com dados adquiridos pela Petrobras entre 1999 e 2001, contando com perfis de 136 poços. O projeto começa com a construção do modelo geológico 3D obtido por simulação das eletrofácies pelo método gaussiano truncado utilizando matriz de proporção. Após a validação desse modelo, foram estimadas, por “*krigagem*”, as características petrofísicas do reservatório (porosidade e saturação) e foram construídos os cenários probabilísticos para definir as áreas alvo de novas pesquisas.

Segundo Toinet (2004), monitorar os movimentos dos fluidos em um reservatório é fundamental para compreender o comportamento do reservatório e para antecipar decisões e investimentos de perfuração. Em águas profundas, o custo de um levantamento sísmico é menor do que o custo de um poço e através da sísmica 4D espera-se obter a informação

necessária para monitorar a saturação e o movimento dos fluidos. Antes de se repetir uma aquisição 3D, a pergunta principal a ser respondida é: as mudanças dinâmicas que ocorrem no reservatório serão visíveis nos dados sísmicos? Para responder esta pergunta, um modelo de reservatório que representa o estado do reservatório antes da produção/injeção, e um outro modelo de reservatório após algum tempo de produção/injeção, foi construído. Estes resultados mostraram-se confiáveis e que a aquisição sísmica 3D fornece uma informação importante sobre as características dinâmicas do reservatório. A identificação e a compreensão das diferenças entre dados reais e sintéticos ajudaram a atualizar o modelo de reservatório e o modelo petro-elástico. A atualização dos modelos de reservatório, usando os dados de sísmica 4D, não é direta e a relação entre pressão, mudanças de saturação com as amplitudes, pode ser executada através do modelo sísmico, usando várias malhas de simulações de reservatórios em diferentes estágios de produção. A metodologia consiste em 5 etapas: modelo de fluxo do reservatório, preparação de malhas do reservatório para gerar o modelo sísmico, conversão dos parâmetros do reservatório para parâmetros elásticos usando um modelo petro-elástico, modelo sísmico e interpretação dos resultados.

Kretz et al (2004) propõem um método que possibilita a calibração do modelo de fluxo. A idéia básica atrás deste método é modificar os valores das propriedades (porosidade, permeabilidade, volume etc.) ao longo das linhas de fluxo² (“*streamline*”), de modo que as frentes de saturação computadas coincidam com as observadas obtidas através da sísmica 4D. O ajuste das frentes de saturação com este método necessita de poucas etapas iterativas, ao contrário das técnicas de ajuste de histórico tradicionais, o que permite reduzir significativamente o número de simulações durante o processo. O uso dos simuladores por linhas de fluxo é o item de maior importância nesta etapa. Primeiramente, o problema inverso é reduzido a diversos problemas unidimensionais, fáceis de serem resolvidos. Em segundo lugar, o resultado do ajuste é uma calibração média das propriedades ao longo das linhas de fluxo, entre os poços injetores e as frentes de saturação. Os dados sísmicos fornecem as

² O termo correto a ser utilizado para a definição de “*Streamline*” é linhas de corrente, porém no decorrer do texto é utilizado o termo linhas de fluxo.

informações na escala do campo. A sísmica 4D é uma fonte poderosa de informação do reservatório, que permite o monitoramento de áreas grandes. As melhorias recentes da tecnologia sísmica de aquisição e processamento estão reduzindo as incertezas em levantamentos sísmicos repetidos. Os efeitos da pressão e da saturação do fluido podem se somar ou subtrair, ocorrendo o mesmo grau de impacto nos dados sísmicos, assim são freqüentemente inseparáveis pela análise de uma única série de dados sísmicos. Estes dados são frentes de saturação, tais como contatos gás-óleo ou óleo-água. Este nível de informação pode ser fornecido razoavelmente pelas técnicas sísmicas atuais.

Mezghani et al (2004) apresentam um esquema de inversão para estimar propriedades petrofísicas, integrando dados de produção e de sísmica 4D na construção do modelo geológico. Combinando simultaneamente o histórico de produção e os dados de sísmica 4D, é possível obter uma caracterização melhor das propriedades petrofísicas do reservatório e da previsão da produção. A metodologia proposta é feita em duas fases sequenciais. Fase 1 – Inversão dos dados sísmicos pré-empilhados: para cada levantamento sísmico, o ângulo disponível pré-empilhamento é invertido usando uma metodologia de inversão estratigráfica 3D. Esta metodologia permite uma estimativa direta de um modelo elástico nos termos das impedâncias. Estas impedâncias carregam as informações das propriedades estáticas (porosidade e permeabilidade) e das propriedades dinâmicas (pressão e saturação) do reservatório. Fase 2 – Combinando dados de produção e pré-empilhamento dos dados da sísmica 4D: os dados de impedância obtidos pelo pré-empilhamento sísmico, além dos dados da produção, são usados para atualizar o modelo geológico. Os dados da produção, da impedância e do modelo petrofísico são utilizados em um simulador multifásico através das equações de Gassmann. A confiabilidade do modelo geológico é melhorada com a minimização de uma função objetivo que inclua tanto dados de produção, quanto dados de sísmica 4D. Os autores aplicaram com sucesso a metodologia proposta para processos de caracterização do reservatório multiescalar, usando um caso sintético tridimensional incluindo 12 anos de dados da produção e 3 levantamentos sísmicos.

Wu et al (2005) desenvolveram uma metodologia que utiliza os dados da sísmica 4D para melhorar a previsão da saturação de água do campo e com isso é possível melhorar a

locação de novos poços e monitorar melhor o movimento dos fluidos. Foi utilizado como referência um modelo sintético 3D de reservatório. Foram considerados dois levantamentos sísmicos, nos anos de 2000 e 2007. O processo se inicia com um modelo base e foi utilizado um período de 20 anos de previsão. Os dados da primeira sísmica de 2000 foram utilizados como dados de entrada no simulador e os resultados do modelo base foram comparados com os do modelo sintético. A sísmica 4D foi utilizada para identificar regiões que deveriam ser corrigidas para melhorar a previsão das diferenças na saturação de água.

Ribeiro et al (2005) utilizaram as informações da sísmica 4D para identificar o avanço dos fluidos e as áreas não drenadas do campo de Marlim, na Bacia de Campos, com o objetivo de melhorar a locação dos poços. As informações foram obtidas através de dois levantamentos sísmicos, em 1986 e 1997, o primeiro com uma fraca resolução vertical, se comparado com o segundo. O estudo mostrou que é possível monitorar as frentes da água desde que o contraste da impedância entre os óleos remanescentes do campo e a água injetada não seja muito alto.

Steagall et al (2005) apresentaram uma metodologia para estimar o valor econômico da informação obtida por um novo levantamento sísmico no campo de Marlim. A estimativa do valor da informação baseia-se no incremento do valor monetário esperado para o projeto com os novos dados da sísmica 4D. A metodologia baseia-se nos seguintes passos: identificação dos benefícios das novas locações de poços; análise de incertezas; quantificação do risco do projeto; definição do tipo de expectativa da nova informação; estimativa do VPL (valor presente líquido) de cada projeto através da simulação de fluxo; estimativa da expectativa do valor monetário de cada projeto com e sem sísmica 4D usando a árvore de decisão; e finalmente o valor de aquisição da informação da sísmica 4D.

Segundo Arts et al (2006), o monitoramento contínuo 4D de campos de petróleo já é realidade através da instalação de cabos de fundo (OBC – *ocean botton cables*). Os dados da sísmica já podem ser enviados para o computador a uma velocidade acima de 20 Tera-bits/segundo. Este trabalho apresenta um resumo dos primeiros resultados e quais são as futuras aplicações.

Segundo Al-Jenaibi et al (2006), os métodos que podem monitorar o movimento dos fluidos em reservatórios de petróleo têm grande potencial para ajudar no aumento da recuperação de óleo. Os resultados da sísmica 4D, que mostram onde o fluido mudou no reservatório, são obtidos através da diferença de suas imagens sísmicas coletadas em diferentes datas. Os resultados do trabalho mostraram que a sísmica 4D pode monitorar as mudanças de saturação no reservatório. Para avaliar o potencial da tecnologia da sísmica 4D, um teste foi realizado em um campo com óleo remanescente com grande potencial de aumentar o fator de recuperação. A sísmica 4D ajudou a identificar as zonas de óleo remanescente.

Skorstad et al (2006) sugeriram um método simples para melhorar a caracterização comparando os dados de sísmica 4D com os dados da simulação de um modelo base. Para o estudo foi necessário analisar o modelo sísmico e a inversão elástica em duas datas distintas. Os dados foram obtidos de um modelo sintético. Utilizando os dados da sísmica 4D e os parâmetros obtidos pela inversão elástica da sísmica 3D foi possível diminuir a diferença entre os dados do histórico de produção e os resultados da simulação.

Castro et al (2006) introduziram uma metodologia para modelar reservatórios integrando dados de diferentes fontes. O trabalho foi aplicado no campo de Oseberg no Mar do Norte. A principal contribuição do trabalho foi a inclusão dos dados de sísmica 4D. O modelo de reservatório deve honrar simultaneamente todos os dados avaliados, tanto os estáticos (dados de poço, informação geológicas e sísmica 3D) quanto os dinâmicos (produção e sísmica 4D), para preservar a sua capacidade de previsão.

Um estudo para integrar dados estáticos e dinâmicos para a caracterização de reservatórios foi desenvolvido por Kretz et al (2002) e Mezghani et al (2004). Os autores integraram simultaneamente diferentes fontes de informação usando metodologia baseada no método da deformação gradual. Neste artigo foi utilizado um esquema probabilístico que integra dados de múltiplas fontes, tais como, dados de poço, informações geológicas, sísmica 3D e 4D e dados de produção, através de uma aproximação que analisa explicitamente a inconsistência e/ou redundância entre várias fonte de dados, o método foi desenvolvido por

Hoffman e Caers (2003). As informações de cada fonte são modeladas como um modelo de distribuição probabilístico espacial, estas probabilidades espaciais individuais são combinadas com uma probabilidade condicional de cada modelo de reservatório e utilizados em uma simulação seqüencial.

Atualmente a sísmica 4D ou “*time lapse*” ainda é uma tecnologia emergente e o maior desafio é integrar os resultados dessa tecnologia na modelagem de reservatórios, ou seja, como utilizar essas informações no processo de calibragem do modelo numérico de reservatórios.

No processo de pesquisa feito não foram encontrados trabalhos que tenham utilizado mapas de saturação diretamente no processo de ajuste de histórico, o que demonstra a grande importância da metodologia proposta neste trabalho. A grande maioria dos trabalhos encontrados na literatura, que procuraram combinar dados de produção com dados sísmicos, procuraram 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 1-1. 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. Este processo é descrito na Figura 1-1.

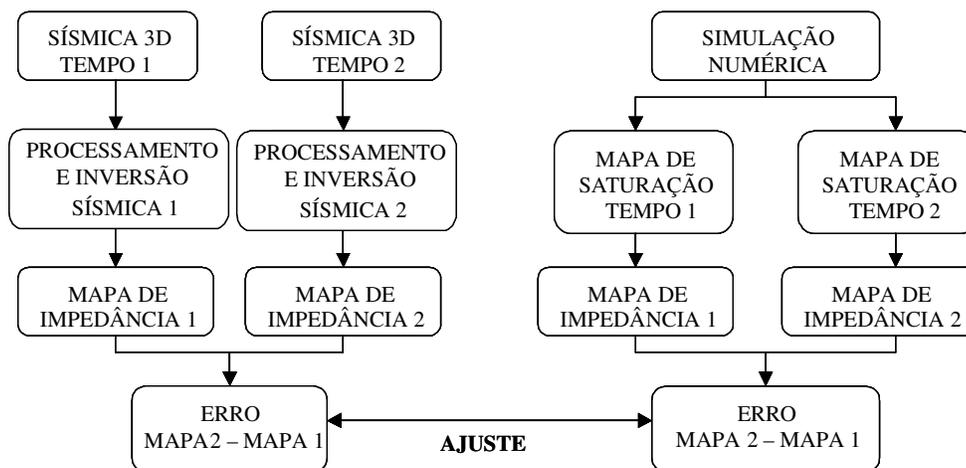


Figura 1-1: Metodologia encontrada na literatura, utilizada no processo de ajuste combinando dados de produção com dados de sísmica 4D.

Os principais problemas encontrados no processo apresentado na Figura 1-1 são:

- 1) O processo de ajuste exige no mínimo dois levantamentos sísmicos 3D, o que pode tornar algum projeto inviável economicamente, devido ao alto custo da sísmica, principalmente da sísmica com cabo de fundo que pode custar até 10 vezes mais.
- 2) Após cada uma das simulações numéricas realizadas no processo de ajuste (lembrando que o processo de ajuste é um processo demorado e que exige um número muito grande de simulações), é necessário gerar novamente dois mapas de impedância e com isso calcular o erro entre eles e só depois então verificar a qualidade do ajuste.
- 3) O processo de ajuste fica limitado à utilização de somente um tipo de informação (sísmica 4D).
- 4) A conversão dos dados de saturação para impedância depende de um modelo numérico que deve ser desenvolvido ou comprado.

1.5.2. Planejamento Estatístico

A seguir são apresentados alguns trabalhos que utilizaram o planejamento estatístico (experimental) em assuntos relacionados ao setor de petróleo.

Segundo Box et al (1978), o planejamento estatístico é uma técnica antiga e amplamente usada para planejar e analisar resultados de testes laboratoriais. As primeiras aplicações de que se tem registro foram realizadas na década de 30, sendo usados na agricultura e em processos biológicos.

Segundo Montgomery (1996), o uso do planejamento estatístico tornou-se mais intenso após a Segunda Guerra Mundial, quando foi aplicado industrialmente para planejar produtos e desenvolver novos processos nos Estados Unidos e na Europa Ocidental. Nos anos recentes, com a crescente competitividade industrial, o uso desta ferramenta se intensificou, por ser uma técnica eficiente na melhoria da qualidade dos processos e de produtos, sendo aplicada em diversas áreas como na indústria alimentícia, em processos químicos e biológicos.

Box et al (1978), Myers e Montgomery (1995), Montgomery (1996), Barros et al (2001) e Rodriguez e Iemma (2005) descreveram os procedimentos que devem ser seguidos para a realização do planejamento estatístico e a obtenção da superfície de resposta. Contudo, o planejamento estatístico aplicado ao ajuste de histórico de campos de petróleo tem uma conotação diferente da sua definição inicial. No ajuste de histórico, as variáveis de entrada são os parâmetros ou atributos incertos dos reservatórios, as respostas são os dados de desempenho do reservatório, tais como produção de óleo, água e gás e o processo ou sistema são as simulações do reservatório de petróleo.

Na indústria petrolífera, o planejamento estatístico foi introduzido no início da década de noventa por Damsleth et al (1991), que o utilizou associado a simulações de reservatórios para estimar incertezas em previsões de produção na definição de estratégias ótimas de drenagem para o desenvolvimento de um campo no Mar do Norte. Através do planejamento estatístico, encontrou-se uma superfície de resposta para a produção acumulada de óleo. Valores gerados pelo método de Monte Carlo foram substituídos nesta superfície, de modo que uma completa distribuição de probabilidade da função-objetivo fosse obtida.

Tyler et al (1996) desenvolveram um método para integrar as incertezas geológicas com a estratégia de produção na fase de avaliação. A modelagem estocástica foi adotada para modelar as heterogeneidades do reservatório, aliando a geoestatística e o método de Monte Carlo. A técnica da árvore de derivação foi empregada para unir as incertezas geológicas e de produção. O planejamento estatístico foi utilizado para reduzir o número de simulações de modo a preservar a representatividade estatística.

Dejean e Blanc (1999) utilizaram o planejamento estatístico e a metodologia de superfície de resposta para construção de um modelo de regressão simplificado contendo a influência dos atributos incertos na produção acumulada de óleo para um período de 10 anos. O estudo também possibilitou a determinação da estratégia de produção ótima, sendo que a locação de dois poços produtores foi realizada através do emprego do planejamento estatístico.

Venkataraman (2000) descreveram a aplicação do método do planejamento estatístico

para quantificar as incertezas no reservatório. O problema é complexo, pois a influência das variáveis no desempenho do reservatório é frequentemente não-linear. O estudo consistiu nas seguintes etapas: (i) identificar as faixas das variáveis importantes que influenciam a recuperação; (ii) planejamento estatístico para identificar os valores das variáveis; (iii) “conduzir os experimentos” – usar a simulação de reservatórios para identificar a recuperação para cada um dos experimentos identificados na etapa (ii); (iv) analisar os resultados dos experimentos e estabelecer uma correlação da recuperação como função das variáveis, (v) validar a correlação do passo (iv); e (vi) prever a distribuição das incertezas na recuperação. O método do planejamento estatístico tem sido incorporado para quantificar as incertezas no perfil de produção.

Corre et al (2000) estudaram a avaliação integrada das incertezas na geofísica, geologia e engenharia de reservatórios. O objetivo do estudo foi integrar as incertezas. Primeiramente, os parâmetros foram ordenados pela sua quantificação do impacto no parâmetro produção (produção acumulada de óleo, reservas finais recuperáveis etc.). Os parâmetros que mais influenciaram foram então selecionados. A próxima etapa foi a definição do número de simulações de fluxo para determinar o tipo de planejamento que seria utilizado. Por fim a determinação da superfície de resposta dos parâmetros incertos que predominaram.

Manceau et al (2001) mostraram que a metodologia do planejamento estatístico integrada foi um sucesso que permitiu quantificar os riscos associados com as principais incertezas do reservatório durante todo o processo de estudo da engenharia de reservatórios (sensibilidade, ajuste histórico, previsão e otimização da produção). Foi realizado um estudo de sensibilidade utilizando a técnica do planejamento estatístico para identificar a influência dos parâmetros determinísticos, assim como a influência da geoestatística na previsão da produção. A integração de métodos estatísticos, tais como, planejamento estatístico e metodologia da superfície de resposta, permitiram lidar com as incertezas da engenharia de reservatórios. A técnica do planejamento estatístico foi um método adequado para ser aplicado para a redução do número de simulações de reservatório quando se tem muita incerteza. A metodologia da superfície de resposta (RSM) permite substituir a simulação por um modelo analítico (o modelo RSM) e então realizar a previsão da produção.

White et al (2001) estudaram com um novo método, a variabilidade nas previsões da produção causadas pela heterogeneidade e pela incerteza. O planejamento estatístico maximizou a informação derivada da simulação de fluxo de vários modelos geológicos. Se os estudos de simulação de reservatórios são conduzidos com o planejamento estatístico, modelos de superfície de resposta podem estimar como a variação das variáveis de entrada afetam o comportamento do reservatório com um menor número de modelos de simulação de reservatórios.

Salomão e Grell (2001) analisaram as incertezas em relação às propriedades físicas de um reservatório de petróleo, no processo de caracterização geológica e modelo de simulação de fluxo. Foi proposta uma aproximação seqüencial para quantificar as incertezas nos valores de reservas e o perfil de produção. O processo aplica a simulação de Monte Carlo e é executado através da identificação e quantificação das incertezas nas características geológicas e nas características rocha-fluido.

Peng e Gupta (2003) estudaram o uso do planejamento estatístico e métodos de análise que incluem as seguintes questões: (1) como selecionar o planejamento apropriado; (2) como determinar o número de ensaios experimentais; (3) como a resposta experimental pode ser modelada com métodos estatísticos. Esta metodologia pode reduzir o número de modelos. Recentemente a metodologia do planejamento estatístico tem sido utilizada na indústria de petróleo, mostrando-se eficiente em estimativa de reservas, na previsão da produção e em estimar a recuperação final.

Segundo White e Royer (2003), o planejamento estatístico seleciona modelos relevantes. Os modelos de superfície de resposta facilitam a simulação Monte Carlo, análise de incertezas, otimização, estimação de parâmetros, transferência de escala e desempenho da previsão. A superfície de resposta representa o comportamento do reservatório e facilita a análise de sensibilidade, a estimação de parâmetros e a otimização.

Segundo Mezghani et al (2004), o planejamento estatístico é o método mais adequado para ser aplicado para reduzir o número de simulações de reservatório quando se tem muita

incerteza. A metodologia da superfície de resposta permite substituir o simulador de reservatório por um modelo analítico. O método foi aplicado com bastante sucesso a vários casos com parâmetros de incerteza, testes com cenários geológicos, otimização da produção e para o controle de campos maduros. Como conclusão, o valor da técnica do planejamento estatístico demonstrou ajudar na decisão de uma condição propensa a risco.

Cheong e Gupta (2005) utilizaram o planejamento estatístico para minimizar o número de modelos geológicos 3D que devem ser construídos para identificar o volume em vários modelos determinísticos. Isto é importante principalmente durante a exploração, onde os dados não são suficientes para construir o modelo de simulação 3D.

Segundo Alessio et al (2005), o ajuste de histórico é tradicionalmente complexo e consome muito tempo: múltiplos parâmetros influenciam o ajuste e produzem efeitos dependentes que são muito difíceis de prever. Tentando minimizar estes problemas o autor utilizou o planejamento estatístico no processo ajuste. As principais etapas utilizadas no processo foram: seleção dos parâmetros chave através da análise de variância; redução das dimensões através da criação de parâmetros híbridos; prever o domínio do ajuste através da combinação dos níveis (discretização) dos parâmetros. Esta metodologia foi aplicada com sucesso no campo de gás F6 localizado na Luconia Central.

Reis (2006) propôs três metodologias baseadas no planejamento estatístico e na superfície de resposta para o estudo da análise de risco. No primeiro método, uma superfície de resposta foi construída para o modelo das variáveis de decisão e uma segunda superfície foi construída para representar a função-objetivo dos dados dinâmicos. Na segunda metodologia, a função-objetivo é utilizada para filtrar a seleção dos modelos de análise de risco. O terceiro método é semelhante ao segundo, mas são utilizadas redes neurais para se obter as superfícies de respostas. As metodologias foram aplicadas em dois diferentes reservatórios da Bacia de Campos. Significativa redução nas variáveis incertas foi observada para os modelos quando são analisados dados dinâmicos. Os métodos mostraram que é possível melhorar a qualidade da análise de risco.

No processo de pesquisa realizado, não foram encontrados trabalhos que utilizaram a metodologia do planejamento estatístico no processo de ajuste de histórico tradicional e de ajuste de mapas de saturação de campos de petróleo, o que demonstra a grande importância da validação desta técnica no processo de ajuste de histórico de produção proposto por este trabalho.

Capítulo 2 – Fundamentação Teórica

Neste capítulo serão revistos os conceitos básicos associados a alguns temas importantes que serão abordados no decorrer da tese, como por exemplo: simulação numérica, mapas de saturação (obtidos através de sísmica 4D), ajuste de histórico de produção e planejamento estatístico.

2.1. Simulação de Reservatórios

O principal objetivo de um estudo de engenharia de reservatório é prever o desempenho futuro da jazida, definindo métodos e meios para aumentar a eficiência técnica, através do aumento da recuperação de petróleo, e econômica, através da maximização de indicadores financeiros.

Os métodos clássicos tratavam o reservatório como um todo homogêneo através da utilização de propriedades médias, não levando em consideração variações espaciais e temporais. O advento da simulação numérica proporcionou a possibilidade de detalhar esta análise através da subdivisão do reservatório em blocos menores com propriedades individualizadas. Este fato propiciou a incorporação do modelo geológico permitindo a definição de regiões com propriedades de fluido e rocha distintas. Dentro deste enfoque a resposta do problema passou a ser obtida pela solução das equações de escoamento para cada elemento.

Esta tecnologia encontra-se em constante evolução de modo a propiciar maior

compatibilidade entre o modelo numérico e as características geológicas dos reservatórios. Este ganho de qualidade é obtido a partir do desenvolvimento de simuladores mais completos, técnicas computacionais otimizadas, computadores mais rápidos, facilidades gráficas etc. (Pizarro, 1992).

Os simuladores de reservatórios são programas de computador para a resolução de equações de transporte de massa e energia em meios porosos, que obedecem a determinadas condições iniciais e de contorno. A Simulação de Reservatórios é uma ferramenta muito importante para modelar escoamento em meios porosos, auxiliar na caracterização de reservatórios e na identificação de barreiras e de propriedades próximas aos poços. Através do uso de um simulador pode-se obter um ajuste de histórico (calibrar modelos numéricos para que os resultados obtidos sejam coerentes com o histórico de produção existente) e uma previsão de produção para o reservatório. A análise dos resultados de uma simulação permite definir um plano de desenvolvimento para o reservatório que otimize uma função-objetivo econômica ou técnica. Possibilita também avaliar o comportamento do reservatório com maior confiabilidade.

O número e tipo de equações que serão resolvidas pelo simulador são função de: características geológicas do reservatório, características do fluido, processo de recuperação, do tempo e capacidade computacional disponíveis e dos recursos financeiros disponíveis.

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 4 modelos que serão descritos a seguir (Schiozer, 2005):

- 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: que será aplicado para a discretização, solução aproximada das equações matemáticas;
- Modelo Computacional: tradução do modelo numérico em linguagem de máquina.

Até alguns anos atrás, os estudos de reservatórios utilizavam métodos analíticos simplificados como o método de Tarner, método de Muskat e declínio exponencial para realizar a previsão de comportamento dos reservatórios. Com o desenvolvimento da informática, foram desenvolvidos programas e equipamentos que possibilitaram a aplicação da simulação numérica de reservatórios. A simulação numérica de reservatórios é um processo bastante complexo que tem por objetivo estimar o comportamento das pressões, saturações e vazões dos fluidos presentes em uma jazida petrolífera utilizando a solução numérica das equações não-lineares que regem o escoamento dos fluidos no interior do meio poroso. Para a aplicação desta técnica é necessário dividir o reservatório em blocos e aplicar as equações fundamentais de conservação de massa, momento e energia para cada bloco, respeitando algumas condições de contorno.

A complexidade do problema para a quase totalidade das aplicações torna impraticável a obtenção de modelos analíticos, fazendo com que a solução numérica seja a melhor alternativa. Dentre os modelos numéricos conhecidos, o mais utilizado na simulação numérica de reservatórios é o das diferenças finitas. A utilização deste método implica na divisão do reservatório em blocos, como mostra a Figura 2-1.

Ao aplicar a equação de conservação de massa para cada componente e para cada bloco, obtém-se um sistema de equações que são resolvidas simultaneamente a cada intervalo de tempo. Este sistema de equações é não-linear (os coeficientes da matriz dependem das

variáveis que compõe este mesmo sistema). Para obter as soluções deste sistema a cada intervalo de tempo utiliza-se geralmente métodos iterativos como o de Newton-Raphson.

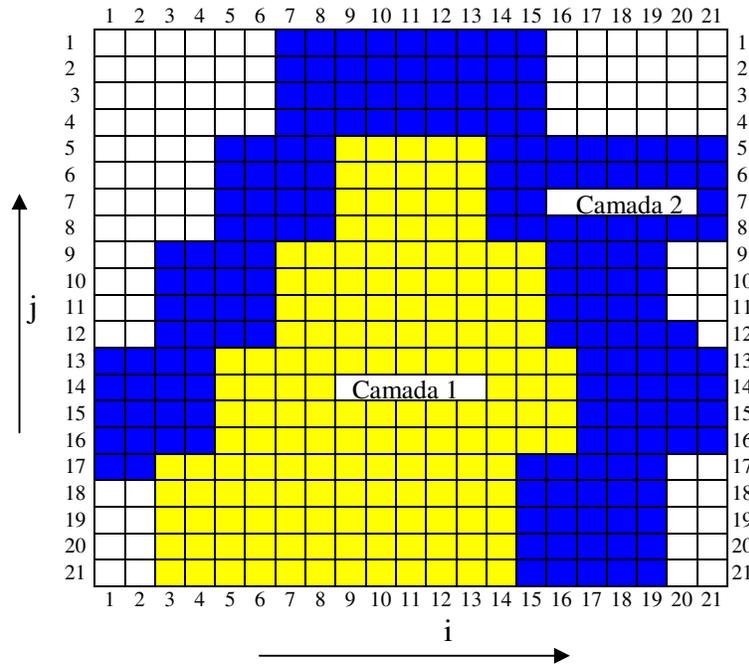


Figura 2-1: Divisão do reservatório em blocos (Pedroso Jr., 1999).

Aplicando a lei de conservação de massa do componente “c”, obtém-se a Equação 2-1.

$$\sum_p \nabla \cdot (y_{cp} \rho_p v_p) + q_p^w + \sum_p \frac{\partial}{\partial t} (\phi \cdot y_{cp} \rho_p S_p) = 0 \quad 2-1$$

onde, “v” representa a velocidade expressa pela lei de Darcy:

$$v_p = - \frac{KK_{rp}}{\mu_p} \left(\frac{\partial P_p}{\partial x} - \gamma_p \frac{\partial D}{\partial x} \right) \quad 2-2$$

O primeiro termo da Equação 2-1 representa o fluxo do componente “c” através das faces de um volume de controle, o segundo termo é a produção ou injeção da fase “p” nos poços e o terceiro termo representa a variação do componente “c” no volume de controle.

Com relação ao número de componentes, existem três modelos mais difundidos: modelo “*Black-Oil*”, que apresenta três componentes (óleo, água e gás); modelo composicional, que permite a utilização de um maior número de componentes, acarretando em um aumento no número de equações e no tempo de simulação; modelo térmico, que é aplicado para casos em que se observa efeito significativo decorrente de variações de temperatura. Para este modelo acrescenta-se a equação de conservação de energia na modelagem do problema.

O modelo mais utilizado é o “*Black-Oil*”, que apresenta as seguintes características: isotérmico, sem reações químicas e equilíbrio instantâneo entre as fases. Para que este modelo possa ser usado em casos com um número maior de componentes, é necessário agrupá-los em três pseudo-componentes, reduzindo a complexidade do problema. Com algumas manipulações algébricas e substituindo algumas variáveis por variáveis de laboratório, obtém-se a Equação 2-3.

$$\sum_p [R_{cp} \lambda_p (\nabla \Phi)] = \sum_p \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{R_{cp}}{B_p} S_p \right) + \sum_p \left(\frac{R_{cp}}{B_p} q_p \right) \quad 2-3$$

Essas trocas de variáveis são necessárias para facilitar a aplicação. Os novos parâmetros são mais fáceis de serem obtidos em laboratório e tabelados. (Pedroso Jr., 1999).

Etapas da Simulação Numérica de Reservatórios

Antes de qualquer sistema físico ser modelado ele deve ser adequadamente definido. Os principais passos neste sentido são:

- **Caracterização do Modelo Geológico:** Utilização de dados sísmicos, mapas, perfis, testemunhos, conhecimento dos sistemas deposicionais, estudo de afloramentos etc.

- Caracterização do Modelo Hidráulico: Investigação da continuidade dos reservatórios, existência de fraturas, direções preferenciais de fluxo, barreiras de transmissibilidade, comunicação vertical, grau de estratificação etc. Grande parte destas informações pode ser obtida pela análise dos dados de produção e pressão e através de testes de formação bem planejados e interpretados.
- Coleta e Tratamento dos dados de rocha e fluidos.

De posse destas informações pode-se passar para a etapa seguinte que consiste da:

- Escolha do simulador mais apropriado.
- Definição da modelagem a ser adotada: Malha de simulação, número de camadas, regiões de fluido e rocha etc. Tais condições podem ser alteradas à medida que novas informações sobre o reservatório vão sendo conhecidas.
- Ajuste do histórico de produção e pressões: são realizados ajustes no modelo de simulação, de modo que os resultados obtidos por meio da simulação se tornem bem próximos dos dados reais de produção do reservatório.
- Previsão do comportamento futuro: tem como principal objetivo determinar as condições de operação ótimas que serão utilizadas na recuperação de hidrocarbonetos do reservatório.
- Análise de alternativas.
- Preparação do plano de gerenciamento do projeto.
- Avaliação periódica do desempenho.

Estudos de simulação são muito úteis mesmo antes do início da produção. Para reservatórios em estágio inicial de desenvolvimento, pode-se utilizar a simulação de reservatórios para realizar estudos de sensibilidade que serão importantes para o planejamento de estratégias de desenvolvimento e na identificação de dados adicionais que sejam necessários.

A simulação de reservatórios é uma poderosa ferramenta para propiciar uma visão abrangente da mecânica da recuperação de petróleo. Ela não substitui, no entanto, o julgamento do engenheiro que é essencial para a condução de um estudo de reservatório. Sua utilização deve ser precedida de estudos analíticos (Balanço de Materiais, Buckley-Leverett etc.) que, assim como modelagens mais simplificadas (Simulação de seções transversais, por exemplo), podem trazer importantes subsídios para a busca de soluções. Nem todos os reservatórios comportam uma modelagem sofisticada, sendo que, muitas vezes, a análise de um problema em escala menor já traz as respostas desejadas (Pizarro, 1992).

Quais os Tipos de Perguntas que a Simulação Numérica pode Responder?

Se utilizadas corretamente, a modelagem juntamente com a simulação numérica são importantes, inseparáveis e insubstituíveis ferramentas dos profissionais que atuam na engenharia de reservatório. Aziz e Settari (1979), entre outros, citaram os seguintes questionamentos que podem ser respondidos pela simulação numérica:

- 1) Como desenvolver e explorar um reservatório de maneira a maximizar a recuperação de hidrocarbonetos de forma econômica?
- 2) Qual é o melhor método de recuperação suplementar para um reservatório? Quando e onde ele deve ser aplicado?
- 3) Por que o comportamento de reservatório não está de acordo com a previsão realizada pela engenharia de reservatório ou estudos de simulação?
- 4) Qual será a recuperação econômica final para o reservatório?
- 5) Qual é o melhor esquema de completação dos poços?

2.2. Mapas de Saturação (Sísmica 4D)

A confiabilidade dos levantamentos geofísicos, em especial da sísmica, 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 utiliza o fato de que ondas elásticas (também chamadas de ondas sísmicas) viajam com diferentes velocidades em diferentes tipos de rochas e fluidos. Através da geração de ondas sísmicas, e observando-se o tempo de chegada destas ondas em diferentes pontos, é possível determinar a distribuição de velocidade e localizar interfaces onde as ondas são refletidas e refratadas. O sinal é refletido sempre que o sinal sísmico encontra um material com impedância acústica ou elástica diferente daquele onde está se propagando, conforme mostra a Figura 2-2.

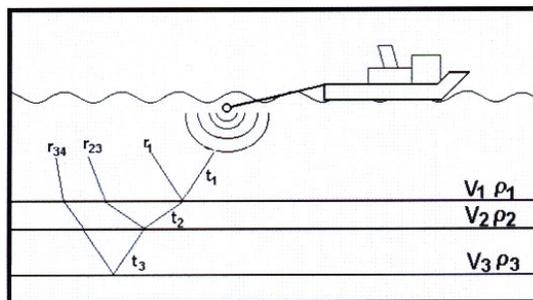


Figura 2-2: Transmissão e reflexão do sinal sísmico de acordo com a variação da impedância acústica das camadas sedimentares (Ayres Neto, 2000).

O estudo sísmico é feito através de emissão e obtenção de uma onda sísmica. Em mar, o navio emite uma onda, que atravessa a água, e penetra no subsolo se distribuindo até grandes profundidades. Ao chocar-se com as interfaces entre as várias camadas, parte dessa onda vai sendo refletida, e capturada pelos hidrofones na superfície do mar. Em terra, o processo não se diferencia muito: explosivos enterrados em perfurações de dois metros ou vibradores acoplados ao solo emitem essa onda, que são capturadas por geofones instalados na área – com uma perda de produtividade, devido a problemas com topografia e logística.

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 de 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 falhas 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 modelagem de levantamentos sísmicos em ambiente de reservatório traz subsídios à compreensão sobre fenômenos associados à propagação de ondas sísmicas e seus relacionamentos com as propriedades relevantes do reservatório: mineralogia, propriedades das rochas (porosidade, saturações em óleo, água e gás, permeabilidade, compressibilidade), dos fluidos (viscosidade, composição química, molhabilidade, compressibilidade) e dos fatores ambientais (pressão nos poros, tensões, temperatura), assim como das variações espaciais e temporais desses parâmetros. A modelagem de dados sísmicos sempre foi uma ferramenta muito útil à sísmica de exploração.

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 facies sedimentares serão muito mais claras.

Nos levantamentos marítimos, a onda é decomposta em P e S quando penetra o subsolo, como se houvesse uma fonte sísmica naquele ponto, mas essa informação não chega aos hidrofones porque a reflexão da onda S precisa atravessar a água durante o caminho de volta e ela não se propaga em fluidos, somente em meios sólidos.

Para aproveitar a onda S, a saída é implantar hidrofones no fundo do mar – denominados geofones de cabo de fundo, como mostra a Figura 2-3. No fundo do mar, os hidrofones

funcionam com três bobinas, e são conectados, por cabo, a uma embarcação. Com duas bobinas horizontais, perpendiculares entre si é possível medir a onda S, enquanto a bobina vertical e o hidrofone medem a onda P. Essa técnica é chamada de 4C: são quatro componentes medidos de uma vez só.



Figura 2-3: Sistema de aquisição de sísmica através de cabo de fundo (Cordeiro, 2002).

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 (meses ou anos), com o objetivo de se obter imagens da movimentação dos fluidos em um reservatório em produção. Se cada levantamento for de sísmica 3-D, então o conjunto resultante é conhecido como “sísmica 4-D”, onde a dimensão adicional é o tempo. Adicionalmente ao conceito de sísmica 4-D, outros métodos de monitoramento sísmico são viáveis, como o uso repetido de sísmica 2-D e sísmica entre poços.

A empresa pode instalar seus cabos de fundo em uma área, 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 sísmica 4C e a sísmica 4D estão interligadas. Caso a definição da imagem seja

suficiente, é possível observar como está a drenagem do óleo e o deslocamento da água no reservatório, para orientar melhor no gerenciamento do desenvolvimento do campo.

A tecnologia de cabo de fundo pode ser uma ferramenta eficaz para as empresas de petróleo gerenciarem os 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. A vantagem do cabo de fundo é que ele pode ser utilizado em áreas de produção onde a sísmica convencional – que trabalha com cabos na superfície da água – não teria acesso devido à presença de equipamentos que se tornam obstáculos operacionais, como plataformas, tornando praticamente impossível a repetibilidade da sísmica 3D. Uma desvantagem do cabo de fundo é seu alto custo, que pode chegar a 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 justifica pagar dez vezes mais para se ter uma ferramenta que vai dar um retorno às decisões operacionais da produção ao longo de 20 anos.

2.3. Ajuste de Histórico de Produção

O processo de simulação compreende quatro etapas principais, conhecidas por:

- 1) Caracterização de reservatório;
- 2) Definição e construção do modelo de simulação;
- 3) Ajuste de histórico de produção;
- 4) Previsão de comportamento.

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 dos 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 adequada. 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.

O ajuste de histórico é uma técnica que surgiu na década de 70 e o seu principal objetivo é calibrar modelos numéricos de campos de petróleo para que os resultados obtidos sejam coerentes com o histórico de produção existente e que estes modelos de caracterização e de escoamento possam ser usados na previsão de produção com a confiabilidade desejada.

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

A modelagem geoestatística utilizando a informação dos poços, conjugada com as imagens advindas da sísmica do reservatório fornece inúmeras realizações possíveis das propriedades geológicas e petrofísicas da acumulação. No caso de um campo em início de produção, não existe o fator condicionante dos dados de produção para escolha das realizações

que honrem estes dados observados. Contribui apenas a base do conhecimento geológico para a escolha do melhor modelo. Com o decorrer da produção, a necessidade de ajustes pode requerer alterações nos valores dos atributos e a caracterização inicial, em certos casos, pode ser significativamente alterada até que se obtenha ajuste satisfatório. Porém, em estudos de revisão da caracterização geológica e geração de imagens equiprováveis para um campo com histórico de produção, é necessário buscar, entre as imagens, aquela que melhor represente a realização da produção e comportamento do reservatório. Neste caso, o procedimento ideal é que os trabalhos de caracterização sejam feitos com suporte dos dados de produção, e não em duas etapas distintas (caracterização e montagem do modelo de simulação). Assim, o processo de ajuste é dividido em várias etapas, e atenção especial deve ser dada à sua discretização espacial e temporal.

O processo de ajuste de histórico parte de um ajuste grosseiro e segue com um ajuste fino até a obtenção, nas simulações de escoamento, de resultados adequados com os dados observados. As variáveis mais comuns a serem ajustadas 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.

Mesmo em campos com grande volume e qualidade de dados, pode haver casos onde não se obtém ajuste adequado de certos parâmetros para alguns poços ou até mesmo para uma determinada zona. Neste aspecto, deve ser salientado que as técnicas de coleta de dados da produção, sejam medidas de volumes ou registros de pressão, podem embutir parcela de erro e incerteza.

Tipicamente, as alterações mais frequentes incluem ajustes das seguintes propriedades: permeabilidades horizontais para ajustar os gradientes de pressão; permeabilidades verticais ou extensão de heterogeneidades verticais para ajustar o movimento de fluidos nesta direção; pressões capilares ou curvas de permeabilidades relativas para ajustar o movimento de frentes

de saturação; e tamanho e transmissibilidades de aquíferos ou capa de gás para ajustar o nível global de pressão e de influxo de fluidos. O processo é encerrado quando a concordância entre os valores calculados e observados é considerada aceitável sob o ponto de vista de engenharia, ou quando o tempo ou os recursos disponíveis para o estudo tiverem sido esgotados.

O ajuste de histórico de produção é um problema inverso, através do qual se determina um conjunto de propriedades que reproduza satisfatoriamente as informações dinâmicas disponíveis (pressões e produções dos poços). Como todo problema desta natureza, a maior dificuldade reside na multiplicidade de soluções, pois um número infinito de combinações de parâmetros pode fornecer respostas semelhantes. Portanto, é necessário uma investigação mais detalhada, procurando uma solução coerente com as informações (geológicas) disponíveis e com os objetivos do estudo.

No entanto, a construção de um modelo de simulação que incorpore adequadamente a caracterização geológica do reservatório continua sendo uma tarefa árdua e bastante envolvente. Trata-se de um processo demorado, realizado por grupos multidisciplinares, cuja execução é dividida em duas macro etapas: caracterização do reservatório e modelagem de fluxo.

Usualmente, este processo tem sido realizado manualmente, por tentativa e erro, devido às limitações de capacidade de processamento dos computadores atuais, que dificulta o uso generalizado de algoritmos de ajuste automatizado. Por este motivo, adota-se a seguinte divisão de tarefas, visando a uma maior sistematização: ajuste dos níveis globais de pressão, ajuste grosseiro dos gradientes de pressão, ajuste preciso dos gradientes de pressão, ajuste regional das produções de fluidos e, finalmente, ajuste do comportamento individual dos poços.

A experiência tem mostrado, entretanto, que o processo manual de ajuste é bastante demorado e ineficiente, principalmente em casos mais complexos. Conseqüentemente, a automatização parcial da tarefa (ajuste assistido), apesar das dificuldades, tende a se tornar uma opção atraente diante das excelentes perspectivas de progresso da área de informática.

Alguns trabalhos importantes têm sido desenvolvidos (Maschio et al, 2006; Maschio e Schiozer, 2005; Maschio e Schiozer, 2004 (a); Maschio e Schiozer, 2004 (b); Maschio e Schiozer, 2003; Santos e Schiozer, 2000; Leitão e Schiozer, 1998) implementando a metodologia de ajuste de histórico assistido, onde as tarefas manuais são automatizadas e as decisões do processo de ajuste de histórico são definidas pelo engenheiro de reservatório. Partindo deste princípio, o método de ajuste utilizado neste trabalho (planejamento estatístico e algoritmos desenvolvidos) também pode ser considerado um processo assistido (semi-automático), pois as tarefas manuais (cálculo dos efeitos, construção da superfície de resposta, cálculo da função-objetivo, definição das regiões críticas, etc.) são automatizadas e as decisões (faixa de estudo, variáveis críticas, tipo de planejamento utilizado, função-objetivo, pesos de cada informação, etc.) são definidas pelo engenheiro.

Tentando acelerar o processo, também a computação paralela ou distribuída (execução simultânea de tarefas independentes em máquinas diferentes) já permite um ganho significativo de desempenho. Outra maneira de tentar melhorar e/ou acelerar o processo de ajuste é através da utilização da metodologia de planejamento estatístico, implementada neste trabalho.

O primeiro passo a ser realizado em qualquer processo de ajuste de histórico de produção é definir o que será ajustado. Com este objetivo, algumas corridas iniciais do modelo são realizadas para identificar as curvas que precisam ser calibradas. Ao final deste processo, é possível compor a função-objetivo a ser adotada inicialmente. Usualmente divide-se o processo de ajuste em duas fases, ou seja, deve-se iniciar a tarefa com o ajuste de pressão e em seguida realizar o ajuste de produções.

O processo de ajuste de histórico de produção é representado na Figura 2-4.

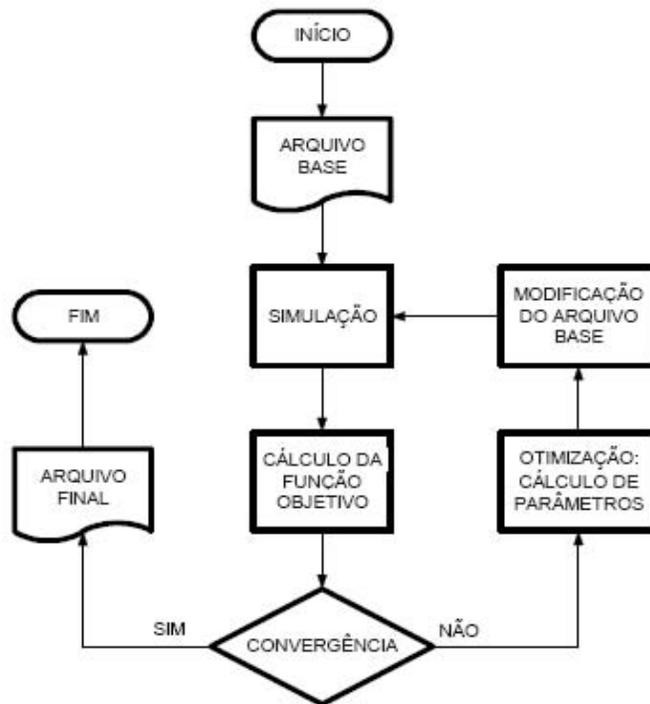


Figura 2-4: Esquema do ajuste de histórico de produção (Leitão e Schiozer, 1998).

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.

2.4. Planejamento Estatístico

Estudos baseados em análise de sensibilidade onde é feita a análise de uma variável mantendo as outras constantes, dificulta grandemente a discussão dos resultados, além do tempo gasto, material, e principalmente da falta de uma conclusão baseada numa metodologia científica. A maior falta de informação em estudos deste tipo relaciona-se ao efeito sinérgico ou antagônico entre as variáveis, que só podem ser obtidas pela determinação dos efeitos de interação entre as variáveis através de um planejamento fatorial. Uma outra vantagem do planejamento fatorial é a possibilidade de otimizar ou minimizar várias respostas ao mesmo tempo.

A estatística trata da coleta de dados informativos e da interpretação destes dados, facilitando o estabelecimento de conclusões confiáveis sobre algum fenômeno que esteja sendo estudado. A atividade estatística mais importante não é a análise dos dados, e sim o planejamento dos experimentos em que esses dados devem ser obtidos. Quando isso não é feito da forma apropriada, o resultado muitas vezes é um excesso de números, da qual estatístico algum conseguiria arrancar quaisquer conclusões. A essência de um bom planejamento consiste em projetar um experimento de forma que ele seja capaz de fornecer exatamente o tipo de informação que se procura e é por isso que se propõe a utilização desta metodologia neste trabalho, pois trará grande facilidade na análise dos resultados.

Para a condução da otimização de processos, é necessário realizar experimentos estatisticamente planejados. Um experimento é um procedimento no qual alterações propositalmente são feitas nas variáveis de entrada de um processo, de modo que se possa avaliar as possíveis alterações sofridas pela variável resposta, como também as razões destas alterações. As variáveis de entrada correspondem aos fatores ou causas do processo, enquanto a variável resposta corresponde ao efeito deste processo.

Um sistema pode ser considerado como uma função (em princípio desconhecida) ligando os fatores (variáveis de entrada) às respostas (variáveis de saída), como mostra a Figura 2-5.

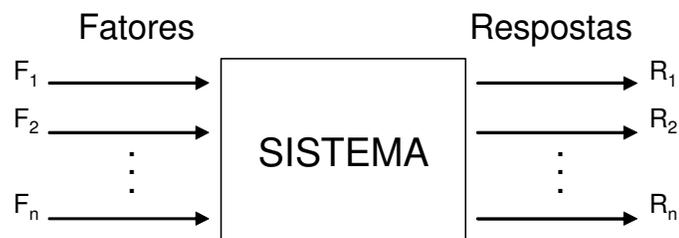


Figura 2-5: Variáveis envolvendo um sistema do planejamento estatístico.

A importância das variáveis em um processo pode ser determinada através da utilização de um método de planejamento estatístico, o qual possibilita o planejamento e execução de forma organizada e racional de um número de ensaios reduzidos ao mínimo necessário. Estes

métodos permitem a verificação dos efeitos individuais e de interação de todas as variáveis sobre a resposta, a definição das variáveis mais importantes para o processo, a avaliação dos erros experimentais e de regressão, a modelagem empírica dos resultados em função das variáveis escolhidas, através de programas estatísticos de regressão e conseqüentemente a definição das faixas ótimas de operação do processo, respeitando restrições quando houver. O método de planejamento estatístico mais conhecido é o planejamento fatorial, permitindo resolver principalmente às seguintes questões:

- 1) Como uma resposta é afetada sobre uma região de interesse por um dado conjunto de variáveis de entrada;
- 2) Quais conjuntos de variáveis de entrada resultarão num produto dentro das especificações desejadas;
- 3) Quais os valores das variáveis de entrada que levarão ao melhor valor para uma resposta específica e como é a superfície de resposta próxima a este ponto.

Na Figura 2-6 é possível observar as várias etapas envolvidas em um processo de planejamento estatístico.

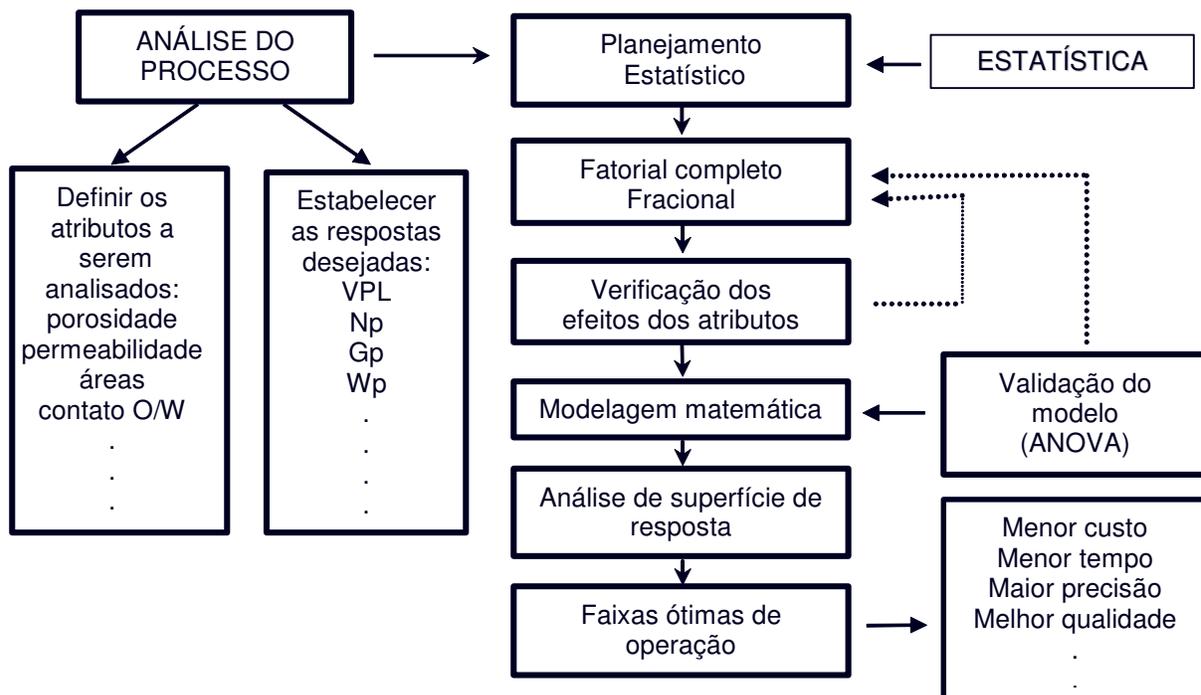


Figura 2-6: Esquema de um processo de planejamento estatístico (Rodríguez e Iemma, 2005).

Variáveis de resposta ou funções-objetivo: são as variáveis dependentes que sofrem alguns efeitos nos experimentos quando são alterados os fatores que regulam o processo. Podem existir uma ou várias variáveis de resposta. Na análise de risco, as variáveis de resposta podem ser parâmetros de produção, tais como N_p , G_p ou W_p ou parâmetros econômicos, como, por exemplo, VPL.

Atributos: são os fatores alterados deliberadamente no experimento. No caso de análise de incertezas os atributos estão associados a parâmetros geológicos do reservatório como, por exemplo, contato água-óleo, permeabilidade vertical, porosidade, compressibilidade da rocha, etc.

Níveis dos atributos: as condições de operação dos fatores são identificados geralmente por (-1) nível pessimista, (0) nível base ou provável e (+1) nível otimista.

Efeito principal: é a diferença média observada numa determinada função-objetivo quando se muda o nível do atributo investigado, ou seja, quando seus níveis passam de um valor para outro.

Efeito de interação: é a metade da diferença entre os efeitos principais de um atributo nos níveis de outro atributo. Estes efeitos são causados pela interação entre os atributos, onde o efeito de um depende do nível de outro atributo. O efeito de interação pode ser de segunda, terceira ou de ordem superior, de acordo com o número de atributos que são considerados no processo.

O primeiro passo, no planejamento estatístico, é determinar quais são os fatores e as respostas de interesse para o sistema que se deseja estudar. Dependendo do problema, pode haver mais de uma resposta de interesse. Em seguida, é preciso definir claramente que objetivo se pretende alcançar com os experimentos, porque isso determinará que tipo de planejamento estatístico deve ser utilizado. Planejamentos fatoriais fracionários são de grande utilidade em investigações preliminares, quando se deseja saber se determinados fatores têm

ou não influência sobre a resposta, é um ótimo planejamento para quando se deseja apenas fazer uma triagem inicial das variáveis.

Os experimentos fatoriais 2^k estudam os efeitos de k fatores, cada um deles presentes em dois níveis, sobre uma resposta de interesse. Estes planejamentos são muito empregados nos estágios iniciais de experimentação, quando há um número muito grande de fatores a serem investigados, sendo portanto desejável avaliar, de forma mais superficial e com o mínimo de tempo e custos, os efeitos deste grande número de fatores sobre a variável resposta. Neste tipo de situação, é freqüente que apenas alguns poucos fatores exerçam efeitos significativos sobre a variável resposta, sendo então o objetivo principal do experimento a identificação destes fatores, os quais deverão ser analisados de forma mais detalhada em estágios posteriores do estudo que está sendo realizado.

A Figura 2-7 mostra um planejamento fatorial 2^3 , com 2 Níveis e 3 atributos A, B e C, onde todos os vértices do cubo representam uma simulação. A Tabela 2-1 contém os modelos gerados com os respectivos valores da função-objetivo (FO).

Tabela 2-1: Matriz do planejamento fatorial 2^3 .

Atributos Incertos			Função-Objetivo
A	B	C	
-1	-1	-1	FO ₁
1	-1	-1	FO ₂
-1	1	-1	FO ₃
1	1	-1	FO ₄
-1	-1	1	FO ₅
1	-1	1	FO ₆
-1	1	1	FO ₇
1	1	1	FO ₈

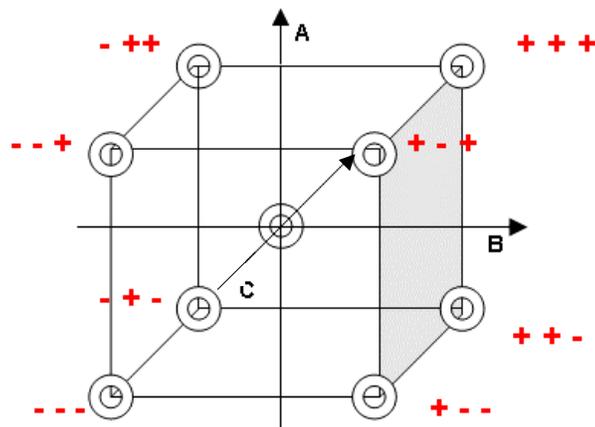


Figura 2-7: Planejamento fatorial 2^3 .

Em um planejamento 2^k , à medida que o número k de fatores aumenta, também aumenta a quantidade de informações obtidas por meio do experimento. No entanto, para que estas informações possam ser produzidas, será necessário realizar um grande número de ensaios, o que poderá aumentar tanto o custo do experimento, a ponto de inviabilizá-lo. Nestes casos podem ser utilizados os experimentos fatoriais 2^k fracionários. Estes experimentos envolvem apenas uma parte do conjunto completo dos 2^k ensaios e são capazes de fornecer informações sobre os efeitos principais e as interações que envolvem um pequeno número de fatores e esta é a grande vantagem deste tipo de planejamento em relação à análise de sensibilidade tradicional (variação de um parâmetro por vez), ou seja, a análise de sensibilidade não leva em conta a interação entre os atributos. Portanto, utilizando planejamento estatístico para a realização da análise de sensibilidade pode-se avaliar o efeito da combinação de atributos, na escolha dos atributos críticos.

Para executar um planejamento fatorial precisamos em primeiro lugar especificar os níveis em que cada fator será estudado, isto é, os valores dos fatores que serão empregados nos experimentos. Um planejamento fatorial requer a execução de experimentos para todas as possíveis combinações dos níveis dos fatores. Para estudar o efeito de qualquer fator sobre a resposta é preciso fazê-lo variar e observar o resultado dessa variação. Isso é possível por dois motivos: primeiro por que os efeitos de interação de ordem alta aumentam consideravelmente com o número de fatores e como esses efeitos em geral não são significativos, não há

necessidade de fazer todos os ensaios de um planejamento completo só para determiná-los. Em segundo lugar, quando o número de variáveis aumenta, crescem as chances de que uma ou mais variáveis não afetem significativamente a resposta, seja por meio de efeitos principais, seja por meio de efeitos de interação. Mais uma vez, se os efeitos dessas variáveis não precisam ser determinados, não é necessário fazer todos os ensaios do fatorial completo.

Por outro lado, em muitas situações o pesquisador não conhece todas as variáveis que afetam significativamente a resposta. Para não excluir, de forma arbitrária, fatores potencialmente importantes, é conveniente incluir no estudo, nesse estágio, o maior número possível de variáveis. É possível fazer isso sem aumentar o número de ensaios, usando-se planejamentos fracionários ao invés de fatoriais completos.

Para se aplicar a metodologia do planejamento estatístico é necessário primeiramente programar ensaios através de um planejamento fatorial. Este método consiste na seleção de um número fixo de níveis para cada um dos fatores ou variáveis de entrada e então executar experimentos com todas as possíveis combinações. Como primeira etapa é usual um planejamento fatorial com dois níveis (nível -1 e nível $+1$) para cada variável. Assim para “n” variáveis envolvidas no estudo, o número de experimentos que deve ser realizado é igual a 2^n . Por exemplo, num sistema onde se deseja avaliar 7 variáveis em apenas 2 níveis tem-se um fatorial 2^7 que representa 128 ensaios a serem realizados, somente para avaliar os efeitos de suas variáveis e de suas interações e não a otimização final do processo. Sabe-se que esta quantidade de ensaios muitas vezes inviabiliza qualquer estudo. Nesse caso, poderia se optar por um planejamento fatorial fracionário do tipo 2^{7-2} ou 2^{7-3} , ou seja, 32 ou 16 ensaios respectivamente. O planejamento é reduzido a 1/4 ou 1/8 sendo possível avaliar a importância das variáveis mais importantes nas respostas. Os planejamentos fatoriais fracionários são muito úteis nas etapas prévias de um desenvolvimento de processo, por exemplo, para identificação das variáveis mais relevantes que devem entrar num planejamento completo numa etapa posterior. Assim, este procedimento é muito interessante em termos qualitativos, mas não se deve otimizar o processo a partir de um planejamento fracionário. Isto porque os efeitos principais, na verdade “contrastos”, estão “confundidos” com interações de 2ª ou 3ª ordem ou superiores conforme o tipo de resolução do fracionário.

A partir de 8 variáveis, a utilização do planejamento fracionário começa a dificultar a análise dos “contrastes” das variáveis. Uma alternativa muito interessante e que reduz drasticamente o número de ensaios a serem realizados são os planejamentos fatoriais propostos por Plackett e Burman (1946). São planejamentos muito úteis como avaliação prévia das variáveis (“*screening design*”), etapa preliminar à otimização de processos. As frações propostas permitem estimar os efeitos principais (contrastes) com variância mínima. Nos planejamentos de PB as colunas são todas ortogonais. Essa simetria permite que os efeitos principais de cada variável sejam determinados individualmente, admitindo-se que os efeitos de interação sejam desprezíveis. Os planejamentos propostos por PB com maior potencial de uso são para 12, 20, 24, 28 e 36 ensaios, existindo, porém para sistemas superiores a 100 variáveis. Eles podem ser usados para qualquer número de fatores ou variáveis de entrada, porém é conveniente utilizar um planejamento que fique com o número de ensaios maior do que o número de variáveis, para se ter graus de liberdade que possibilitem estimar o erro padrão e assim definir as variáveis estatisticamente significativas. As colunas do planejamento PB que não são relacionadas com as variáveis são chamadas de variáveis inertes, utilizadas para determinar o erro padrão.

Os planejamentos fatoriais, introduzidos por Box na década de 1950, permitem a otimização ou minimização de processos através da análise da superfície de resposta (RSM - *response surface methodology*). Desde então a superfície de resposta tem sido usada com grande sucesso na modelagem de diversos processos. São utilizadas na modelagem e na análise de problemas em que a função-objetivo é influenciada por várias variáveis.

As etapas para a determinação da condição ótima de operação de um processo, por meio do método de superfície de resposta são:

- 1) Relacionar os fatores que possam exercer efeitos significativos sobre a variável resposta de interesse;
- 2) Planejar um experimento que permita a identificação dos fatores influentes; realizando assim uma triagem;
- 3) Eliminar os fatores detectados como não influentes na etapa anterior;

- 4) Tendo-se selecionado os fatores importantes, o próximo passo seria avaliar quantitativamente sua influência sobre a resposta de interesse, bem como suas possíveis interações. Para fazer isso com o mínimo de experimentos pode-se empregar planejamentos fatoriais completos;
- 5) Determinar as condições ótimas através de um planejamento fatorial completo ou de um planejamento do tipo *Box-Behnken*.

O planejamento fatorial completo ou composto central foi desenvolvido por George E. P. Box e Wilson G. Hunter em 1957 e é o mais popular dentro da classe dos planejamentos de segunda-ordem. Envolve o uso do planejamento fatorial 2^n combinado com pontos axiais ou estrelas.

Os pontos fatoriais (principais) fornecem as informações lineares e de interações para um modelo de primeira ordem. Os pontos centrais fornecem informações sobre a existência de curvatura no sistema. Se o sistema possuir curvatura, os pontos axiais permitirão a estimativa dos termos quadráticos na análise de superfícies de resposta.

Os valores da distância axial (α) variam de 1 até $(2^k)^{\frac{1}{4}}$. Se o valor de $\alpha = 1$, todos os pontos se encontram nos centros das faces do cubo ou hipercubo, se $\alpha = (2^k)^{\frac{1}{4}}$ os pontos ficam sobre uma superfície de uma hiperesfera e o planejamento é chamado de esférico, como mostra a Figura 2-8. O prefixo hiper é usado para indicar uma figura geométrica com mais de três dimensões.

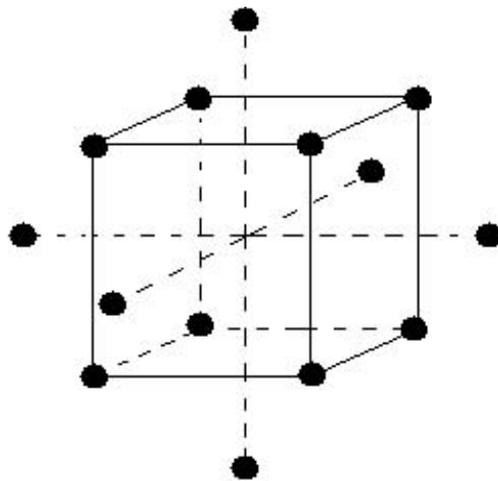


Figura 2-8: Planejamento fatorial completo para três atributos.

Box e Behnken propuseram, em 1960, um eficiente planejamento 3^k para ajuste de superfícies de resposta de segunda ordem. A metodologia está baseada na construção incompleta da matriz do planejamento utilizando os pontos médios das arestas e o centro do hiperespaço, além disso, o planejamento não possui nenhum planejamento fatorial completo ou fracionário encaixado. Na Figura 2-9 apresenta-se um exemplo de um planejamento 3^3 .

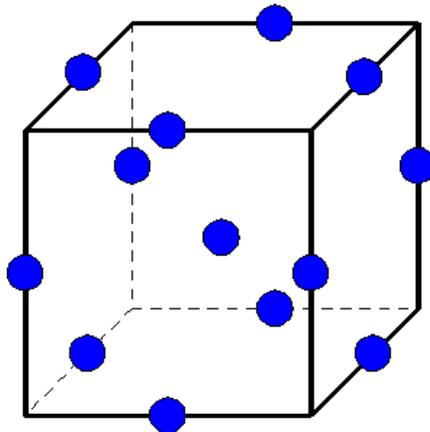


Figura 2-9: Planejamento *Box-Behnken* para três atributos.

O planejamento *Box-Behnken* é uma ferramenta eficiente e uma importante alternativa para o planejamento fatorial completo, uma vez que utiliza um menor número de ensaios ou simulações.

Com os dados obtidos após a execução dos ensaios é possível calcular os efeitos principais e de interação das variáveis sobre as respostas, determinar quais são os efeitos mais significativos, comparando o valor do efeito com o do erro experimental estimado, e até ajustar um modelo de 1ª (Equação 2-4) ordem para correlacionar as variáveis e respostas. Caso se deseje explorar outras condições experimentais não previstas pelo planejamento fatorial ou se o modelo de 1ª ordem proposto não estiver bem correlacionado com os dados experimentais, pode-se completar o planejamento realizando ensaios nos pontos axiais para um modelo de 2ª ordem, como mostra a Equação 2-5.

$$F\hat{O} = \beta_0 + \beta_1 A + \beta_2 B + \beta_3 C + \varepsilon \quad 2-4$$

$$F\hat{O} = \beta_0 + \sum_{i=1}^k \beta_i x_i + \sum_{i=1}^k \beta_i x_i^2 + \sum_{i < j} \sum \beta_{ij} x_i x_j + \varepsilon \quad 2-5$$

Para estimar os coeficientes ($\beta_0, \beta_1, \dots, \beta_n$) do polinômio utiliza-se o método dos mínimos quadrados. Este método pode ser resolvido da seguinte maneira. Escrevendo as equações acima em forma matricial (Equação 2-6) tem-se:

$$F\hat{O} = \beta \cdot x + \varepsilon \quad 2-6$$

onde,

$$F\hat{O} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_1 \\ \vdots \\ y_n \end{bmatrix} \quad x = \begin{bmatrix} 1 & x_{11} & x_{21} & x_{1k} \\ 1 & x_{21} & x_{22} & x_{2k} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & x_{n1} & x_{n2} & x_{nk} \end{bmatrix} \quad \beta = \begin{bmatrix} \beta_0 \\ \beta_1 \\ \vdots \\ \beta_k \end{bmatrix} \quad \varepsilon = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_n \end{bmatrix}$$

A diferença entre o valor simulado (observado) FO e o valor calculado (estimado) FÔ é denominada resíduo, ou seja, $\varepsilon = FO - F\hat{O}$. Então, para se ter um melhor ajuste, o $\sum \varepsilon_i^2$ deve

ser mínimo possível, ou seja, as suas derivadas em relação aos β 's sejam nulas. Portanto, pode-se estimar os coeficientes da superfície de resposta utilizando a Equação 2-7:

$$\beta = (x^t \cdot x)^{-1} \cdot x^t \cdot F\hat{O} \quad 2-7$$

Os exames dos resíduos são de fundamental importância para avaliar a qualidade do ajuste dos modelos. Os resíduos devem ser os menores possíveis, de tal maneira que as previsões coincidam exatamente com as respostas observadas, ou seja, sem resíduo.

Para avaliar se os modelos empíricos obtidos através de regressão multilinear ou não linear apresentam um grau de ajuste adequado aos dados experimentais, é feita uma análise estatística, utilizando como parâmetros o coeficiente de correlação e o valor estimado para o teste F descritos a seguir. O coeficiente de correlação é um parâmetro estatístico que compara a variância dos pontos experimentais em relação ao modelo proposto, com a variância da própria população de pontos experimentais. Quando o valor do coeficiente é 1, a correlação entre os valores previstos pelo modelo e os valores experimentais é perfeita. Quando este valor é 0, não existe correlação. As análises dos valores intermediários não podem ser expressa de forma tão simples, mas em termos qualitativos, quanto mais próximo de unidade estiver o valor do coeficiente de correlação, melhor será o ajuste do modelo aos pontos experimentais.

Através da realização do teste F, ou seja, comparando o valor estimado para F a partir dos dados experimentais com o valor tabelado para uma distribuição de referência, é possível verificar a relevância estatística dos fatores experimentais no valor das respostas. O fundamento do teste F consiste em verificar se existe relação entre as variáveis e a resposta. Se as variações nas respostas observadas experimentalmente apresentarem alta probabilidade de pertencerem a esta distribuição, não há razão para questionar a hipótese nula (hipótese que é presumida verdadeira até que provas estatísticas sob a forma de testes de hipóteses indiquem o contrário). Então pode-se afirmar que a equação de regressão não é significativa. Por outro lado, se o F estimado é maior que o F tabelado, pode-se afirmar que a equação é

estatisticamente significativa e os dados experimentais são representados pelo modelo proposto.

Através desta técnica sistemática de condução de experimentos é possível avaliar os efeitos principais das variáveis nas respostas desejadas, bem como a interação entre elas. A partir da análise de variância (tabela ANOVA) pode-se propor um modelo probabilístico adequado que correlaciona as respostas em função das variáveis estudadas, construindo-se as superfícies de respostas para determinar as faixas ótimas de operação.

O número de graus de liberdade para a soma quadrática total é $v_T = (n - 1)$, pois, um grau de liberdade é destinado para o cálculo da média. Deste modo, o número de graus de liberdade da soma quadrática residual é dado pela diferença entre o número de observações (n) e o número de parâmetros estimados (p), $v_R = (n - p)$ e finalmente, para a regressão, o número de graus de liberdade é dado por $v_R = (p - 1)$. As médias quadráticas (MQ) são dadas pela divisão das somas quadráticas pelos respectivos números de graus de liberdade, sendo úteis em testes para interpretação estatística e para o cálculo de intervalos de confiança. Um resumo é apresentado na Tabela 2-2, que é denominada de tabela de análise de variância ou simplesmente ANOVA.

Tabela 2-2: Tabela para análise de variância para fatores simples (Montgomery, 1996).

Fonte de variação	Soma quadrática	Graus de liberdade	Médias Quadráticas	F_0
Regressão	$\sum(\hat{y}_i - \bar{y})^2$	$v_R = p - 1$	$MQ_R = \frac{SQ_R}{p - 1}$	$\frac{MQ_R}{MQ_r}$
Resíduo	$\sum(y_i - \hat{y}_i)^2$	$v_R = n - p$	$MQ_r = \frac{SQ_r}{n - p}$	
Total	$\sum(y_i - \bar{y})^2$	$v_T = n - 1$		

Após realizar a análise de variância, é usual ajustar aos dados um modelo de regressão que relacione a variável resposta do experimento aos fatores e às interações que a análise de variância indicou como significativos. Este procedimento tem os seguintes objetivos:

- 1) Validar as conclusões obtidas por meio da análise de variância;
- 2) Fornecer um modelo a ser utilizado posteriormente, na fase de otimização da variável resposta.

O modelo de regressão ajustado aos dados é utilizado para gerar os valores preditos para a variável resposta, os quais são empregados para o cálculo dos resíduos associados ao experimento, que por sua vez terão a função de validar ou não os resultados obtidos por meio da análise de variância. Resumidamente podemos concluir dizendo que a metodologia do planejamento fatorial associada à análise de superfície de resposta é uma ferramenta fundamentada na teoria estatística fornecendo informações muito mais seguras do processo, minimizando o empirismo que envolvem técnicas de tentativa e erro.

O planejamento estatístico foi empregado, neste trabalho, com o objetivo de melhorar os modelos numéricos envolvidos no processo de exploração e produção de petróleo através da simulação numérica de vários modelos possíveis do reservatório. Todas as prováveis combinações de atributos incertos referentes ao reservatório levam a um número elevado de modelos de simulação, sendo que à medida que atributos ou regiões incertas são acrescentados, o número de simulações aumenta exponencialmente. Além disso, o planejamento estatístico também é empregado para determinar quais variáveis ou combinações de variáveis que mais influenciam as funções-objetivo no processo de ajuste de histórico.

Capítulo 3 – Metodologia

Neste capítulo faz-se a descrição geral da metodologia desenvolvida para o ajuste de modelos numéricos, combinando dados de produção e de pressão com mapas de saturação. Esta metodologia tem o objetivo de apresentar uma nova opção (ajuste de mapas de saturação, diferente da metodologia encontrada na literatura que é ajuste da diferença dos mapas de impedância acústica) no processo de ajuste de histórico de campos de petróleo, usando a técnica do planejamento estatístico.

O processo de ajuste compara o mapa de saturação gerado através da simulação numérica com o mapa de saturação “real”, como mostra a Figura 3-1.

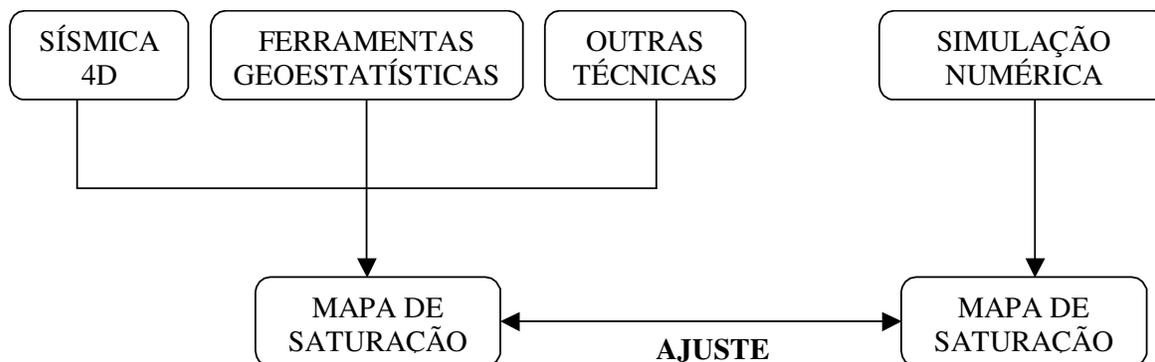


Figura 3-1: Processo de ajuste comparando mapas de saturação.

As principais vantagens encontradas nesta forma de abordar o problema são:

- 1) O processo de ajuste exige no mínimo um mapa de saturação para que o processo de ajuste seja possível e não dois mapas de impedância acústica como mostrado na revisão bibliográfica.

- 2) Não é necessário gerar novamente o mapa de impedância acústica ou amplitude após cada uma das simulações numéricas realizadas no processo de ajuste, pois a qualidade do ajuste é verificada através do ajuste do mapa de saturação que é um dado de saída do simulador.
- 3) O processo de ajuste independe da técnica utilizada para gerar os mapas de saturação, seja através da sísmica, de perfis de poços ou qualquer outra técnica.
- 4) Não é necessário desenvolver qualquer modelo numérico, pois todo o processo de ajuste pode ser feito utilizando-se simuladores comerciais.

A Figura 3-2 apresenta através de um fluxograma os procedimentos adotados no presente trabalho para o processo de ajuste. Os itens do fluxograma são detalhados em seguida.

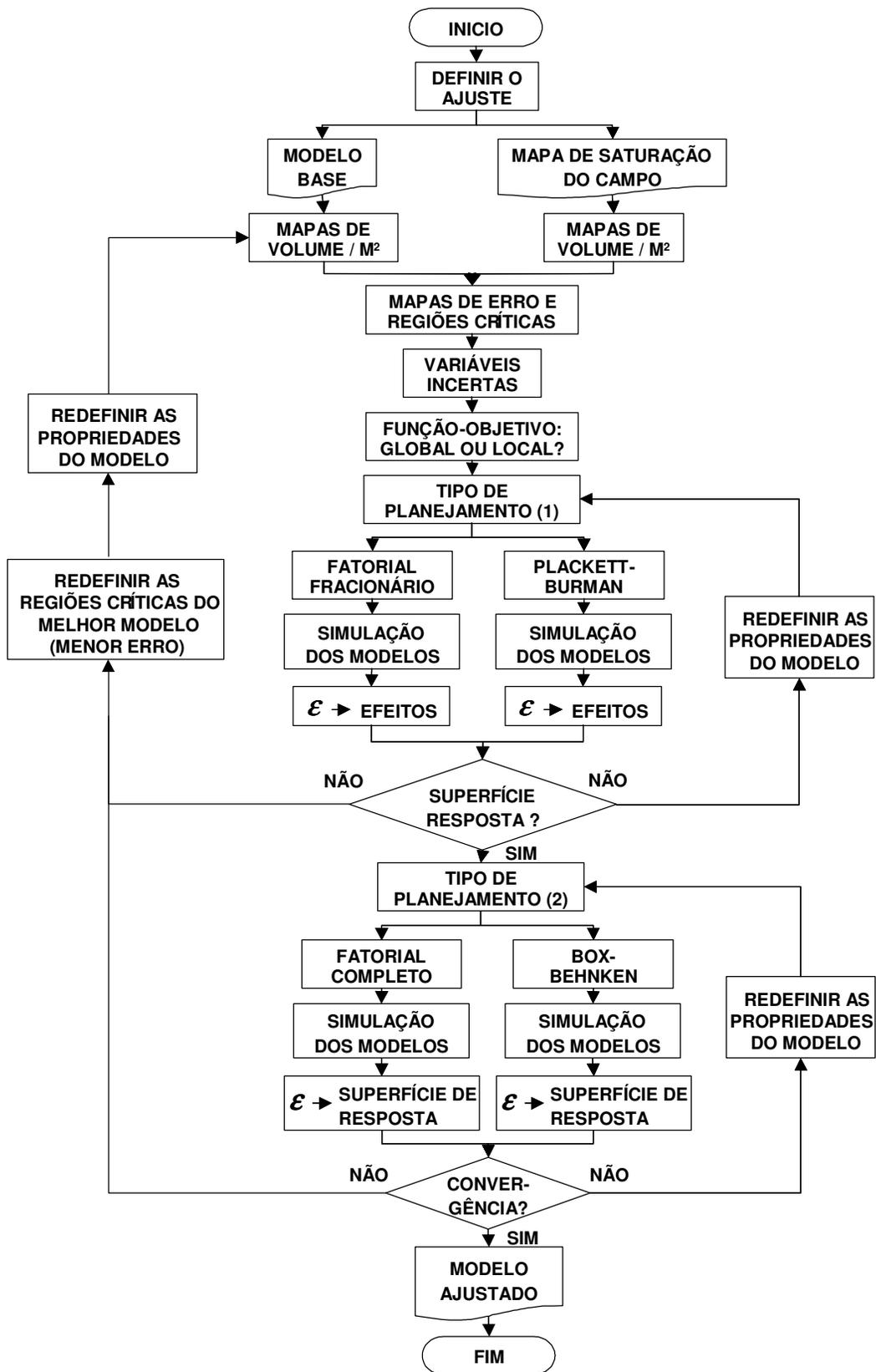


Figura 3-2: Metodologia proposta.

3.1. Definir o Ajuste

Esta etapa inicial é caracterizada pela escolha do período em que é feito o ajuste, isso depende dos dados disponíveis do campo e também de quando é gerado o mapa das frentes de saturação do campo real. É necessário também definir quais respostas são analisadas e incluídas na função-objetivo, para que estes dados de histórico sejam coletados e organizados, tais como, dados de produção de óleo, água e gás, de injeção e de pressão de todos os poços do campo. Dependendo da informação obtida através dos mapas das frentes de saturação é definido também o número de mapas que são ajustados (número de camadas).

É necessário definir também o tipo de simulador a ser utilizado. Para este trabalho é utilizado um simulador comercial, mas a metodologia, não é dependente, pois os dados necessários para a análise podem ser obtidos por outros tipos de simuladores.

3.2. Modelo Sintético – Mapa de Saturação do Campo

Para que os resultados obtidos neste trabalho sejam validados é necessário a construção de um modelo sintético, permitindo assim que tanto os dados de entrada quanto os dados de saída sejam conhecidos. Este modelo é considerado como referência, pois as respostas ajustadas, tais como: produção de óleo, água e gás, injeção de água e a pressão dos poços, bem como os mapas das frentes de saturação, são obtidas através da simulação deste modelo.

3.3. Modelo Base

O processo de ajuste parte de um modelo base com diferenças em relação ao sintético. O modelo base 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. Para as propriedades modificadas, serão escolhidos os valores mais prováveis de ocorrência de cada atributo.

3.4. Mapas de Volume por Unidade de Área

Para o cálculo do erro e da definição das regiões críticas dos modelos tridimensionais são considerados os mapas de volume (óleo, água ou gás) por unidade de área e dos modelos bidimensionais são considerados os mapas de saturação. A escolha dos mapas de volume baseia-se no fato de que as regiões críticas são as que tem maior volume e não maior saturação, pois o erro nestas regiões tem maior impacto na produção do campo. Caso seja escolhida a saturação também para os modelos tridimensionais, as regiões podem ter pouco impacto na produção do campo, mesmo tendo uma alta saturação, pois nem sempre a região de maior saturação é a região de maior volume. A Equação 3-1 mostra o cálculo do mapa de volume por unidade de área e um exemplo pode ser observado na Figura 3-3.

$$\frac{\text{Volume}}{m^2} = \text{Saturação} \times \text{porosidade} \times \text{espessura} \quad \left[\frac{m^3}{m^2} = m \right] \quad 3-1$$

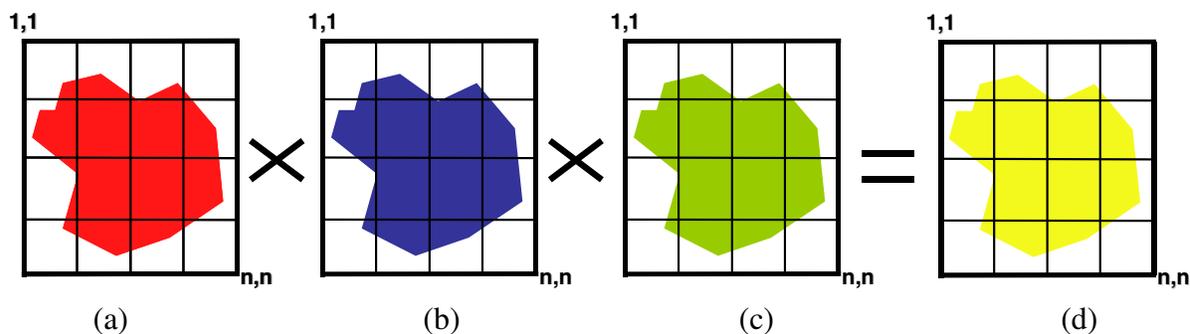


Figura 3-3: Mapa de volume/m²: (a) saturação (b) porosidade (c) espessura (d) volume/m².

3.5. Mapas de Erro e Regiões Críticas

Um mapa de erro é gerado pela diferença entre os resultados da simulação do modelo base e do mapa real. A partir do mapa de erro e de outras informações tais como incertezas, simulação por linhas de fluxo ou outras ferramentas, são definidas as propriedades a serem modificadas no processo de ajuste. Em alguns casos (como no presente trabalho), essas

propriedades são regiões do reservatório. É importante ressaltar que o mapa de erro é apenas uma das fontes de escolha das propriedades ou regiões.

As propriedades que têm impacto no processo de ajuste são geralmente chamadas de críticas. Por isso, as regiões críticas são as regiões do modelo base onde são feitas as alterações nos atributos críticos. A Equação 3-2 é utilizada para expressar a diferença em cada ponto da malha através de um algoritmo desenvolvido em MATLAB.

$$\text{Mapa erro} = \text{Mapa simulado} - \text{Mapa real} \quad 3-2$$

A Figura 3-4 mostra um exemplo de escolha das regiões críticas a partir do mapa de erro.

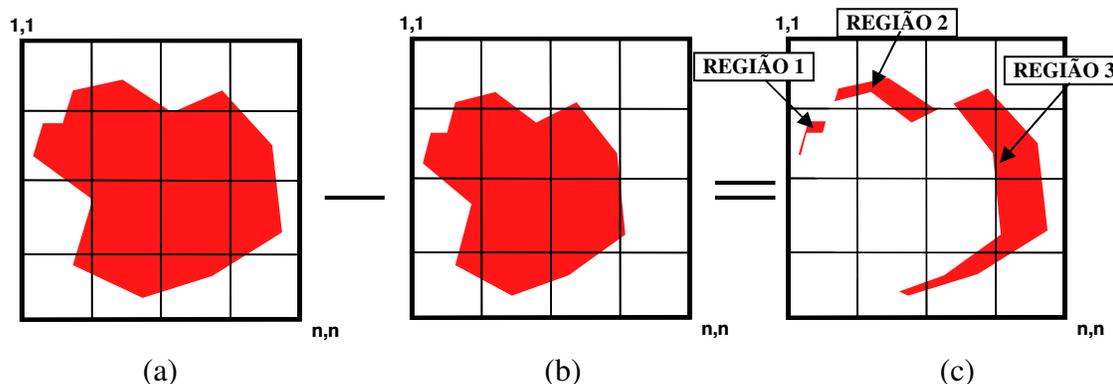


Figura 3-4: Definição das regiões: (a) mapa simulado (b) mapa real (c) mapa de erro.

As regiões críticas podem ser definidas individualmente como mostra a Figura 3-4 ou agrupadas, caso tenham as mesmas características, reduzindo o número de simulações necessárias no processo de ajuste ou ainda modificadas de acordo com outras fontes de informações. Isso será mais detalhado ao longo dos exemplos deste trabalho.

3.6. Função-Objetivo

A função-objetivo é a resposta que é analisada durante o processo de ajuste e pode ser composta por um único valor (cada resposta é analisada separadamente) ou por um conjunto de valores (as respostas são agrupadas e analisadas simultaneamente).

O processo de ajuste sugerido neste trabalho pode partir de um ajuste global, nesta etapa o erro na produção de óleo, água e gás é medido em todos os poços produtores do campo, o erro na injeção de água é medido em todos os poços injetores, a pressão é medida em todos os poços (injetores e produtores) e o erro no volume/m² é medido em todo campo (todas as regiões). O ajuste global tem por objetivo identificar os poços e as regiões mais críticas e ajustá-las, porém o erro em regiões menores pode não ser captado pelo ajuste global. Caso isso ocorra é necessário fazer um ajuste local nestas regiões e/ou poços e a função-objetivo é calculada somente nesta região ou neste poço específico.

A função-objetivo mede a diferença entre os dados reais (histórico do campo) e os resultados simulados (modelo base). A Figura 3-5 exemplifica, para este trabalho, o cálculo do erro (d = afastamento entre histórico e simulação) para os dados de produção, de injeção e de pressão e a Figura 3-4 exemplifica o cálculo do erro (diferença em cada ponto da malha) para os mapas.

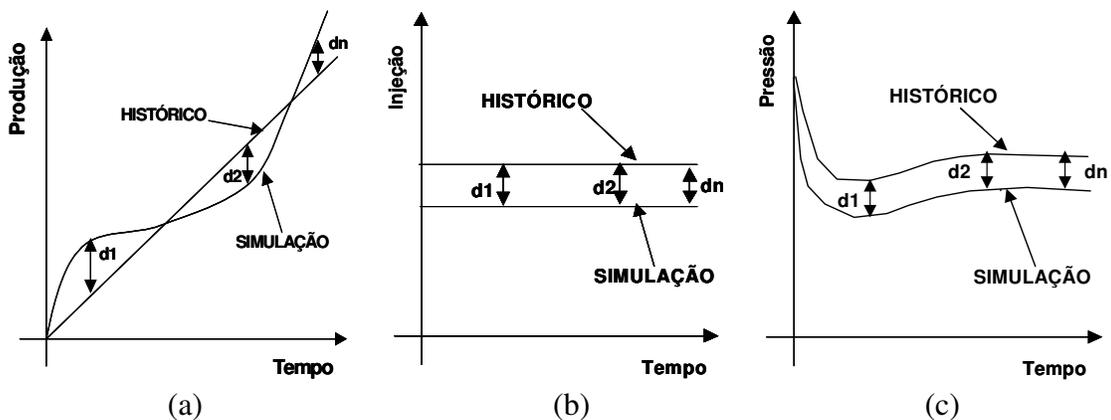


Figura 3-5: Exemplos de cálculo do afastamento medidos entre o modelo de simulação e o histórico do campo: (a) produção de óleo, água e gás (b) injeção (c) pressão.

A Equação 3-3 mostra a forma geral do cálculo da função-objetivo, a Equação 3-4 mostra o cálculo do erro nos poços, a Equação 3-5 mostra o cálculo do erro nos mapas de volume/m² e a Equação 3-6 mostra o cálculo da diferença entre os dados simulados e real.

$$FO_{GERAL} = P_1 \cdot \varepsilon_{PIP} + P_2 \cdot \varepsilon_{MV} \quad 3-3$$

$$\varepsilon_{PIP} = P_1 \cdot \sum_{i=1}^{np} \varepsilon_{Qo_i} + P_2 \cdot \sum_{i=1}^{np} \varepsilon_{Qw_i} + P_3 \cdot \sum_{i=1}^{np} \varepsilon_{Qg_i} + P_4 \cdot \sum_{i=1}^{ni} \varepsilon_{Iw_i} + P_5 \cdot \sum_{i=1}^{np+ni} \varepsilon_{Pri} \quad 3-4$$

$$\varepsilon_{MV} = \sum_{i=1}^{nm} P_i \cdot \sum_{j=1}^{nrc} \varepsilon_{R_j} \quad 3-5$$

$$\varepsilon = \frac{\sum_{i=1}^{zi} (\text{simulado}_i - \text{real}_i)^2}{\sum_{i=1}^{zi} (\text{simulado}_{i_{BASE}} - \text{real}_i)^2} \quad 3-6$$

3.7. Cálculo do Erro

Mapas de Volume: Para o cálculo do erro (diferença) dos mapas foi desenvolvido um algoritmo no MATLAB para comparar imagens, definir as regiões críticas e calcular o erro existente entre elas. Os dados de entrada para o cálculo do erro são as coordenadas “X”, “Y” e o “VALOR” para cada ponto em que é medida a saturação (volume). O simulador fornece um arquivo com as coordenadas e o valor de cada ponto da malha discretizada. Em seguida deve-se definir a discretização, que pode ser diferente ou igual à utilizada na simulação, para gerar a malha 2D, esta malha tem por finalidade padronizar os valores amostrados com os valores simulados e com isso calcular o erro ponto a ponto, como mostra a Figura 3-4. Os novos valores são calculados através do método IQD – Inverso do Quadrado da Distância. A interpolação por meio do inverso do quadrado da distância é baseada na Equação 3-7. A Figura 3-6 mostra um esquema do programa de cálculo do erro dos mapas.

$$X_p = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{d_i^2} \cdot X_i \right)}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{d_i^2} \right)}$$

3-7

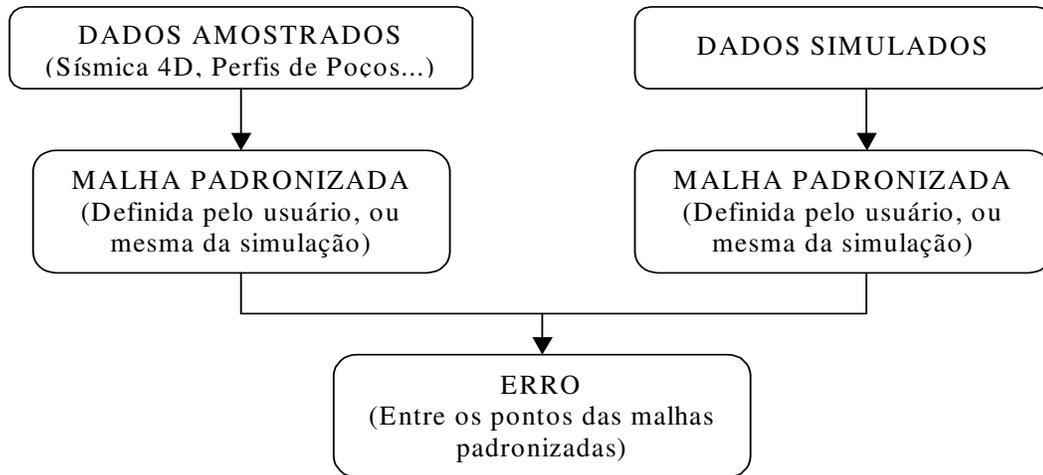


Figura 3-6: Cálculo do erro entre os dados amostrados e simulados.

Dados de Produção: Para o cálculo do erro (afastamento) nos dados de produção, injeção e pressão foram construídas planilhas, utilizando para isso a ferramenta EXCEL.

Minimização da Função-Objetivo: Os mínimos da função-objetivo são calculados utilizando-se as superfícies de respostas geradas pelos planejamentos estatísticos. O critério de minimização utilizado é a busca exaustiva. As variáveis críticas são discretizadas e um algoritmo, desenvolvido em MATLAB, faz uma busca em todos os pontos (combinações) possíveis, informando o mínimo mais próximo de zero e os valores de cada variável em que foi obtido este mínimo. Outras técnicas de minimização encontradas na literatura poderiam ser utilizadas, tais como, métodos de descida, método do gradiente e do gradiente conjugado, métodos dos mínimos quadrados etc. (Sequeira, 2005). Procurando facilitar a implementação do algoritmo, visto que o objetivo do trabalho não é definir o melhor método de minimização, optou-se pela busca exaustiva, calculando-se todas as combinações possíveis.

3.8. Planejamento Estatístico

Todo processo de ajuste é realizado através da metodologia de planejamento estatístico, metodologia que até então não foi utilizada em processos de ajuste de histórico de produção e de mapas de saturação. Com este trabalho objetiva-se verificar também a eficácia desta técnica em ajuste de histórico de campos de petróleo.

3.8.1. Tipo de Planejamento (1): Efeitos

Esta etapa tem o objetivo de calcular os efeitos nas respostas provocadas pelas alterações realizadas no modelo base. A escolha do planejamento depende tanto do número de regiões, quanto do número de variáveis críticas estudadas por região ou global (campo). Os tipos de planejamentos mais adotados para o cálculo dos efeitos são: fatorial fracionário e *Plackett-Burman*.

Definido o tipo de planejamento para o cálculo dos efeitos é necessário montar e simular todos os modelos com as combinações definidas pela matriz do tipo de planejamento escolhido.

Após a simulação é necessário calcular a função-objetivo de cada um dos modelos e só então calcular os efeitos que cada alteração provoca na resposta. Para o cálculo dos efeitos é utilizado o programa *Statistica*. Um exemplo pode ser visto na Figura 3-7.

O tamanho do efeito é definido pelo tamanho das barras, quanto maior for o valor, maior é o efeito. Para que os efeitos sejam considerados estatisticamente significativos devem ser maiores que o nível de significância (p) adotado no planejamento. Por exemplo, se for definido que o nível de confiança é 95%, somente serão considerados como estatisticamente significativos os atributos que tenham efeito maior que o valor calculado para $p=0.05$, definido no gráfico pela linha tracejada.

A direção do efeito ocasionado pela alteração é definido pelo sinal (pode ser negativo ou positivo). Por exemplo, quando se altera o atributo de -1 (pessimista) para +1 (otimista) e o sinal do efeito é positivo, significa que ao passar de -1 para +1 a função-objetivo aumentou e vice-versa.

No exemplo da Figura 3-7, os atributos estatisticamente significativos, a 95% de confiança, são PERMX3, PERMY3, PERMX1, PERMY4 (valores acima da linha do $p=0.05$). Sendo que os atributos PERMX3, PERMY3, PERMY4 apresentaram efeito positivo, ou seja, a FO aumentou com os valores otimistas (+1), caso o objetivo seja minimizar a FO, no próximo planejamento as faixas dos atributos serão alteradas em direção aos valores pessimistas (-1). O tamanho da alteração da faixa será definida pelo tamanho da barra, quanto maior a barra, maior o deslocamento da faixa do atributo. Para o atributo PERMX1 o procedimento é inverso (efeito negativo), ou seja, para minimizar a FO, a faixa do atributo deve ser deslocada em direção ao valor otimista (+1).

Após a análise dos efeitos de cada atributo é necessário definir quais as variáveis que são estatisticamente significativas, ou seja, quais alterações apresentaram algum impacto que deva ser considerado na resposta. As variáveis que não são estatisticamente significativas podem ter seus valores fixados ou serem agrupadas a outras variáveis que apresentaram comportamento semelhante (mesma faixa de estudo), com isso o número de variáveis críticas vai diminuindo, já que o processo pode ser repetido novamente.

As faixas das variáveis críticas devem ser redefinidas, até que seja viável, devido ao número de variáveis críticas, a execução de um planejamento completo e a obtenção da superfície de resposta.

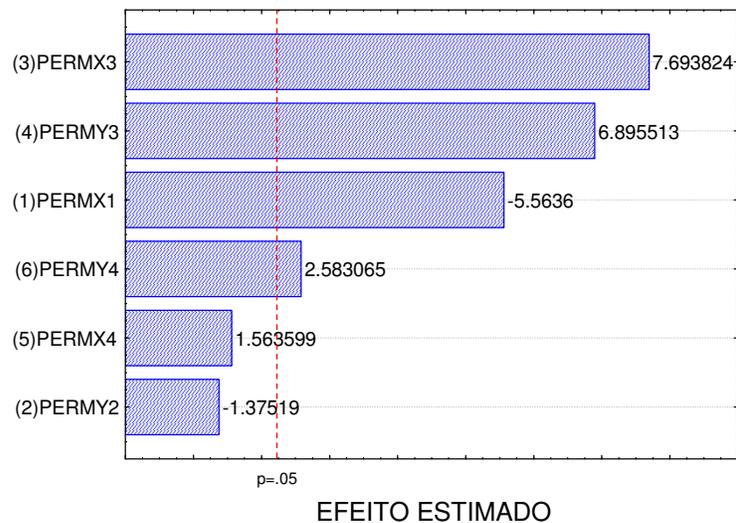


Figura 3-7: Exemplo do cálculo dos efeitos.

3.8.2. Tipo de Planejamento (2): Superfície de Resposta - SR

Esta etapa tem por objetivo a obtenção da superfície de resposta, um exemplo pode ser observado na Equação 3-8, que irá representar o comportamento das variáveis críticas dentro da faixa estudada. No presente trabalho, a faixa com valores reais é convertida para valores codificados, pois os valores codificados é que são utilizados na matriz do planejamento para gerar a superfície de resposta.

A escolha do planejamento depende tanto do número de variáveis críticas, quanto da sua discretização. Os tipos de planejamento mais adotados para a obtenção da superfície de resposta são: *fatorial completo* (3 níveis – SR linear e 5 níveis – SR quadrática) e *Box-Behnken* (3 níveis - SR quadrática). Risso et al (2006) aplicaram vários tipos de planejamentos em estudos de análise de risco de campos de petróleo e concluíram que o melhor tipo de superfície de resposta (a que melhor se adapta às características de reservatórios de petróleo) é a quadrática, por isso neste trabalho não são utilizadas SR lineares, somente quadráticas.

Definido o tipo de planejamento para a obtenção da superfície de resposta é necessário montar e simular todos os modelos com as combinações definidas pela matriz do tipo de planejamento escolhido.

Após a simulação é necessário calcular a função-objetivo de cada um dos modelos e só então construir a superfície de resposta, utilizando para isso o programa *Statistica*, a qual deve ser validada estatisticamente através da análise de variância (teste de F).

Os valores que minimizam a função objetivo (encontrar as melhores combinações dos atributos críticos) podem ser obtidos de suas maneiras: (1) definidos visualmente através da superfície de resposta e/ou através das curvas de contorno, um exemplo pode ser observado na Figura 3-8; (2) calcular os mínimos usando a superfície de resposta, um exemplo de SR pode ser observado na Equação 3-8.

Caso o erro encontrado, após a identificação dos mínimos da função, ainda seja muito alto (maior que a tolerância permitida), é necessário redefinir as faixas de cada variável (o deslocamento das faixas é feito através da análise das SR e das curvas de contorno). Um novo processo de ajuste (planejamento completo) é repetido até que não seja mais possível reduzir o erro, quando é encontrado uma região de mínimo.

Quando isso ocorrer, se o erro for menor que a tolerância o processo termina, caso contrário é necessário redefinir as regiões críticas do estudo, calculando novamente o mapa de erro, pois provavelmente existem algumas regiões que foram definidas incorretamente, porém agora o processo parte de um modelo muito mais confiável do que o modelo base, terminando quando o erro for menor que a tolerância mínima exigida.

$$\begin{aligned} ERRO = & 0,23055 - 0,07872 \cdot permx_1 + 0,10968 \cdot permx_1^2 + 0,02560 \cdot permx_2 \\ & + 0,36156 \cdot permx_2^2 - 0,12952 \cdot permx_1 \cdot permx_2 \end{aligned} \quad 3-8$$

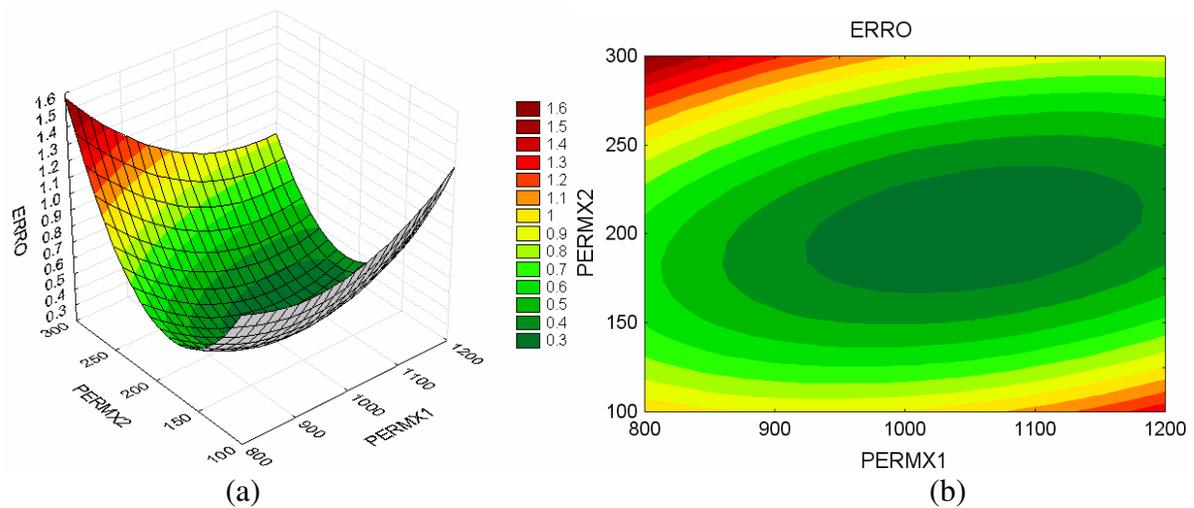


Figura 3-8: Exemplo: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.³

3.9. Previsão do Comportamento do Reservatório

Para concluir o processo de ajuste deve se montar o modelo final (ajustado) e fazer a previsão do comportamento do campo. Nesta etapa é gerado um novo modelo do reservatório, onde são implementadas todas as alterações feitas durante o ajuste do modelo. A estratégia de recuperação utilizada no processo de previsão é manter as condições de operações dos poços do final do período de ajuste, ou seja, manter a pressão constante dos poços injetores e produtores e continuar com o mesmo esquema de completação dos poços ao longo do tempo.

3.10. Aplicação da Metodologia

Após os testes com o modelo sintético para desenvolvimento da metodologia, aplica-se os passos sugeridos ao ajuste de um campo com características de um campo real para avaliar as dificuldades encontradas em problemas mais próximos da realidade.

³ A superfície de resposta e as curvas de contorno são aproximações dos pontos que foram amostrados e tem por objetivo facilitar a visualização da faixa ótima ou da direção em que ela se encontra. Por isso pode-se encontrar nos extremos das faixas estudadas regiões que tenham comportamento diferente dos valores amostrados, ou muito alto ou muito baixo, inclusive valores negativos, mesmo que os valores amostrados sejam todos positivos.

Capítulo 4 – Aplicações

Os modelos utilizados ao longo do trabalho estão descritos a seguir.

4.1. Caso 1: Modelo Sintético

O reservatório escolhido para desenvolver a metodologia é um modelo do tipo “*five-spot*”, com 5 poços, sendo 4 produtores e 1 injetor. Levou-se em conta o fato deste tipo de modelo ser bastante conhecido, principalmente o comportamento das linhas de fluxo. A partir deste modelo sintético foram gerados os históricos de produção de óleo e água dos poços produtores, da injeção de água do poço injetor e a pressão dos poços.

O modelo é bidimensional (bifásico), inicialmente saturado com 100% de óleo, com porosidade constante de 20%, permeabilidade vertical de 60 mD e permeabilidade horizontal de 200 mD, tendo um canal de fluxo de 1000 mD e duas barreiras.

4.1.1. Propriedades dos Fluidos

A Figura 4-1 mostra as curvas utilizadas no simulador para B_o (Fator de volume de formação do óleo), B_g (Fator de volume de formação do gás), R_s (Solubilidade do gás no óleo), Visc. Gás (Viscosidade do Gás) e Visc. Óleo (Viscosidade do óleo) para os fluidos existentes no reservatório.

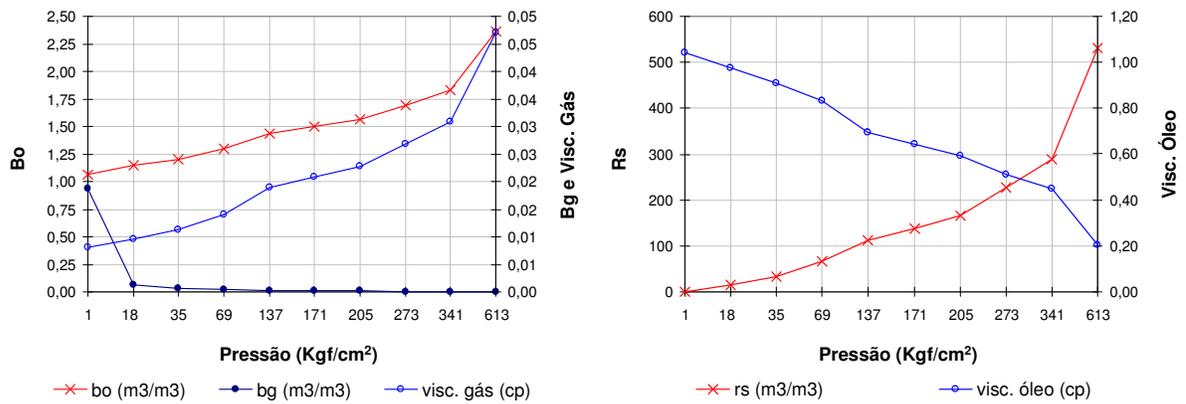


Figura 4-1: Curvas de PVT utilizadas nas simulações – modelo sintético.

4.1.2. Propriedades Rocha-Fluido

A Figura 4-2 mostra os gráficos de $K_{rw} \times S_w$, $K_{row} \times S_w$.

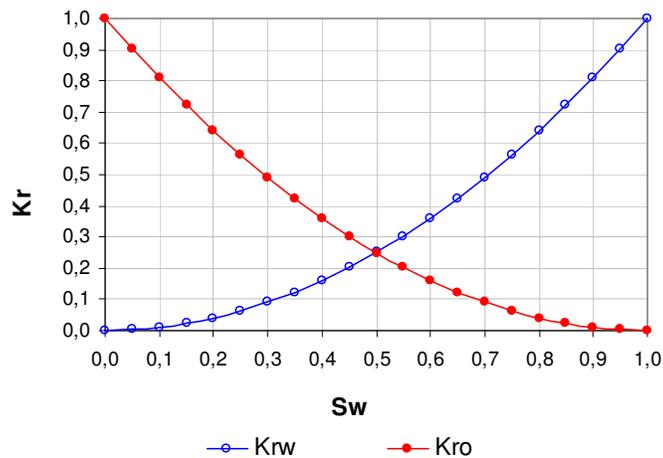


Figura 4-2: Curvas de permeabilidades relativas utilizadas nas simulações – modelo sintético.

4.1.3. Modelo de Simulação do Reservatório Sintético

Foi construído um modelo numérico do reservatório, como mostra a Figura 4-3, composto por 45 linhas e 45 colunas com blocos de 40 x 40 m (2025 blocos). O modelo de escoamento utilizado foi o “Black-Oil”. A densidade do óleo foi considerada igual a 800 kg/m³. A pressão de referência utilizada foi de 9807 kPa a uma cota de -1000 m. O simulador utilizado é o IMEX da CMG (*Computer Modelling Group, 2005*).

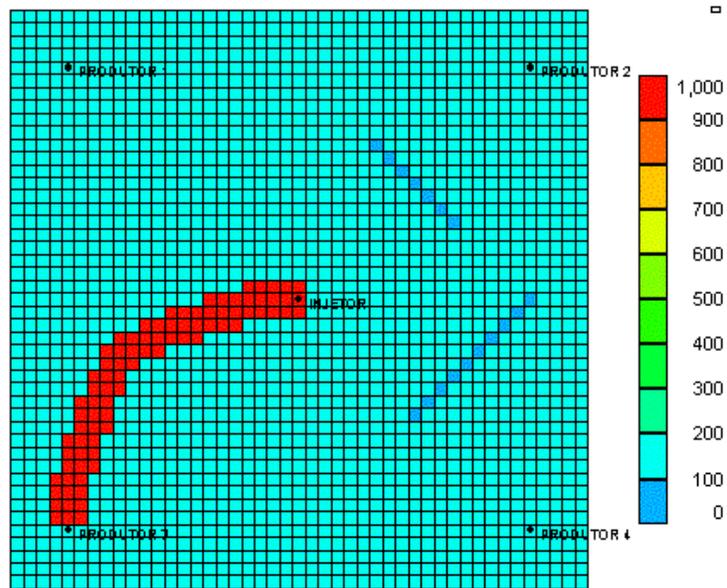


Figura 4-3: Modelo 2D do reservatório: mapa de permeabilidade absoluta.

4.1.4. Ajuste do Reservatório

O ajuste parte inicialmente de um modelo base. Os atributos incertos considerados no processo de ajuste são as permeabilidades horizontais na direção “x” e “y”. O modelo inicial possui uma permeabilidade constante, que foi considerada como sendo 500 mD que é a permeabilidade média encontrada no campo, como mostra a Figura 4-4.

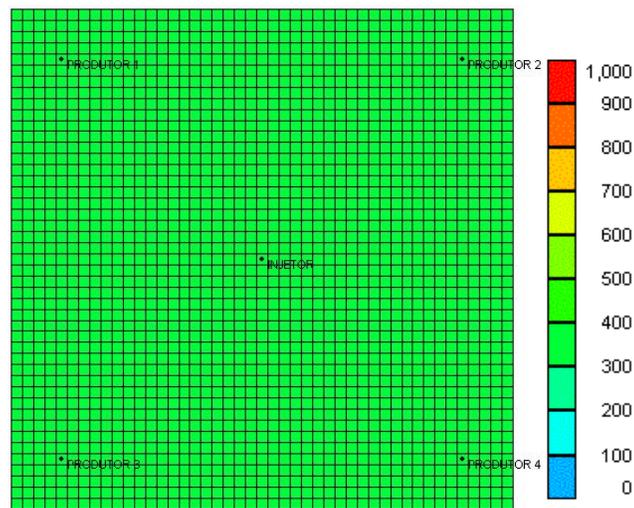


Figura 4-4: Mapa de permeabilidade absoluta do modelo base.

O Caso 1 é dividido em três estudos principais, que são:

- 1) Aplicação da Metodologia de Planejamento Estatístico;
- 2) Ajuste de Mapas de Saturação;
- 3) Integração do Ajuste de Histórico com o Ajuste de Mapas de Saturação.

Aplicação da Metodologia de Planejamento Estatístico

Devido à inexistência de trabalhos utilizando a metodologia do planejamento estatístico no processo de ajuste de histórico, o que causa dúvidas a respeito da sua eficácia, é necessário inicialmente validar esta metodologia. Por isso, nesta etapa, são ajustados somente os dados de produção, visto que este procedimento já é conhecido. A Figura 4-5 apresenta um esquema sequencial desta etapa do trabalho.

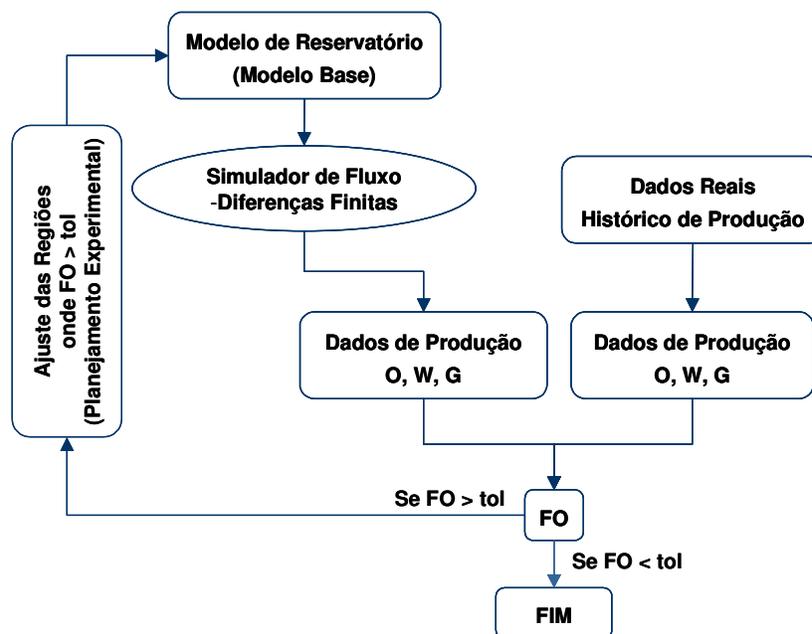


Figura 4-5: Esquema do ajuste de histórico utilizando o planejamento estatístico.

Caso a função-objetivo em estudo (erro) seja maior que uma tolerância adotada ou até que não seja mais possível obter resultados melhores o modelo base é alterado e simulado novamente. Essas alterações serão feitas levando-se sempre em consideração a metodologia do planejamento estatístico.

Para a aplicação do planejamento estatístico é considerado um histórico de 12 anos (Figura 4-6) para o ajuste de produção; este período foi escolhido porque nesta data dois poços já produzem água e a informação da produção de água é importante no processo de ajuste tradicional. O comportamento da produção de óleo e da água e da injeção de água do histórico e do modelo base, para este período, podem ser observados na Figura 4-7.



Figura 4-6: Período de ajuste de histórico do campo.

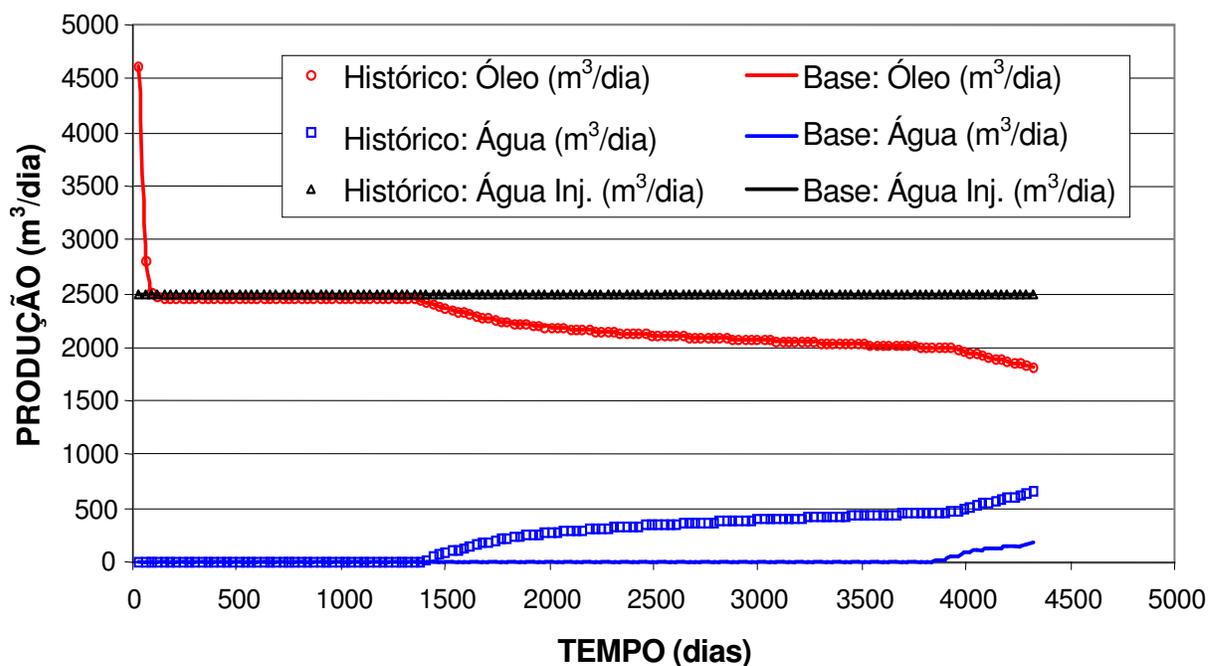


Figura 4-7: Dados de produção do histórico e do modelo base - 12 anos.

Analisando-se os dados de produção é possível observar que a produção de óleo e a injeção de água do modelo base são iguais ao histórico, porém a produção de água do modelo base começa muito mais tarde do que o histórico. O ajuste é local, ou seja, a produção de água é ajustada em cada poço produtor e as alterações na permeabilidade são feitas na região de drenagem de cada poço produtor, definido pelo mapa de linhas de fluxo, como mostra a Figura 4-8.

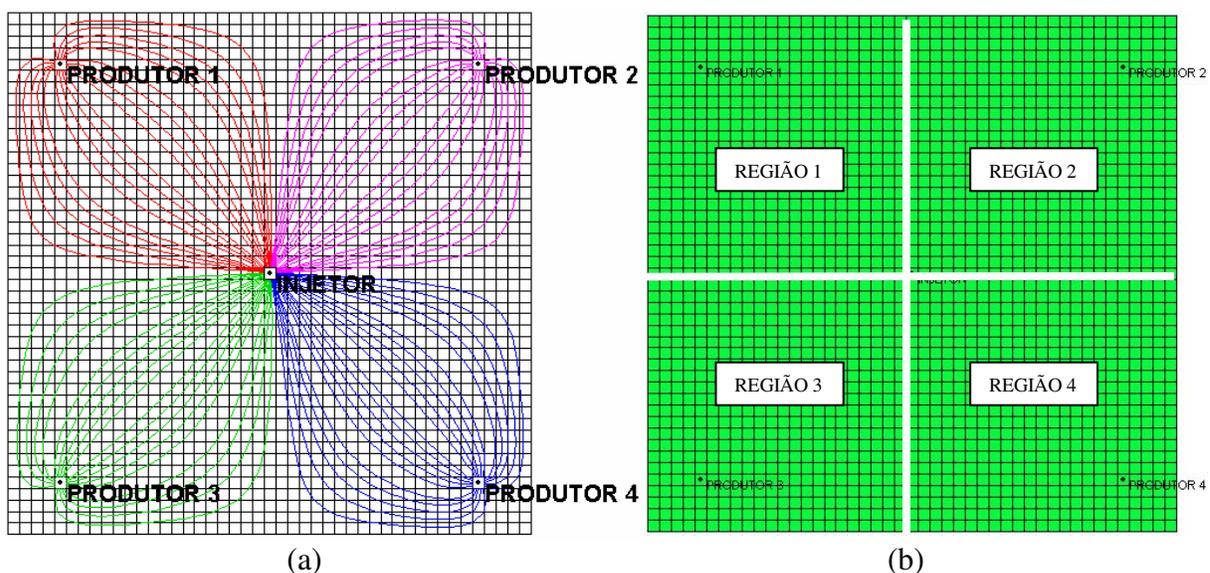


Figura 4-8: Modelo base: (a) linhas de fluxo (b) regiões críticas.

Neste caso foram estudadas 2 variáveis por região (permeabilidade na direção x e na direção y), num total de 8. Foram analisadas também 4 funções-objetivos como resposta, uma para cada região: Erro na produção de água para o poço 1 (ϵ_{Qw1}), 2 (ϵ_{Qw2}), 3 (ϵ_{Qw3}) e 4 (ϵ_{Qw4}).

Ajuste de Mapas de Saturação

Para o desenvolvimento da metodologia de ajuste de mapas são considerados somente os dados de saturação como informação adicional (os dados de produção e de pressão são desconsiderados). Nesta etapa procura-se validar também a metodologia do planejamento estatístico para ajuste de mapas. A Figura 4-9 apresenta um esquema seqüencial desta etapa.

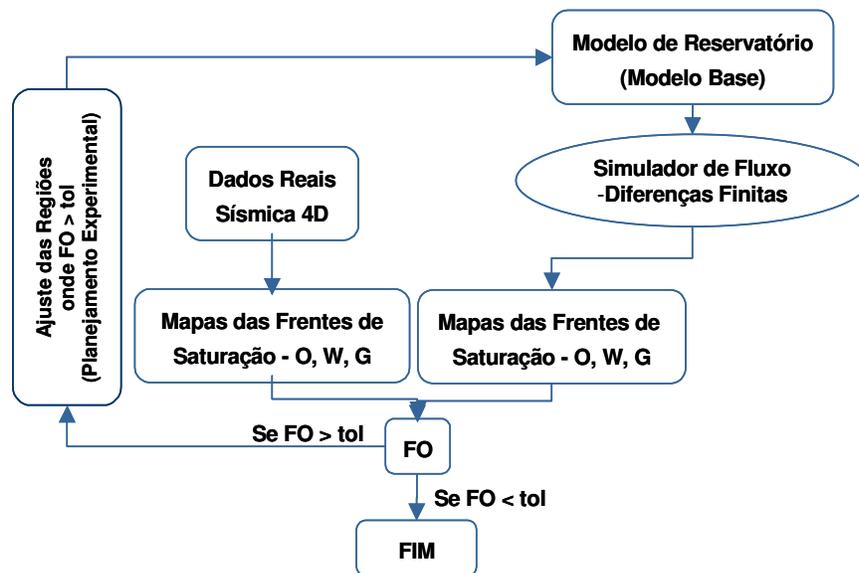


Figura 4-9: Esquema do ajuste de mapas utilizando o planejamento estatístico.

Caso a função-objetivo em estudo (erro) seja maior que uma tolerância adotada ou até que não seja mais possível obter resultados melhores o modelo base é alterado e simulado novamente. Essas alterações serão feitas levando-se sempre em consideração a metodologia do planejamento estatístico.

A segunda etapa do trabalho propõe ajustar o modelo do campo considerando somente as informações dos mapas de saturação. Nesta etapa, o histórico de produção é desconsiderado. O mapa de saturação é obtido aos 4 anos de produção do campo (Figura 4-10), os quais podem ser observados na Figura 4-11, esta data foi escolhida porque neste período os poços ainda não produzem água, ou seja, existem poucas informações para se fazer o ajuste de produção, tornando-o menos confiável e com a obtenção do mapa de saturação, novas informações serão incorporadas ao processo.

O modelo sintético possui a porosidade e a espessura constantes (o que torna o volume dependente somente da saturação), por isso, o processo de ajuste considera somente o mapa de saturação e não o volume por unidade de área.

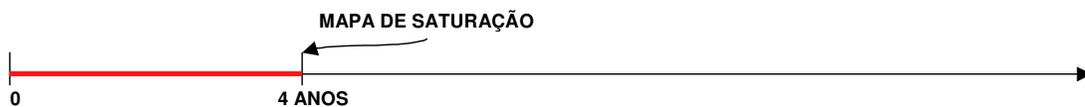


Figura 4-10: Época da obtenção do mapa de saturação.

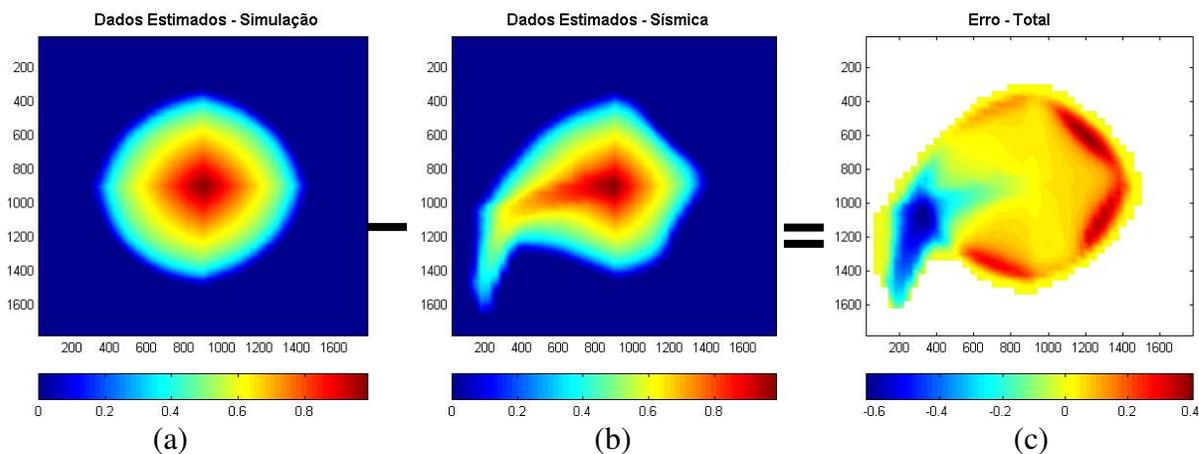


Figura 4-11: Mapas de saturação de água: (a) modelo base (b) modelo sintético (c) erro.

O mapa de erro indica o local onde as diferenças na saturação de água são maiores e são nestas regiões que o processo de ajuste é focado, ou seja, a permeabilidade é alterada nestas regiões ou próximas a elas, procurando assim reduzir o erro entre os mapas. Porém o mapa de erro mostra o erro atual na saturação e não a sua evolução no tempo, por isso, para saber de onde vem ou de onde deveria vir a água (por exemplo, do poço injetor) é utilizado também o mapa de linhas de fluxo, como mostra a Figura 4-12. Logicamente, como o mapa de linhas de fluxo está baseado no caso base, se este estiver errado, as linhas de fluxo também têm erros mas no decorrer do processo, com a diminuição dos erros, as linhas de fluxo representarão melhor o reservatório.

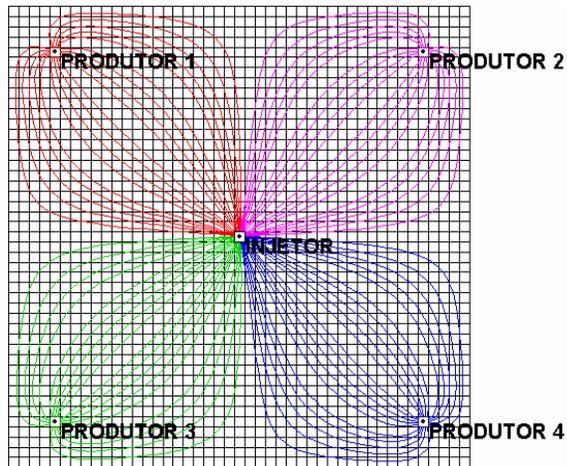


Figura 4-12: Mapas de linhas de fluxo para o modelo base.

Considerando o mapa de erro (4 anos) e as linhas de fluxo, o modelo base é dividido em 4 regiões, conforme mostra a Figura 4-13, caso o mapa de saturação seja gerado em outra data, as saturações serão diferentes, acarretando mudanças na definição das regiões críticas (regiões diferentes). O ajuste é local, ou seja, as alterações na permeabilidade e o cálculo do erro, estão restritos a cada uma destas regiões.

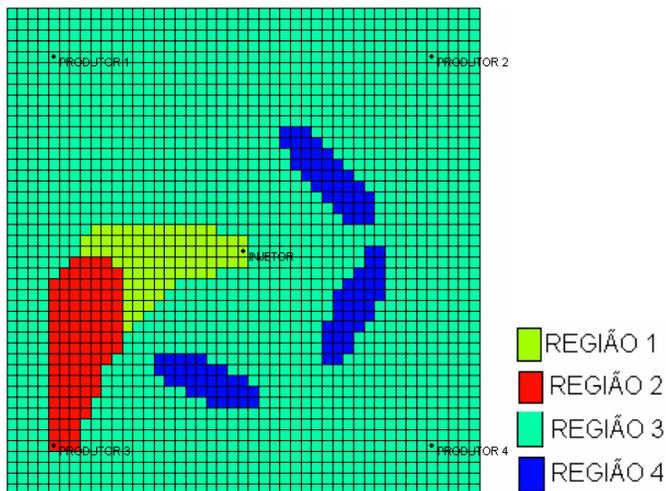


Figura 4-13: Divisão do modelo base em regiões.

Neste caso foram estudadas 2 variáveis por região (permeabilidade na direção “x” e na direção “y”), num total de 8. Foram analisadas 4 funções-objetivos como resposta, uma para cada região: Erro na saturação de água em cada uma das regiões.

A Região 2 corresponde à área onde o erro foi negativo (região azul no mapa de erro), ou seja, é a região em que a frente de saturação deveria estar mais avançada. Provavelmente é uma região de alta permeabilidade ou canal. A Região 1 corresponde à área entre a região de maior erro negativo (região azul no mapa de erro) e o poço injetor, pois é preciso saber como é o comportamento da permeabilidade e qual o caminho percorrido pela água para chegar à Região 2. A Região 4 corresponde à área onde o erro foi positivo (região vermelha no mapa de erro), ou seja, é a região em que a frente de saturação está muito avançada. Provavelmente é uma região de baixa permeabilidade ou barreira. A Região 3 corresponde à área onde o erro foi menor (região amarela no mapa de erro), porém esta região foi incluída no ajuste porque o modelo é totalmente desconhecido. A permeabilidade média do reservatório (não foram utilizados os valores dos poços para gerar o modelo base) é desconhecida, por isso esta região foi extrapolada para o restante do campo (região branca do mapa de erro), já que esta área é predominante, existe uma maior probabilidade do restante do campo ter o mesmo comportamento desta área.

Para facilitar a análise e reduzir o número de variáveis, algumas regiões com mesmo erro na saturação podem ser agrupadas, outras podem ser definidas individualmente.

O agrupamento das variáveis que não são estatisticamente significativas também é possível e com isso definir o valor exato da permeabilidade de cada região, o qual pode ser feito entre as regiões que apresentarem a mesma faixa de permeabilidade, mas não recomenda-se que a permeabilidade destas variáveis seja fixada, pois como o modelo é totalmente incerto, o valor fixado pode estar incorreto (fora da permeabilidade média do reservatório).

Integração do Ajuste de Histórico com o Ajuste de Mapas de Saturação

Esta fase tem por objetivo desenvolver uma metodologia que possibilite combinar no processo de ajuste os dados de produção, de injeção, de pressão e os mapas de saturação (volume). Procura-se validar também a metodologia do planejamento estatístico nesta etapa. A Figura 4-14 apresenta um esquema seqüencial da terceira etapa.

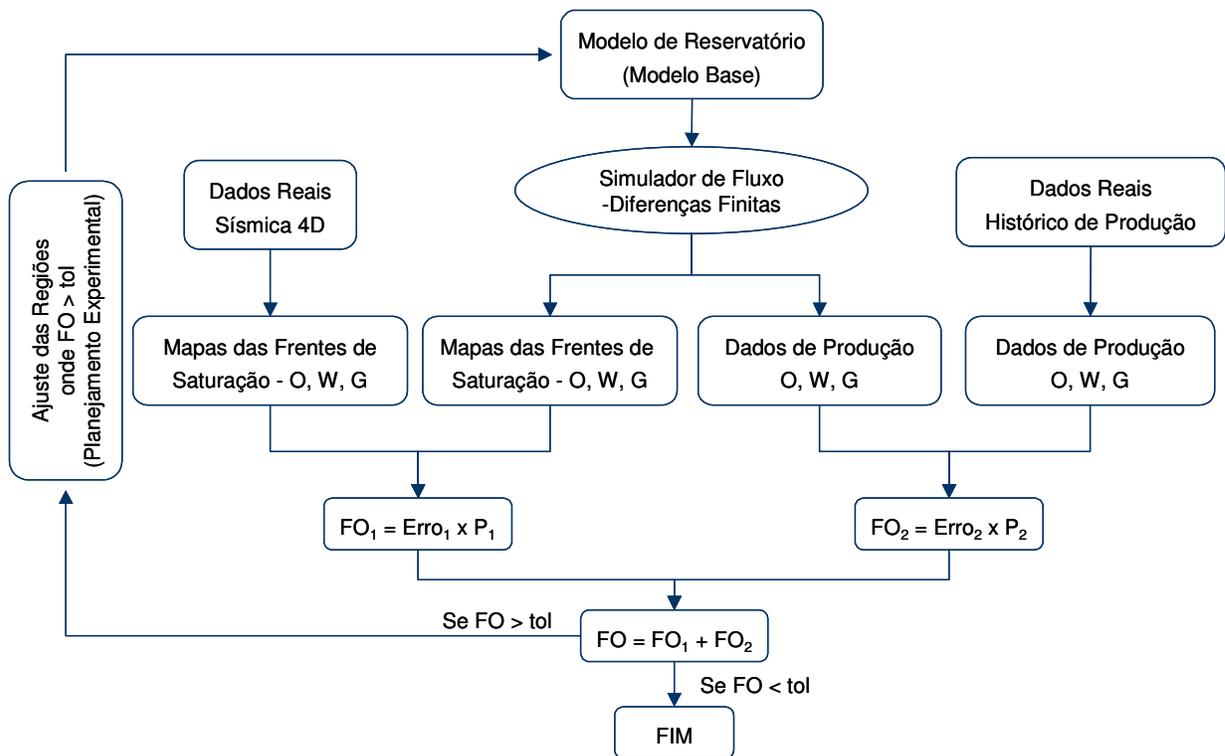


Figura 4-14: Esquema de ajuste combinando os dados de produção com os mapas.

O processo de ajuste é realizado em 4 etapas:

- 1) A primeira etapa considera que o campo é desenvolvido durante 4 anos e durante este período a única informação disponível para o ajuste são os dados do histórico de produção;
- 2) A segunda etapa considera que após este período de 4 anos é obtido um mapa de saturação do campo e esta informação é adicionada ao histórico no processo de ajuste;
- 3) A terceira etapa considera que se passam mais 8 anos (total de 12 anos) e durante este período se obtém mais informação do histórico do campo que é adicionada ao histórico e ao mapa de saturação dos primeiros 4 anos;
- 4) A quarta etapa considera que aos 12 anos é obtido mais um mapa de saturação, somando-se esta informação ao primeiro mapa e aos 12 anos de histórico de produção do campo.

Nesta fase de integração do histórico com os mapas a função-objetivo é medida globalmente (somatório dos erros) e não localmente como realizado anteriormente. O modelo sintético é 2D, por isso o processo de ajuste considera somente o mapa de saturação e não o volume por unidade de área.

Etapa 1: Histórico de Produção e Pressão: 0 a 4 anos

O processo de ajuste do campo (Figura 4-15) começa com o ajuste dos dados de produção, a água ainda não chegou nos poços produtores aos 4 anos de histórico. A produção de óleo é dado de entrada no simulador, por isso, nesta etapa somente a pressão do campo é ajustada.



Figura 4-15: Período de ajuste de histórico do campo.

A pressão é ajustada nos 5 poços (4 produtores e 1 injetor) e as alterações na permeabilidade são feitas na região de influência de cada poço, como mostra a Figura 4-16.

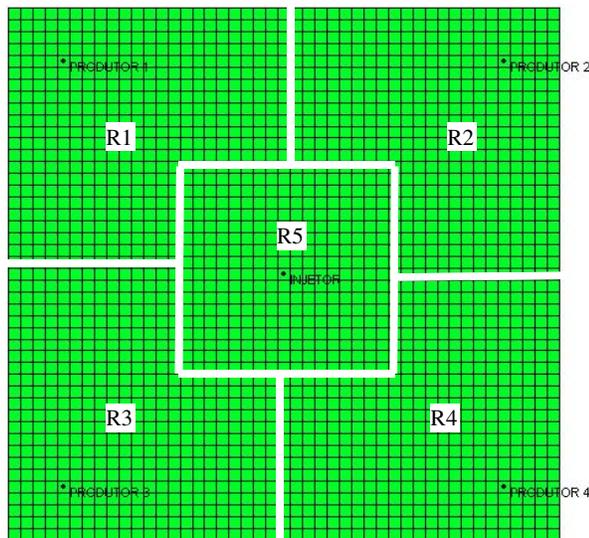


Figura 4-16: Regiões alteradas na Etapa 1.

Etapa 2: Mapa de Saturação: 4 anos

O processo de ajuste do campo (Figura 4-17) considera a obtenção de um mapa de saturação aos 4 anos de produção do campo, a água ainda não chegou nos poços produtores e a produção de óleo é dado de entrada no simulador, por isso, a pressão dos poços e o mapa de saturação são ajustados nesta etapa.

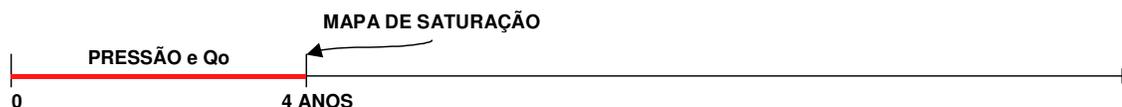


Figura 4-17: Período do ajuste de histórico do campo incluindo o mapa de saturação.

As alterações na permeabilidade são feitas nas regiões definidas pelo mapa de erro (Figura 4-11), definido pela diferença entre o mapa de saturação do modelo base e o modelo sintético. Nesta fase são analisadas também as regiões que ligam a região crítica ao poço injetor, com isso é possível definir se estas regiões são também regiões críticas ou não.

A função-objetivo (erro na pressão e na saturação de água) continua sendo medida globalmente, ou seja, para a pressão é o somatório dos 5 poços e para a saturação de água é o somatório das 5 regiões de influência de cada poço, como mostra a Figura 4-16. No cálculo da função-objetivo, o peso⁴ é definido como sendo 50% para a pressão e 50% para a saturação de água.

Etapa 3 - Histórico de Produção e Pressão: 4 a 12 anos

O processo de ajuste do campo (Figura 4-18) considera o histórico da produção de água

⁴ Os pesos são definidos pelo engenheiro de reservatórios. Para esta definição são consideradas todas as informações disponíveis (geologia, geofísica, engenharia etc.), bem como a confiabilidade destas informações e também a qualidade dos resultados simulados comparados com os observados.

e da pressão para um período de 12 anos e a obtenção de um mapa de saturação aos 4 anos de produção do campo.

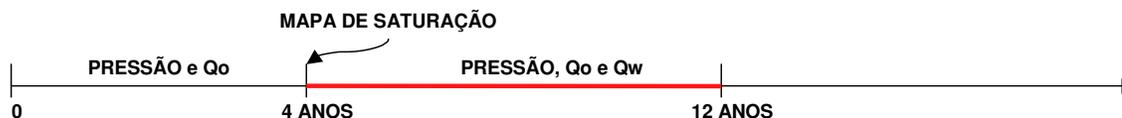


Figura 4-18: Período do ajuste de histórico do campo, mais o mapa de saturação.

As alterações na permeabilidade também são feitas nas regiões definidas pelo mapa de erro. A função-objetivo (erro na pressão, na produção de água e na saturação de água) é calculada também nas cinco regiões definidas anteriormente, ou seja, em cada poço, no caso de pressão e produção de água e na região de cada poço, no caso da saturação de água, porém agora é analisada uma única função-objetivo (erro global), que é o somatório do erro nas 5 regiões. A pressão e a produção de água tem peso de 25% cada uma e a saturação tem peso de 50%.

Etapa 4 - Mapa de Saturação: 12 anos

O processo de ajuste do campo (Figura 4-19) considera a obtenção de um novo mapa de saturação aos 12 anos de produção do campo. As respostas ajustadas são a pressão dos poços, a produção de água e os mapas de saturação.

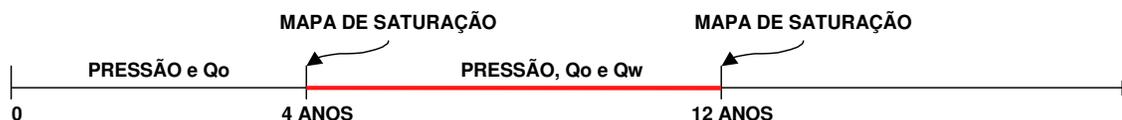


Figura 4-19: Período do ajuste de histórico do campo, mais o mapa de saturação.

As alterações na permeabilidade são feitas nas regiões definidas pelo mapa de erro. A função-objetivo (erro na pressão, na produção de água e na saturação de água) continua sendo medida nas cinco regiões definidas anteriormente, ou seja, em cada poço, no caso de pressão e produção de água e na região de cada poço, no caso da saturação de água, porém é analisada

uma única função-objetivo (erro global), que é o somatório do erro nas 5 regiões. A pressão e a produção de água tem peso de 25% cada uma e a saturação tem peso 50%.

4.2. Caso 2 – Modelo Real – Campo de Namorado Modificado

A escolha do reservatório, para aplicar a metodologia, levou em conta o fato deste ser bastante conhecido. O reservatório se situa em um campo na plataforma continental do Rio de Janeiro, Bacia de Campos, em lâmina d'água de 110 a 250 m, a 80 km da costa. A descoberta deu-se em novembro de 1975 e o volume de óleo inicial do reservatório foi estimado em 108 milhões de m³.

As principais estruturas que delimitam o reservatório foram mapeadas a partir de nove seções sísmicas e de informações de outros 46 poços perfurados no reservatório, mostrado na Figura 4-20. A falha que limita os Blocos 2 e 3 do reservatório pode ser observada na Figura 4-21.

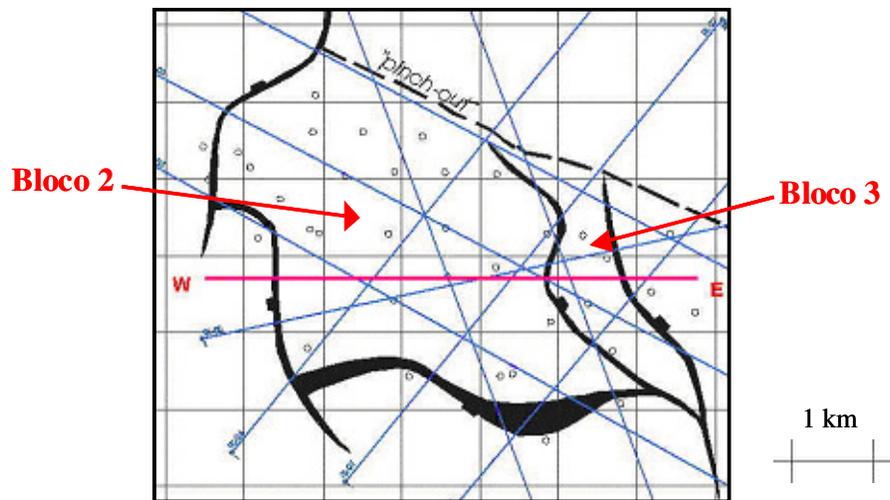


Figura 4-20: Mapa base com os poços, linhas sísmicas e arcabouço estrutural do reservatório.

4.2.1. Caracterização do Reservatório

Contatos entre Fluidos

Os perfis mostram um contato gás/óleo, a -2950 m e três contatos óleo/água distintos no reservatório: um a -3100 m, encontrado nos blocos 1 e 2; outro a -3150 m, no bloco 3 e o último a -3190 m, no Bloco 4, conforme mostra a Figura 4-21.

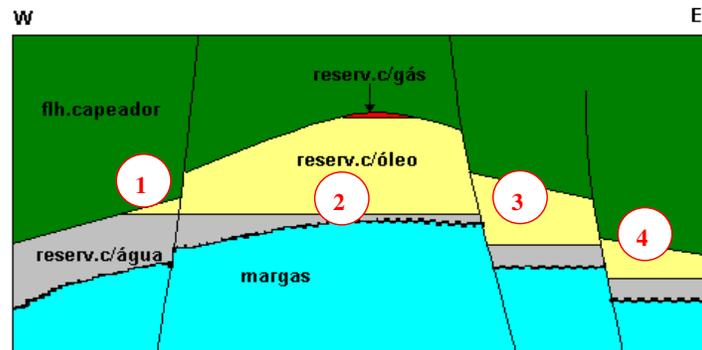


Figura 4-21: Seção esquemática do reservatório.

Propriedades das Rochas

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

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

Propriedades dos Fluidos

A Figura 4-22 mostra as curvas utilizadas no simulador para B_o (Fator de volume de formação do óleo), B_g (Fator de volume de formação do gás), R_s (Solubilidade do gás no óleo), Visc. Gás (Viscosidade do Gás) e Visc. Óleo (Viscosidade do óleo) para os fluidos existentes no reservatório.

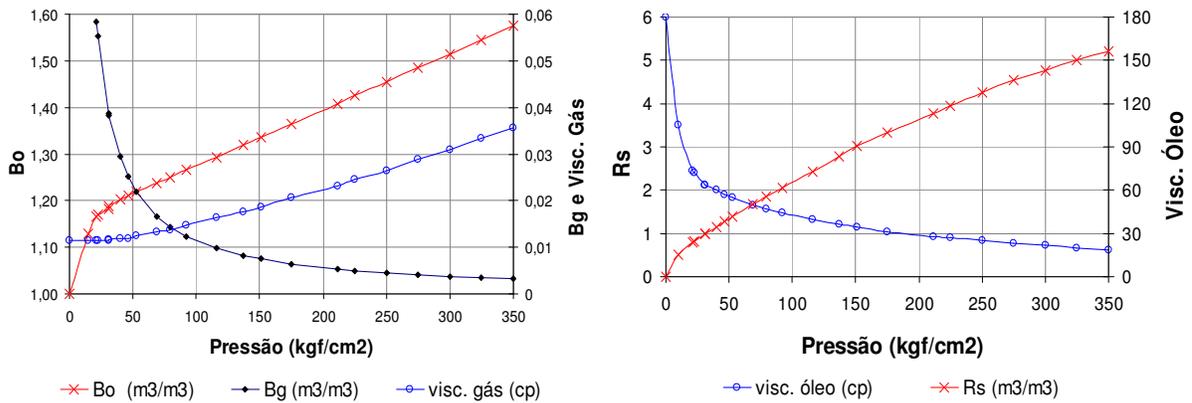


Figura 4-22: Curvas de PVT utilizadas nas simulações – modelo real.

Propriedades Rocha-Fluido

A Figura 4-23 mostra a curva de pressão capilar adotada nas simulações.

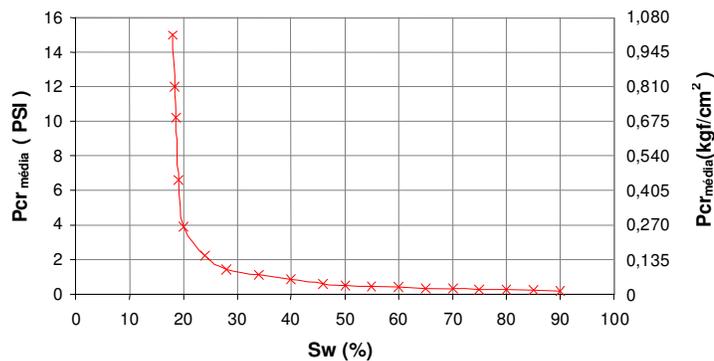


Figura 4-23: Curva de pressão capilar.

A Figura 4-24 mostra os gráficos de $K_{rw} \times S_w$, $K_{row} \times S_w$, $K_{rg} \times S_g$ e $K_{rog} \times S_g$.

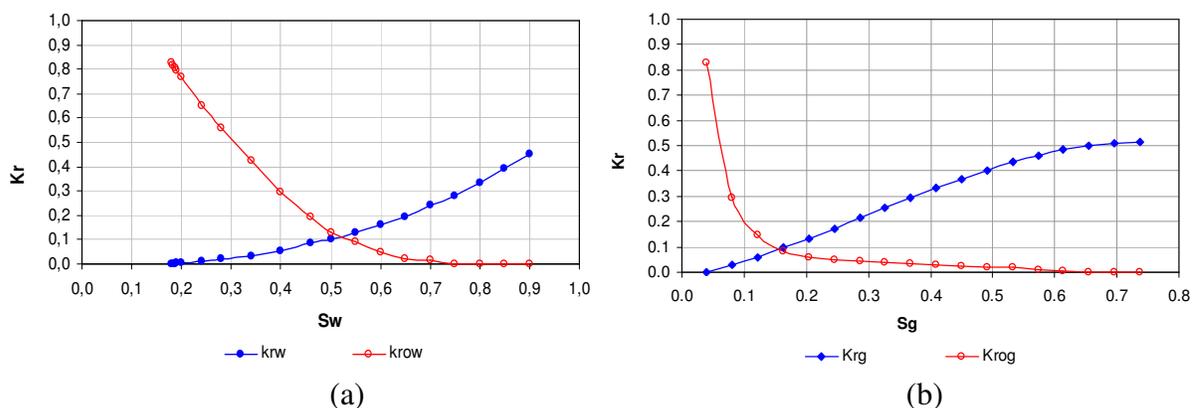


Figura 4-24: Curvas de permeabilidades relativas usadas nas simulações: (a) água (b) gás.

4.2.2. Modelo de Simulação do Reservatório Real

Foi construído um modelo tridimensional do reservatório, como mostra a Figura 4-25, composto por 6 camadas, 52 linhas e 30 colunas com blocos de 150 x 150 m (9360 blocos). A espessura dos blocos foi variável, tendo sido gerada através da interpolação geoestatística dos mapas geológicos. Os mapas gerados foram: espessura, topo, porosidade, espessura porosa, permeabilidade vertical e horizontal. O modelo de escoamento utilizado foi o “*Black-Oil*”. A densidade do óleo foi considerada igual a 887 kg/m^3 . A pressão de bolha foi adotada como sendo igual a $211,41 \text{ kgf/cm}^2$. A pressão de referência utilizada foi de 322 kgf/cm^2 a uma cota de -3041 m . O simulador utilizado é o IMEX da CMG (*Computer Modelling Group, 2005*).

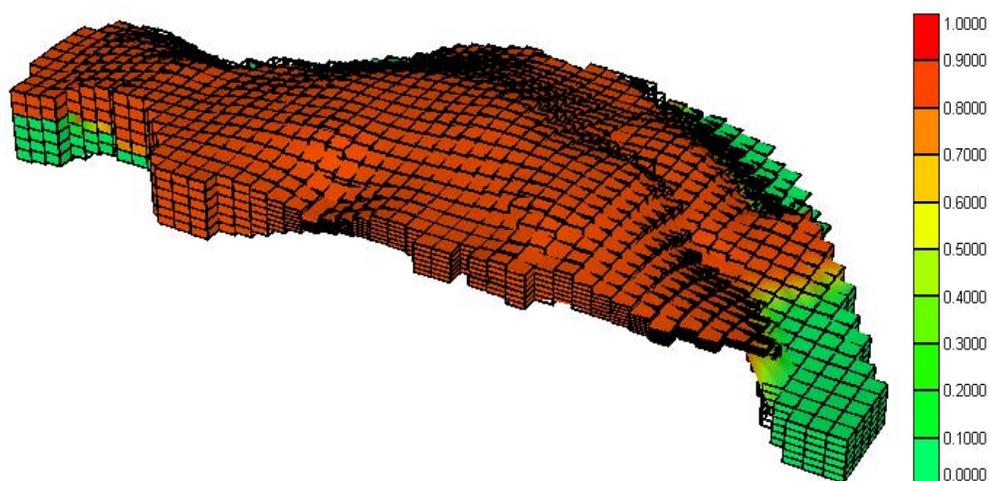


Figura 4-25: Modelo geológico 3D do reservatório: mapa de saturação de óleo.

A Figura 4-26 mostra os mapas de permeabilidade horizontal do modelo real modificado. A parte superior é composta pelas Camadas 1, 2 e 3 e a parte inferior é composta pelas Camadas 4, 5 e 6. O modelo original é bastante homogêneo e para a validação foram feitas algumas modificações para tornar o modelo mais heterogêneo, foram incluídos alguns canais preferenciais de fluxo e algumas barreiras.

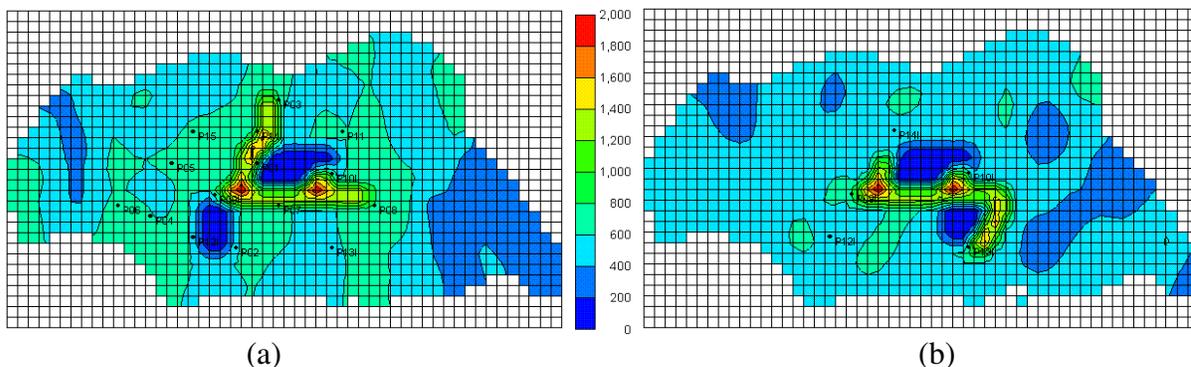


Figura 4-26: Mapa de permeabilidade horizontal do modelo real: (a) parte superior (b) parte inferior.

A Figura 4-27 mostra os mapas de permeabilidade vertical do modelo real modificado.

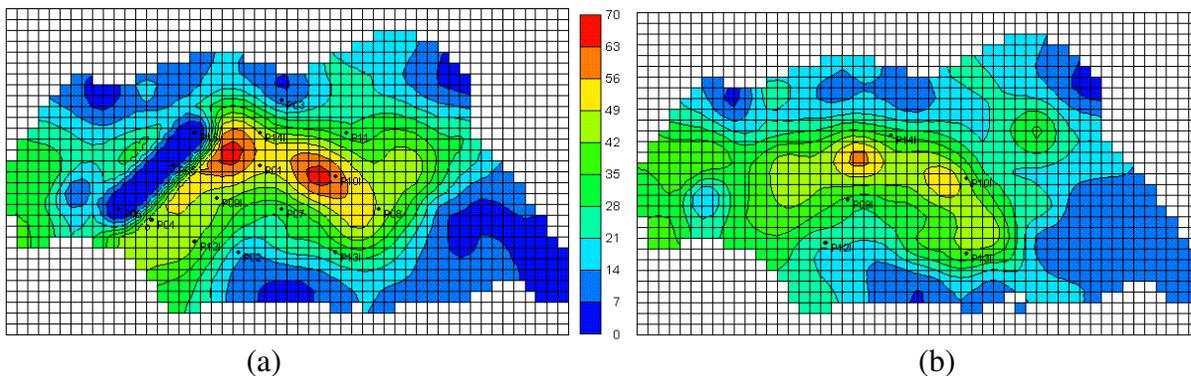


Figura 4-27: Mapa de permeabilidade vertical do modelo real: (a) parte superior (b) parte inferior.

4.2.3. Ajuste do Reservatório

Foram utilizados 15 poços no processo de ajuste: 10 produtores e 5 injetores. Os atributos incertos que serão ajustados são permeabilidade horizontal, vertical e curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água.

O processo de ajuste do modelo real é caracterizado por um histórico de 6 anos. As informações disponíveis neste período são: (1) histórico de produção de óleo, de água e gás dos 10 poços produtores; (2) histórico de injeção de água dos 5 poços injetores; (3) histórico de pressão dos poços 15 poços. Aos 6 anos de produção é obtido um mapa de saturação do campo, conforme mostra a Figura 4-28.

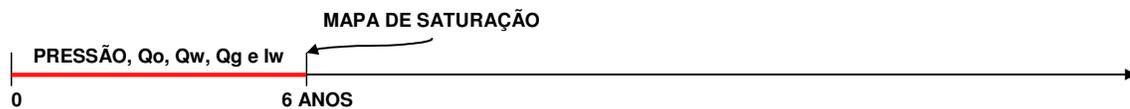


Figura 4-28: Período do ajuste do campo.

O comportamento da produção de óleo e água, da injeção de água e da pressão durante o período de histórico, podem ser observados na Figura 4-29.

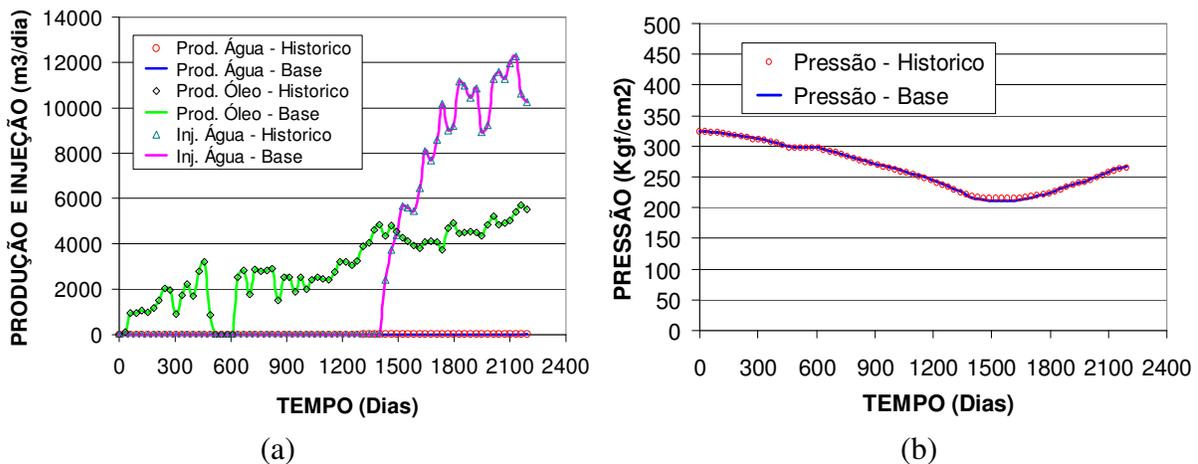


Figura 4-29: Comportamento do campo.

O ajuste parte inicialmente de um modelo base. Na construção do modelo base são

consideradas todas as informações disponíveis (dados já conhecidos da região, levantamentos sísmicos, poços perfurados etc.). Para a construção dos mapas de permeabilidade horizontal e vertical são considerados os valores médios medidos nos poços perfurados até o momento, já os valores entre os poços são calculados através do método IQD – inverso do quadrado da distância ($1/d^2$). Os valores utilizados na construção do modelo base são sempre os que têm maior probabilidade de ocorrência.

A Figura 4-30 mostra os mapas de permeabilidade do modelo base (constante em todas as camadas) as camadas).

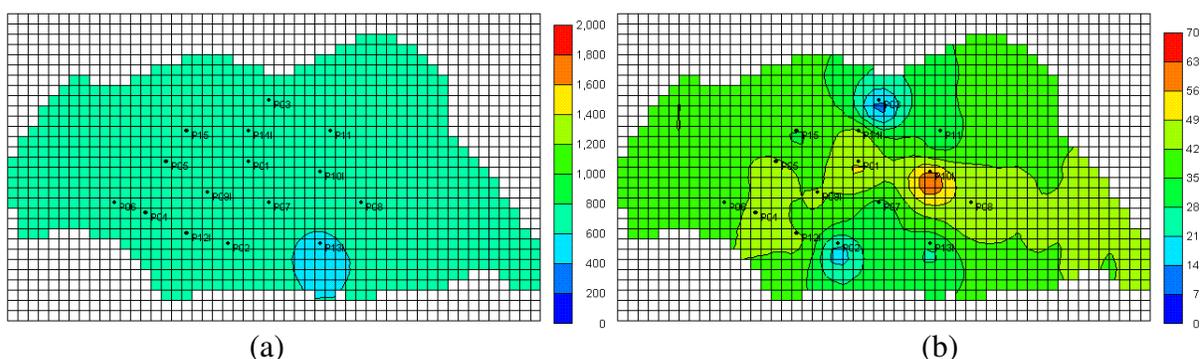


Figura 4-30: Mapa de permeabilidade do modelo base: (a) horizontal (b) vertical.

A Figura 4-31 mostra as curvas de permeabilidade relativa do modelo base.

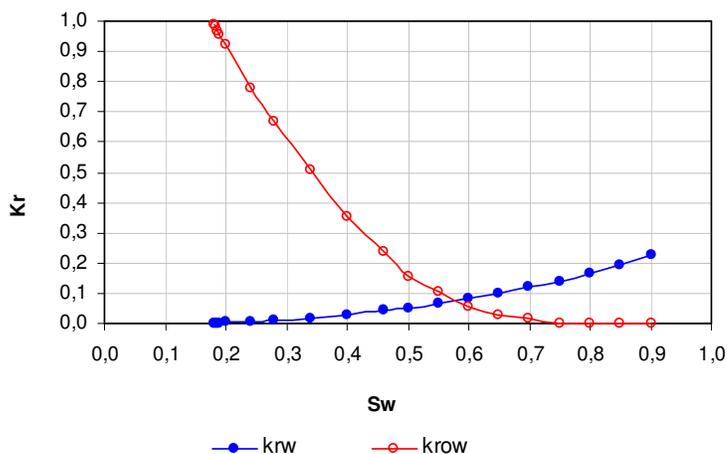


Figura 4-31: Curvas de permeabilidade relativa do modelo base.

Utilizando os mapas de saturação de água, a porosidade e a espessura dos modelos real e base são construídos os mapas de volume de água e utilizados na definição dos erros existentes, como mostram as Figura 4-32 e Figura 4-33.

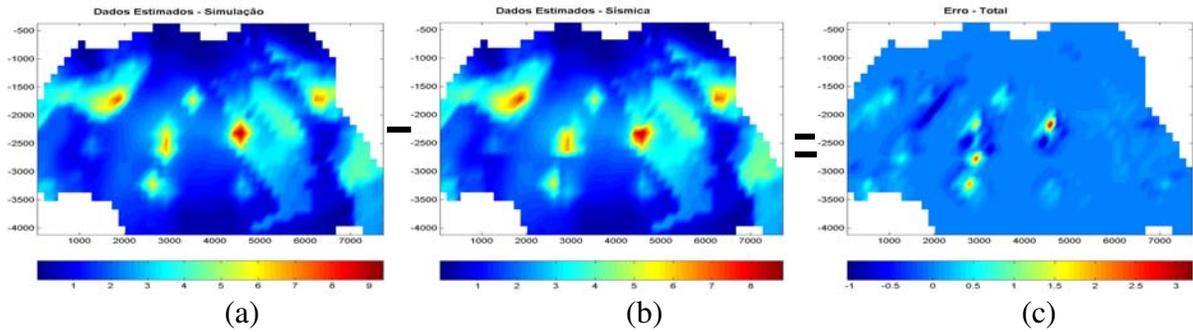


Figura 4-32: Mapas superiores: (a) volume simulação (b) volume real (c) diferença.

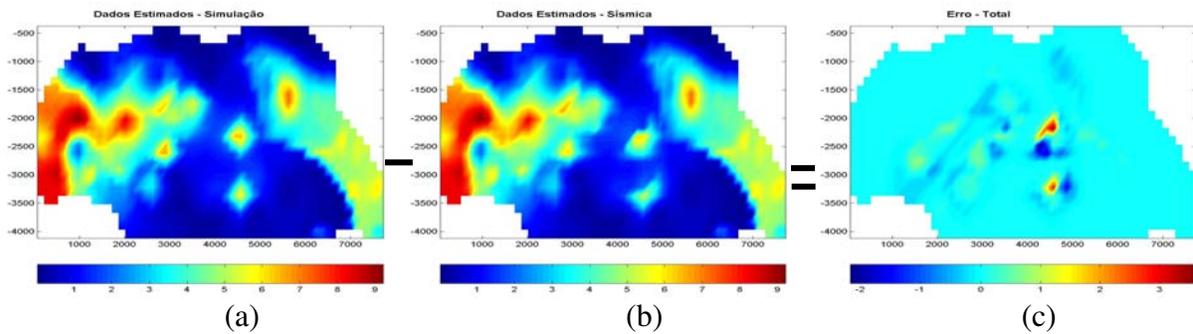


Figura 4-33: Mapas inferiores: (a) volume simulação (b) volume real (c) diferença.

As regiões críticas, para a parte superior (Figura 4-35-a) e para inferior (Figura 4-35-b), são definidas considerando os mapas de erro das Figura 4-32 e Figura 4-33 e também o mapa de linhas de fluxo, como mostra a Figura 4-34.

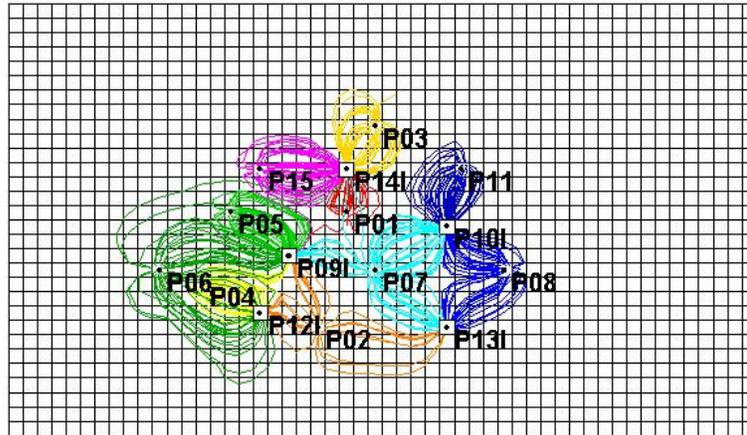


Figura 4-34: Mapa de linhas de fluxo.

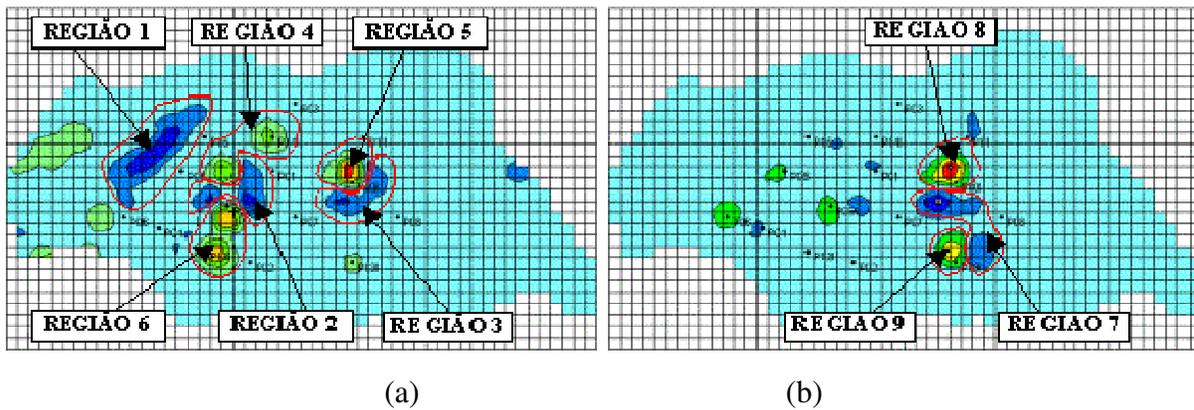


Figura 4-35: Definição das regiões críticas: (a) diferença superior (b) diferença inferior.

Ao contrário do modelo sintético (totalmente desconhecido), o modelo real é parcialmente conhecido, ou seja, são utilizadas as informações dos poços para gerar o modelo base, com isso a permeabilidade média do modelo base passa a ser conhecida. Então as regiões críticas não são extrapoladas para todo o campo (a região azul claro no mapa de diferenças não é definida como região crítica), somente são consideradas como regiões críticas (com incerteza) aquelas que possuem erro no volume (9 regiões definidas anteriormente).

Para facilitar a análise e reduzir o número de variáveis, algumas regiões próximas e com mesmo erro no volume podem ser agrupadas, outras podem ser definidas individualmente.

Não recomenda-se o agrupamento das variáveis que não são estatisticamente significativas para definir os valores dos multiplicadores da permeabilidade, essa recomendação só é válida para definir as regiões críticas. Como o modelo base é parcialmente conhecido, a recomendação é que os multiplicadores dessas variáveis sejam fixados no valor mais provável de ocorrência (nível 0), definido pelo último planejamento estatístico.

A função-objetivo é medida globalmente (somatório dos poços e somatório das regiões), ou seja, o erro na produção, na injeção e na pressão é medido nos poços, já o erro na saturação de água é medido nas regiões. No cálculo da função-objetivo, o peso é definido como sendo 5% para a produção, injeção e pressão e 95% para a saturação de água, porque como mostra a Figura 4-29 os dados simulados estão ajustados se comparados ao histórico do campo, mostrando que o ajuste mais crítico é dos mapas de saturação.

Capítulo 5 – Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos e também são comentados aspectos importantes sobre o processo de ajuste de mapas utilizando o planejamento estatístico. Todas as superfícies de respostas (equações) estão codificadas, ou seja, os valores das propriedades, ao serem substituídos nas equações, devem estar dentro de uma faixa definida pela matriz do planejamento estatístico. Esta faixa varia de acordo com o tipo de planejamento escolhido e este depende do número de atributos críticos, por exemplo, para um planejamento fatorial completo com 2 atributos críticos (2^2), os atributos podem variar entre $-1,41$ e $+1,41$. Os valores codificados correspondem a valores reais dos atributos. No texto as faixas e os atributos codificados estão caracterizados pelo símbolo *. Os mínimos de cada superfície foram encontrados através de um algoritmo desenvolvido no MATLAB que faz a busca a partir de uma discretização pré-definida.

5.1. Estudo de Casos

O estudo de casos apresenta os resultados das três etapas realizadas para o desenvolvimento da metodologia proposta. Primeiramente, é feito um estudo sobre a viabilidade da aplicação do planejamento estatístico no processo de ajuste de histórico de produção. Em seguida, é estudado o processo de ajuste de mapas e, por fim, a integração dos mapas e dos dados de produção no ajuste de modelos numéricos.

5.1.1. Aplicação da Metodologia de Planejamento Estatístico

Para a aplicação do planejamento estatístico é considerado um histórico de 12 anos

(Figura 4-6) para o ajuste de produção. Este período foi escolhido porque nesta data dois poços já produzem água e a informação da produção de água é importante no processo de ajuste tradicional. O comportamento da produção de óleo e da água e da injeção de água do histórico e do modelo base, para este período, podem ser observados na Figura 4-7.

Analisando-se os dados de produção da Figura 4-7, é possível observar que a produção de óleo e a injeção de água do modelo base são iguais ao histórico, porém a produção de água do modelo base começa muito mais tarde do que o histórico. O ajuste é local, ou seja, a produção de água é ajustada em cada poço produtor e as alterações na permeabilidade são feitas na região de drenagem de cada poço, como mostra a Figura 4-8.

1º Planejamento: Fatorial Fracionário 2^{8-3}

Este primeiro planejamento fatorial fracionário tem por objetivo definir se as alterações feitas em uma determinada região afetam as respostas de outra região. São estudados 8 atributos discretizados em 3 níveis de incerteza, em todos a permeabilidade varia de 300 mD a 700 mD, como mostra a Tabela 5-1.

Tabela 5-1: Discretização para o 1º planejamento fatorial fracionário 2^{8-3} .

NÍVEL	REGIÃO 1		REGIÃO 2		REGIÃO 3		REGIÃO 4	
	PERMX1	PERMY1	PERMX2	PERMY2	PERMX3	PERMY3	PERMX4	PERMY4
-1	300	300	300	300	300	300	300	300
0	500	500	500	500	500	500	500	500
+1	700	700	700	700	700	700	700	700

A Tabela 8-1 (anexo) apresenta a matriz do planejamento fracionário 2^{8-3} e os erros ϵ_{Qw1} (medido na Região 1), ϵ_{Qw2} (medido na Região 2), ϵ_{Qw3} (medido na Região 3) e ϵ_{Qw4} (medido na Região 4). Os efeitos (Figura 5-1) das alterações são analisados e com eles é possível definir quais alterações tem maior impacto (são mais significativas com 95% de confiança) e quais os efeitos (positivo ou negativo) nas respostas.

Analisando-se os resultados da Figura 5-1 é possível observar as variáveis que apresentaram efeitos estatisticamente significativos sobre cada um dos quatro erros (quatro poços produtores). A PERMX1 e a PERMY1 apresentam efeito positivo na resposta ϵ_{Qw1} , mostrando que um aumento na permeabilidade na Região 1 ocasiona um aumento no erro. Mas como queremos minimizar o erro, na próxima etapa estas variáveis terão a faixa deslocada para baixo. O mesmo ocorreu para os ϵ_{Qw2} (PERMX2 e PERMY2), ϵ_{Qw3} (PERMX3 e PERMY3) e ϵ_{Qw4} (PERMX4 e PERMY4). Porém para a resposta ϵ_{Qw3} os efeitos são negativos indicando que os valores devem ser aumentados, mas não são significativos, indicando que os atributos não tem impacto ou que a faixa de estudo está muito fora da faixa ótima, por isso merece um estudo mais detalhado através de um planejamento fatorial completo.

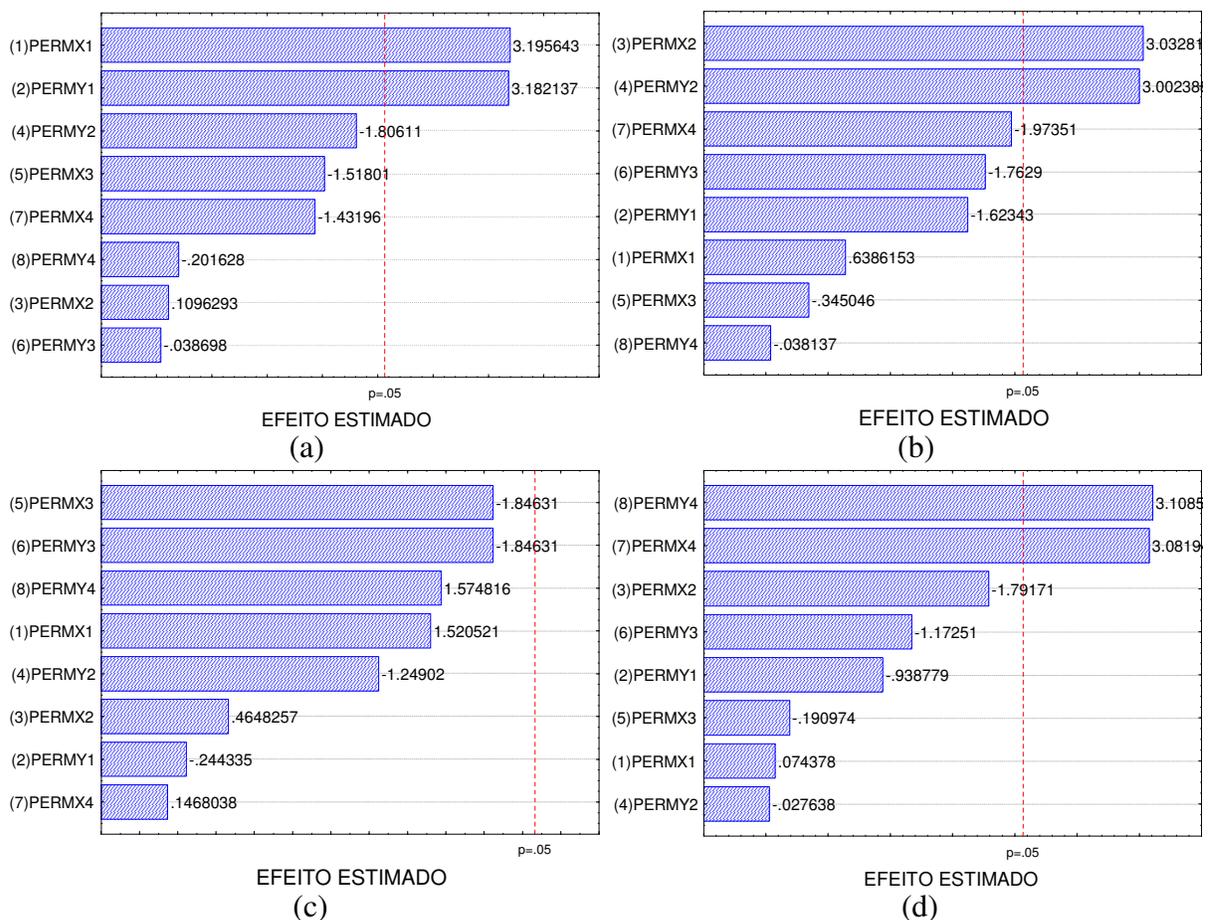


Figura 5-1: Variáveis estatisticamente significativas (a) ϵ_{Qw1} (b) ϵ_{Qw2} (c) ϵ_{Qw3} e (d) ϵ_{Qw4} .

2º Planejamento: Fatorial Completo 2² – Região 3 (ϵ_{Qw3})

A Região 3 é a única que não apresentou efeitos significativos para a faixa estudada (pouca redução no erro) e por isso merece um estudo mais detalhado, verificando se a faixa estudada está incorreta.

As variáveis que apresentaram maior efeito foram PERMX3 e PERMY3, como mostra a Figura 5-1 (c), por isso o planejamento fatorial completo é aplicado somente nesta região. Como os efeitos foram negativos, indicando que quando aumentamos o valor da variável, reduzimos a função-objetivo, na seqüência do processo estes valores devem ser aumentados e de forma significativa, pois como o valor do efeito foi pequeno, somente grandes variações na variável podem ser captadas pela função-objetivo, com isso, a permeabilidade passou de 300 mD a 700 mD para 1000 mD a 5000 mD. As variáveis são discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-2.

Tabela 5-2: Discretização para o 2º planejamento fatorial completo 2².

FAIXAS				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
1000	1582	3000	4418	5000

Os limites mínimo e máximo para cada propriedade provenientes da etapa de caracterização devem ser respeitados. Neste caso sintético, com a ausência da fase de caracterização, a permeabilidade horizontal pode variar livremente. Na Tabela 8-2 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 2º planejamento para a Região 3, estes valores são normalizados pelo maior erro (ϵ_{Qw3}) gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-3 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-1 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre a faixa estudada ($-\alpha = -1,41$ e $+\alpha = +1,41$ *).

$$\begin{aligned} \varepsilon_{Qw3} = & 0,73602 - 0,07302 \times (\text{PERMX3}^*) + 0,02084 \times (\text{PERMX3}^*)^2 - 0,03862 \times (\text{PERMY3}^*) + \\ & + 0,02100 \times (\text{PERMY3}^*)^2 - 0,01993 \times (\text{PERMX3}^*) \times (\text{PERMY3}^*) \end{aligned} \quad 5-1$$

Através da análise da Figura 5-2 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro diminui à medida que se aumenta a PERMX3 e PERMY3, porém o erro de 0,65 ainda está acima da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 0,10), por isso, faz-se necessário mudar novamente as faixas de estudo, aumentando PERMX3 e PERMY3, como mostram as curvas de contorno e realizar um novo planejamento.

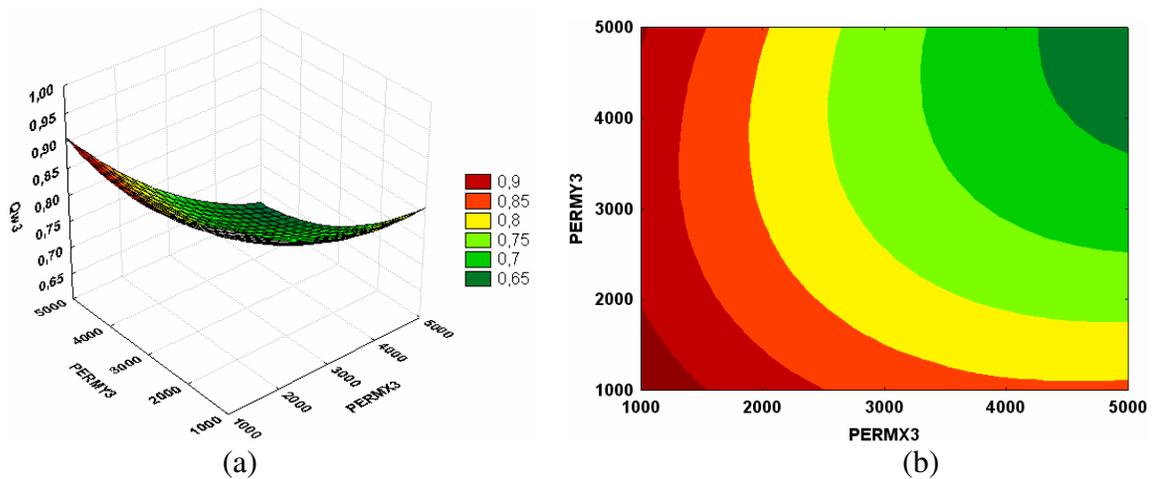


Figura 5-2: Comportamento do erro na produção de água da Região 3 para o 2º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

3º Planejamento: Fatorial Completo 2^2 – Região 3 (ε_{Qw3})

Procurando melhorar ainda mais o ajuste, as faixas para PERMX3 e PERMY3 são alteradas novamente, passando de 1000 mD a 5000 mD para 5000 mD a 15000 mD e podem ser observadas na Tabela 5-3.

Tabela 5-3: Discretização para o 3º planejamento fatorial completo 2².

FAIXAS				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
5000	6454	10000	13546	15000

Na Tabela 8-4 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 3º planejamento para a Região 3, estes valores são normalizados pelo maior erro (ϵ_{Qw3}) gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-5 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-2 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$\begin{aligned} \epsilon_{Qw3} = & 0,56749 - 0,02792 \times (PERMX3 *) + 0,01124 \times (PERMX3 *)^2 - 0,00241 \times (PERMY3 *) + \\ & + 0,00466 \times (PERMY3 *)^2 - 0,00529 \times (PERMX3 *) \times (PERMY3 *) \end{aligned} \quad 5-2$$

Através da análise da Figura 5-3 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro diminui à medida que se aumenta PERMX3 e PERMY3, porém o erro de 0,55 ainda está acima da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 0,10). Observa-se também que a redução no erro em relação ao planejamento anterior é muito pequena se comparada ao aumento na permeabilidade absoluta.

Com isso pode-se concluir que o aumento da permeabilidade não é suficiente para reduzir o erro e conseguir um ajuste melhor, por isso é introduzido no modelo numérico de simulação do campo um canal na Região 3, como mostra a Figura 5-4. Na prática a localização, a largura e o comprimento devem ser definidos com orientação da geologia, como é um caso teórico, foi definido um canal reto ligando injetor e produtor, mas outras possibilidades poderiam ser testadas, caso esse fosse o objetivo. Com isso a água chegará mais rapidamente no poço produtor, o que não está ocorrendo quando se aumenta a permeabilidade em toda a região.

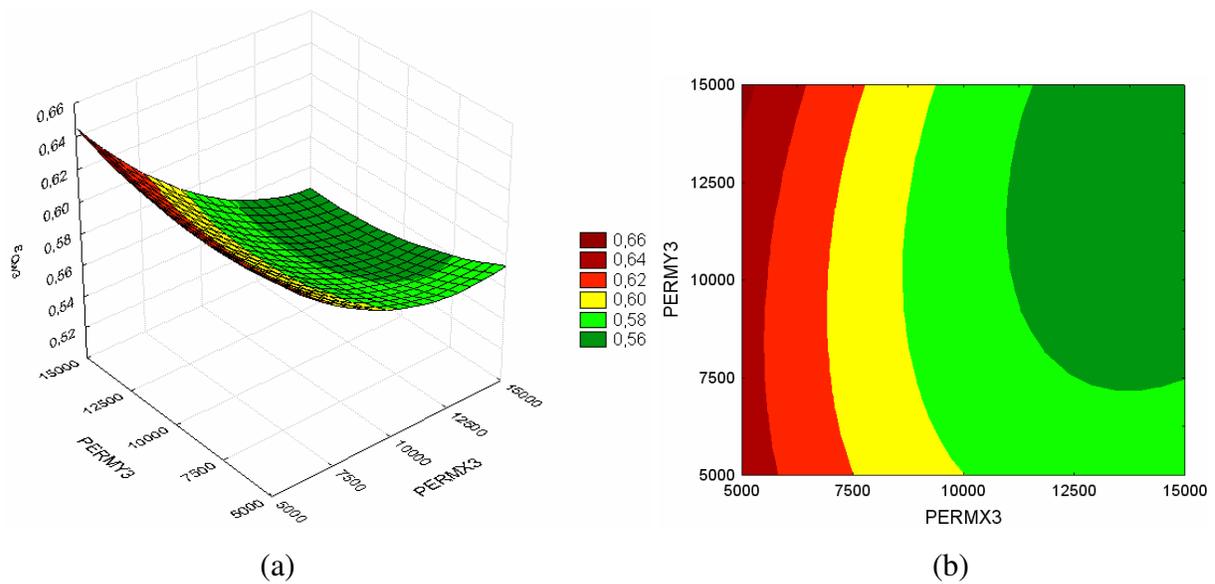


Figura 5-3: Comportamento do erro na produção de água da Região 3 para o 3^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

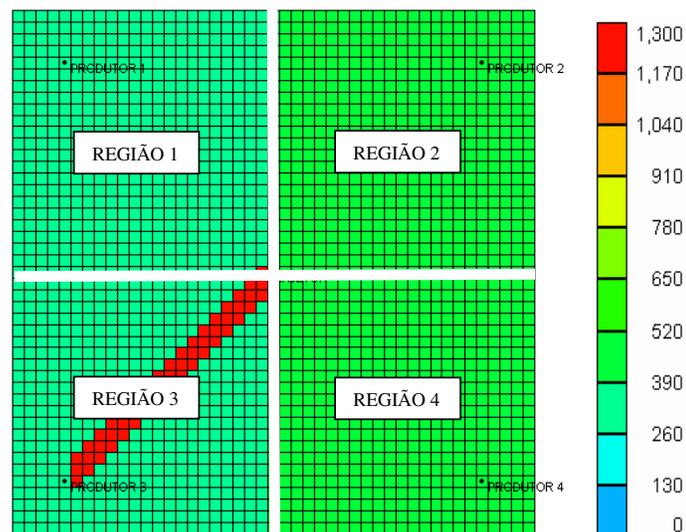


Figura 5-4: Canal de fluxo ligando o poço injetor ao poço 3 na Região 3.

4^o Planejamento: Fatorial Completo 2² – Região 3 (ε_{Q_{W3}})

Para melhorar o ajuste é acrescentado um canal na Região 3 e as variáveis estudadas são:
 1- permeabilidade no canal (PERMCANAL); 2- permeabilidade na região fora do canal

(PERMXY = PERMX = PERMY). As faixas das variáveis foram reduzidas, retornando novamente aos valores do primeiro planejamento, na região fora do canal a permeabilidade varia de 300 mD a 700 mD e a permeabilidade adotada no canal é um pouco maior e varia de 700 mD a 1300 mD como mostra a Tabela 5-4.

Tabela 5-4: Discretização para o 4º planejamento fatorial completo 2².

FAIXAS PERMXY				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
300	358	500	642	700
PERMCANAL				
700	787	1000	1213	1300

Na Tabela 8-6 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 4º planejamento para a Região 3, estes valores são normalizados pelo maior erro (ϵ_{Qw3}) gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-7 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-3 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$\epsilon_{Qw3} = 0,80570 + 0,07962 \times (PERMXY *) - 0,02231 \times (PERMXY *)^2 - 0,12801 \times (PERMCANAL *) - 0,00904 \times (PERMCANAL *)^2 + 0,03209 \times (PERMXY *) \times (PERMCANAL *) \quad 5-3$$

Através da análise da Figura 5-5 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro diminui à medida que se aumenta a PERMCANAL e diminui a PERMXY, porém o erro de 0,5 ainda está acima da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 0,10), por isso faz-se necessário mudar novamente as faixas de estudo, aumentado PERMCANAL e diminuir a PERMXY e realizar um novo planejamento.

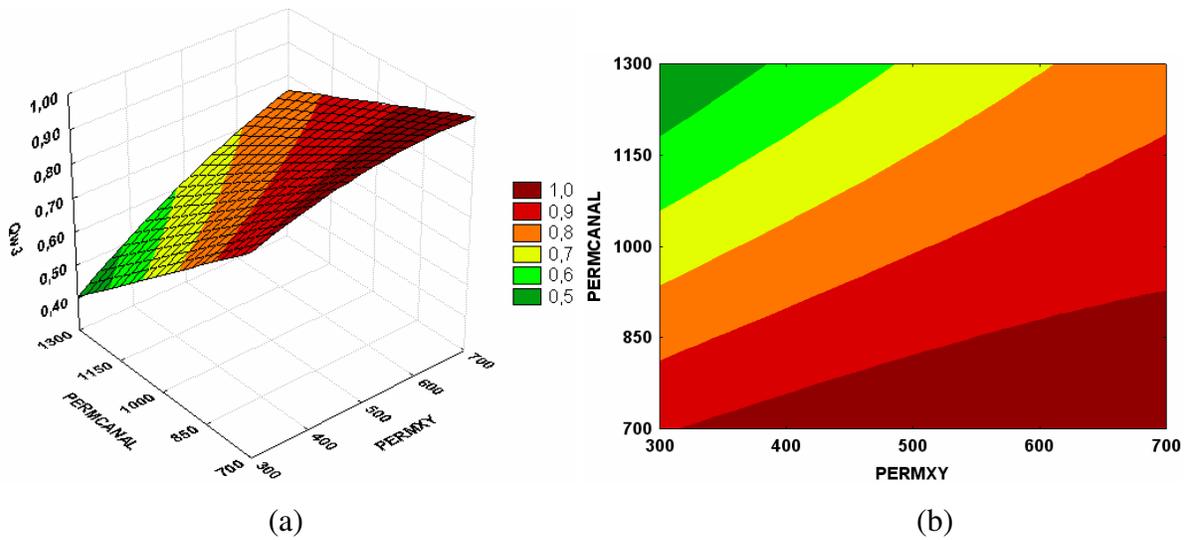


Figura 5-5: Comportamento do erro na produção de água da Região 3 para o 4º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

5º Planejamento: Fatorial Completo 2² – Região 3 (ε_{Qw3})

As faixas são alteradas novamente, a permeabilidade no canal é aumentada, passando de 700 mD a 1300 mD para 1200 mD a 1500 mD e fora do canal é reduzida, passando de 300 mD a 700 mD para 250 mD a 350 mD, como mostra a Tabela 5-5.

Tabela 5-5: Discretização para o 5º planejamento fatorial completo 2².

FAIXAS PERMXY				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
250	265	300	335	350
PERMCANAL				
1200	1244	1350	1456	1500

Na Tabela 8-8 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 5º planejamento para a Região 3, estes valores são normalizados pelo maior erro (ε_{Qw3}) gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-9 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a

Equação 5-4 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$\begin{aligned} \varepsilon_{Qw3} = & 0,06788 + 0,02143 \times (\text{PERMXY} *) + 0,02519 \times (\text{PERMXY} *)^2 - 0,02676 \times (\text{PERMCANAL} *) + \\ & + 0,04550 \times (\text{PERMCANAL} *)^2 - 0,05668 \times (\text{PERMXY} *) \times (\text{PERMCANAL} *) \end{aligned} \quad 5-4$$

Através da análise da Figura 5-6, é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se uma faixa ótima que minimiza a função-objetivo e o erro de 0,07 está abaixo da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 0,10), com isso o processo de ajuste da Região 3 pode ser considerado concluído.

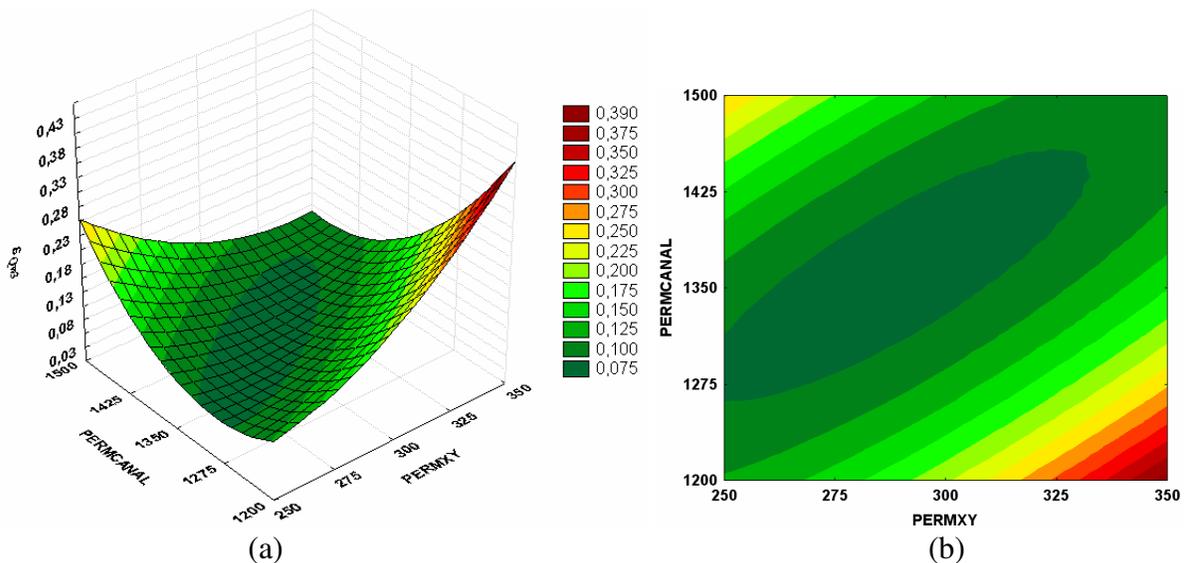


Figura 5-6: Comportamento do erro na produção de água da Região 3 para o 5º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,0632, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: PERMXY = -0,282* (290 mD) e PERMCANAL = 0,141* (1365 mD).

6º Planejamento: Fatorial Completo 2² – Região 1 (ϵ_{Qw1})

Após o ajuste da Região 3, o processo segue para a Região 1. As variáveis que apresentaram maior efeito foram PERMX1 e PERMY1, como mostra a Figura 5-1 (a), por isso o planejamento fatorial completo é aplicado somente nesta região. Como os efeitos foram positivos, indicando que quando aumentamos o valor da variável, aumentamos a função-objetivo, na seqüência do processo estes valores devem ser diminuídos, com isso, a permeabilidade passou de 300 mD a 700 mD para 200 mD a 500 mD. As variáveis são discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-6.

Tabela 5-6: Discretização para o 6º planejamento fatorial completo 2².

FAIXAS				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
200	244	350	456	500

Na Tabela 8-10 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 6º planejamento para a Região 1, estes valores são normalizados pelo maior erro (ϵ_{Qw1}) gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-11 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,97 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-5 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$\epsilon_{Qw1} = 0,08425 + 0,06048 \times (PERMX1^*) + 0,02731 \times (PERMX1^*)^2 + 0,05057 \times (PERMY1^*) + 5-5 + 0,01105 \times (PERMY1^*)^2 + 0,08047 \times (PERMX1^*) \times (PERMY1^*)$$

Através da análise da Figura 5-7, é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se duas regiões que minimizam a função-objetivo (aumenta-se PERMX1 e diminui PERMY1 ou vice-versa) e o erro mínimo é próximo de 0, abaixo da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 0,10), com isso, o processo de ajuste da Região 1 pode ser considerado concluído.

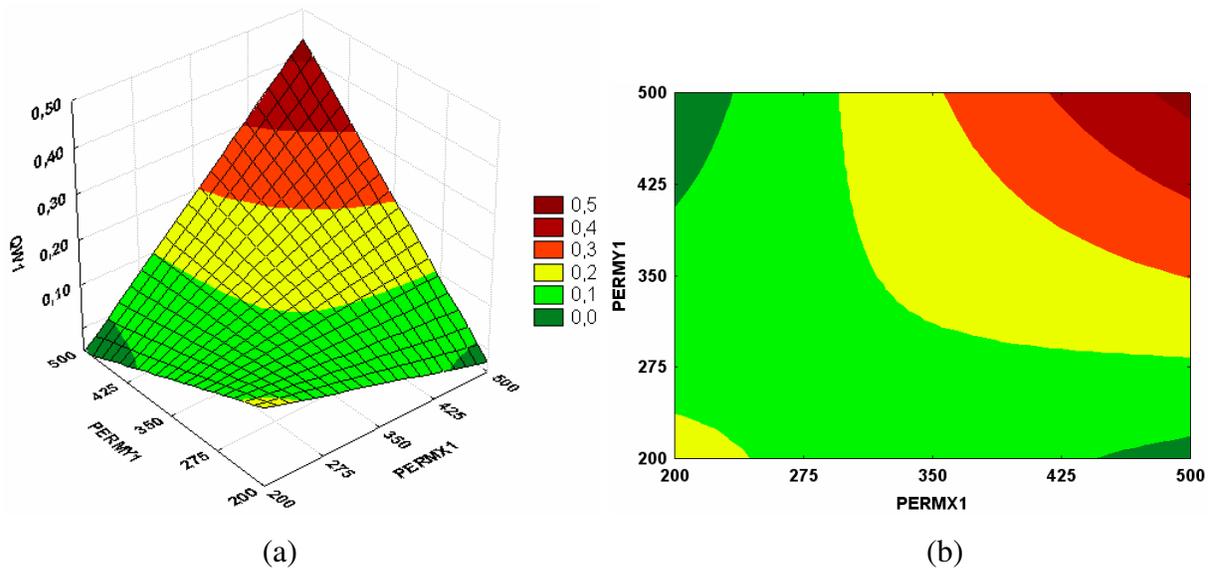


Figura 5-7: Comportamento do erro na produção de água da Região 1 para o 6^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,00, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: PERMX1 = -1,30* (212 mD) e PERMY1 = 1,30* (488 mD).

7^o Planejamento: Fatorial Completo 2² – Região 2 (ϵ_{Qw2})

Após o ajuste das Regiões 1 e 3, o processo segue para a Região 2. As variáveis que apresentaram maior efeito foram PERMX2 e PERMY2, como mostra a Figura 5-1 (b), por isso o planejamento fatorial completo é aplicado somente nesta região. Como os efeitos foram positivos, indicando que quando aumentamos o valor da variável, aumentamos a função-objetivo, na seqüência do processo estes valores devem ser diminuídos, com isso, a permeabilidade passou de 300 mD a 700 mD para 200 mD a 500 mD. As variáveis são discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-7.

O Poço 2, localizado nesta região, ainda não produz água, por isso fica difícil fazer um ajuste só com as informações do histórico do campo, mas mesmo assim é feito um

planejamento para definir uma faixa que melhor represente o comportamento da Região 2, mesmo que com alguma incerteza.

Tabela 5-7: Discretização para o 7º planejamento fatorial completo 2².

FAIXAS				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
200	244	350	456	500

Na Tabela 8-12 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 7º planejamento para a Região 2, estes valores são normalizados pelo maior erro (ϵ_{Qw2}) gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-13 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,91 e o F calculado é superior ao F tabelado para 90% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-6 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$\epsilon_{Qw2} = -0,00012 + 0,00884 \times (PERMX2^*) + 0,00303 \times (PERMX2^*)^2 + 0,01317 \times (PERMY2^*) + 0,00918 \times (PERMY2^*)^2 + 0,01682 \times (PERMX2^*) \times (PERMY2^*) \quad 5-6$$

Através da análise da Figura 5-8 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se duas regiões que minimizam a função-objetivo (aumenta-se PERMX2 e diminui PERMY2 ou vice-versa) e o erro mínimo é próximo de 0, abaixo da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 0,10), com isso o processo de ajuste da Região 2 pode ser considerado concluído.

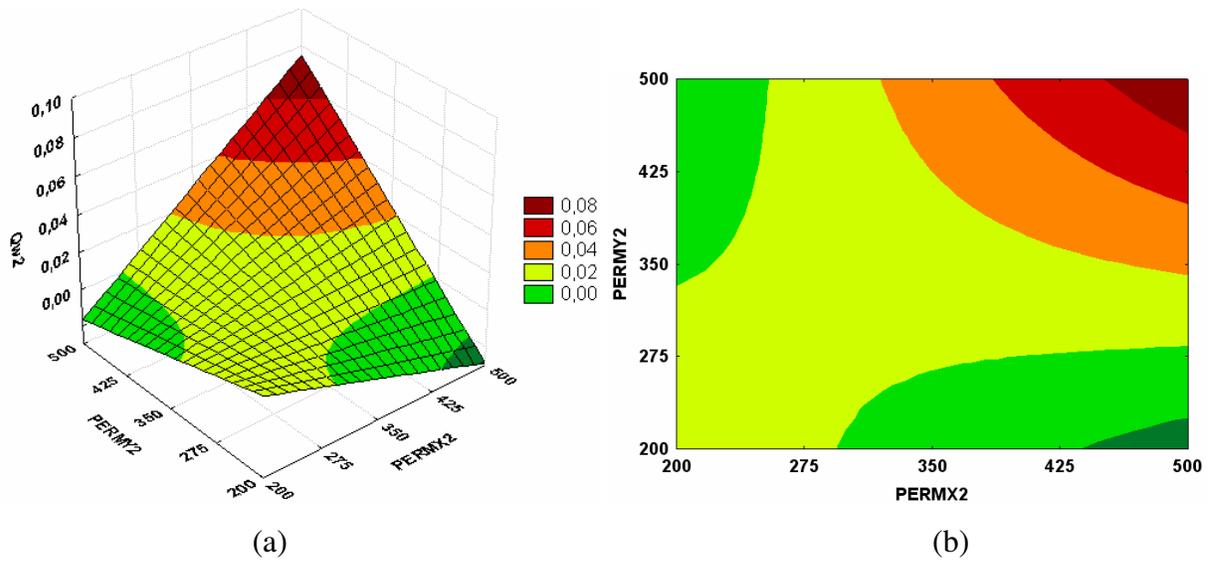


Figura 5-8: Comportamento do erro na produção de água da Região 2 para o 7^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é $0,00^5$, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: $PERMX2 = -1,18^*$ (225 mD) e $PERMY2 = 1,24^*$ (482 mD).

8^o Planejamento: Fatorial Completo 2^2 – Região 4 (ϵ_{Qw4})

Após o ajuste das Regiões 1, 2 e 3, o processo segue para a Região 4. As variáveis que apresentaram maior efeito foram $PERMX4$ e $PERMY4$, como mostra a Figura 5-1 (b), por isso o planejamento fatorial completo é aplicado somente nesta região. Como os efeitos foram positivos, indicando que quando aumentamos o valor da variável, aumentamos a função-objetivo, na seqüência do processo estes valores devem ser diminuídos, com isso, a

⁵ No canto inferior direito da superfície de resposta e das curvas de contorno encontra-se uma região com valores negativos e devem ser desconsiderados, visto que o objetivo do ajuste é minimizar (aproximar de 0) a função-objetivo, isso ocorre porque a superfície de resposta é uma aproximação (diferente) dos pontos que foram simulados e seu objetivo principal é facilitar a visualização da faixa ótima ou da direção em que ela se encontra.

permeabilidade passou de 300 mD a 700 mD para 200 mD a 500 mD. As variáveis são discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-8.

O Poço 4, localizado nesta região também não produz água ainda, por isso fica difícil fazer um ajuste só com as informações do histórico do campo, mas mesmo assim é feito um planejamento completo para definir uma faixa que melhor represente o comportamento da Região 4, mesmo que com alguma incerteza.

Tabela 5-8: Discretização para o 8º planejamento fatorial completo 2².

FAIXAS				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
200	244	350	456	500

Na Tabela 8-14 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 8º planejamento para a Região 4, estes valores são normalizados pelo maior erro (ϵ_{Qw4}) gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-15 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,93 e o F calculado é superior ao F tabelado para 90% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-7 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$\epsilon_{Qw4} = 0,00209 + 0,00653 \times (PERMX4^*) + 0,00115 \times (PERMX4^*)^2 + 0,01247 \times (PERMY4^*) + 5-7 \\ + 0,00960 \times (PERMY4^*)^2 + 0,01329 \times (PERMX4^*) \times (PERMY4^*)$$

Através da análise da Figura 5-9, é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se duas regiões que minimizam a função-objetivo (aumenta-se PERMX4 e diminui PERMY4 ou vice-versa) e o erro mínimo é próximo de 0, abaixo da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 0,10), com isso o processo de ajuste da Região 4 e do campo podem ser considerados concluídos, já que as quatro funções-objetivos já estão ajustadas.

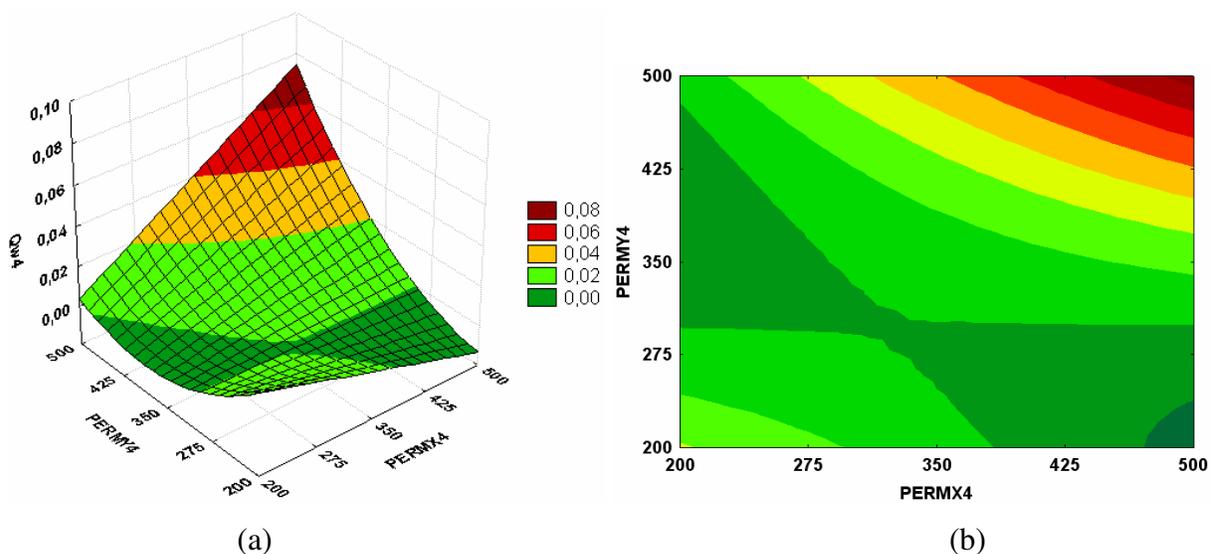


Figura 5-9: Comportamento do erro na produção de água da Região 4 para o 8^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é $0,00^6$, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: $PERMX4 = -0,66^*$ (280 mD) e $PERMY4 = 0,28^*$ (380 mD).

Modelo Ajustado

Analisando-se as superfícies de respostas observamos que uma ou mais regiões (faixa) minimizam as funções-objetivo (erro), o que demonstra certa incerteza na definição exata do atributo. Com isso múltiplos modelos podem ser construídos com respostas semelhantes. Para a comparação com o modelo sintético é construído um modelo (ajustado) utilizando-se os valores de permeabilidade que minimizam a função-objetivo encontrados através das superfícies de respostas dos planejamentos. A Tabela 5-9 apresenta as permeabilidades

⁶ No canto inferior direito da superfície de resposta e das curvas de contorno encontra-se uma região com valores negativos e devem ser desconsiderados, visto que o objetivo do ajuste é minimizar (aproximar de 0) a função-objetivo, isso ocorre porque a superfície de resposta é uma aproximação dos pontos que foram amostrados e seu objetivo principal é facilitar a visualização da faixa ótima ou da direção em que ela se encontra.

absolutas nas duas direções calculadas em cada região e os erros na produção de água dos seus respectivos poços. A variação na produção de água dos poços pode ser melhor observada na Figura 5-10.

Tabela 5-9: Permeabilidades absolutas utilizadas no modelo ajustado.

REGIÃO 1		REGIÃO 2		REGIÃO 3		REGIÃO 4	
PERMX1	PERMY1	PERMX2	PERMY2	PERMXY	PERMCANAL	PERMX4	PERMY4
212	488	225	482	290	1365	280	380
ERRO = 0.00		ERRO = 0.00		ERRO = 0.06		ERRO = 0.00	

Analisando-se os resultados da Figura 5-10, conclui-se que os resultados do modelo ajustado estão muito próximos do histórico de produção do campo, ou seja, a metodologia de planejamento estatístico pode ser aplicada no processo de ajustes de histórico de produção de campos de petróleo.

Através de uma seqüência de planejamentos identificou-se o melhor caminho para minimizar a função-objetivo, informado quais as variáveis mais críticas e em qual direção a faixa ótima (que minimiza a FO) se encontrava, obtendo-se no final um modelo com os erros na produção de água abaixo da tolerância mínima exigida (10% para este caso). Devido à imprecisão na localização do canal, na Região 3 o erro no Poço 3 (ϵ_{Qw3}) foi de 6,0% do erro inicial e nos outros poços os erros foram muito próximos de 0.

Foram realizadas 96 simulações, distribuídas em 8 planejamentos estatísticos, sendo um planejamento fatorial fracionário 2^{8-3} e sete planejamentos fatoriais completos 2^2 .

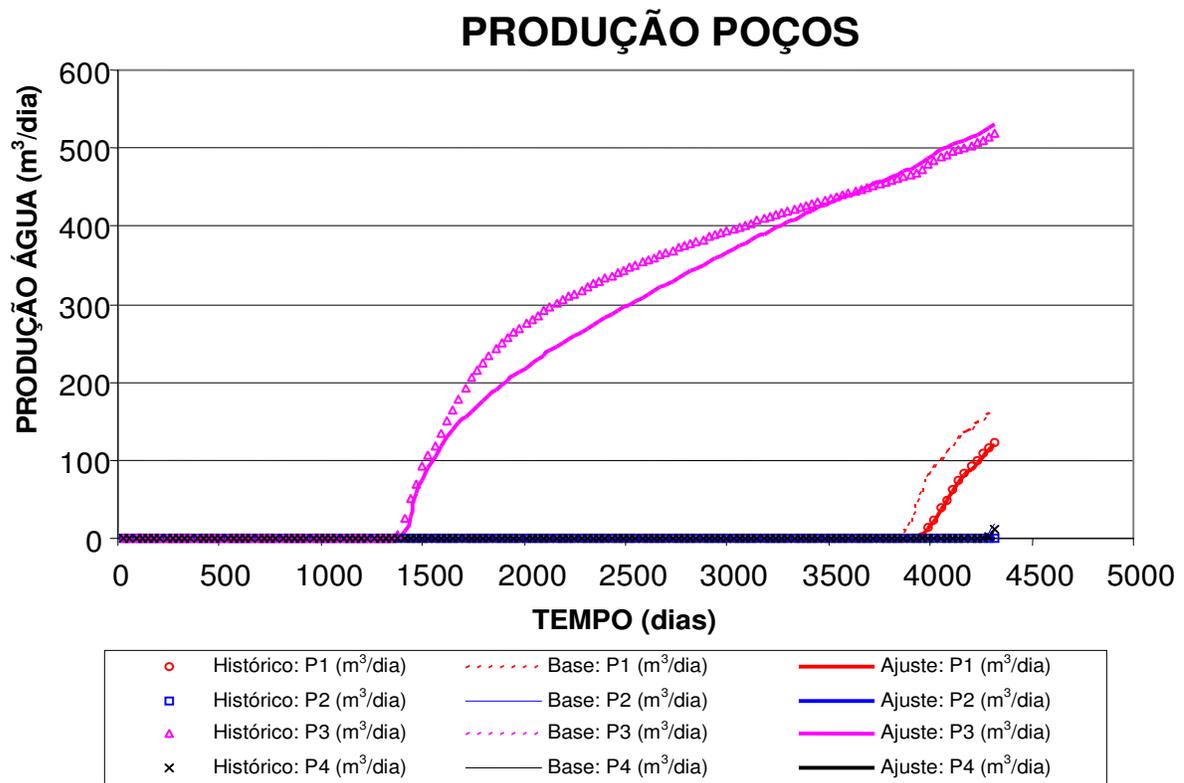


Figura 5-10: Ajuste final para a produção de água dos poços.

Porém se analisarmos a permeabilidade absoluta do modelo ajustado (Tabela 5-9) e a compararmos com o modelo sintético (Tabela 5-10) observamos que, apesar do erro na produção de água ter sido muito baixo, o modelo numérico ainda apresenta diferenças significativas em relação ao modelo sintético, principalmente na localização do canal e das barreiras, como mostra a Figura 5-11. A dificuldade na obtenção de um modelo confiável (para a previsão) foi ocasionada pela falta de informação do campo, pois mesmo com pouca informação o planejamento estatístico mostrou-se uma ferramenta útil e eficaz no processo de ajuste de histórico de produção.

Isso mostra que em alguns casos somente o histórico de produção como informação no processo de ajuste pode ser insuficiente para se obter um modelo numérico confiável para se fazer uma previsão do comportamento futuro do campo, como mostra a Figura 5-12, daí a necessidade de se incorporar novas informações no processo, como o ajuste de mapas.

Tabela 5-10: Permeabilidades absolutas do modelo sintético.

REGIÃO 1		REGIÃO 2		REGIÃO 3		REGIÃO 4	
PERMX1	PERMY1	PERMXY	PERMBARREIRA	PERMXY	PERMCANAL	PERMXY	PERMBARREIRA
200	200	200	0	200	1000	200	0

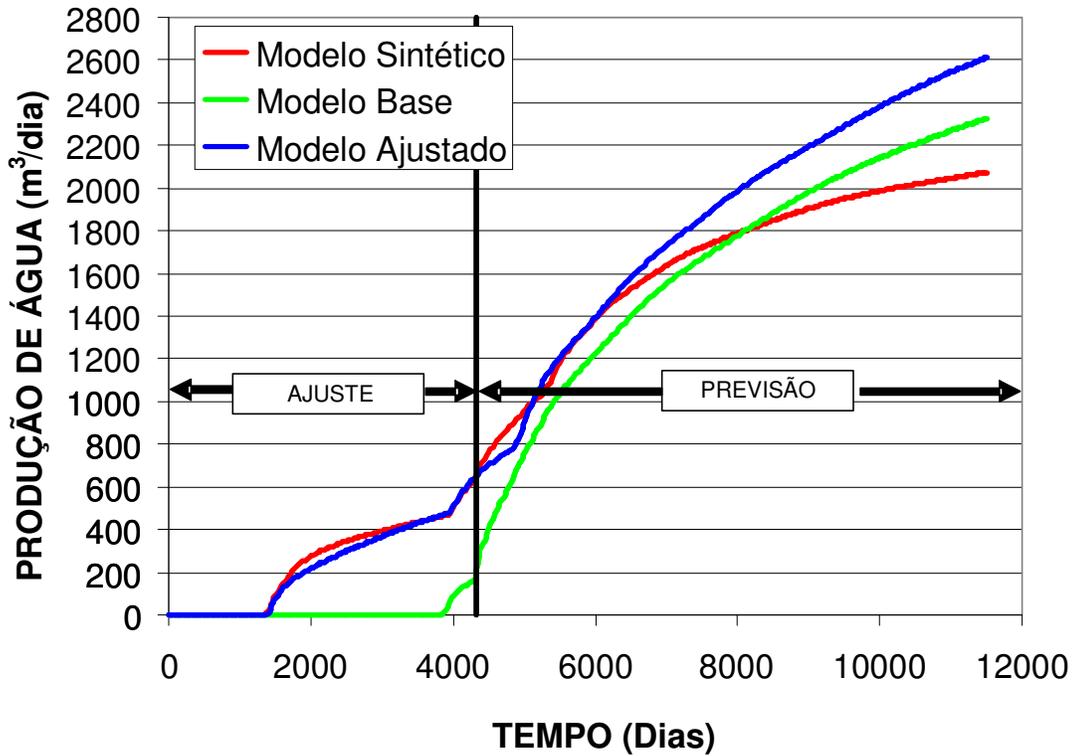
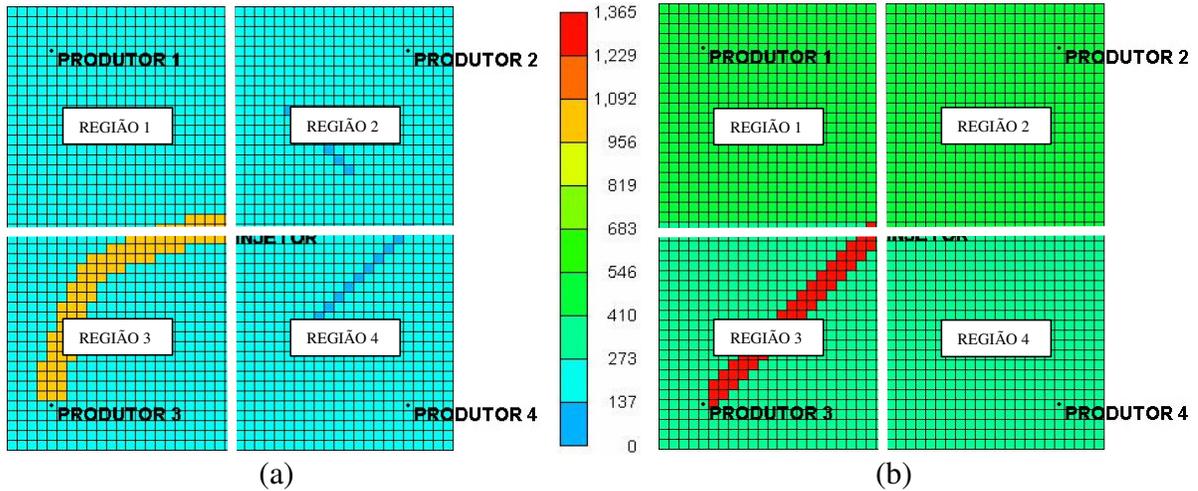


Figura 5-12: Previsão de produção de água do campo.

5.1.2. Ajuste de Mapas de Saturação

A segunda etapa do trabalho propõe ajustar o modelo do campo considerando somente as informações dos mapas de saturação (processo de ajuste novo, independente do caso estudado anteriormente). Nesta etapa, o histórico de produção é desconsiderado. O mapa de saturação é obtido aos 4 anos de produção do campo (Figura 4-10), os quais podem ser observados na Figura 4-11 (b). Esta data foi escolhida porque neste período os poços ainda não produzem água, o que dificulta o processo de ajuste e torna as informações dos mapas mais valiosas. O modelo sintético possui a porosidade e a espessura constantes (o que torna o volume dependente somente da saturação). Por isso, o processo de ajuste considera somente o mapa de saturação e não o de volume por unidade de área.

O mapa de erro, mostrado na Figura 4-11 (c), indica o local onde as diferenças nas saturações são maiores, por isso o foco do ajuste será melhorar a permeabilidade nestas regiões ou próximas a elas, aproximando-se assim os mapas de saturação do modelo base e do modelo sintético. O mapa de erro é uma fotografia do momento e mostra somente o erro atual na saturação e não a sua evolução no tempo, por isso, para saber de onde vem ou de onde deveria vir a água (por exemplo, do poço injetor) é utilizado também o mapa de linhas de fluxo, como mostra a Figura 4-12. Logicamente, como o mapa de linhas de fluxo está baseado no caso base, se este estiver errado, as linhas de fluxo também terão erros, mas no decorrer do processo, com a diminuição dos erros, as linhas de fluxo representarão melhor o reservatório.

Analisando-se o mapa de erro e as linhas de fluxo, o modelo base é dividido em 4 regiões, conforme mostra a Figura 4-13. A Região 2 possui o maior erro (módulo), o que demonstra que essa é a região mais crítica do reservatório, pois a saturação de água do modelo base é menor do que o modelo sintético, indicando que falta água nesta região (erro negativo). Analisando-se as linhas de fluxo, observa-se que esta água só poderia vir do poço injetor, localizado no centro do campo, por isso foi incluído no processo também a Região 1, que é o caminho que a água terá que percorrer para chegar à Região 2.

A Região 4 está sendo incluída no processo de ajuste porque possui excesso de água (erro positivo). Como existe incerteza no valor da permeabilidade também fora das regiões críticas, ou seja, a permeabilidade é desconhecida no reservatório todo, a Região 3 também está sendo incluída no ajuste

A função-objetivo é definida como sendo o erro existente na saturação de água em cada uma das 4 regiões críticas do reservatório, configurando-se assim um ajuste local. Neste caso, tanto as alterações na permeabilidade, quanto a medição do erro coincidem, ou seja, estão restritas a cada uma das quatro regiões definidas anteriormente (Figura 4-13), mas pode ocorrer dos atributos críticos serem alterados em uma região e o erro ser medido em outra ou no campo todo (ajuste global).

1º Planejamento: Fatorial Fracionário 2^{8-3}

No processo de ajuste é utilizado uma seqüência de planejamentos, sendo que o primeiro planejamento fatorial fracionário tem por objetivo definir se as alterações feitas em uma determinada região afetam as respostas nas demais, ou seja, se podemos estudá-las separadamente. Neste planejamento são estudados 8 atributos discretizados em 3 níveis de incerteza, com permeabilidade variando de 300 mD a 700 mD, como mostra a Tabela 5-11.

Tabela 5-11: Discretização para o 1º planejamento fatorial fracionário 2^{8-3} .

NÍVEL	REGIÃO 1		REGIÃO 2		REGIÃO 3		REGIÃO 4	
	PERMX1	PERMY1	PERMX2	PERMY2	PERMX3	PERMY3	PERMX4	PERMY4
-1	300	300	300	300	300	300	300	300
0	500	500	500	500	500	500	500	500
+1	700	700	700	700	700	700	700	700

A Tabela 8-16 (anexo) apresenta a matriz do 1º planejamento fracionário 2^{8-3} e os erros ϵ_{Sw1} (medido na Região 1), ϵ_{Sw2} (medido na Região 2), ϵ_{Sw3} (medido na Região 3) e ϵ_{Sw4} (medido na Região 4). Os efeitos (Figura 5-13) das alterações são analisados e com eles é

possível definir quais alterações tem maior impacto (são mais significativas com 95% de confiança) e quais os efeitos (positivo ou negativo) nas respostas.

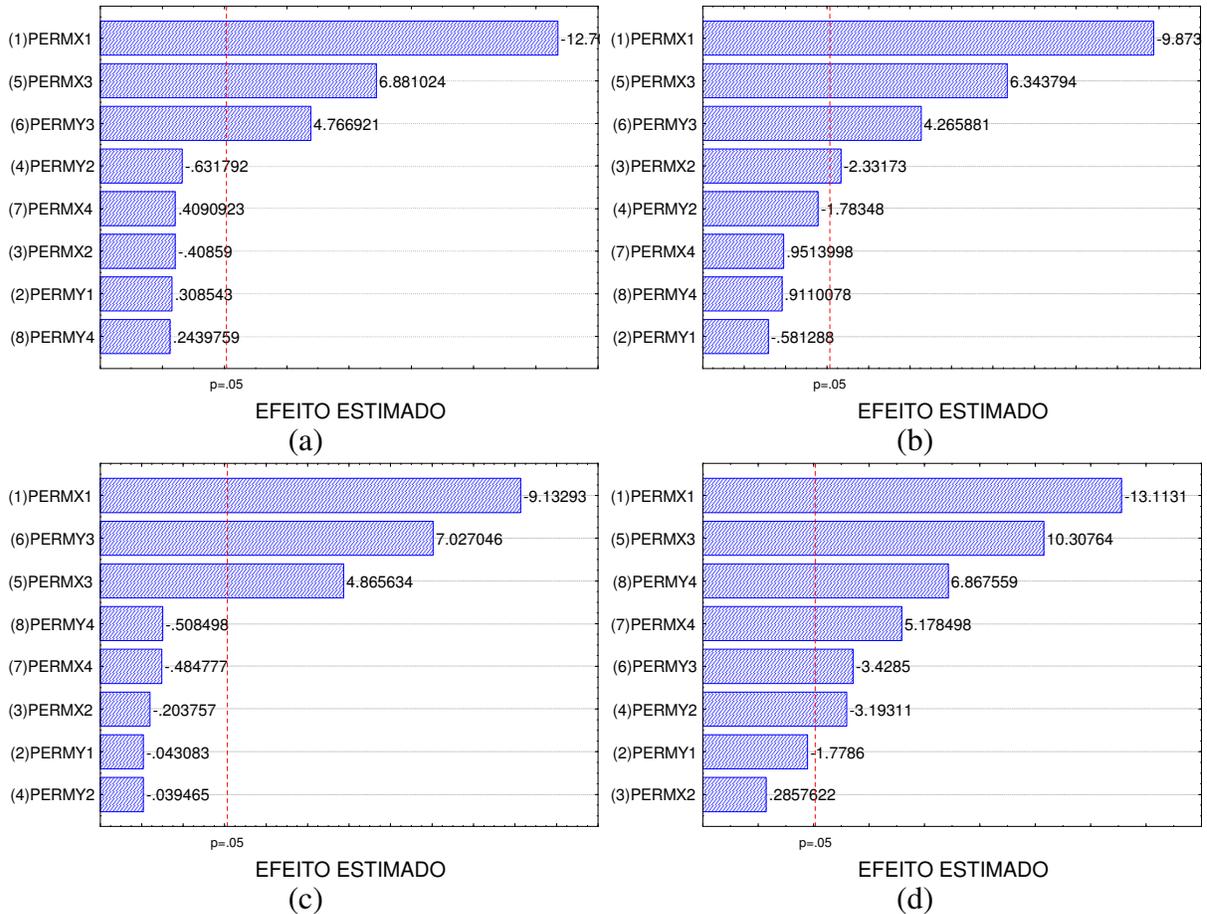


Figura 5-13: Variáveis estatisticamente significativas para o 1º planejamento: (a) ϵ_{Sw1} (b) ϵ_{Sw2} (c) ϵ_{Sw3} e (d) ϵ_{Sw4} .

Analisando-se os resultados da Figura 5-13, é possível observar que 3 ou mais variáveis apresentam efeitos estatisticamente significativos sobre o erro das respostas, mostrando que as alterações em uma determinada região afetam as respostas das outras regiões, ou seja, não é possível estudar cada uma das regiões separadamente. A única variável que não apresentou efeito estatisticamente significativo foi PERMY1, mas para ter certeza disso, a sua faixa de estudo é ampliada e assim analisá-la melhor, com isso o processo de ajuste segue para um novo planejamento continuando com as oito variáveis.

Para o segundo planejamento as faixas de estudo são redefinidas, estas alterações são baseadas no tamanho do efeito (barra) e no valor (negativo ou positivo). Quanto maior a barra, maior o efeito e maior também a sensibilidade da função-objetivo a estas alterações, por isso variáveis com grande efeito sofrem alterações (deslocamentos) menores e vice-versa. As variáveis com efeitos negativos tem sua faixa deslocada para cima (aumenta-se os valores) e as variáveis com efeitos positivos tem sua faixa deslocada para baixo (diminuí-se os valores).

A faixa da variável PERMX1, com efeito maior e negativo (-9,13 a -13,11), é alterada de 300 mD a 700 mD para 700 mD a 1100 mD. As faixas das variáveis PERMY1, PERMX2 e PERMY2, com efeito menor e também negativo (-0,20 a -2,33), são alteradas de 300 mD a 700 mD para 500 mD a 1300 mD. As faixas das variáveis PERMX3, PERMY3, PERMX4 e PERMY4, com efeito intermediário e positivo (0,24 a 10,30), são alteradas de 300 mD a 700 mD para 100 mD a 300 mD.

2º Planejamento: Fatorial Fracionário 2^{8-3}

Para o 2º planejamento fatorial fracionário, as faixa de estudo das variáveis são modificadas. Novamente são estudados 8 atributos discretizados em 3 níveis de incerteza, como mostra a Tabela 5-12.

Tabela 5-12: Discretização para o 2º planejamento fatorial fracionário 2^{8-3} .

NIVEL	REGIAO 1		REGIAO 2		REGIAO 3		REGIAO 4	
	permx1	permy1	permx2	permy2	permx3	permy3	permx4	permy4
-1	700	500	500	500	100	100	100	100
0	900	900	900	900	200	200	200	200
1	1100	1300	1300	1300	300	300	300	300

A Tabela 8-17 (anexo) apresenta a matriz do 2º planejamento fracionário 2^{8-3} e os erros ϵ_{Sw1} (medido na Região 1), ϵ_{Sw2} (medido na Região 2), ϵ_{Sw3} (medido na Região 3) e ϵ_{Sw4} (medido na Região 4). Os efeitos (Figura 5-14) das alterações são analisados e com eles é possível definir quais alterações tem maior impacto (são mais significativas a 95% de confiança) e quais os efeitos (positivo ou negativo) nas respostas.

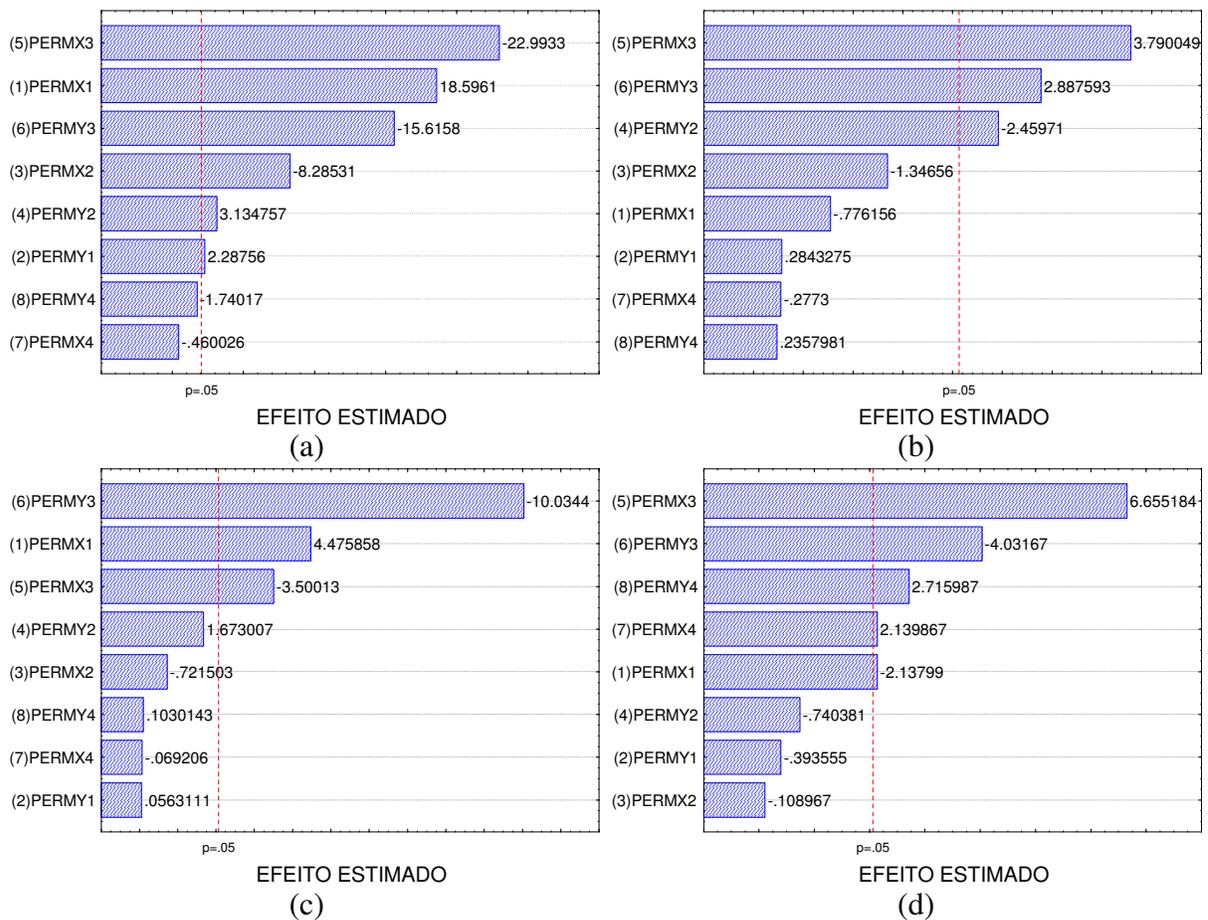


Figura 5-14: Variáveis estatisticamente significativas para o 2º planejamento: (a) ϵ_{Sw1} (b) ϵ_{Sw2} (c) ϵ_{Sw3} e (d) ϵ_{Sw4} .

Analisando-se os resultados da Figura 5-14, observá-se que as alterações nas variáveis afetam várias regiões ao mesmo tempo, com isso, não é possível estudar cada uma das regiões separadamente. Mas é possível agrupar duas variáveis do processo e seguir o estudo com seis variáveis, pois PERMY1 (agrupada a PERMX1) e PERMX2 (agrupada a PERMY2) apresentam, desde o primeiro planejamento, pouca ou nenhuma significância nas respostas e quando tem alguma significância o efeito é muito pequeno ou nulo. Para o terceiro planejamento as faixas de estudo são redefinidas seguindo os efeitos acima.

A alteração na PERMX1, passando do primeiro para o segundo planejamento, foi muito grande, por isso o efeito que era negativo passou a ser positivo, indicando que deve ser

reduzido para um faixa intermediária, passando de 700 mD a 1100 mD para 500 mD a 900 mD. O mesmo ocorreu para as variáveis PERMX3 E PERMY3, só que ao contrário, o efeito passando de positivo para negativo. Para PERMY2 o efeito ainda continua negativo e com valor pequeno, por isso a faixa será reduzida e deslocada para o maior valor. Já as variáveis PERMX4 e PERMY4 só apresentaram efeito pequeno na região 4 e como foi positivo a faixa é reduzida e deslocada para o menor valor.

3º Planejamento: Fatorial Fracionário 2^{6-2}

Para o 3º planejamento fatorial fracionário, as faixa de estudo das variáveis são novamente modificadas. Duas variáveis, não significativas nos planejamentos anteriores, são fixadas, com isso este planejamento passa a estudar 6 variáveis conforme mostra a Tabela 5-13.

Tabela 5-13: Discretização para o 3º planejamento fatorial fracionário 2^{6-2} .

	REGIÃO 1	REGIÃO 2	REGIÃO 3		REGIÃO 4	
NÍVEL	permx1	permy2	permx3	permy3	permx4	permy4
-1	500	900	200	200	0	0
0	700	1100	350	350	100	100
1	900	1300	500	500	200	200

A Tabela 8-18 (anexo) apresenta a matriz do 3º planejamento fracionário 2^{6-2} e os erros ϵ_{Sw1} (medido na Região 1), ϵ_{Sw2} (medido na Região 2), ϵ_{Sw3} (medido na Região 3) e ϵ_{Sw4} (medido na Região 4). Os efeitos (Figura 5-15) das alterações são analisados e com eles é possível definir quais alterações tem maior impacto (são mais significativas a 95% de confiança) e quais os efeitos (positivo ou negativo) nas respostas.

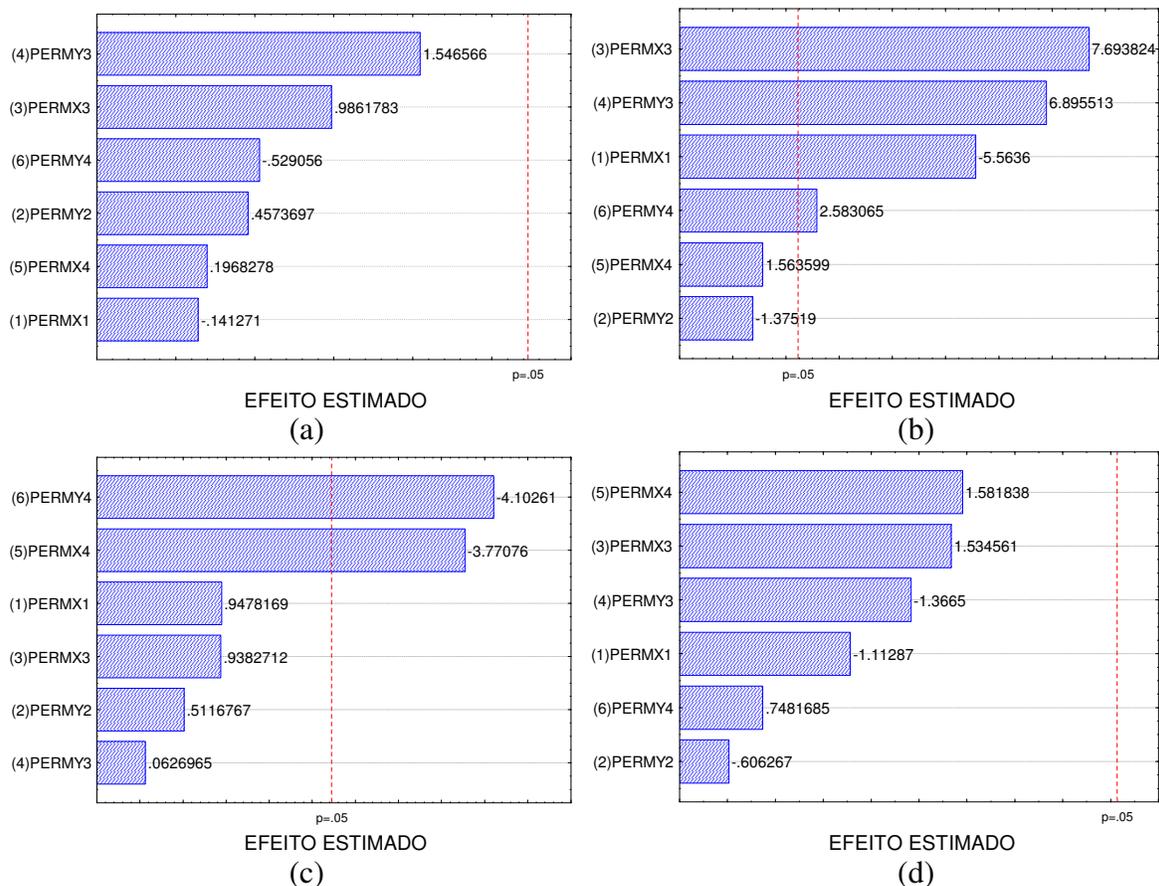


Figura 5-15: Variáveis estatisticamente significativas para o 3^o planejamento: (a) ϵ_{Sw1} (b) ϵ_{Sw2} (c) ϵ_{Sw3} e (d) ϵ_{Sw4} .

Os resultados da Figura 5-15 apresentam os efeitos das variáveis, sendo que nenhuma das variáveis apresenta efeitos estatisticamente significativos sobre o erro das respostas ϵ_{Sw1} e ϵ_{Sw4} . Devido à pequena redução no erro verificado nos resultados da Tabela 8-18 (anexo) e ao efeito reduzido das alterações, conclui-se que o erro nas quatro regiões definidas anteriormente está próximo do mínimo. Para verificar isso é calculado novamente o mapa de erro, como mostra a Figura 5-16, porém agora a comparação é entre o modelo sintético e o melhor modelo encontrado até o terceiro planejamento, chamado de modelo 2.

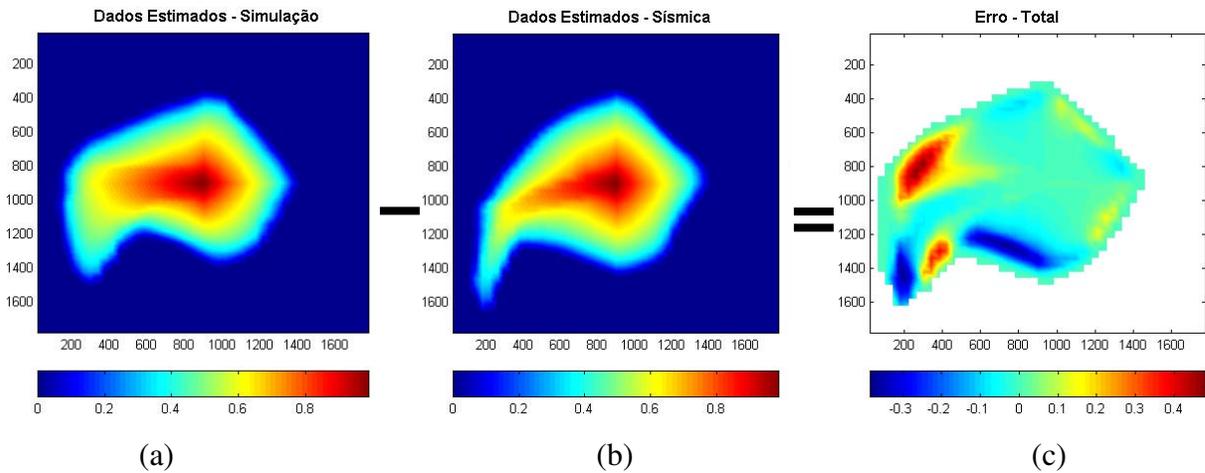


Figura 5-16: Mapas de saturação de água: (a) modelo 2 (b) modelo sintético (c) erro.

Observa-se que realmente o erro nas quatro regiões críticas definidas anteriormente reduziu significativamente, porém observa-se também que surgiram novas regiões críticas em outras áreas do reservatório, consequência das alterações feitas anteriormente. Com isso inicia-se um novo processo de ajuste, onde as regiões com erro crítico são redefinidas, porém agora o novo processo de ajuste parte de um modelo muito mais confiável do que o modelo base.

Redefinindo as regiões

Considerando o mapa de erros da Figura 5-16 e o mapa de linhas de fluxo (Figura 5-17), o modelo 2 é dividido em 6 regiões, conforme mostra a Figura 5-18. Neste caso são estudadas 1 variável por região, totalizando 6 variáveis críticas. Para simplificar o processo de ajuste e diminuir o número de variáveis no estudo é considerado que a permeabilidade na direção “x” é igual à permeabilidade na direção “y”, mas poderiam ser consideradas diferentes, o que elevaria o número de variáveis para 12.

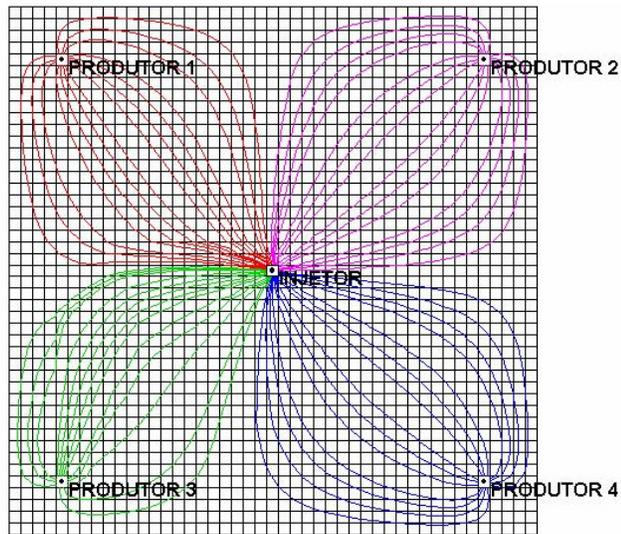


Figura 5-17: Mapas de linhas de fluxo para o modelo 2.

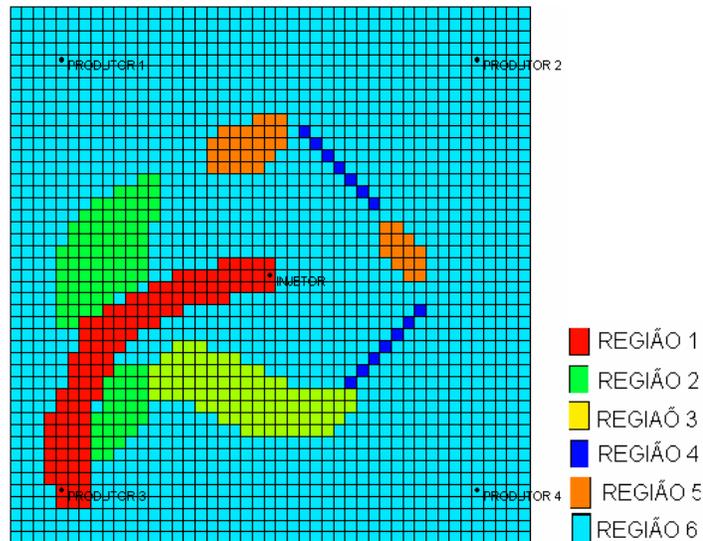


Figura 5-18: Divisão do modelo 2 em 6 regiões críticas.

4º Planejamento: *Fatorial Fracionário* 2^{6-2}

Para o 4º planejamento fatorial fracionário, as faixas de estudo das variáveis são modificadas. Neste planejamento são estudadas 6 variáveis discretizadas em 3 níveis de incerteza, como mostra a Tabela 5-14.

A nova Região 1 faz parte das Regiões 1 e 2 definidas anteriormente, por isso os valores desta nova região são definidos levando-se em conta os efeitos e os valores do terceiro planejamento para essas duas variáveis, com isso a nova faixa passa a ser de 700 mD a 1100 mD. O mesmo ocorre para as Regiões 4 e 6. A nova Região 4 faz parte da região 4 definida anteriormente, por isso a faixa desta nova região é a mesma definida anteriormente no terceiro planejamento de 0 mD a 200 mD. A nova Região 6 faz parte da antiga Região 3, levando-se em conta os efeitos e a faixa estudada anteriormente, a nova faixa passa a ser de 200 mD a 400 mD. As novas Regiões 2, 3 e 5 não fazem parte das regiões estudadas anteriormente, por isso a faixa de estudo inicial delas é a mesma da Região 6 que é a região predominante no modelo.

Tabela 5-14: Discretização para o 4º planejamento fatorial fracionário 2^{6-2} .

	REGIÃO 1	REGIÃO 2	REGIÃO 3	REGIÃO 4	REGIÃO 5	REGIÃO 6
NIVEL	permxy1	permxy2	permxy3	Permxy4	Permxy5	Permxy6
-1	700	200	200	0	200	200
0	900	300	300	100	300	300
1	1100	400	400	200	400	400

A Tabela 8-19 (anexo) apresenta a matriz do 4º planejamento fracionário 2^{6-2} e os erros ϵ_{Sw1} (medido na Região 1), ϵ_{Sw2} (medido na Região 2), ϵ_{Sw3} (medido na Região 3), ϵ_{Sw4} (medido na Região 4), ϵ_{Sw5} (medido na Região 5) e ϵ_{Sw6} (medido na Região 6). Os efeitos (Figura 5-19) das alterações são analisados e com eles é possível definir quais alterações tem maior impacto (são mais significativas com 95% de confiança) e quais os efeitos (positivo ou negativo) nas respostas.

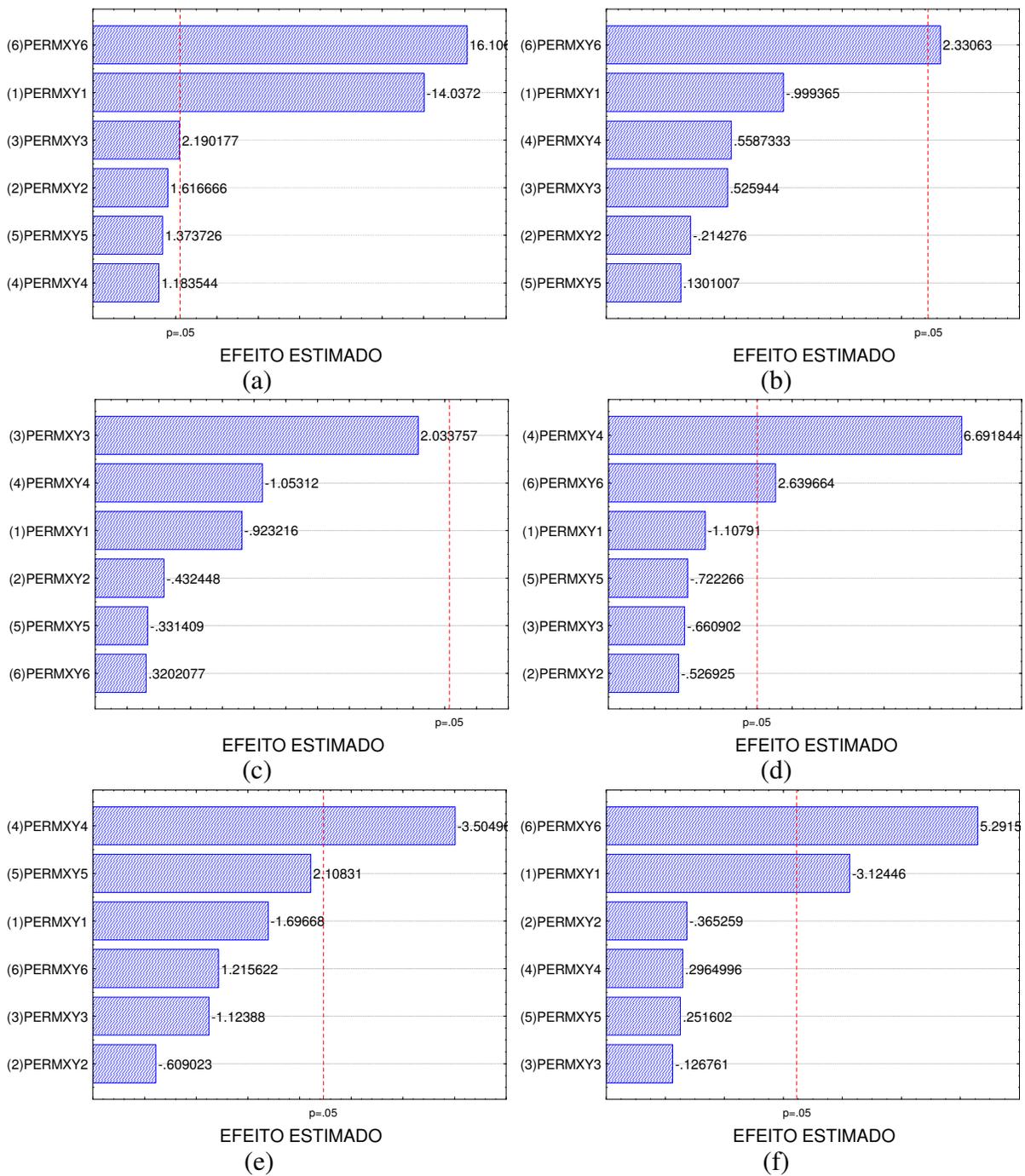


Figura 5-19: Variáveis estatisticamente significativas para o 4^o planejamento: (a) ϵ_{Sw1} (b) ϵ_{Sw2} (c) ϵ_{Sw3} (d) ϵ_{Sw4} (e) ϵ_{Sw5} (f) ϵ_{Sw6} .

Através do quarto planejamento é possível observar que a alteração somente em 3 regiões (PERMXY1, PERMXY4 e PERMXY6) apresentam efeitos estatisticamente válidos.

As Regiões 1 e 4 têm um comportamento diferente entre si (negativo e positivo) e entre as demais, além de possuírem também uma faixa de estudo diferente (valores altos e baixos), por isso podemos considerar que se tratam de duas regiões distintas. A terceira região é composta pelas Regiões 2, 3, 5 e 6, as quais além de possuírem a mesma faixa de estudo (valores médios), apresentam o mesmo comportamento, por isso são agrupadas em uma única região.

Considerando o efeito negativo de -14,03 (aumentar o valor) no quarto planejamento, a faixa da nova Região 1 (Região 1 definida anteriormente) passa a ser definida de 800 mD a 1200 mD, anteriormente era de 700 mD a 1100 mD. A nova Região 2 (Região 4 definida anteriormente), com efeito positivo de 6,69 (diminuir o valor) passa de 0 mD a 200 mD para 0 mD a 100 mD. A nova Região 3 (Regiões 2,3,5 e 6 definidas anteriormente), com efeito positivo de 16,10 (diminuir o valor) passa de 200 mD a 400 mD para 100 mD a 300 mD. Para o quinto planejamento as três regiões são estudadas através de um planejamento fatorial completo 2^3 .

5º Planejamento: Fatorial Completo 2^3

O planejamento fatorial completo é aplicado nestas 3 regiões, como mostra a Figura 5-20 e são estudadas 1 variável por região discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-15.

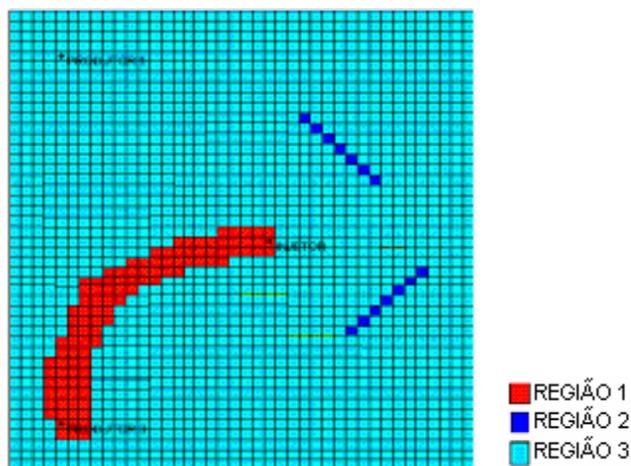


Figura 5-20: Divisão do modelo 2 em 3 regiões críticas.

Tabela 5-15: Discretização para o 5^o planejamento fatorial completo 2³.

	REGIÃO 1	REGIÃO 2	REGIÃO 3
NÍVEL	permxy1	permxy2	permxy3
-1,68	800	0	100
-1	881	20	140
0	1000	50	200
1	1119	80	260
1,68	1200	100	300

Na Tabela 8-20 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 5^o planejamento. A Tabela 8-21 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA) para a Região 1. O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-8 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,68 e +1,68*.

$$\begin{aligned} \varepsilon_{Qw1} = & 2,34294 - 0,29831 \times (\text{Permxy1}^*) + 1,00393 \times (\text{Permxy1}^*)^2 - 0,50682 \times (\text{Permxy3}^*) + \\ & + 2,82120 \times (\text{Permxy3}^*)^2 - 2,00806 \times (\text{Permxy1}^*) \times (\text{Permxy3}^*) \end{aligned} \quad 5-8$$

As alterações na Região 2 não tem efeito na resposta da Região 1, por isso foram desconsideradas na superfície de resposta. Através da análise da Figura 5-21 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se uma faixa ótima que minimiza a função-objetivo. O erro mínimo encontrado é próximo a 3%, abaixo da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 10%).

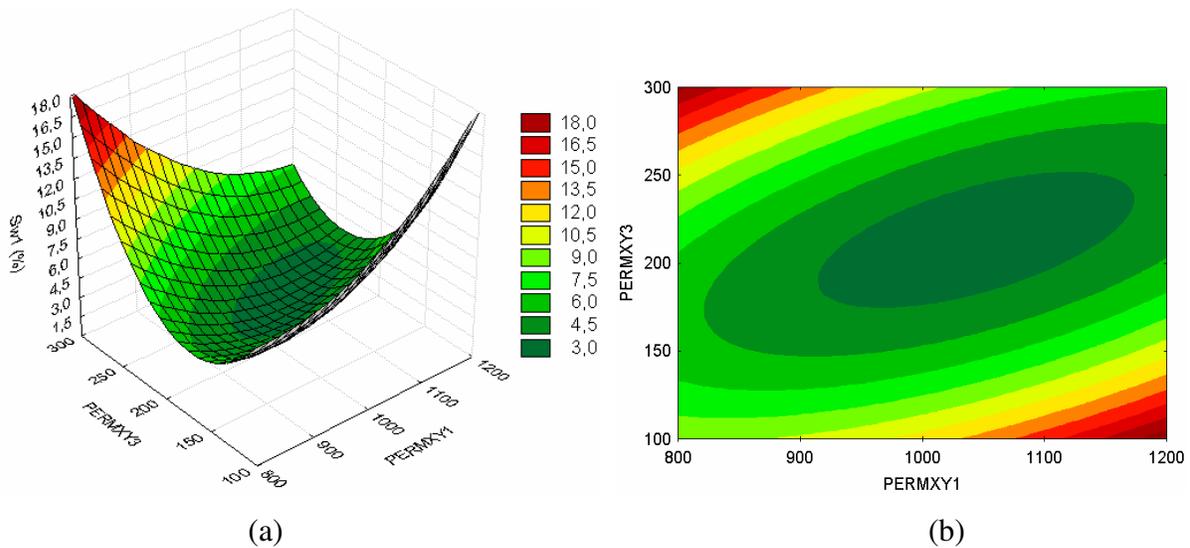


Figura 5-21: Comportamento do erro na Região 1 para o 5^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

A Tabela 8-22 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA) pra a Região 2. O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-9 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,68 e +1,68*.

$$\varepsilon_{Qw2} = 6,89736 - 0,96973 \times (\text{Permxy1}^*) + 3,07429 \times (\text{Permxy2}^*) - 0,74998 \times (\text{Permxy2}^*)^2 + 5,91,33281 \times (\text{Permxy3}^*) - 0,84235 \times (\text{Permxy3}^*)^2 + 1,01559 \times (\text{Permxy2}^*) \times (\text{Permxy3}^*)$$

Através da análise da Figura 5-22 à Figura 5-24 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro mínimo é próximo a 0 quando a permeabilidade na Região 2 é reduzida a 0 mD (barreira), abaixo da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 10%).

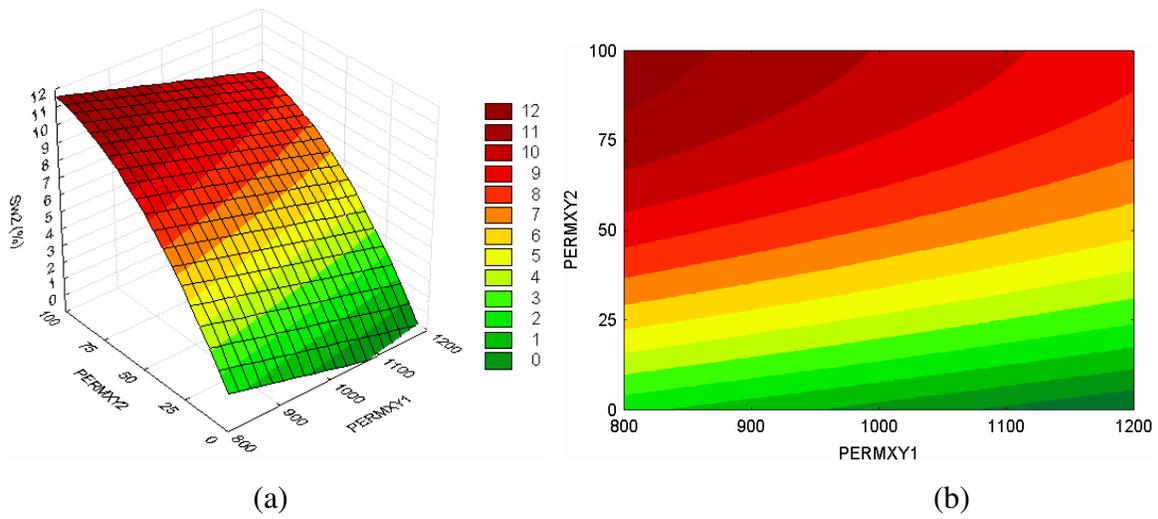


Figura 5-22: Comportamento do erro na Região 2 para o 5^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Permxy1 versus Permxy2)

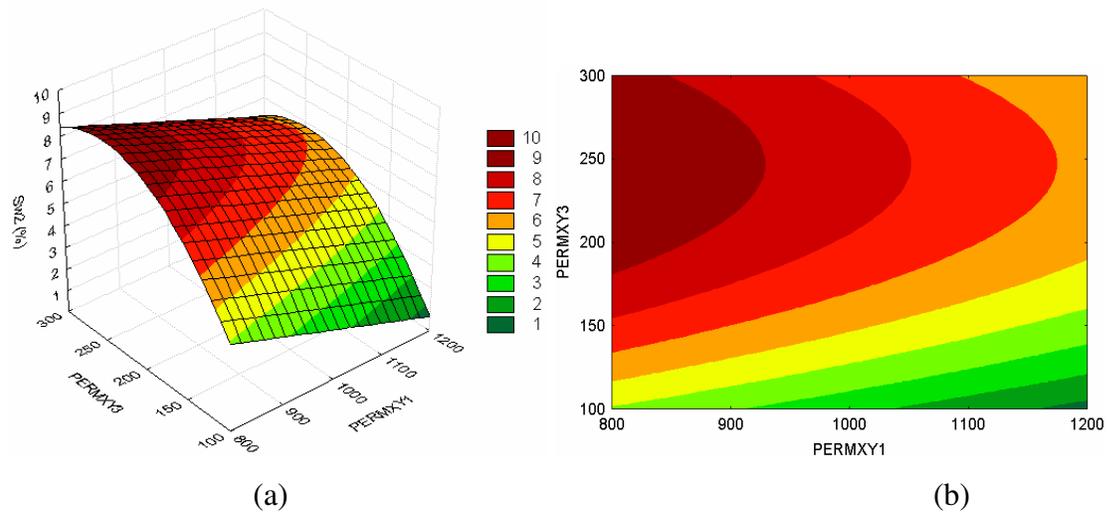


Figura 5-23: Comportamento do erro na Região 2 para o 5^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno - (Permxy1 versus Permxy3)

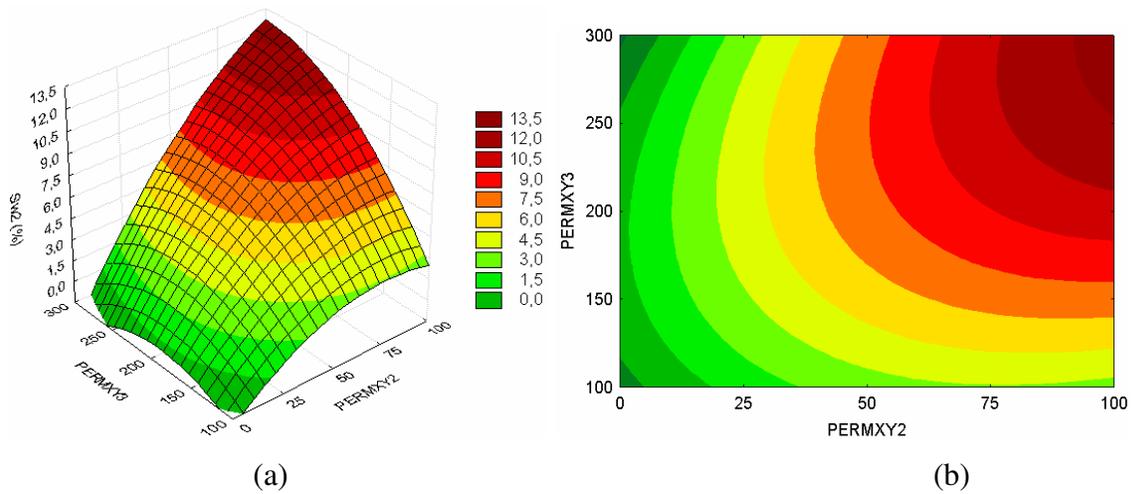


Figura 5-24: Comportamento do erro na Região 2 para o 5º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno - (Permxy2 versus Permxy3).

A Tabela 8-23 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA) para a Região 3. O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-10 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,68 e +1,68 *.

$$\varepsilon_{Qw3} = 2,55190 + 0,18433 \times (\text{Permxy1}^*) + 0,21186 \times (\text{Permxy2}^*) - 0,85274 \times (\text{Permxy3}^*) + 0,53544 \times (\text{Permxy3}^*)^2 - 0,35363 \times (\text{Permxy1}^*) \times (\text{Permxy3}^*) \quad 5-10$$

Através da análise da Figura 5-25 à Figura 5-27 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro mínimo é próximo a 2% quando a permeabilidade na Região 2 também foi reduzida a 0 mD (barreira), abaixo da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 10%).

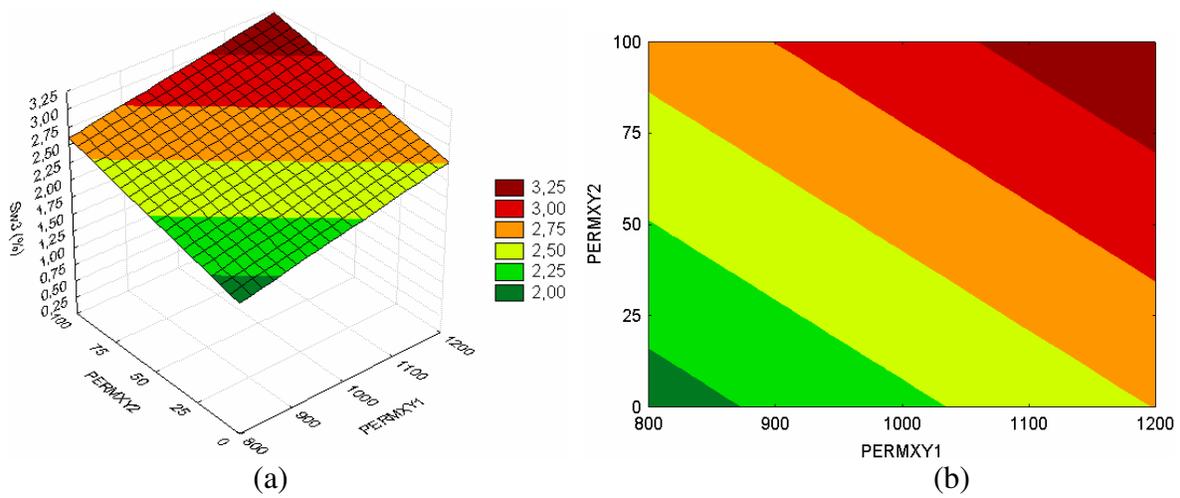


Figura 5-25: Comportamento do erro na Região 3 para o 5^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Permxy1 versus Permxy2).

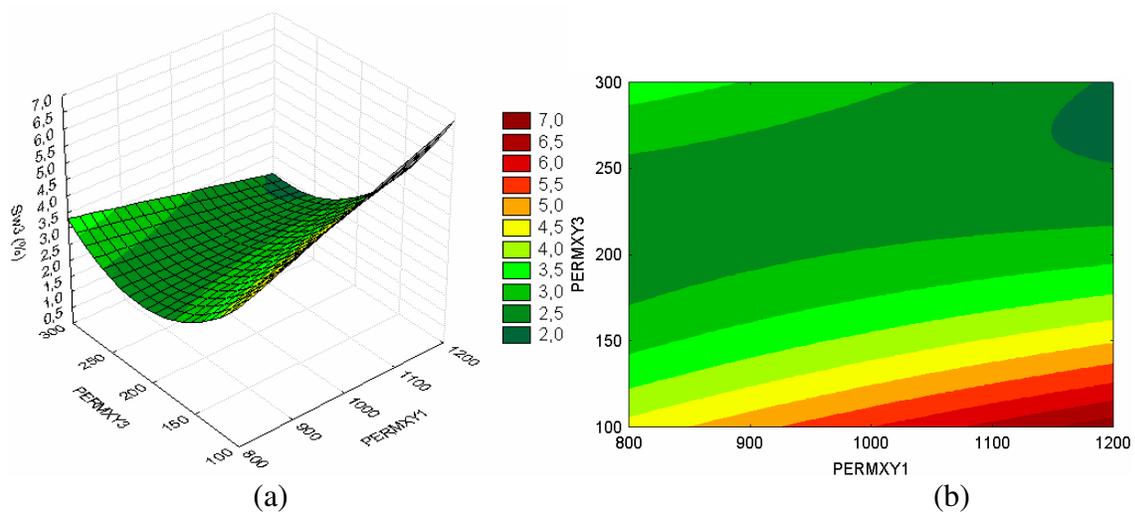


Figura 5-26: Comportamento do erro na Região 3 para o 5^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Permxy1 versus Permxy3).

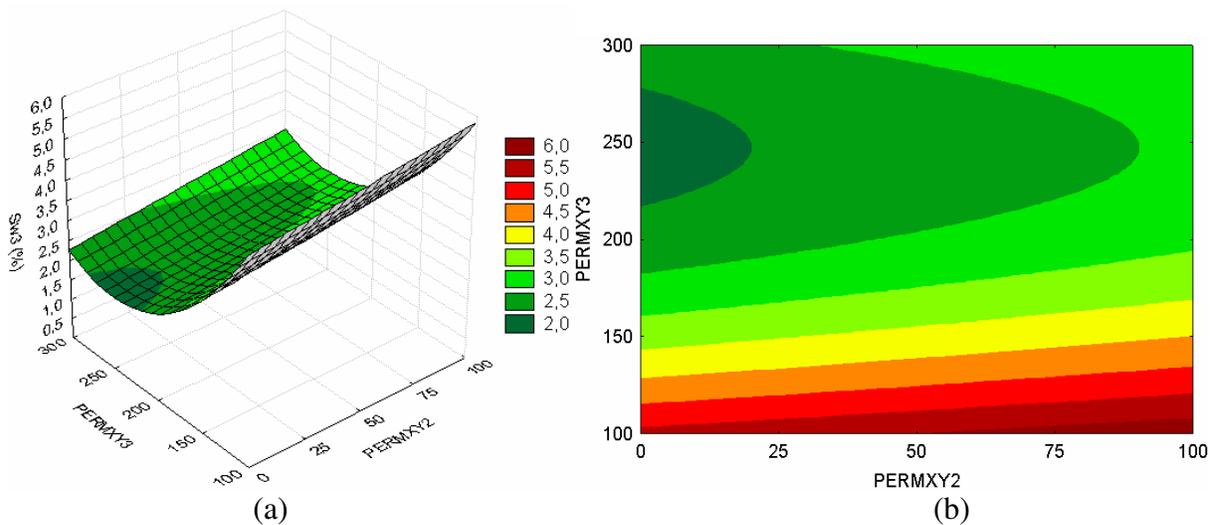


Figura 5-27: Comportamento do erro na Região 3 para o 5^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Permxy2 versus Permxy3).

Analisando-se as superfícies de respostas conclui-se que em todas elas a permeabilidade na Região 2 tende a 0 mD, ou seja, trata-se de duas barreiras, pois na análise da resposta 1 as alterações na Região 2 não são significativas e para as respostas 2 e 3 o mínimo da função é obtido quando a permeabilidade se aproxima de 0 mD. Para as regiões 1 e 3 não é possível definir um comportamento padrão, por isso o processo segue tentando achar os valores destas regiões que minimizam a função-objetivo.

6^o Planejamento: Fatorial Completo 2²

Procurando encontrar os mínimos das regiões 1 e 3 é necessário fazer um novo planejamento, estudando uma variável por região, discretizadas em 5 (cinco) níveis, como mostra a Tabela 5-16.

Tabela 5-16: Discretização para o 6^o planejamento fatorial completo 2².

	REGIÃO 1	REGIÃO 3
NÍVEL	permxy1	permxy3
-1,41	920	180
-1	955	192
0	1040	220
1	1125	248
1,41	1160	260

Na Tabela 8-24 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 6^o planejamento. A Tabela 8-25 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA) para a Região 1. O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado foi superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-11 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$\varepsilon_{Qw1} = 2,11055 + 0,50053 \times (Permxy1^*)^2 + 1,11971 \times (Permxy3^*)^2 - 1,31403 \times (Permxy1^*) \times (Permxy3^*) \quad 5-11$$

Através da análise da Figura 5-28 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se uma faixa ótima que minimiza a função-objetivo. O erro mínimo é próximo a 2%, abaixo da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 10%), com isso o processo de ajuste da Região 1 é concluído.

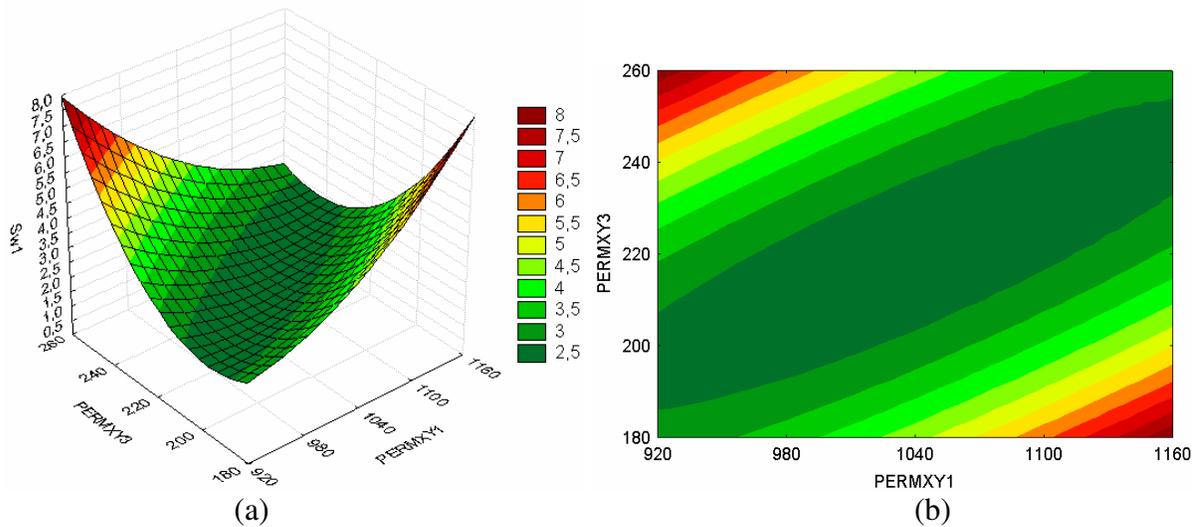


Figura 5-28: Comportamento do erro na Região 1 para o 6^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 2,11%, menor que a tolerância mínima exigida de 10%. Os valores que minimizam a função são: PERMXY1 = 0,00* (1040 mD) e PERMXY3 = 0,00* (220 mD).

A Tabela 8-26 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA) para a Região 3. O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-12 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$\varepsilon_{Qw3} = 2,26594 + 0,04977 \times (\text{Permxy1}^*) + 0,08752 \times (\text{Permxy1}^*)^2 - 0,12614 \times (\text{Permxy3}^*) + 5-12 + 0,19325 \times (\text{Permxy3}^*)^2 - 0,2248 \times (\text{Permxy1}^*) \times (\text{Permxy3}^*)$$

Através da análise da Figura 5-29 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se uma faixa ótima que minimiza a função-objetivo. O erro mínimo é próximo a 2%, abaixo da tolerância mínima permitida (tolerância adotada neste caso de 10%), com isso o processo de ajuste da Região 3 é concluído.

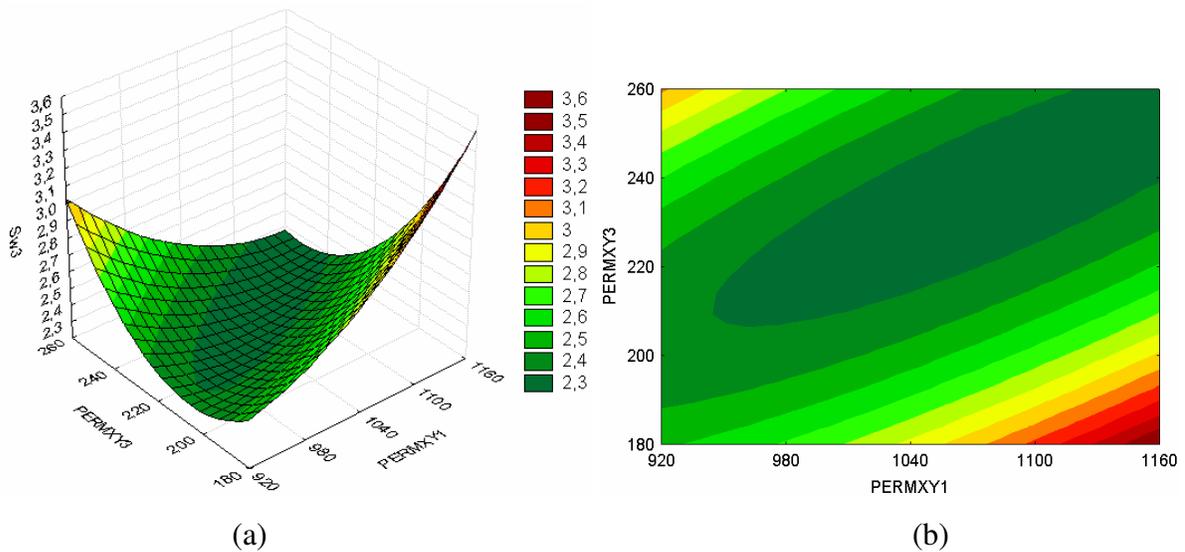


Figura 5-29: Comportamento do erro na Região 3 para o 6^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 2,23%, menor que a tolerância mínima exigida de 10%. Os valores que minimizam a função são: $PERMXY1 = 0,50 * (1080 \text{ mD})$ e $PERMXY3 = 0,62 * (237 \text{ mD})$.

Modelo Ajustado

Analisando-se as superfícies de respostas observamos que uma ou mais regiões (faixa) minimizam as funções-objetivo (erro), o que demonstra certa incerteza na definição exata do atributo. Com isso múltiplos modelos podem ser construídos com respostas semelhantes. Para a comparação com o modelo sintético é construído um modelo (ajustado) utilizando-se os valores de permeabilidade que minimizam a função-objetivo encontrados através das superfícies de respostas dos planejamentos. A Tabela 5-17 apresenta as permeabilidades absolutas (direção “x” igual a “y”) calculadas para cada região e os seus respectivos erros no mapa de saturação. O erro pode ser observado na Figura 5-30.

Tabela 5-17: Permeabilidades absolutas utilizadas no modelo ajustado.

Região 1	Região 2	Região 3
PERMXY1	PERMXY2	PERMXY3
1040	0	220
Erro = 0,021	Erro = 0,005	Erro = 0,022

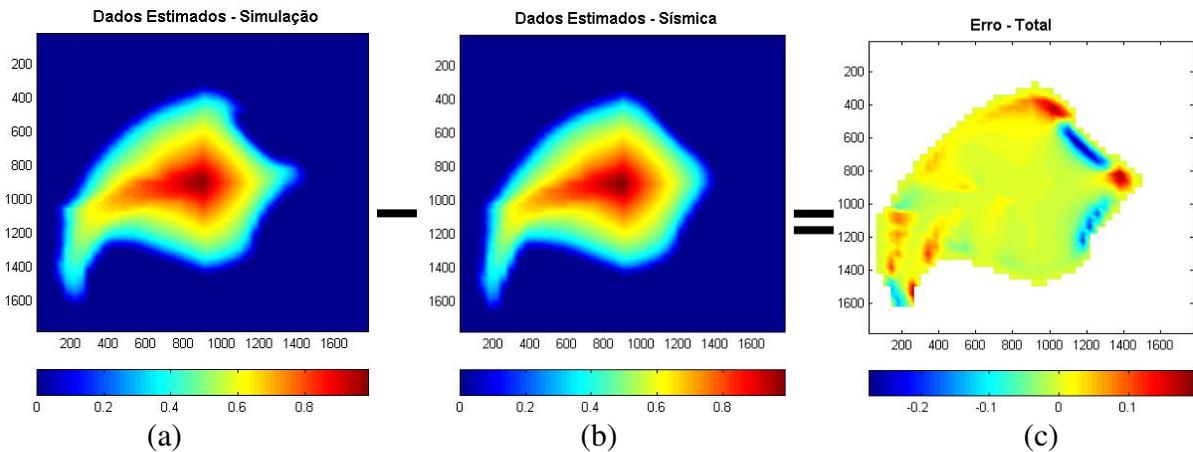


Figura 5-30: Mapas de saturação de água: (a) modelo ajustado (b) modelo sintético (c) erro.

Analisando-se os resultados da Figura 5-30 conclui-se que os resultados do modelo ajustado estão muito próximos do modelo sintético e que a metodologia adotada no processo de ajuste de mapas foi eficaz, ou seja, o planejamento estatístico novamente foi fundamental na organização das simulações e na facilidade da interpretação dos resultados, mostrando-se eficaz também em ajuste de mapas de saturação.

Através de uma seqüência de planejamentos identificou-se o canal de fluxo e as duas barreiras, mesmo com o mapa de saturação de água sendo obtido aos 4 anos de produção, enquanto que no ajuste considerando 12 anos de histórico do campo não foi possível. Com isso obteve-se um modelo com erro máximo de 2,2%, bem abaixo da tolerância mínima exigida (10% para este caso). Isso comprova que a definição das regiões críticas através do mapa de erro e das linhas de fluxo é eficiente.

Foram realizadas 124 simulações, distribuídas em 6 planejamentos estatísticos, sendo dois planejamentos fatoriais fracionários 2^{8-3} , dois planejamentos fatoriais fracionários 2^{6-2} , um planejamento fatorial completo 2^3 e um planejamento fatorial completo 2^2 .

É possível observar a proximidade na permeabilidade absoluta do modelo ajustado e do modelo sintético ao compararmos a Tabela 5-17 e a Tabela 5-18. Há algumas diferenças, mas na prática, considerando as incertezas envolvidas na obtenção de mapas, pode-se afirmar que a técnica levaria a soluções dentro da margem de erro esperada. A Figura 5-31 mostra a exata localização do canal e das barreiras dos modelos e para isso foi fundamental o ajuste local (erro medido em cada região alterada), pois com isso identificaram-se todas as regiões críticas, mesmo as menores. A confiabilidade do modelo numérico pode ser verificada através da previsão do comportamento futuro do campo (Figura 5-32).

Tabela 5-18: Permeabilidades absolutas do modelo sintético.

Região 1	Região 2	Região 3
PERMXY1	PERMXY2	PERMXY3
1000	0	200

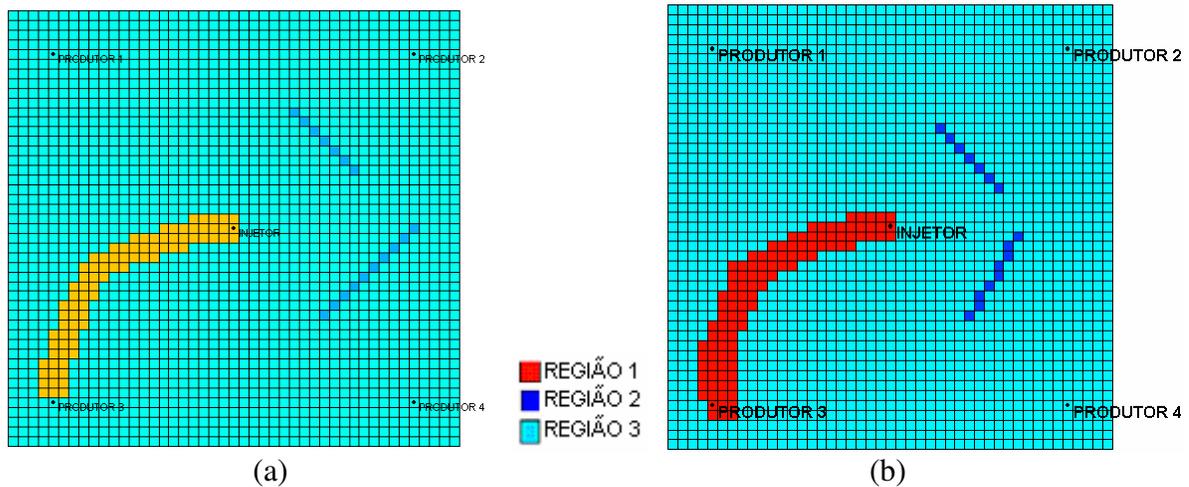


Figura 5-31: Mapa de permeabilidade absoluta: (a) modelo sintético (b) modelo ajustado.

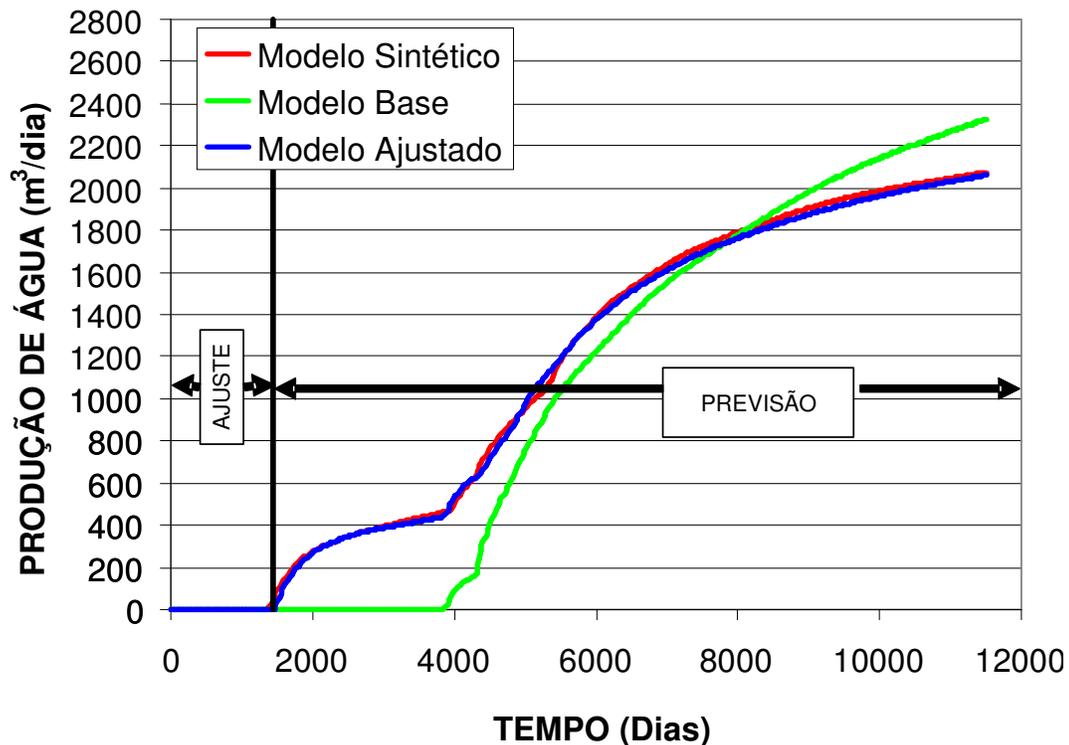


Figura 5-32: Previsão de produção de água do campo.

5.1.3. Integração do Ajuste de Histórico com o Ajuste de Mapas de Saturação

Esta fase do trabalho tem por objetivo integrar o ajuste de histórico com o ajuste de mapas. Para isso, um processo de ajuste completo é realizado por etapas: (1) a primeira etapa considera que o campo é desenvolvido durante 4 anos e durante este período a única informação disponível para o ajuste são os dados do histórico de produção; (2) a segunda etapa considera que após este período de 4 anos é obtido um mapa de saturação do campo e esta informação é adicionada ao histórico no processo de ajuste; (3) a terceira etapa considera que se passam mais 8 anos (total de 12 anos) e durante este período se obtém mais informação do histórico do campo que é adicionada ao histórico e ao mapa de saturação dos primeiros 4 anos; (4) a quarta etapa considera que aos 12 anos é obtido mais um mapa de saturação, somando-se esta informação ao primeiro mapa e aos 12 anos de histórico de produção do campo.

Nesta fase de integração do histórico com os mapas a função-objetivo será medida globalmente (somatório dos erros) e não localmente como realizado anteriormente. O modelo sintético possui a porosidade e a espessura constante (o que torna o volume dependente somente da saturação), por isso, o processo de ajuste considera somente o mapa de saturação e não o de volume por unidade de área.

5.1.3.1. Etapa 1 - Histórico de Produção e Pressão: 0 a 4 anos

O processo de ajuste do campo (Figura 4-15) começa com o ajuste dos dados de produção, a água ainda não chegou nos poços produtores aos 4 anos de histórico, a produção de óleo é dado de entrada no simulador, por isso, nesta etapa somente a pressão do campo é ajustada. A pressão é ajustada nos 5 poços (4 produtores e 1 injetor) e as alterações na permeabilidade são feitas na região de influência de cada poço, como mostra a Figura 4-16.

1º Planejamento: *Plackett-Burman*

Este primeiro planejamento do tipo *Plackett-Burman* tem por objetivo definir se as alterações em uma determinada região afetam as respostas nas demais, ou seja, se podemos estudar cada região separadamente. Foram estudadas 10 variáveis discretizadas em 3 níveis, como mostra a Tabela 5-19.

Tabela 5-19: Discretização para o 1º planejamento *Plackett-Burman* – Etapa 1.

NÍVEL	REGIÃO 1		REGIÃO 2		REGIÃO 3		REGIÃO 4		REGIÃO 5	
	PERMX1	PERMY1	PERMX2	PERMY2	PERMX3	PERMY3	PERMX4	PERMY4	PERMX5	PERMY5
-1	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
0	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
+1	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700

A Tabela 8-27 (anexo) apresenta a matriz do planejamento *Plackett-Burman* e os erros dos 5 poços. Os efeitos (Figura 5-33) das alterações são analisados e com eles é possível definir quais alterações tem maior impacto (são mais significativas com 95% de confiança) e

quais os efeitos (positivo ou negativo) nas respostas.

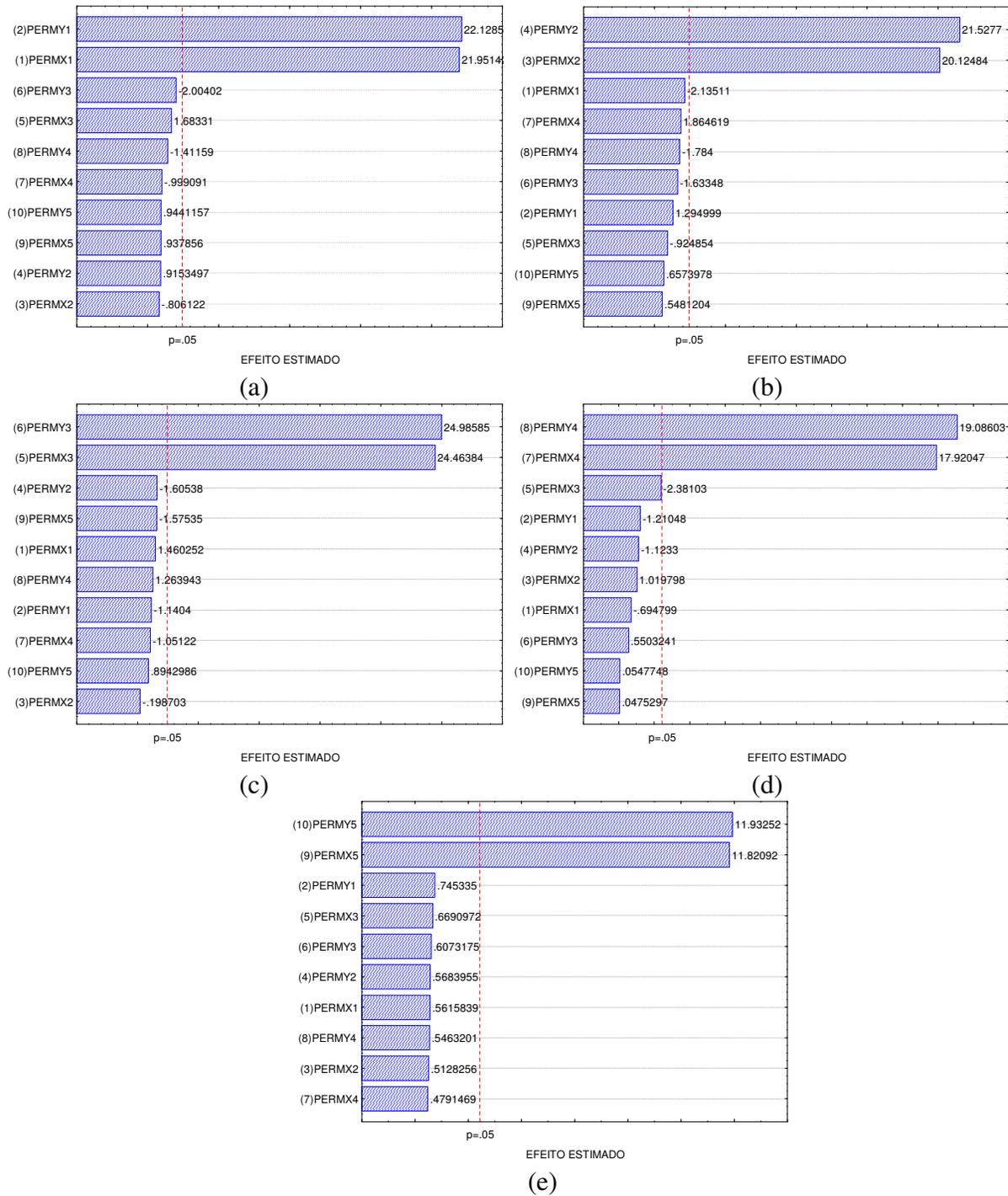


Figura 5-33: Variáveis estatisticamente significativas para o 1º planejamento: (a) ϵ_{P1} (b) ϵ_{P2}

(c) ϵ_{P3} (d) ϵ_{P4} (e) ϵ_{P5} – Etapa 1.

Através do primeiro planejamento observa-se que é possível estudar cada uma das regiões separadamente, pois somente as alterações na Região 1 é que afetam os resultados do Poço 1 e assim acontece para as Regiões 2, 3, 4 e 5. Para o segundo planejamento as faixas de estudo são redefinidas e como os efeitos são positivos, para minimizarmos a função-objetivo, devemos reduzir os valores das permeabilidades.

2º Planejamento: Fatorial Completo 2^2 – Região 1

O planejamento fatorial completo é aplicado somente na Região 1, onde são estudadas 2 variáveis discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-20.

Tabela 5-20: Discretização para o 2º planejamento fatorial completo 2^2 – Região 1.

FAIXAS				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
50	94	200	306	350

Na Tabela 8-28 (anexo) encontram-se os resultados (normalizados) dos erros do 2º planejamento para o Poço 1 (ϵ_{P1}). A Tabela 8-29 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a Equação 5-13 é válida (valores codificados, variando entre -1,41 e +1,41 *).

$$\begin{aligned} \epsilon_{P1} = & 0,02961 - 0,21739 \cdot (\text{permx}_1^*) + 0,15913 \cdot (\text{permx}_1^*)^2 - 0,22033 \cdot (\text{permy}_1^*) \\ & + 0,16306 \cdot (\text{permy}_1^*)^2 + 0,26000 \cdot (\text{permx}_1^*) \cdot (\text{permy}_1^*) \end{aligned} \quad 5-13$$

Através da análise da Figura 5-34, é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se uma região ótima em que o erro é próximo a 0, com isso o processo se encerra para esta região.

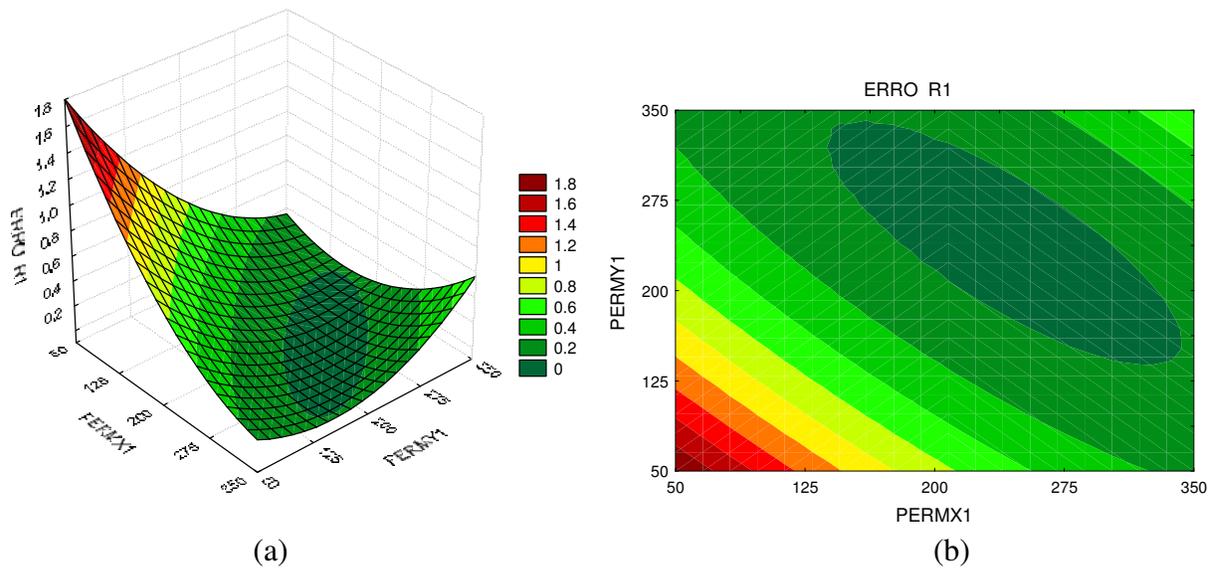


Figura 5-34: Comportamento do erro na pressão do poço 1 para o 2º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – Etapa 1.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,00, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: $PERMX1 = 0,67^* (273 \text{ mD})$ e $PERMY1 = 0,67^* (273 \text{ mD})$.

3º Planejamento: Fatorial Completo 2^2 – Região 2.

A faixa estudada, para a Região 2, é a mesma do estudo anterior, , como mostra a Tabela 5-21.

Tabela 5-21: Discretização para o 3º planejamento fatorial completo 2^2 – Região 2.

FAIXAS				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
50	94	200	306	350

Na Tabela 8-30 (anexo) encontram-se os resultados (normalizados) dos erros do 3º planejamento para o Poço 2 (ϵ_{P2}). A Tabela 8-31 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para

95% de confiança, com isso a Equação 5-14 é válida (valores codificados, variando entre -1,41 e +1,41 *).

$$\begin{aligned} \varepsilon_{p_2} = & 0,0227 - 0,16226 \cdot (\text{permx}_1^*) + 0,16936 \cdot (\text{permx}_1^*)^2 - 0,15438 \cdot (\text{permy}_1^*) \\ & + 0,15684 \cdot (\text{permy}_1^*)^2 + 0,31287 \cdot (\text{permx}_1^*) \cdot (\text{permy}_1^*) \end{aligned} \quad 5-14$$

Através da análise da Figura 5-35 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se também uma faixa de mínimo, com isso o processo se encerra também para esta região.

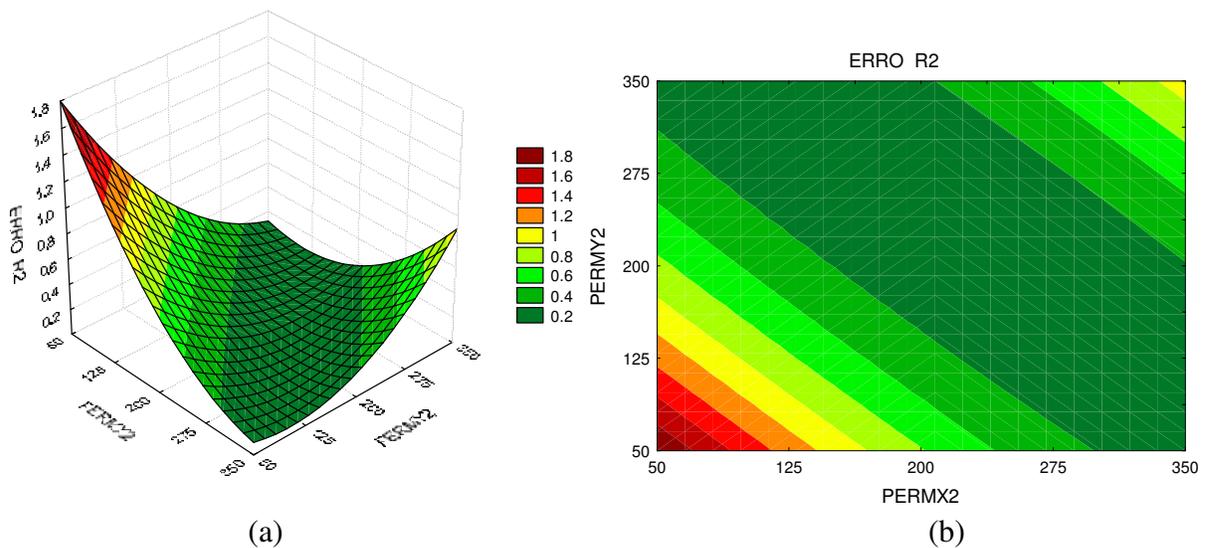


Figura 5-35: Comportamento do erro na pressão do poço 2 para o 3º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – Etapa 1.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,04, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: $\text{PERMX2} = 0,34^*$ (236 mD) e $\text{PERMY2} = 0,17^*$ (218 mD).

4º Planejamento: Fatorial Completo 2^2 – Região 3.

Na Região 3 também são estudadas 2 variáveis discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-22.

Tabela 5-22: Discretização para o 4º planejamento fatorial completo 2² – Região 3.

FAIXAS				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
50	94	200	306	350

Na Tabela 8-32 (anexo) encontram-se os resultados (normalizados) dos erros do 4º planejamento para o Poço 3 (ϵ_{P3}). A Tabela 8-33 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a Equação 5-15 é válida (valores codificados, variando entre -1,41 e +1,41 *).

$$\epsilon_{P3} = 0,04118 - 0,26216 \cdot (permx_1^*) + 0,16057 \cdot (permx_1^*)^2 - 0,25145 \cdot (permy_1^*) + 0,14893 \cdot (permy_1^*)^2 + 0,20632 \cdot (permx_1^*) \cdot (permy_1^*) \quad 5-15$$

Através da análise da Figura 5-36 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se novamente uma faixa ótima em que o erro é próximo a 0, com isso o processo se encerra para esta região.

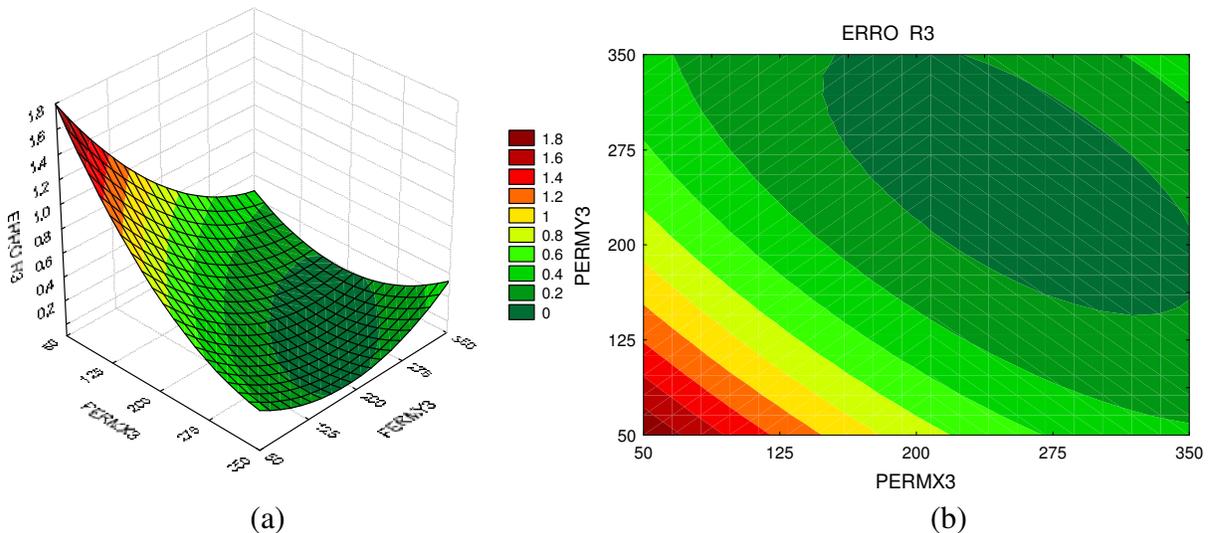


Figura 5-36: Comportamento do erro na pressão do poço 3 para o 4º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – Etapa 1.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,00, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: PERMX3 = 0,67* (271 mD) e PERMY3 = 0,67* (271 mD).

5º Planejamento: *Fatorial Completo 2² – Região 4.*

Na Região 4 são estudadas 2 variáveis tendo a mesma variação dos planejamentos anteriores, como mostra a Tabela 5-23.

Tabela 5-23: Discretização para o 5º planejamento fatorial completo 2² – Região 4.

FAIXAS				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
50	94	200	306	350

Na Tabela 8-34 (anexo) encontram-se os resultados (normalizados) dos erros do 5º planejamento para o Poço 4 (ϵ_{p4}). A Tabela 8-35 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a Equação 5-16 é válida (valores codificados, variando entre -1,41 e +1,41 *).

$$\begin{aligned} \epsilon_{p4} = & 0,09554 - 0,13932 \cdot (\text{permx}_1^*) + 0,14652 \cdot (\text{permx}_1^*)^2 - 0,15737 \cdot (\text{permy}_1^*) \\ & + 0,17962 \cdot (\text{permy}_1^*)^2 + 0,31961 \cdot (\text{permx}_1^*) \cdot (\text{permy}_1^*) \end{aligned} \quad 5-16$$

Através da análise da Figura 5-37 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se uma faixa de mínimo, com isso o processo se encerra para esta região.

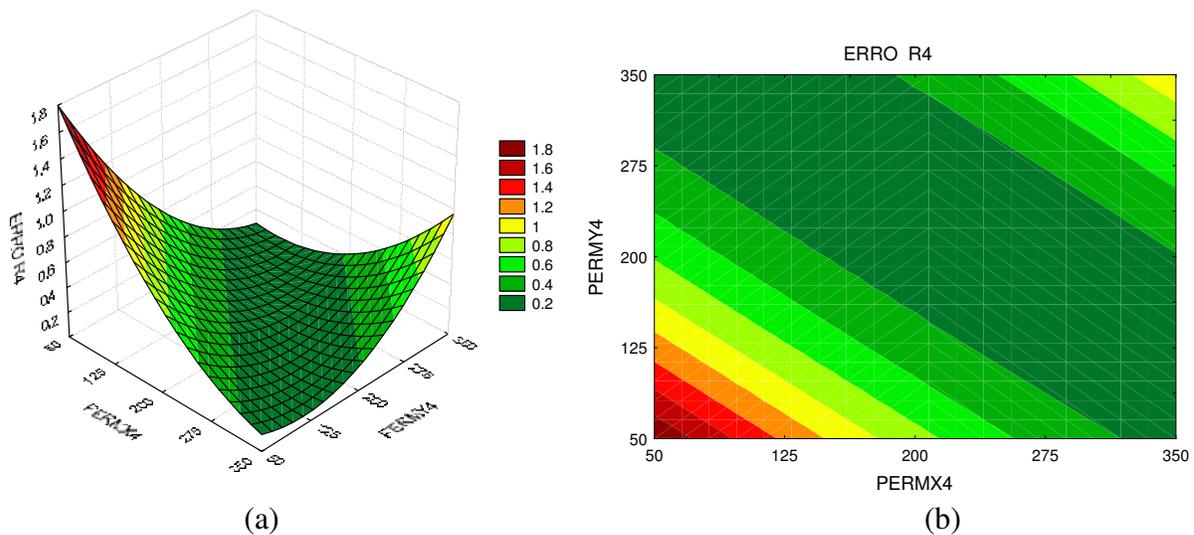


Figura 5-37: Comportamento do erro na pressão do poço 4 para o 5º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – Etapa 1.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,06, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: PERMX4 = 0,00* (200 mD) e PERMY4 = 0,45* (248 mD).

6º Planejamento: Fatorial Completo 2² – Região 5.

Para o planejamento aplicado na Região 5 a faixa estudada é diferente dos planejamentos anteriores, onde são estudadas 2 variáveis discretizadas em 5 níveis, variando de 400 mD a 800 mD, como mostra a Tabela 5-24.

Tabela 5-24: Discretização para o 6º planejamento fatorial completo 2² – Região 5.

FAIXAS				
-1.41	-1	0	+1	+1.41
400	458	600	742	800

Na Tabela 8-36 (anexo) encontram-se os resultados (normalizados) dos erros do 6º planejamento para o Poço 5 (ϵ_{15}). A Tabela 8-37 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para

95% de confiança, com isso a Equação 5-17 é válida (valores codificados, variando entre -1,41 e +1,41 *).

$$\begin{aligned} \varepsilon_{15} = & 0,07259 - 0,19582 \cdot (\text{perm}x_1^*) + 0,14130 \cdot (\text{perm}x_1^*)^2 - 0,19558 \cdot (\text{permy}_1^*) \\ & + 0,14106 \cdot (\text{permy}_1^*)^2 + 0,24296 \cdot (\text{perm}x_1^*) \cdot (\text{permy}_1^*) \end{aligned} \quad 5-17$$

Através da análise da Figura 5-38 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se uma região ótima em que o erro é próximo a 0, com isso o processo se encerra para esta região.

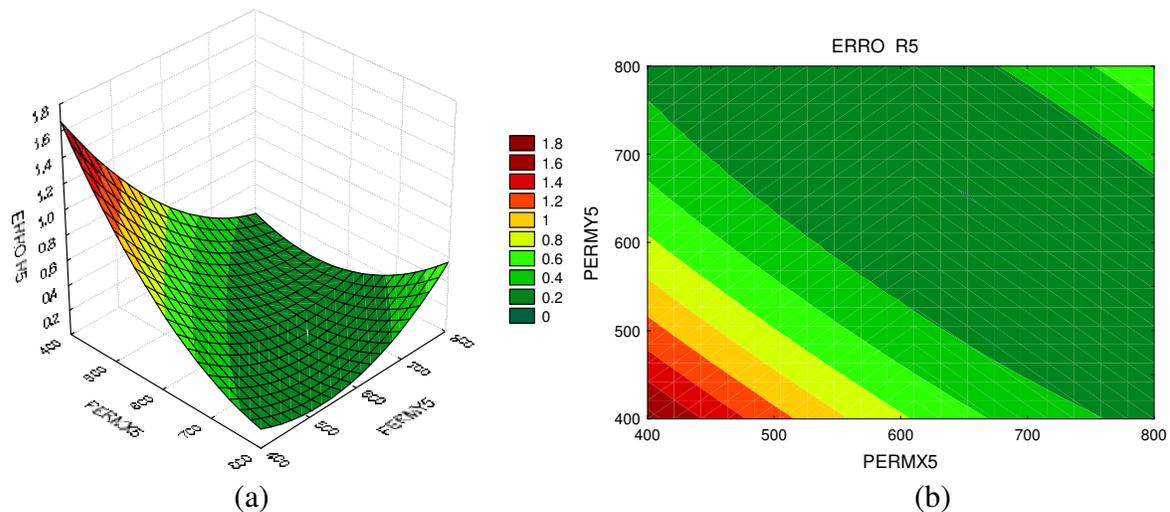


Figura 5-38: Comportamento do erro na pressão do poço 5 para o 6^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – Etapa 1.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,06, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: PERMX5 = 0,28* (640 mD) e PERMY5 = 0,45* (664 mD).

Modelo Ajustado

Analisando-se as superfícies de respostas observamos que uma ou mais regiões (faixa) minimizam as funções-objetivos (erro), o que demonstra certa incerteza na definição exata do atributo, sendo que múltiplos modelos podem ser construídos com respostas semelhantes, porém, o modelo ajustado, o qual será comparado com os resultados obtidos pelo modelo sintético, foi construído utilizando-se os mínimos encontrados através das superfícies de respostas dos planejamentos. A Tabela 5-25 apresenta as permeabilidades absolutas (direção “x” e “y”) calculadas para cada região.

Tabela 5-25: Permeabilidades absolutas utilizadas no modelo ajustado.

REGIÃO 1		REGIÃO 2		REGIÃO 3		REGIÃO 4		REGIÃO 5	
PERMX1	PERMY1	PERMX2	PERMY2	PERMX3	PERMY3	PERMX4	PERMY4	PERMX5	PERMY5
273	273	236	218	271	271	200	248	640	664

Porém, se analisarmos a permeabilidade absoluta do modelo ajustado (Tabela 5-25) e a compararmos com o modelo sintético (Tabela 5-26) observamos que, apesar do erro na pressão ter sido muito baixo, o modelo numérico ainda apresenta problemas, principalmente na identificação do canal de fluxo e das barreiras (Figura 5-39), mostrando que em alguns casos utilizando somente o histórico de pressão pode ser insuficiente para se obter um modelo numérico confiável para se fazer uma previsão do comportamento futuro do campo (Figura 5-40), daí a necessidade de se incorporar novas informações no processo, como o ajuste de mapas.

Foram realizadas 62 simulações, distribuídas em 6 planejamentos estatísticos, sendo um planejamento *Plackett-Burman* e cinco planejamentos fatoriais completos 2^2 .

Tabela 5-26: Permeabilidades absolutas do modelo sintético.

Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5	
PERMX1	PERMY1	PERMX2	PERMY2	PERMX3	PERMY3	PERMX4	PERMY4	PERMX5	PERMY5
200	200	200	0	200	1000	200	0	200	1000

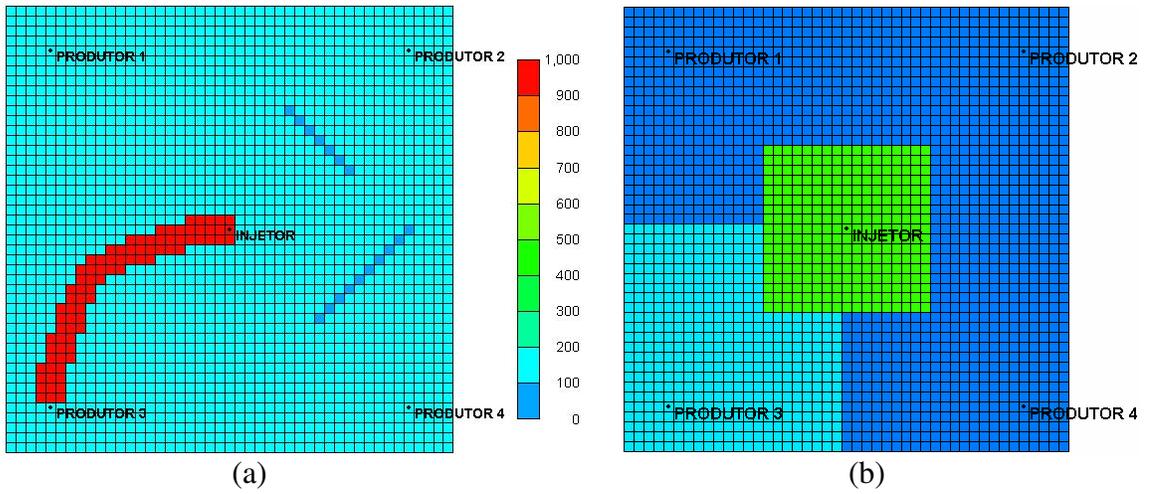


Figura 5-39: Mapa de permeabilidade absoluta: (a) modelo sintético (b) modelo ajustado.

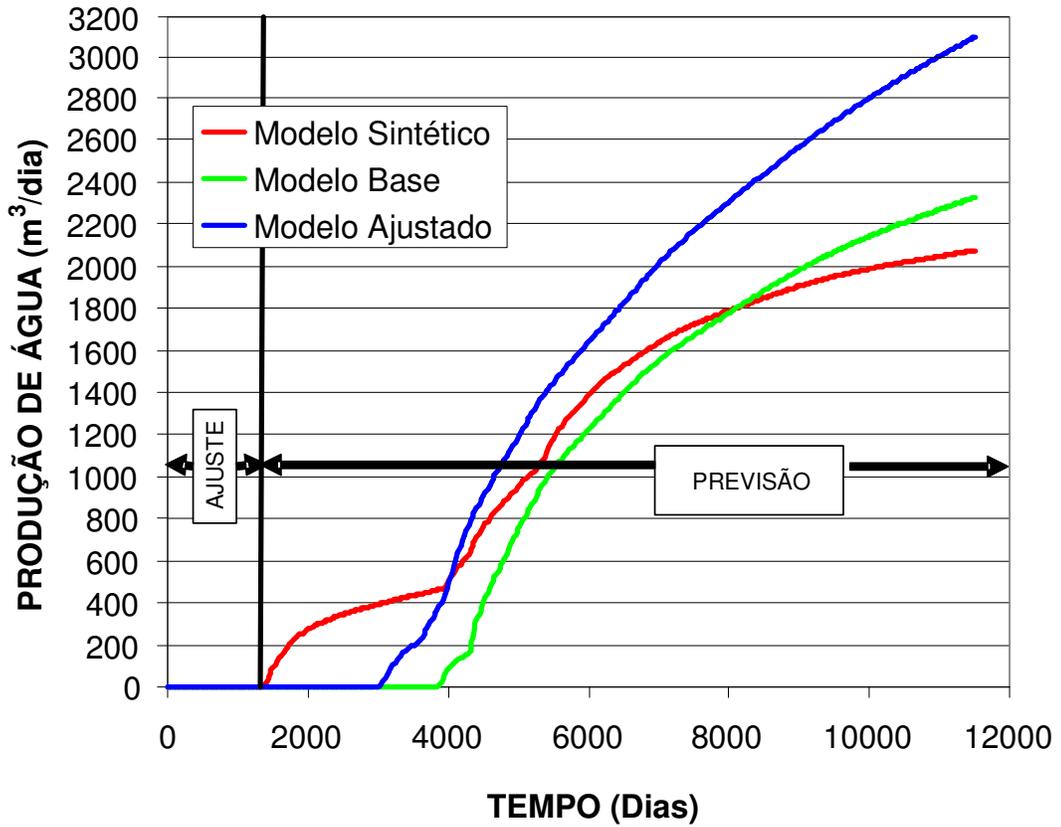


Figura 5-40: Previsão de produção de água do campo – Etapa 1.

5.1.3.2. Etapa 2 - Mapa de Saturação: 4 anos

O processo de ajuste do campo (Figura 4-17) considera a obtenção de um mapa de saturação aos 4 anos de produção do campo, a água ainda não chegou nos poços produtores e a produção de óleo é dado de entrada no simulador, por isso, a pressão dos poços e o mapa de saturação são ajustados nesta etapa.

As alterações na permeabilidade são feitas nas regiões definidas pelo mapa de erro (Figura 5-41), definido pela diferença entre o mapa de saturação do modelo ajustado (considerando somente a pressão) e o modelo sintético.

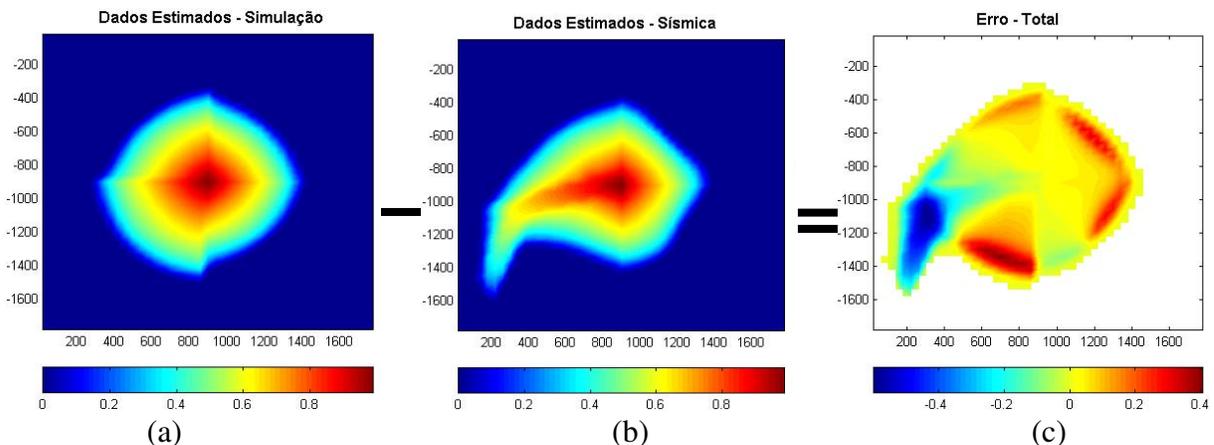


Figura 5-41: Mapas de saturação de água: (a) modelo ajustado na Etapa 1 (b) modelo sintético (c) erro.

Considerando o mapa de erro (Figura 5-41) e as linhas de fluxo (Figura 5-42), o modelo ajustado é dividido em 11 regiões, conforme mostra a Figura 5-43. Nesta fase são analisadas também as regiões que ligam a região crítica ao poço injetor, com isso é possível definir se estas regiões são também regiões críticas ou não.

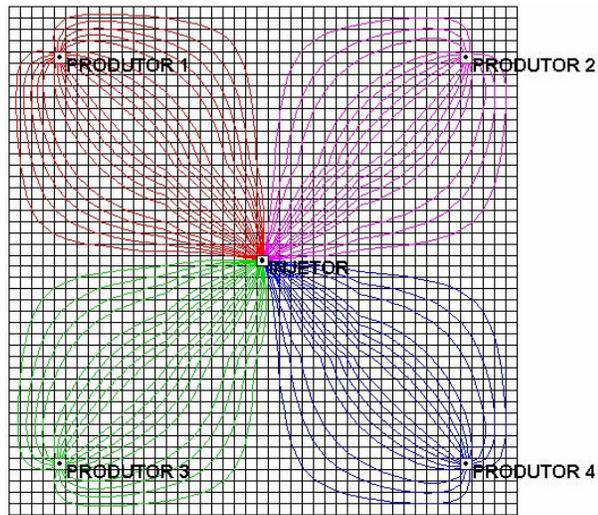


Figura 5-42: Mapas de linhas de fluxo para o modelo ajustado na Etapa 1.

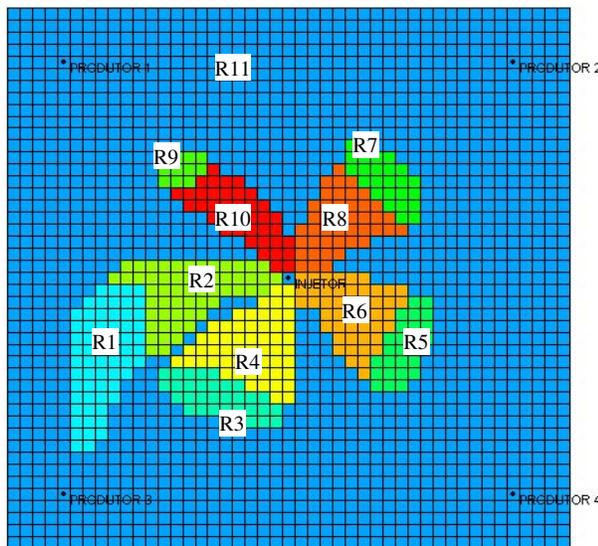


Figura 5-43: Divisão do modelo ajustado na Etapa 1 em Regiões.

A função-objetivo (erro na pressão e na saturação de água) é medida globalmente, ou seja, para a pressão o erro é medido nos 5 poços e o erro na saturação de água é medido nas 5 regiões (região de influência de cada poço), como mostra a Figura 5-44.

No cálculo da função-objetivo, o peso no cálculo do erro é definido como sendo 50% para a pressão e 50% para a saturação de água, conforme a Equação 3-3.

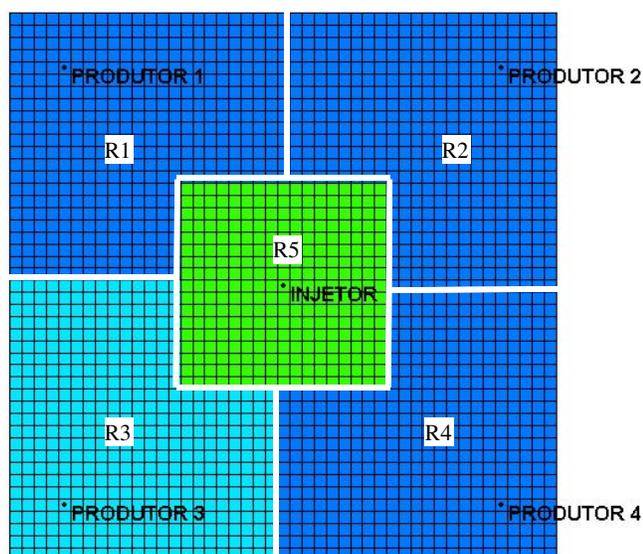


Figura 5-44: Definição das regiões em que serão calculadas as funções-objetivos – Etapa 2.

1º Planejamento: *Plackett-Burman*

Este primeiro planejamento do tipo *Plackett-Burman* tem por objetivo definir se as alterações nas regiões críticas afetam a função-objetivo. São estudadas 11 variáveis discretizadas em 3 níveis, como mostra a Tabela 5-27.

Tabela 5-27: Discretização para o 1º planejamento *Plackett-Burman* – Etapa 2.

	REGIÃO 1	REGIÃO 2	REGIÃO 3	REGIÃO 4	REGIÃO 5	REGIÃO 6	REGIÃO 7	REGIÃO 8	REGIÃO 9	REGIÃO 10	REGIÃO 11
-1	200	200	100	100	100	100	100	100	100	100	100
0	400	400	200	200	200	200	200	200	200	200	200
+1	600	600	300	300	300	300	300	300	300	300	300

A Tabela 8-38 (anexo) apresenta a matriz do planejamento *Plackett-Burman* e o erro dos 5 poços e das 5 regiões. Os efeitos (Figura 5-45) das alterações são analisados e com eles é possível definir quais alterações tem maior impacto (são mais significativas) e quais os efeitos (positivo ou negativo) nas respostas.

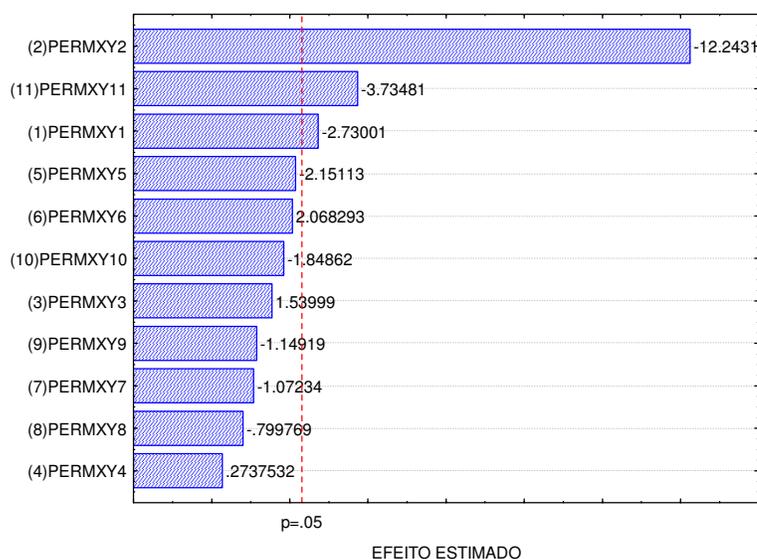


Figura 5-45: Variáveis estatisticamente significativas para o 1º planejamento - Etapa 2.

Através do primeiro planejamento é possível observar que dentre as alterações, as que apresentam maior efeito na função-objetivo são PERMXY2, PERMXY11 e PERMXY1. Para o segundo planejamento as faixas de estudo destas 3 regiões são redefinidas baseando-se nos efeitos calculados anteriormente e as outras são agrupadas pela Região 11.

2º Planejamento: Fatorial Completo 2³

O planejamento fatorial completo é aplicado nas Regiões 1, 2 e 11, onde são estudadas 3 variáveis discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-28.

Tabela 5-28: Discretização para o 2º planejamento fatorial completo 2³.

	REGIÃO 1	REGIÃO 2	REGIÃO 11
-1.68	400	600	200
-1	481	681	240
0	600	800	300
+1	719	919	360
+1.68	800	1000	400

Na Tabela 8-39 (anexo) encontram-se os resultados do 2º planejamento para a função-objetivo (ERRO), estes valores são normalizados pelo maior erro gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-40 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,99 e o F calculado é superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-18 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,68 e +1,68 *.

$$\begin{aligned}
 ERRO = & 0,00596 - 0,00371 \cdot (perm_{x_1}^*) + 0,00111 \cdot (perm_{x_1}^*)^2 - 0,00402 \cdot (perm_{x_2}^*) \\
 & + 0,00147 \cdot (perm_{x_2}^*)^2 + 0,00795 \cdot (perm_{x_{11}}^*) + 0,00279 \cdot (perm_{x_{11}}^*)^2 + 0,00104 \cdot \quad 5-18 \\
 & \cdot (perm_{x_1}^*) \cdot (perm_{x_2}^*) - 0,00253 \cdot (perm_{x_1}^*) \cdot (perm_{x_{11}}^*) - 0,00388 \cdot (perm_{x_2}^*) \cdot (perm_{x_{11}}^*)
 \end{aligned}$$

Através da análise da Figura 5-46 verifica-se que é possível chegar a uma faixa ótima, com erro próximo a zero.

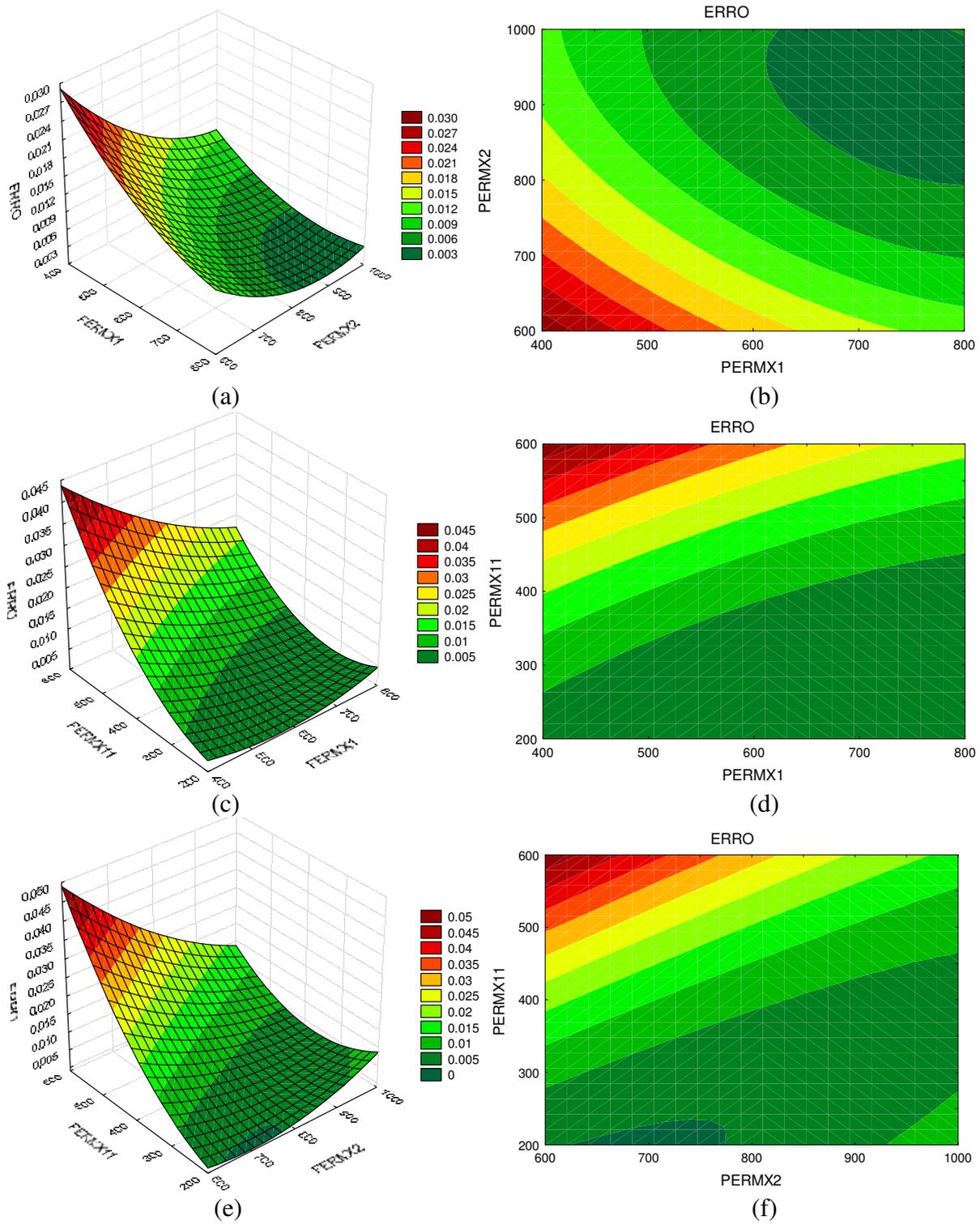


Figura 5-46: Comportamento do erro para a pressão e para o mapa de saturação para o 2º planejamento: (a)(c)(e) superfície de resposta (b)(d)(f) curvas de contorno.

Para verificar a qualidade do modelo ajustado, os mapas de saturação do modelo ajustado (melhor modelo encontrado, denominado de modelo 2) e do modelo sintético são comparados e gerado um mapa de erro como mostra a Figura 5-47.

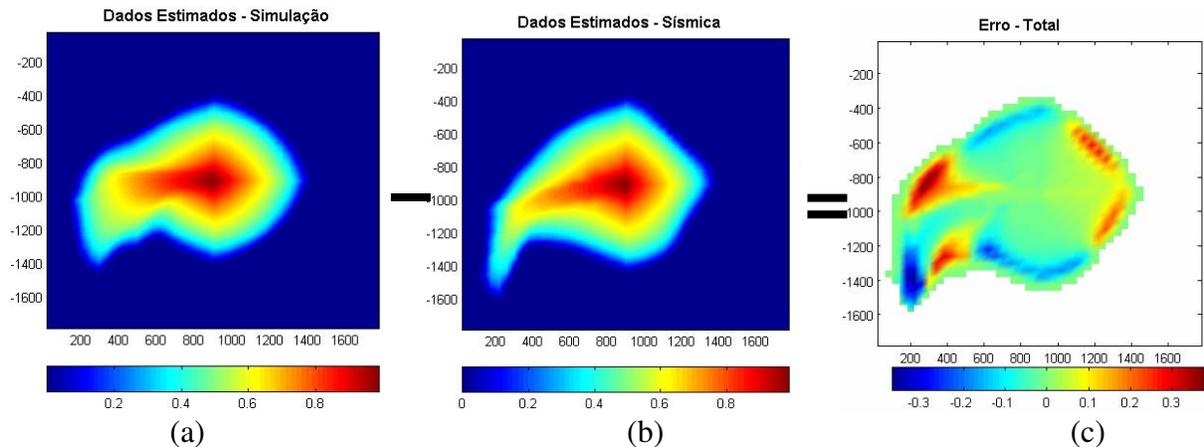


Figura 5-47: Mapas de saturação de água: (a) modelo 2 (b) modelo sintético (c) erro.

Observa-se que o erro entre os mapas ainda é grande, o que demonstra que as regiões críticas definidas anteriormente precisam ser redefinidas, partindo agora de um modelo mais confiável que o modelo base. Essa redefinição das regiões críticas (região onde a permeabilidade é alterada) se dá através do mapa de erro (Figura 5-47) e das linhas de fluxo (Figura 5-48), o modelo 2 é dividido em 15 regiões, conforme mostra a Figura 5-49.

As linhas de fluxo tem grande importância nesta fase, pois ajudam a identificar o caminho percorrido pela água até a região crítica. Nesta fase, além das regiões críticas, são analisadas também as faixas entre estas regiões e a origem da água, no caso, o poço injetor. Com o planejamento é possível definir se estas faixas (entre poço injetor e regiões críticas) são também regiões críticas ou não.

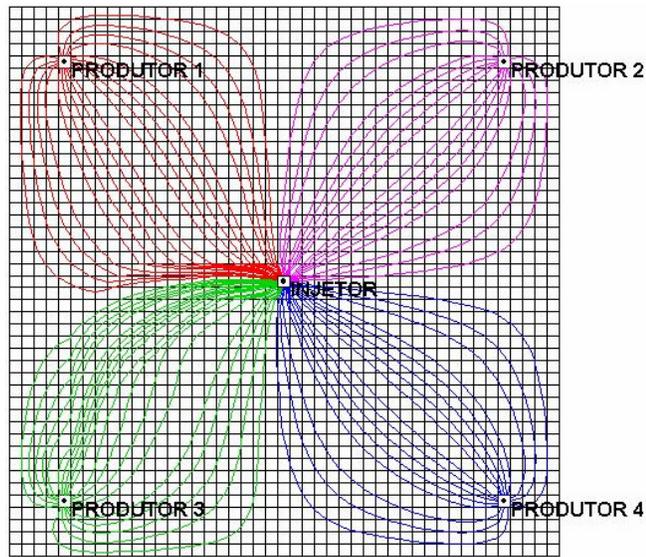


Figura 5-48: Mapas de linhas de fluxo para o modelo 2.

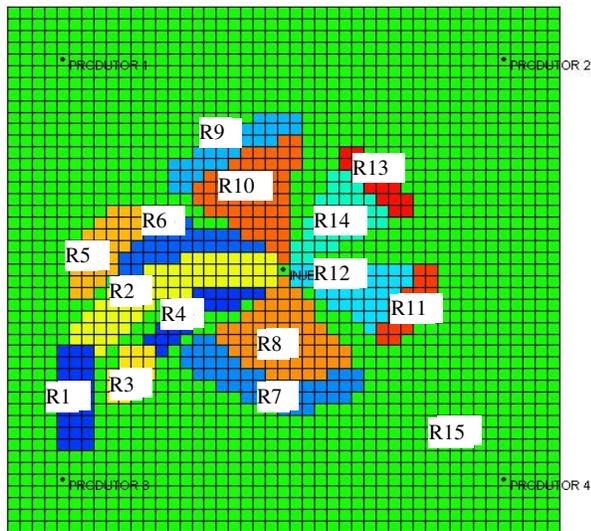


Figura 5-49: Divisão do modelo ajustado em 15 regiões críticas.

3º Planejamento: *Plackett-Burman*

Este terceiro planejamento do tipo *Plackett-Burman* tem por objetivo definir se as alterações nas regiões críticas afetam as funções-objetivos. São estudadas 15 variáveis discretizadas em 3 níveis, como mostra a Tabela 5-29.

Tabela 5-29: Discretização para o 3º planejamento *Plackett-Burman* – Etapa 2.

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10	R11	R12	R13	R14	R15
-1	600	700	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
0	800	919	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
+1	1000	1138	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300

A Tabela 8-41 (anexo) apresenta a matriz do planejamento *Plackett-Burman* e o erro dos 5 poços e das 5 regiões. Os efeitos (Figura 5-50) das alterações são analisados e com eles é possível definir quais alterações tem maior impacto (são mais significativas com 95% de confiança) e quais os efeitos (positivo ou negativo) nas respostas.

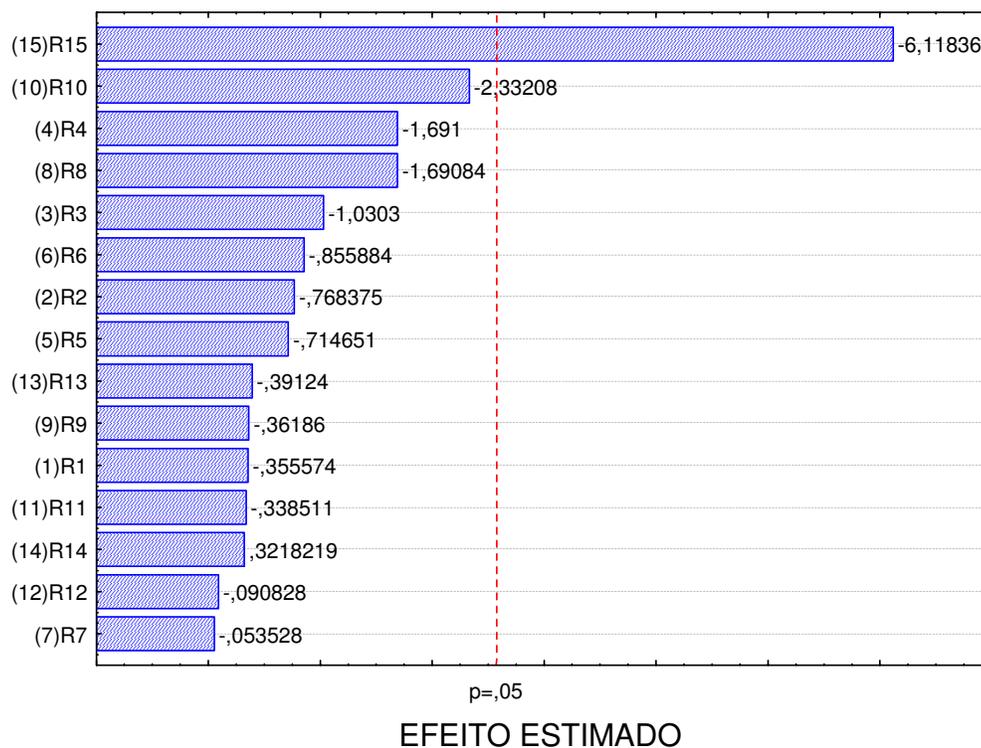


Figura 5-50: Variáveis estatisticamente significativas para o 3º planejamento - Etapa 2.

Através do terceiro planejamento observa-se que dentre as alterações, a que apresenta maior efeito na função-objetivo é a PERMXY15 (Região 15).

Para o próximo planejamento são estudadas somente duas regiões críticas. As Regiões 1 e 2 são agrupadas (nova Região 1), pois possuem uma faixa de estudo semelhante (600 mD a 1138 mD). As demais Regiões (3 a 14) apresentam a mesma faixa de estudo da Região 15 (100 mD a 300 mD) e também são agrupadas (nova Região 15), com isso o próximo planejamento analisa duas Regiões (1 e 2 – alta permeabilidade e 3 a 15 – baixa permeabilidade). O agrupamento é realizado partindo do princípio que existe incerteza no comportamento da permeabilidade do campo todo (modelo totalmente desconhecido). Pode ocorrer de mais adiante concluir que se tratam de regiões distintas.

4º Planejamento: Fatorial Completo 2²

O planejamento fatorial completo é aplicado nas Regiões 1 e 15, onde são estudadas 2 variáveis discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-30.

Tabela 5-30: Discretização para o 4º planejamento fatorial completo 2².

	REGIÃO 1	REGIÃO 15
-1.41	700	150
-1	773	179
0	950	250
+1	1127	321
+1.41	1200	350

Na Tabela 8-42 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 4º planejamento para a função-objetivo (ERRO), estes valores são normalizados pelo maior erro gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-43 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,92 e o F calculado é superior ao F tabelado para 90% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-19 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$ERRO = 0,00049 \cdot (perm_{x_1}^*) + 0,00081 \cdot (perm_{x_1}^*)^2 + 0,00174 \cdot (perm_{x_{15}}^*) + 0,00156 \cdot (perm_{x_{15}}^*)^2 - 0,00225 \cdot (perm_{x_1}^*) \cdot (perm_{x_{15}}^*) \quad 5-19$$

Através da análise da Figura 5-51 verifica-se que é possível chegar a uma faixa ótima, minimizando-se o erro e com isso o processo de ajuste se encerra.

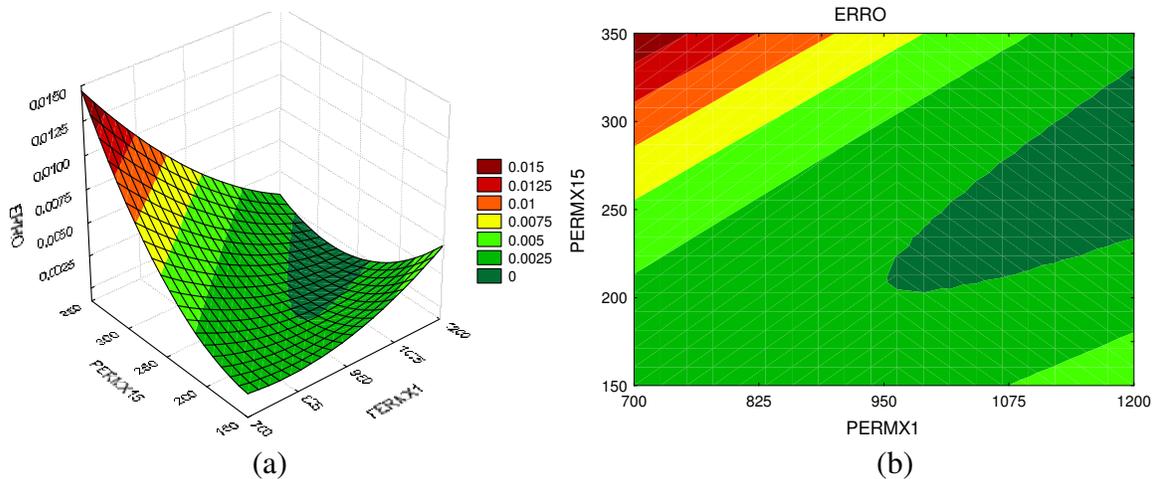


Figura 5-51: Comportamento do erro na pressão e no mapa de saturação para o 4º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,00, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: $PERMX1 = 1,41*$ (1200 mD) e $PERMX15 = 0,00*$ (250 mD).

Modelo Ajustado

Analisando-se as superfícies de respostas observamos que uma ou mais regiões (faixa) minimizam as funções-objetivos (erro), o que demonstra certa incerteza na definição exata do atributo, sendo que múltiplos modelos podem ser construídos com respostas semelhantes, porém, o modelo ajustado, o qual será comparado com os resultados obtidos pelo modelo sintético, foi construído através dos mínimos encontrados através das superfícies de respostas dos planejamentos. A Tabela 5-31 apresenta as permeabilidades absolutas (direção “x” igual a “y”) calculadas para cada região. O ERRO pode ser observado na Figura 5-52.

Tabela 5-31: Permeabilidades absolutas utilizadas no modelo ajustado.

Região 1	Região 2	Região 3
PERMXY1	PERMXY2	PERMXY3
1200	250	250

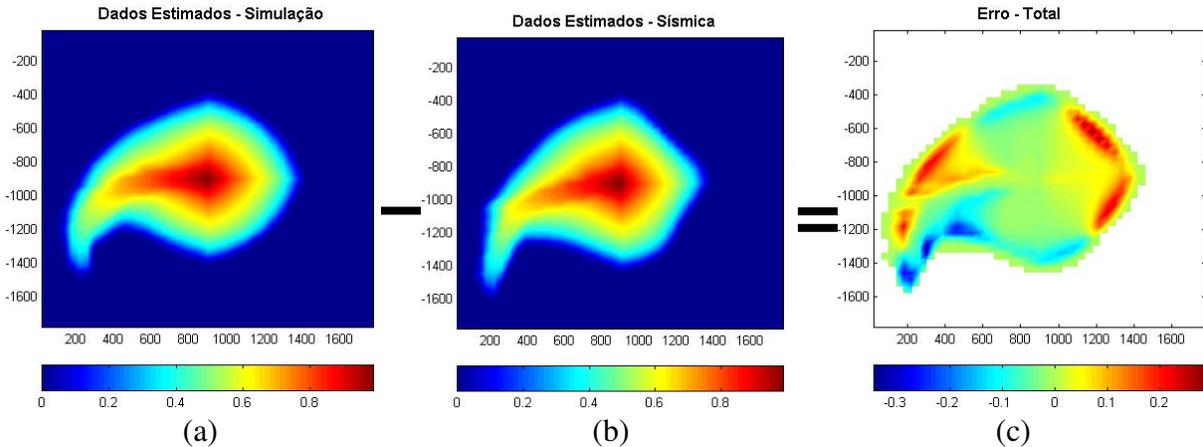


Figura 5-52: Mapas de saturação de água: (a) modelo ajustado (b) modelo sintético (c) erro.

Analisando-se os resultados da Figura 5-52 conclui-se que os resultados do modelo ajustado aproximam-se do modelo sintético. Considerando somente o ajuste global, observamos que identificou-se o canal de fluxo, mas não as barreiras, para que elas fossem identificadas seria necessário continuar o processo, porém com o ajuste local.

Observa-se que a permeabilidade absoluta do modelo ajustado e do modelo sintético se aproximam, conforme mostram a Tabela 5-31 e a Tabela 5-32. A Figura 5-53 mostra a localização do canal. A confiabilidade do modelo numérico pode ser verificado através da previsão do comportamento futuro do campo (Figura 5-54).

Foram realizadas 66 simulações, distribuídas em 4 planejamentos estatísticos, sendo dois planejamentos *Plackett-Burman*, um planejamento fatorial completo 2^3 e um planejamento fatorial completo 2^2 .

Tabela 5-32: Permeabilidades absolutas do modelo sintético.

Região 1	Região 2	Região 3
PERMXY1	PERMXY2	PERMXY3
1000	0	200

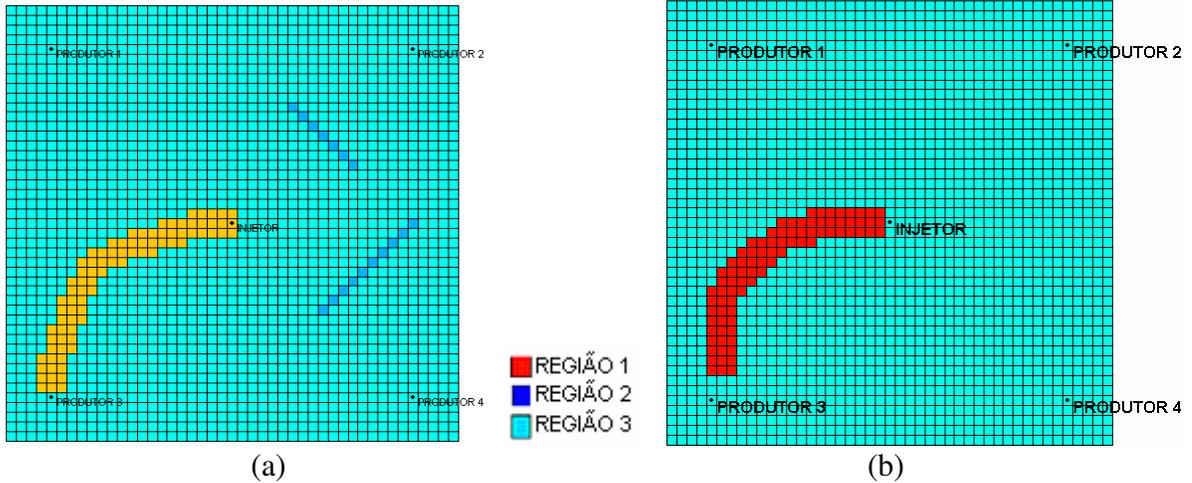


Figura 5-53: Mapa de permeabilidade absoluta: (a) modelo sintético (b) modelo ajustado.

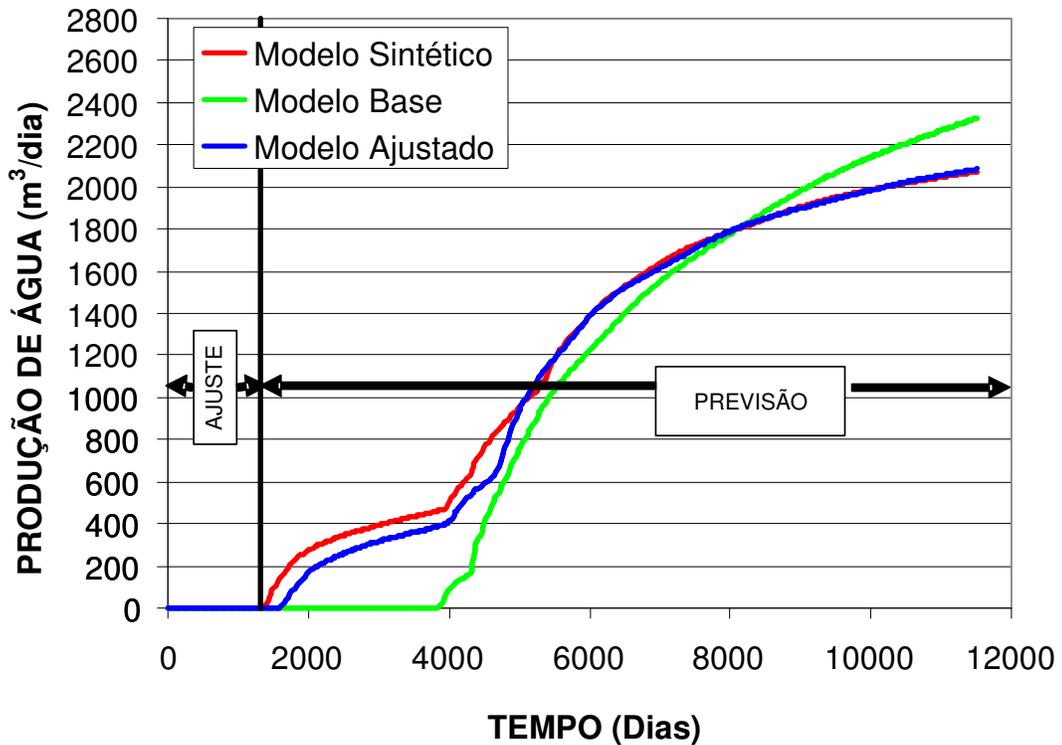


Figura 5-54: Previsão de produção de água do campo – Etapa 2.

5.1.3.3. Etapa 3 - Histórico de Produção e Pressão: 4 a 12 anos

O processo de ajuste do campo (Figura 4-18) considera o histórico da produção de água e da pressão para um período de 12 anos e a obtenção de um mapa de saturação aos 4 anos de produção do campo.

As alterações na permeabilidade são feitas nas regiões definidas pelo mapa de erro (Figura 5-55), definido pela diferença entre o mapa de saturação do modelo ajustado (considerando a pressão e o mapa de saturação aos 4 anos) e o modelo sintético.

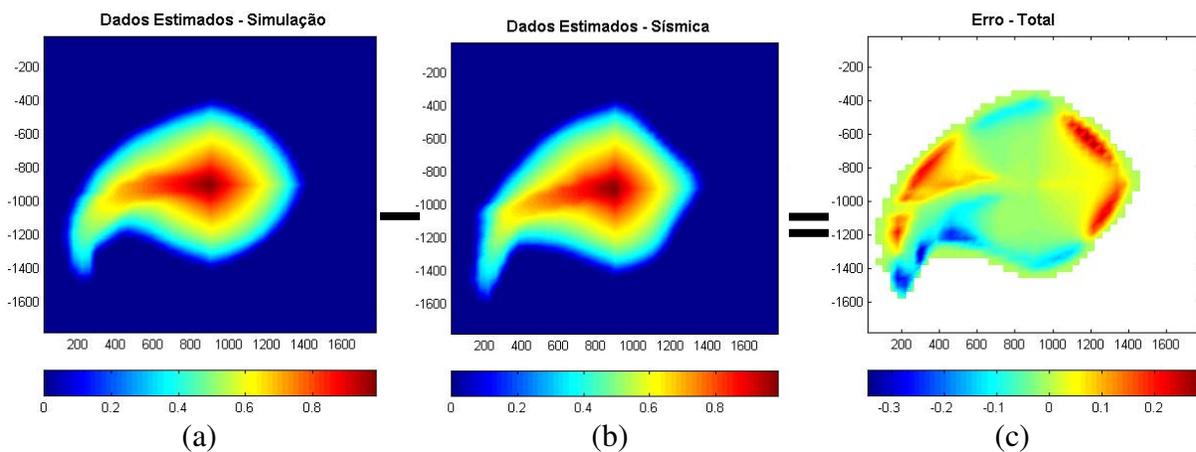


Figura 5-55: Mapas de saturação de água: (a) modelo ajustado (b) modelo sintético (c) erro.

Considerando o mapa de erro (Figura 5-55) e as linhas de fluxo (Figura 5-56), o modelo ajustado é dividido em 7 regiões, conforme mostra a Figura 5-57. Nesta fase são analisadas também as regiões que ligam a região crítica ao poço injetor, com isso é possível definir se estas regiões são também regiões críticas ou não.

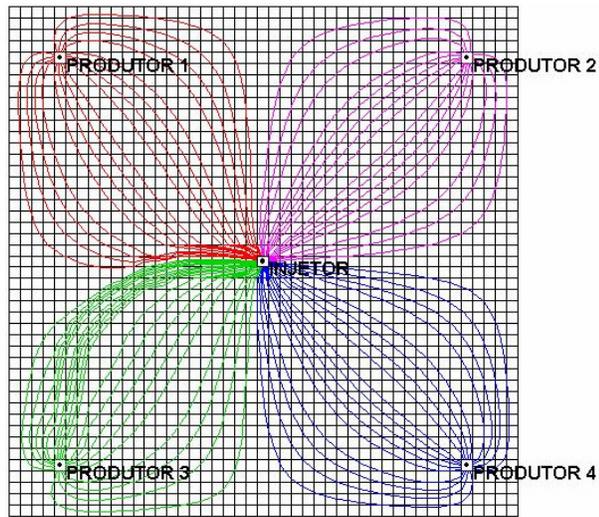


Figura 5-56: Mapas de linhas de fluxo para o modelo ajustado.

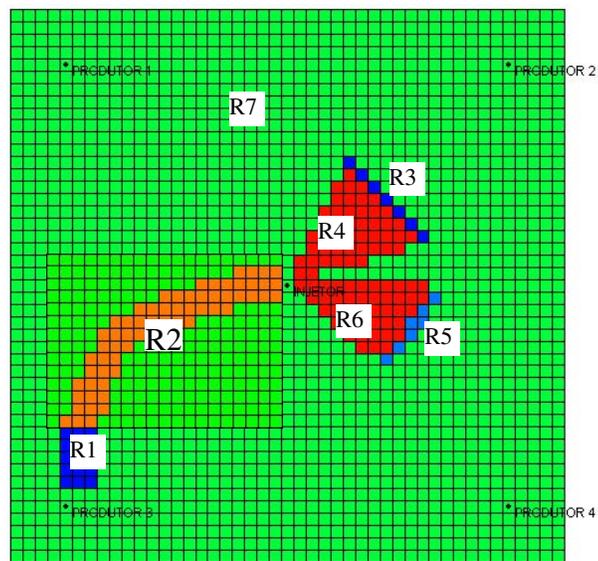


Figura 5-57: Divisão do modelo ajustado em 7 regiões críticas.

A função-objetivo (erro na pressão, na produção de água e na saturação de água) é calculada globalmente, ou seja, nas 5 regiões (poços para produção e regiões de cada poço para saturação), como mostra a Figura 5-44. A pressão e a produção de água tem peso de 25% cada uma e a saturação tem peso de 50% na função-objetivo, conforme a Equação 3-3.

1º Planejamento: *Plackett-Burman*

Este primeiro planejamento do tipo *Plackett-Burman* tem por objetivo definir se as alterações nas regiões críticas afetam a função-objetivo. São estudadas 7 variáveis discretizadas em 3 níveis, como mostra a Tabela 5-33.

Tabela 5-33: Discretização para o 1º planejamento *Plackett-Burman* – Etapa 3.

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7
-1	1000	1000	100	100	100	100	100
0	1200	1200	250	250	250	250	250
1	1400	1400	400	400	400	400	400

A Tabela 8-44 (anexo) apresenta a matriz do planejamento *Plackett-Burman* e o erro dos 5 poços e das 5 regiões. Os efeitos (Figura 5-58) das alterações são analisados e com eles é possível definir quais alterações tem maior impacto (são mais significativas) e quais os efeitos (positivo ou negativo) nas respostas.

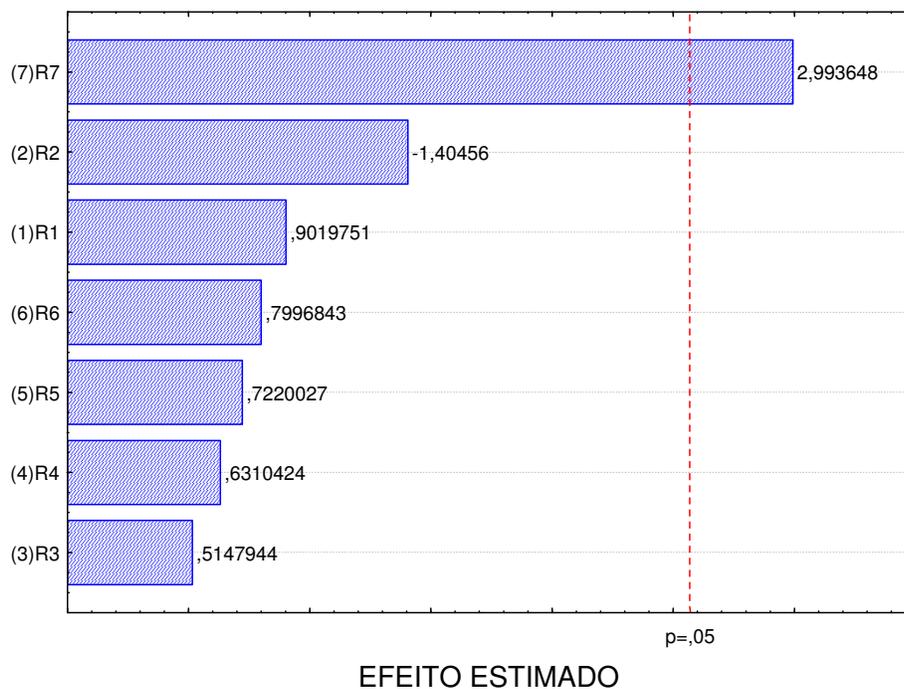


Figura 5-58: Variáveis estatisticamente significativas para o 1º planejamento – Etapa 3.

Através do primeiro planejamento é possível observar que dentre as alterações, a que apresenta maior efeito na função-objetivo é a PERMXY7 (Região 7). A faixa de estudo desta região é redefinida baseando-se nos efeitos calculados anteriormente. As regiões 1 e 2 que possuem uma faixa de estudo semelhante, são agrupadas. As demais Regiões (3 a 6) apresentam a faixa de estudo próxima à Região 7, por isso são agrupadas a ela, com isso o próximo planejamento analisa duas Regiões (nova PERMXY1 = 1 e 2 – alta permeabilidade e nova PERMXY2 = 3 a 7 – baixa permeabilidade).

2º Planejamento: Fatorial Completo 2²

O planejamento fatorial completo é aplicado nas Regiões 1 (Regiões 1 e 2 definidas anteriormente) e 2 (Regiões 3 a 7 definidas anteriormente), e são discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-34.

Tabela 5-34: Discretização para o 2º planejamento fatorial completo 2².

	PERMXY1	PERMXY2
-1.41	800	100
-1.00	858	129
0.00	1000	200
1.00	1142	271
1.41	1200	300

Na Tabela 8-45 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 2º planejamento para a função-objetivo (ERRO), estes valores são normalizados pelo maior erro gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-46 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,98 e o F calculado é superior ao F tabelado para 90% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-20 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$ERRO = 0,05053 - 0,01073 \cdot (perm_{x_1}^*) + 0,06627 \cdot (perm_{x_1}^*)^2 + 0,00853 \cdot (perm_{x_2}^*) + 0,12817 \cdot (perm_{x_2}^*)^2 - 0,04317 \cdot (perm_{x_1}^*) \cdot (perm_{x_2}^*) \quad 5-20$$

Através da análise da Figura 5-59 verifica-se que é possível chegar a uma faixa ótima, minimizando-se o erro e com isso o processo se encerra.

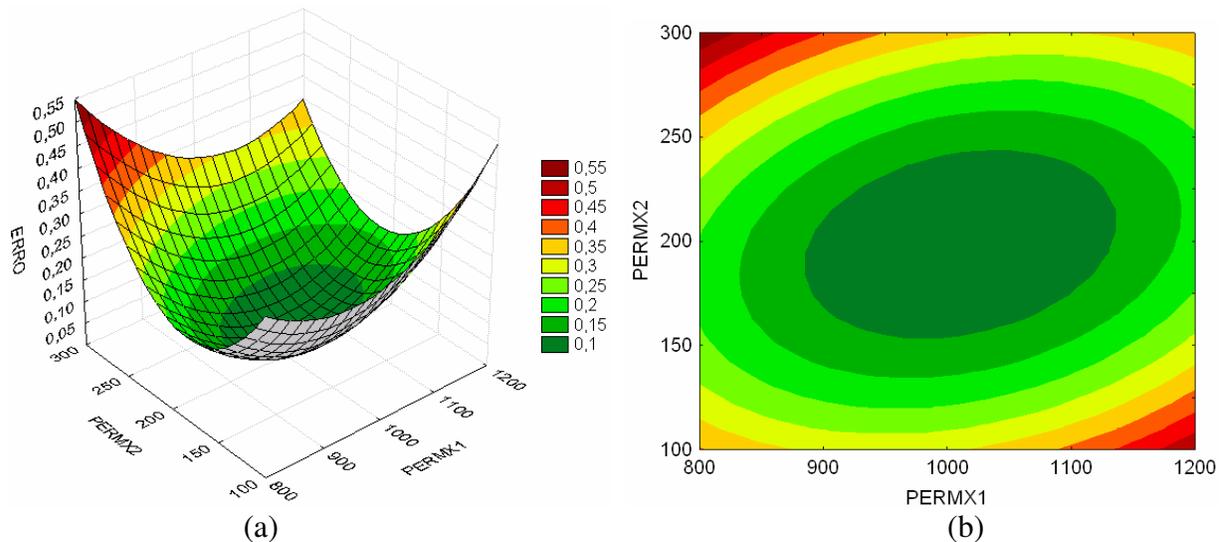


Figura 5-59: Comportamento do erro na pressão, na produção de água e no mapa de saturação para o 2º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,05, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: $PERMX1 = 0,06^*$ (1008 mD) e $PERMX2 = 0,00^*$ (200 mD).

Modelo Ajustado

Analisando-se as superfícies de respostas observamos que uma ou mais regiões (faixa) minimizam as funções-objetivos (erro), o que demonstra certa incerteza na definição exata do atributo, sendo que múltiplos modelos podem ser construídos com respostas semelhantes, porém, o modelo ajustado, o qual será comparado com os resultados obtidos pelo modelo sintético, foi construído através dos mínimos encontrados através das superfícies de respostas dos planejamentos. A Tabela 5-35 apresenta as permeabilidades absolutas (direção “x” igual a “y”) calculadas para cada região. O ERRO pode ser observado na Figura 5-60.

Tabela 5-35: Permeabilidades absolutas utilizadas no modelo ajustado.

Região 1	Região 2	Região 3
PERMXY1	PERMXY2	PERMXY3
1008	200	200

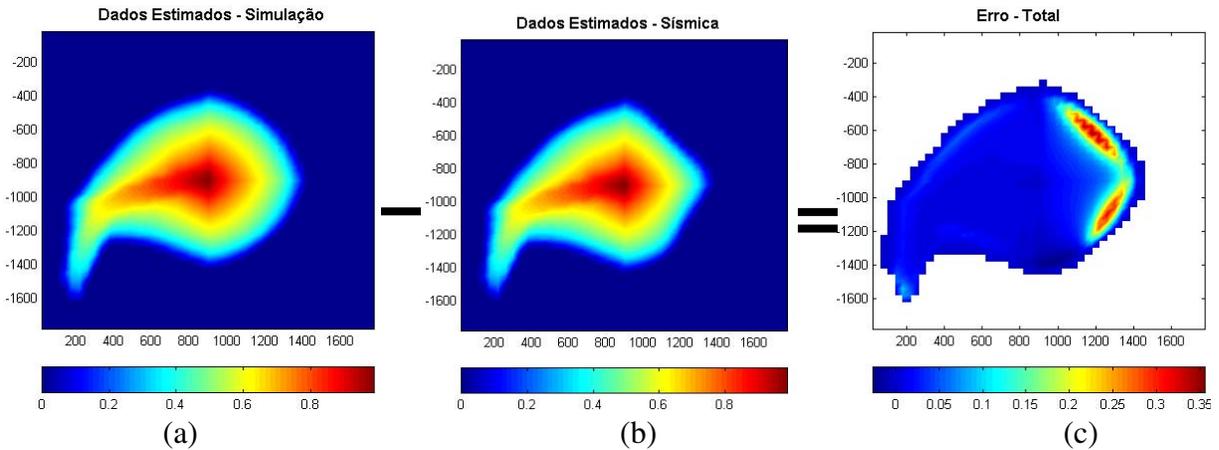


Figura 5-60: Mapas de saturação de água: (a) modelo ajustado na Etapa 3 (b) modelo sintético (c) erro.

Analisando-se os resultados da Figura 5-60 conclui-se que os resultados do modelo ajustado aproximam-se do modelo sintético. Considerando somente o ajuste global, observamos que identificou-se o canal de fluxo, mas não as barreiras, para que as barreiras fossem identificadas seria necessário continuar o processo, porém com o ajuste local.

Observa-se que a permeabilidade absoluta do modelo ajustado e do modelo sintético são iguais, conforme mostram a Tabela 5-35 e a Tabela 5-36. A Figura 5-61 mostra a localização do canal. A confiabilidade do modelo numérico pode ser verificado através da previsão do comportamento futuro do campo (Figura 5-62).

Foram realizadas 22 simulações, distribuídas em 2 planejamentos estatísticos, sendo um planejamento *Plackett-Burman* e um planejamento fatorial completo 2^2 .

Tabela 5-36: Permeabilidades absolutas do modelo sintético.

Região 1	Região 2	Região 3
PERMXY1	PERMXY2	PERMXY3
1000	0	200

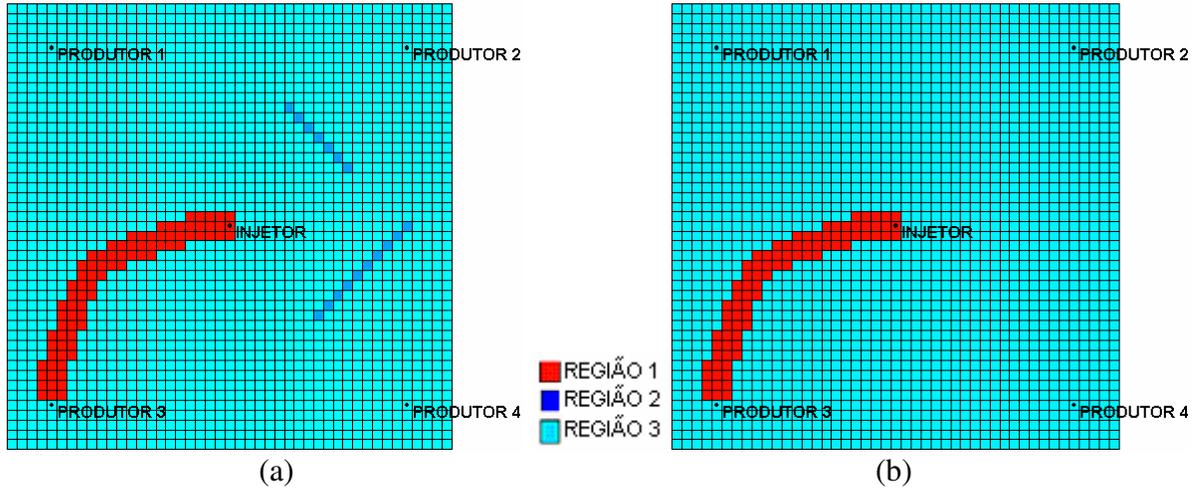


Figura 5-61: Mapa de permeabilidade absoluta: (a) modelo sintético (b) modelo ajustado.

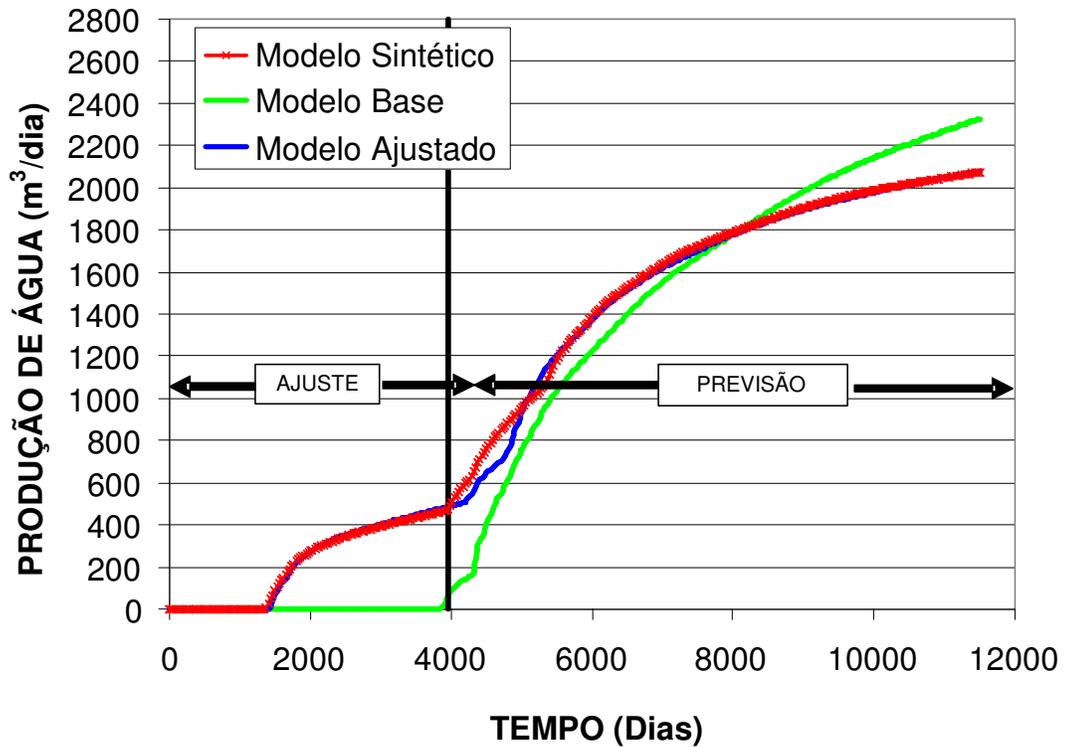


Figura 5-62: Previsão de produção de água do campo – Etapa 3.

5.1.3.4. Etapa 4 - Mapa de Saturação: 12 anos

O processo de ajuste do campo (Figura 4-19) considera a obtenção de um novo mapa de saturação aos 12 anos de produção do campo. As respostas ajustadas são a pressão dos poços, a produção de água e os mapas de saturação.

As alterações na permeabilidade são feitas nas regiões definidas pelo mapa de erro (Figura 5-63), definido pela diferença entre o mapa de saturação do modelo ajustado (considerando a pressão e a produção de água aos 12 anos e o mapa de saturação aos 4 anos) e o modelo sintético.

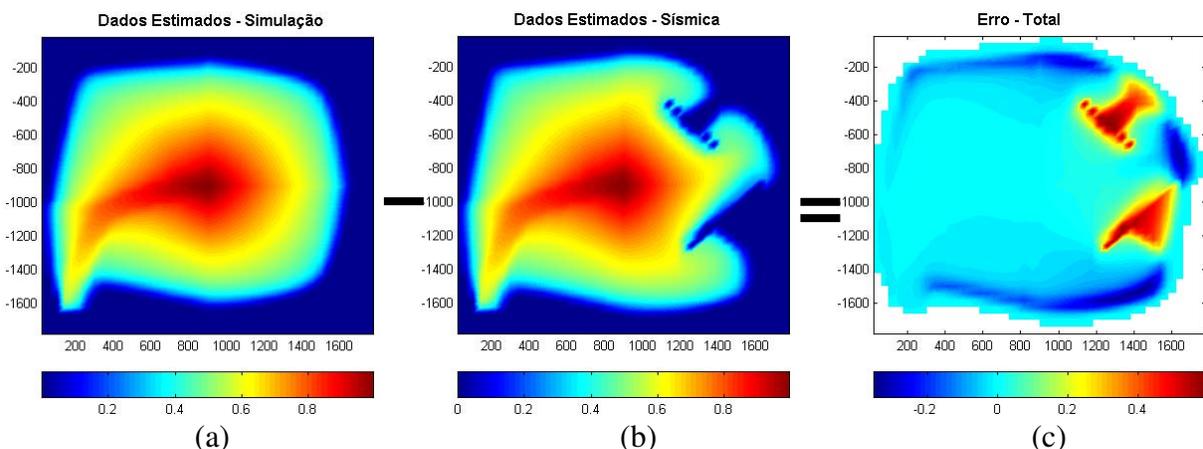


Figura 5-63: Mapas de saturação de água: (a) modelo ajustado na Etapa 3 (b) modelo sintético (c) erro.

Considerando o mapa de erro (Figura 5-63) e as linhas de fluxo (Figura 5-64), o modelo ajustado é dividido em 3 regiões críticas, conforme mostra a Figura 5-65, mas somente 2 regiões serão analisadas, já que a Região 3 (canal) foi identificada na Etapa 3. A Região 1 (azul claro no mapa de erro) é predominante e a Região 2 (vermelho no mapa de erro) é a mais significativa. A região azul escuro no mapa de erro não é incluída no ajuste, pois observa-se nos mapas da Figura 5-63 (a) e (b) que a grande variação na saturação está concentrada na região em vermelho no mapa de erro, por isso a região azul escuro (menos significativa) foi incorporada pela Região 1, mas, caso seja necessário, poderá ser analisada em um novo ajuste.

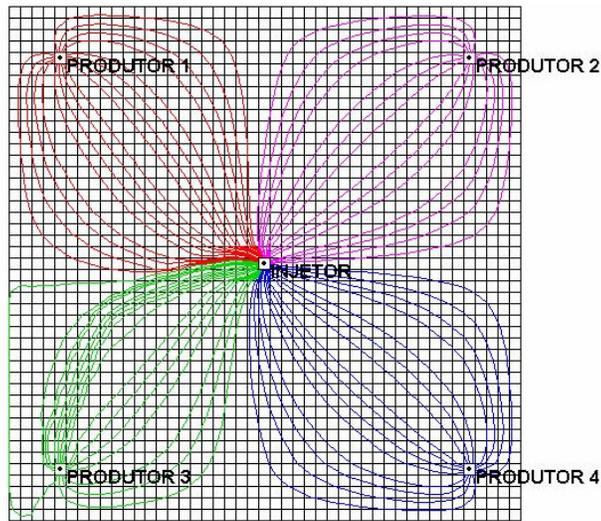


Figura 5-64: Mapas de linhas de fluxo para o modelo ajustado.

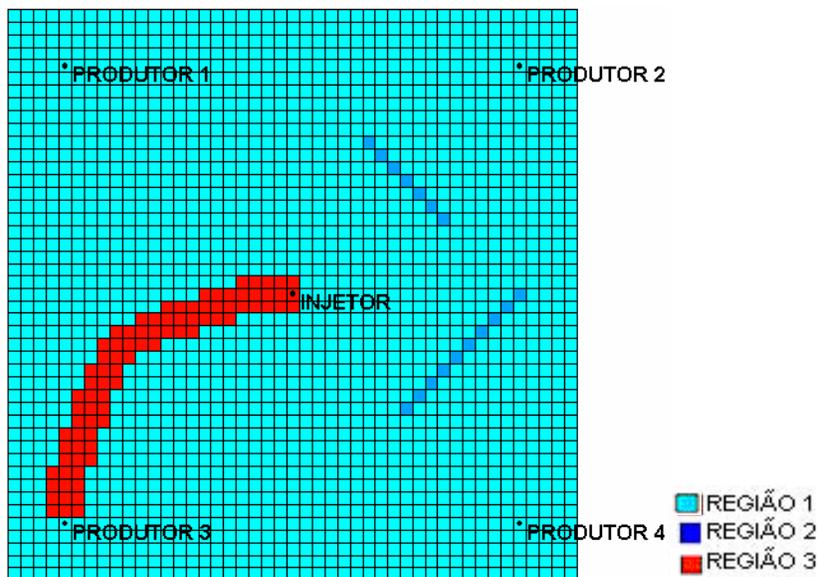


Figura 5-65: Divisão do modelo ajustado em 3 regiões.

A função-objetivo (erro na pressão, na produção de água e na saturação de água) continua sendo medida nas cinco regiões definidas anteriormente, ou seja, em cada poço, no caso de pressão e produção de água e na região de cada poço, no caso da saturação de água, como mostra a Figura 5-44, porém é analisada uma única função-objetivo (erro global), que é o somatório do erro nas 5 regiões. A pressão e a produção de água tem peso de 25% cada uma e a saturação tem peso 50%, conforme a Equação 3-3.

1º Planejamento: Fatorial Completo 2²

O planejamento fatorial completo é aplicado nas regiões 1 (barreiras) e 2 (campo) e são estudadas 2 variáveis discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-37.

Tabela 5-37: Discretização para o 1º planejamento fatorial completo 2².

	PERMX1	PERMX2
-1.41	100	0
-1.00	129	29
0.00	200	100
1.00	271	171
1.41	300	200

Na Tabela 8-47 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 1º planejamento, estes valores são normalizados pelo maior erro gerado na matriz do 1º planejamento, podendo variar de 0 a +1. A Tabela 8-48 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação é de 0,92 e o F calculado é superior ao F tabelado para 90% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-21 com comportamento quadrático, onde os valores são codificados podendo variar entre -1,41 e +1,41 *.

$$ERRO = 0,14099 + 0,00464 \cdot (perm_{x_1}^*) + 0,10588 \cdot (perm_{x_1}^*)^2 + 0,03625 \cdot (perm_{x_2}^*) - 0,02000 \cdot (perm_{x_2}^*)^2 + 0,00630 \cdot (perm_{x_1}^*) \cdot (perm_{x_2}^*) \quad 5-21$$

Através da análise da Figura 5-66 verifica-se que é possível chegar a uma faixa que minimiza a função-objetivo, com isso o processo se encerra. É possível identificar as barreiras, pois a função é minimizada quando a permeabilidade da Região 2 é 0 mD.

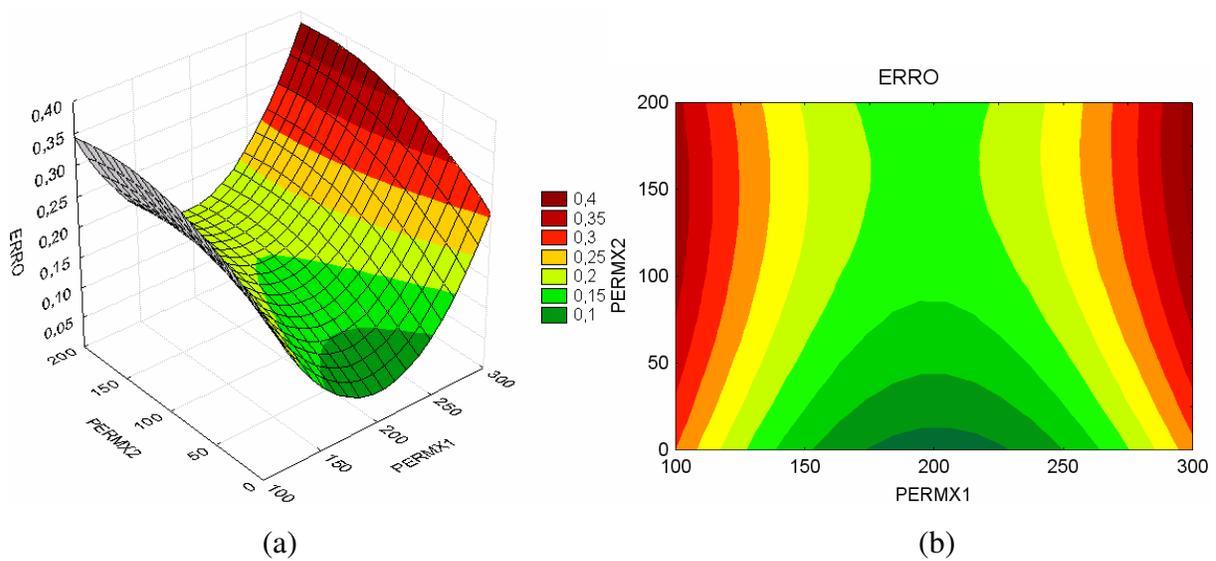


Figura 5-66: Comportamento do erro na pressão, na produção de água e nos mapas de saturação para o 1º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno.

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,05, menor que a tolerância mínima exigida de 0,1 (10%). Os valores que minimizam a função são: $PERMX1 = 0,00^*$ (200 mD) e $PERMX2 = -1,41^*$ (0,00 mD).

Modelo Ajustado

Analisando-se as superfícies de respostas observamos que uma ou mais regiões (faixa) minimizam as funções-objetivos (erro), o que demonstra certa incerteza na definição exata do atributo, sendo que múltiplos modelos podem ser construídos com respostas semelhantes, porém, o modelo ajustado, o qual será comparado com os resultados obtidos pelo modelo sintético, foi construído através dos mínimos encontrados através das superfícies de respostas dos planejamentos. A Tabela 5-38 apresenta as permeabilidades absolutas (direção “x” igual a “y”) calculadas para cada região. O ERRO pode ser observado na Figura 5-67.

Tabela 5-38: Permeabilidades absolutas utilizadas no modelo ajustado.

Região 1	Região 2	Região 3
PERMXY1	PERMXY2	PERMXY3
1008	0	200

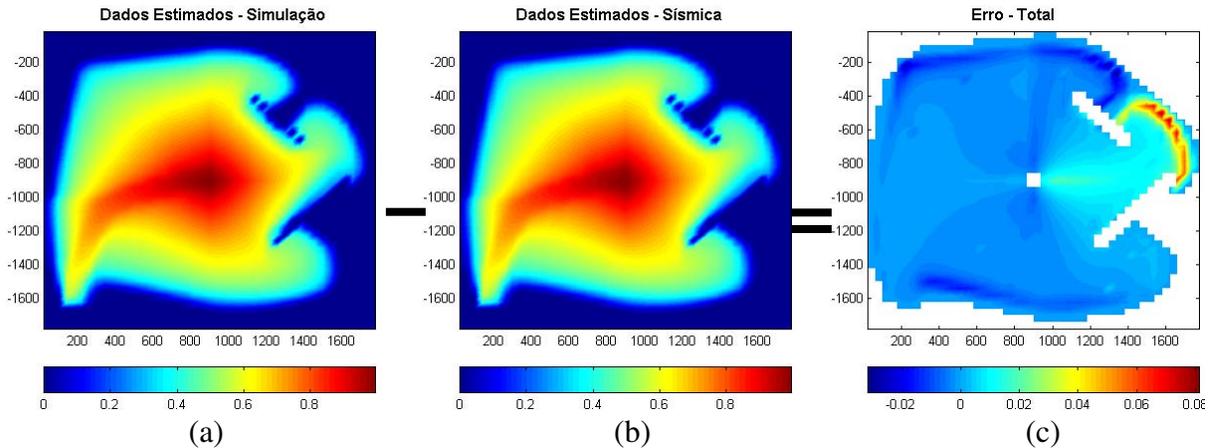


Figura 5-67: Mapas de saturação de água: (a) modelo ajustado na Etapa 4 (b) modelo sintético (c) erro.

Analisando-se os resultados da Figura 5-67 conclui-se que os resultados do modelo ajustado são idênticos ao modelo sintético, ou seja, desconhecendo-se totalmente a Figura 5-68 (a) chegou-se à Figura 5-68 (b). Considerando somente o ajuste global, observamos que identificou-se o canal de fluxo e as barreiras, porém foi necessário a utilização de um novo mapa de saturação, enquanto que fazendo um ajuste local, mesmo com um só mapa aos 4 anos, as barreiras foram identificadas.

Observa-se que a permeabilidade absoluta do modelo ajustado e do modelo sintético são aproximadamente iguais, conforme mostram a Tabela 5-38 e a Tabela 5-39. A Figura 5-68 mostra a localização do canal e das barreiras identificados no processo de ajuste. A confiabilidade do modelo numérico pode ser verificado através da previsão do comportamento futuro do campo (Figura 5-69).

Foram realizadas 9 simulações, distribuídas em um planejamento fatorial completo 2^2 .

O planejamento estatístico novamente foi fundamental na organização das simulações e na facilidade da interpretação dos resultados, mostrando-se uma ferramenta útil e eficaz também no processo de ajuste através da integração entre histórico de produção e mapas de saturação.

A medição do erro global (somatório das regiões alteradas) conseguiu captar somente os erros em grandes regiões, dificultado o ajuste em regiões menores, a solução é fazer um ajuste inicial com erro global e depois caso seja necessário ajustar novamente com erro local, ou diminuir a tolerância do erro global.

A definição das regiões intermediárias mostrou-se viável, principalmente em caso de canais de fluxo.

Em todo o processo de ajuste, foram realizadas 159 simulações (nas 4 etapas), distribuídas em 13 planejamentos estatísticos, sendo quatro planejamentos *Plackett-burman*, um planejamento fatorial completo 2^3 e oito planejamentos fatoriais completos 2^2 .

Tabela 5-39: Permeabilidades absolutas do modelo sintético.

Região 1	Região 2	Região 3
PERMXY1	PERMXY2	PERMXY3
1000	0	200

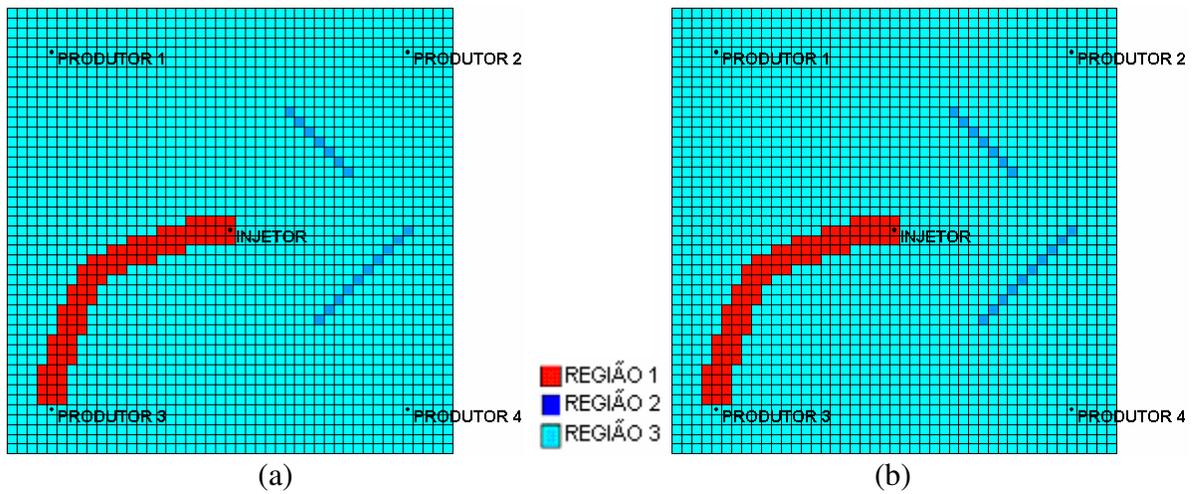


Figura 5-68: Mapa de permeabilidade absoluta: (a) modelo sintético (b) modelo ajustado.

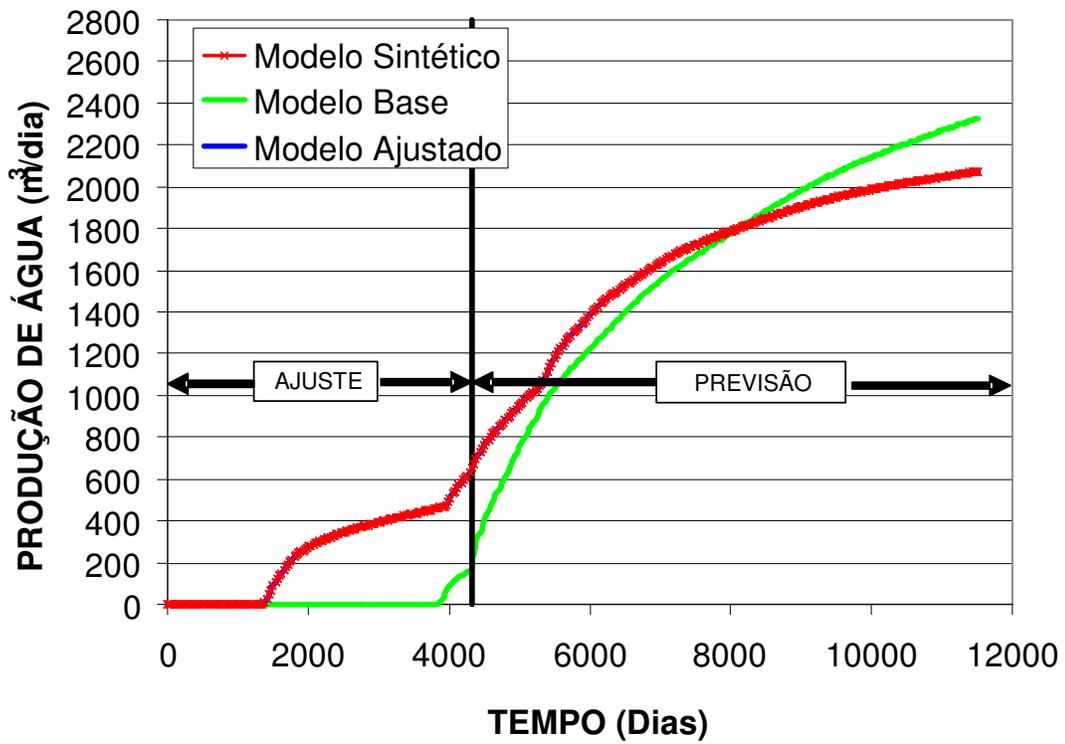


Figura 5-69: Previsão de produção de água do campo – Etapa 4.

5.2. Aplicação da Metodologia

Para a validação da metodologia proposta é utilizado um campo real modificado. O processo de ajuste segue as etapas mencionadas na Figura 3-2.

5.2.1. Definir o Ajuste

O processo de ajuste do modelo real é caracterizado por um histórico de 6 anos. As informações disponíveis neste período são: (1) histórico de produção de óleo, de água e gás dos 10 poços produtores; (2) histórico de injeção de água dos 5 poços injetores; (3) histórico de pressão dos 15 poços. Aos 6 anos de produção, é obtido um mapa de saturação do campo, conforme mostra a Figura 4-28.

O campo possui 6 camadas, mas devido a limitações impostas pela sísmica, onde não é possível identificar as variações na saturação para faixas de reservatório muito finas, ou seja, a sísmica só enxerga camadas mais espessas, considerou-se somente 2 zonas (2 mapas de saturação = 2 mapas de volume/m²). A primeira zona (primeiro mapa) é composta pelas Camadas 1, 2 e 3 e a segunda (segundo mapa) é composta pelas Camadas 4, 5 e 6, ou seja, além dos dados de produção (óleo, água e gás), injeção e pressão, são incluídos no processo de ajuste também dois mapas de volume do campo (um superior e outro inferior).

Os resultados do histórico de produção de óleo e água, de injeção de água e de pressão do modelo real foram repetidos pelo modelo base (neste período o campo não produz água), como mostra a Figura 4-29, o que poderia demonstrar que o modelo base está ajustado, porém fica a pergunta: será que é confiável? Por isso, o ajuste de mapas se torna importante nesta fase e como os dados de produção já estão “ajustados” o peso maior no processo de ajuste será dos mapas de saturação (volume/m²), em uma proporção de 95% para os mapas e 5% para os dados de produção, conforme a Equação 3-3.

5.2.2. Modelo Base

Na construção do modelo base são consideradas todas as informações disponíveis (dados já conhecidos da região, levantamentos sísmicos, poços perfurados etc.). Para a construção dos mapas de permeabilidade horizontal e vertical são considerados os valores médios medidos nos poços perfurados até o momento, já os valores entre os poços são calculados através do método IQD – inverso do quadrado da distância ($1/d^2$). Os valores utilizados na construção do modelo base são sempre os que tem maior probabilidade de ocorrência.

5.2.3. Variáveis Críticas

As propriedades alteradas do modelo real são: (1) permeabilidade horizontal - K_x ; (2) permeabilidade vertical - K_y ; (3) permeabilidade relativa ao óleo – K_{ro} e (4) permeabilidade relativa à água – K_{rw} .

O ajuste das permeabilidades absolutas é local (alterações nas regiões críticas) e das permeabilidades relativas é global (curvas). As alterações nas propriedades críticas são feitas através de multiplicadores que aumentam ou diminuem proporcionalmente as propriedades em cada região (permeabilidade) ou as curvas (permeabilidade relativa).

Os mapas do modelo base para as permeabilidades absolutas podem ser observados na Figura 4-30 e as curvas das permeabilidades relativas na Figura 4-31.

5.2.4. Função-Objetivo

Inicialmente será feito um ajuste global e caso seja necessário, será feito um ajuste local para refinamento de algumas regiões críticas. O erro na produção de óleo, água e gás será analisado em todos os poços produtores do campo, o erro na injeção de água em todos os poços injetores, a pressão em todos os poços (injetores e produtores) e o erro no volume/ m^2

será analisado em todo campo (todas as regiões). O cálculo da função-objetivo será feito através das Equações 3-3 a 3-6.

5.2.5. Mapas de Volume por Unidade de Área

Utilizando os mapas de saturação de água do modelo real, a porosidade e a espessura do campo são construídos através da Equação 3-1 os mapas de volume de água, como mostra a Figura 5-70. O modelo base é simulado e na mesma data em que foram obtidos os mapas de saturação do campo real (6 anos) são gerados os mapas de saturação de água do modelo base e também utilizando a porosidade e a espessura do campo são construídos através da Equação 3-1 os mapas de volume de água, como mostra a Figura 5-71.

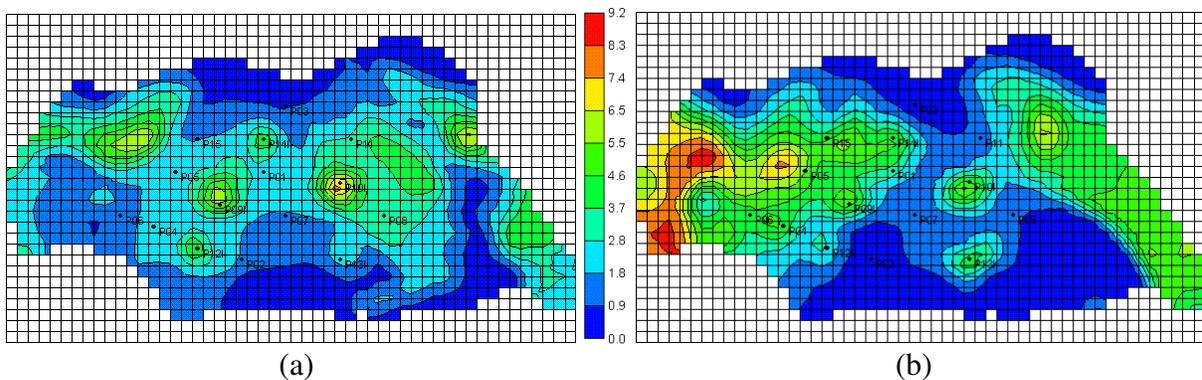


Figura 5-70: Mapa de volume/m² do modelo real: (a) superior (b) inferior.

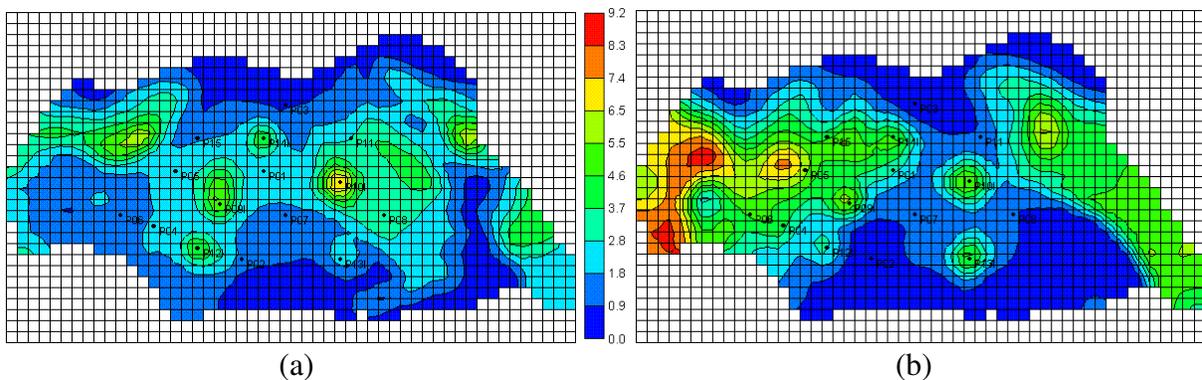


Figura 5-71: Mapa de volume/m² do modelo base: (a) superior (b) inferior.

5.2.6. Mapas de Erro (1)

Para definir as regiões críticas, que serão as regiões em que os atributos incertos serão alterados, é necessário primeiro construir os mapas de erro superior (Figura 4-32) e inferior (Figura 4-33) para isso deve-se utilizar a Equação 3-2 e só depois definir as regiões críticas.

5.2.7. Regiões Críticas (1)

As regiões críticas, para a parte superior (Figura 4-35-a) e para inferior (Figura 4-35-b), foram definidas considerando os mapas de erro das Figura 4-32 e Figura 4-33 e também o mapa de linhas de fluxo, como mostra a Figura 4-34.

Algumas regiões próximas e com mesmo comportamento foram agrupadas, outras foram definidas individualmente. Foram definidas inicialmente 9 regiões críticas, sendo 6 na parte superior e 3 na inferior do reservatório.

5.2.8. Planejamentos Estatísticos: Regiões Críticas (1)

Esta etapa tem o objetivo de calcular os efeitos nas respostas ocasionadas pelas alterações realizadas no modelo base. Foram definidas 9 regiões críticas, considerando a alteração da permeabilidade horizontal e vertical em cada região, então temos 18 variáveis críticas, além da permeabilidade relativa ao óleo (k_{ro}) e à água (k_{rw}), totalizando 20 variáveis críticas.

1º Planejamento: *Plackett-Burman*

O tipo de planejamento que demanda um menor número de simulações, considerando as 20 variáveis para o cálculo dos efeitos é o *Plackett-Burman*, onde serão necessárias 25 simulações para o cálculo dos efeitos. Foram analisadas 20 variáveis discretizadas em 3 níveis, como mostra a Tabela 5-40.

Os multiplicadores para as permeabilidades absolutas variam de 0,5 a 1,5 e para a curvas de permeabilidades relativas variam de 0,5 a 1,0 para Kro e de 1,0 a 1,5 para Krw.

Tabela 5-40: Discretização para o 1º planejamento *Plackett-Burman*.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	Kx5	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	Kz1	Kz2	Kz3	Kz4	Kz5	Kz6	Kz7	Kz8	Kz9	kro	krw
-1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,50	1,00
0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,75	1,25
1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,00	1,50

A montagem dos modelos de simulação segue uma combinação definida pela matriz do planejamento. A matriz e os resultados de cada uma das simulações podem ser observados na Tabela 8-49 (anexo). Os efeitos de cada alteração podem ser observados na Figura 5-72.

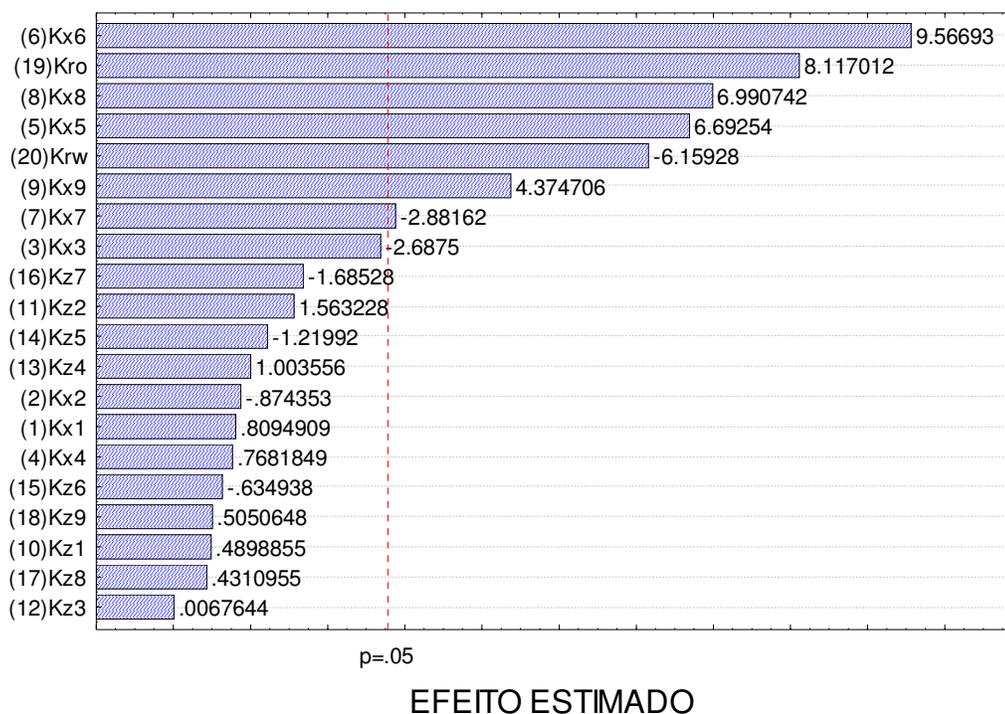


Figura 5-72: Variáveis estatisticamente significativas para o 1º planejamento.

Através do primeiro planejamento é possível observar que dentre as alterações, as que apresentam maior efeito na função-objetivo são Kx6, Kro, Kx8, Kx5, Krw, Kx9, Kx7 e Kx3, sendo 6 alterações na permeabilidade horizontal e 2 alterações na permeabilidade relativa, a permeabilidade vertical não apresentou efeito significativo nesta etapa. Para o segundo

planejamento as faixas de estudo destas 8 variáveis são redefinidas baseando-se nos efeitos calculados anteriormente e as demais são fixadas no valor provável de ocorrência (nível 0).

2º Planejamento: *Plackett-Burman*

O tipo de planejamento que demanda um menor número de simulações, considerando as 8 variáveis para o cálculo dos efeitos é o *Plackett-Burman*, onde serão necessárias 13 simulações para o cálculo dos efeitos. Foram analisadas 8 variáveis discretizadas em 3 níveis (multiplicadores), como mostra a Tabela 5-41.

Tabela 5-41: Discretização para o 2º planejamento *Plackett-Burman*.

	Kx3	Kx5	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	kro	krw
-1.00	1.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.250	1.250
0.00	1.500	0.500	0.500	1.500	0.500	0.500	0.500	1.500
1.00	2.000	1.000	1.000	2.000	1.000	1.000	0.750	1.750

A montagem dos modelos de simulação segue uma combinação definida pela matriz do planejamento. A matriz e os resultados de cada uma das simulações podem ser observados na Tabela 8-50 (anexo). Os efeitos de cada alteração podem ser observados na Figura 5-73.

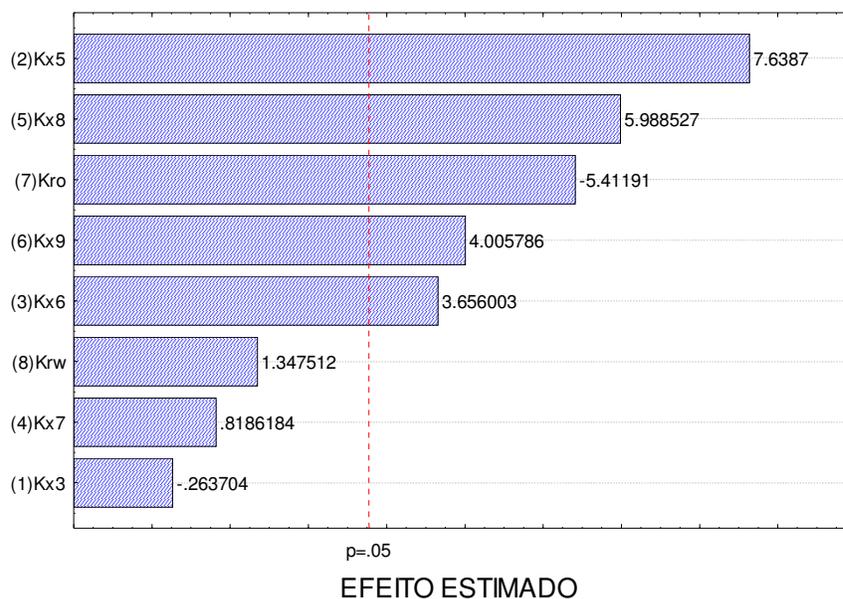


Figura 5-73: Variáveis estatisticamente significativas para o 2º planejamento.

Através do segundo planejamento é possível observar que dentre as alterações, as que apresentam maior efeito na função-objetivo são Kx5, Kx8, Kro, Kx9 e Kx6, sendo 4 alterações na permeabilidade horizontal e 1 alteração na permeabilidade relativa, as outras 3 não apresentaram efeito significativo nas faixas estudadas, por isso para o terceiro planejamento elas são fixadas no valor provável (nível 0) e as outras 5 são redefinidas baseando-se nos efeitos calculados anteriormente. Observamos que das 5 variáveis duas são da parte superior (5 e 6) e duas da inferior (8 e 9), por isso é necessário verificar se podemos analisá-las separadamente e para isso calculamos os efeitos dos resultados da parte superior e inferior separadamente, como mostra a Figura 5-74.

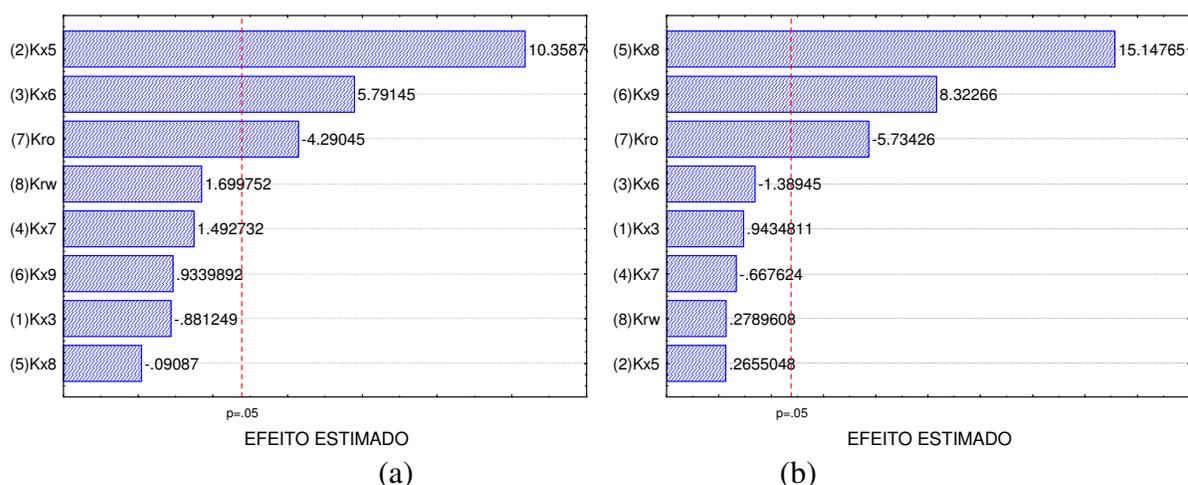


Figura 5-74: Variáveis estatisticamente significativas: (a) superior (b) inferior.

As alterações das regiões da parte superior (Kx5 e Kx6) só apresentam efeitos nas respostas da parte superior, o mesmo ocorrendo para a parte inferior (Kx8 e Kx9) do reservatório e como a permeabilidade relativa (Kro) apresenta o mesmo comportamento tanto para a parte superior como para a parte inferior, concluímos que a análise pode ser feita separadamente e com 3 variáveis já é viável a obtenção da superfície de resposta através de um planejamento completo.

3º Planejamento: Fatorial Completo 2³

O planejamento fatorial completo foi aplicado somente na parte superior, onde foram estudadas 3 variáveis discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-42.

Tabela 5-42: Discretização para o 3º planejamento fatorial completo 2³.

	Kx5	Kx6	Kro
-1.68	0.000	0.000	0.500
-1.00	0.101	0.101	0.581
0.00	0.250	0.250	0.700
1.00	0.399	0.399	0.819
1.68	0.500	0.500	0.900

Na Tabela 8-51 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 3º planejamento. A Tabela 8-52 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação foi de 0,99 e o F calculado foi superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-22 com comportamento quadrático e os valores são codificados podendo variar entre -1,68 e +1,68*.

$$\begin{aligned} \varepsilon_{ERRO} = & 0,3928 + 0,0562 \times (Kx5^*) + 0,0057 \times (Kx5^*)^2 + 0,0400 \times (Kx6^*) \\ & + 0,0006 \times (Kx6^*)^2 + 0,0012 \times (Kro^*) + 0,0025 \times (Kro^*)^2 + 0,0004 \times (Kx5^*) \times (Kx6^*) \\ & + 0,0014 \times (Kx5^*) \times (Kro^*) + 0,0022 \times (Kx6^*) \times (Kro^*) \end{aligned} \quad 5-22$$

Através da análise das Figura 5-75 e Figura 5-76 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro reduz quando a permeabilidade das regiões 5 e 6 aproxima-se de 0 (barreira), com isso o processo de ajuste das regiões 5 e 6 pode ser concluído. Enquanto que o Kro não apresentou efeito significativo na função-objetivo.

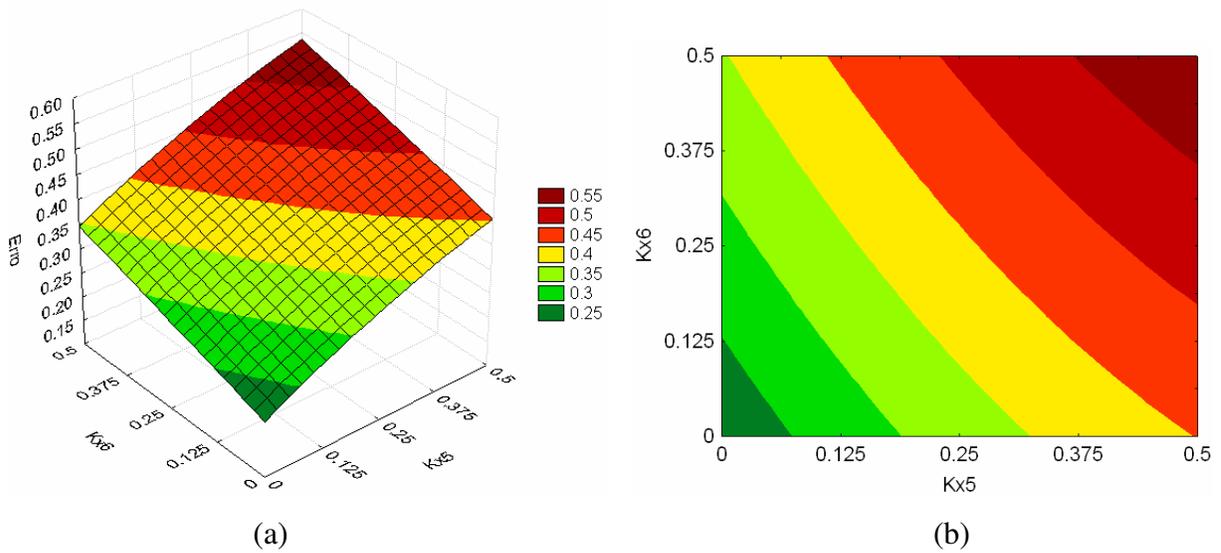


Figura 5-75: Comportamento do erro na parte superior para o 3º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx5 versus Kx6).

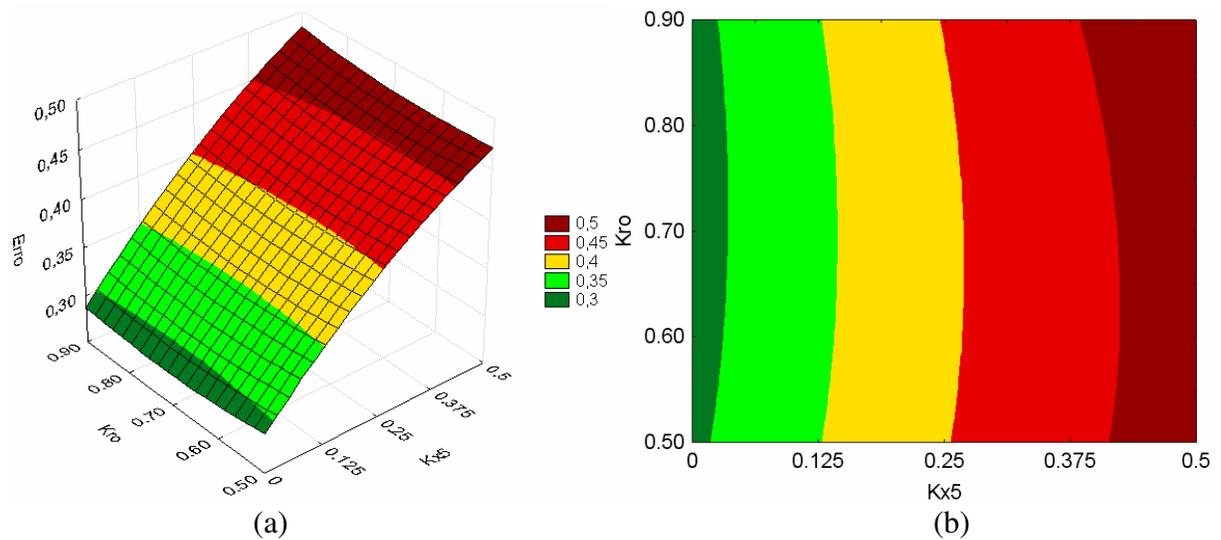


Figura 5-76: Comportamento do erro na parte superior para o 3º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx5 versus Kro).

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,2116, ainda maior que a tolerância mínima exigida de 0,05 (5%). Os valores que minimizam a função são: $Kx5 = -1,68^*$ (multiplicador = 0,0); $Kx6 = -1,68^*$ (multiplicador = 0,0) e $Kro = 1,00^*$ (multiplicador = 0,819).

4º Planejamento: Fatorial Completo 2³

O planejamento fatorial completo foi aplicado somente na parte inferior, onde foram estudadas 3 variáveis discretizadas em 5 níveis (multiplicadores), como mostra a Tabela 5-43.

Tabela 5-43: Discretização para o 4º planejamento fatorial completo 2³.

	Kx8	Kx9	Kro
-1.68	0.000	0.000	0.500
-1.00	0.101	0.101	0.581
0.00	0.250	0.250	0.700
1.00	0.399	0.399	0.819
1.68	0.500	0.500	0.900

Na Tabela 8-53 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 4º planejamento. A Tabela 8-54 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação foi de 0,99 e o F calculado foi superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-23 com comportamento quadrático e os valores são codificados podendo variar entre -1,68 e +1,68 *.

$$\begin{aligned} \epsilon_{ERRO} = & 0,5540 + 0,0510 \times (Kx8^*) + 0,0101 \times (Kx8^*)^2 + 0,0282 \times (Kx9^*) \\ & + 0,0049 \times (Kx9^*)^2 + 0,0049 \times (Kro^*) + 0,0037 \times (Kro^*)^2 + 0,0001 \times (Kx8^*) \times (Kx9^*) \quad 5-23 \\ & + 0,0013 \times (Kx8^*) \times (Kro^*) + 0,0011 \times (Kx9^*) \times (Kro^*) \end{aligned}$$

Através da análise das Figura 5-77 à Figura 5-78 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro reduz quando a permeabilidade das regiões 8 e 9 aproxima-se de 0 (barreira), com isso o processo de ajuste das regiões 8 e 9 pode ser concluído. Enquanto que o Kro não apresentou efeito significativo na função-objetivo.

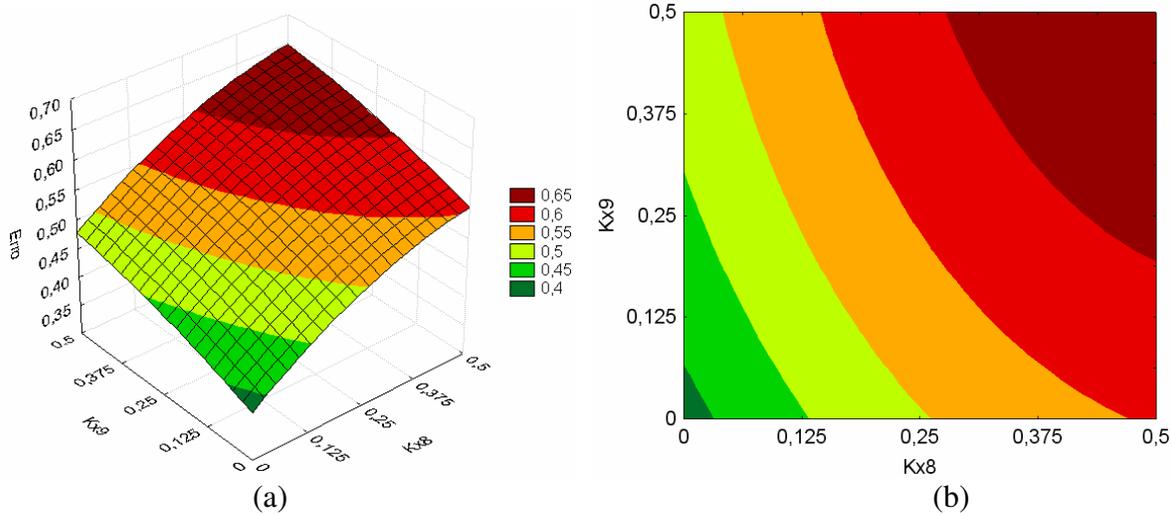


Figura 5-77: Comportamento do erro na parte superior para o 4º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx8 versus Kx9).

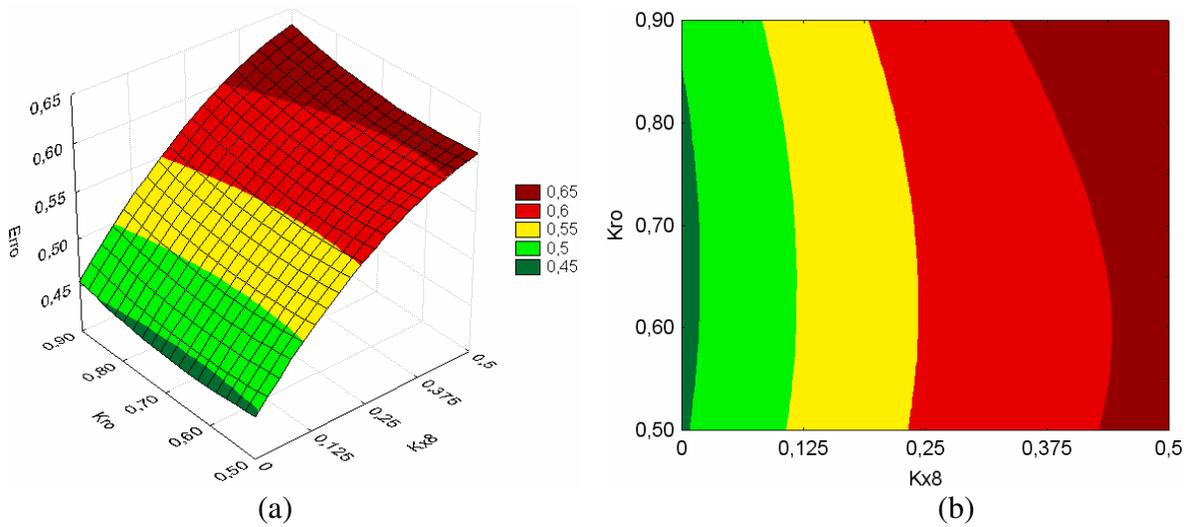


Figura 5-78: Comportamento do erro na parte superior para o 4º planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx8 versus Kro).

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,3821, ainda maior que a tolerância mínima exigida de 0,05 (5%). Os valores que minimizam a função são: $Kx8 = -1,68^*$ (multiplicador = 0,0); $Kx9 = -1,68^*$ (multiplicador = 0,0) e $Kro = -0,17^*$ (multiplicador = 0,68).

Analisando-se os resultados do terceiro e do quarto planejamentos observamos que o erro mínimo ainda está muito acima da tolerância mínima permitida, por isso o processo de ajuste continua através da análise do mapa de erro, gerado entre o melhor modelo encontrado até o quarto planejamento e o modelo real.

5.2.9. Mapas de Erro (2)

Os mapas de erro das camadas superior e inferior são mostrados nas Figura 5-79 (c) e Figura 5-80 (c), respectivamente.

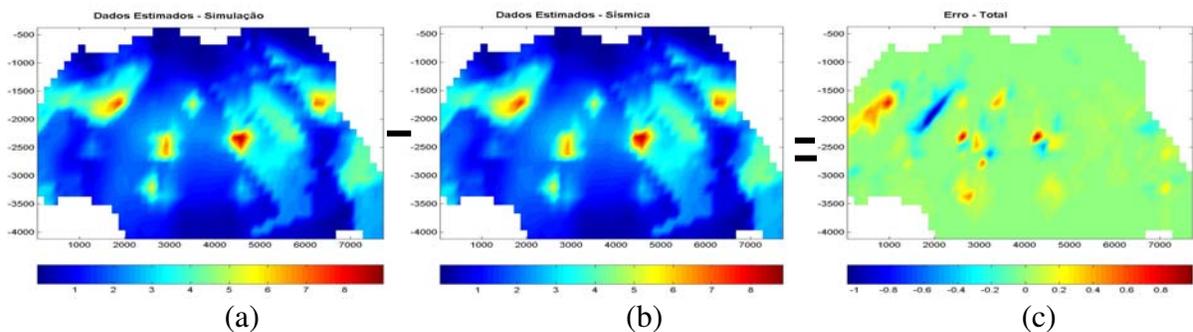


Figura 5-79: Mapas superiores: (a) volume simulação (b) volume real (c) diferença.

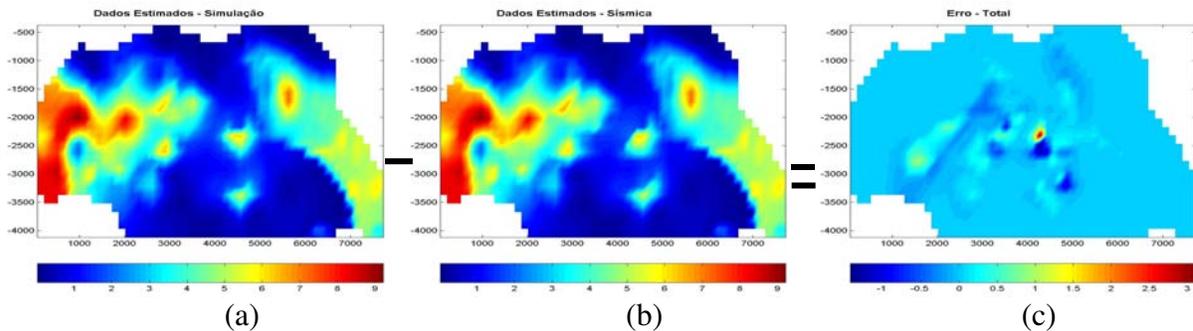


Figura 5-80: Mapas inferiores: (a) volume simulação (b) volume real (c) diferença.

Observa-se que os erros visualizados nas Figura 5-82 (c) e Figura 5-82 (c) ainda são significativos, por isso o próximo passo é redefinir as regiões críticas.

5.2.10.Regões Críticas (2)

As regiões críticas, para a parte superior (Figura 5-82-a) e para inferior (Figura 5-82-b), foram definidas considerando os mapas de erro das Figura 5-79 e Figura 5-80 e também o mapa de linhas de fluxo, como mostra a Figura 5-81.

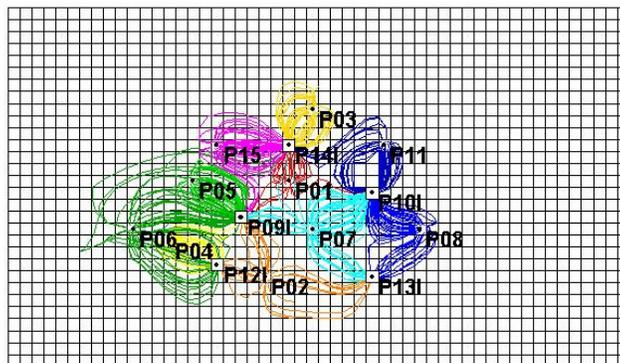


Figura 5-81: Mapa linhas de fluxo.

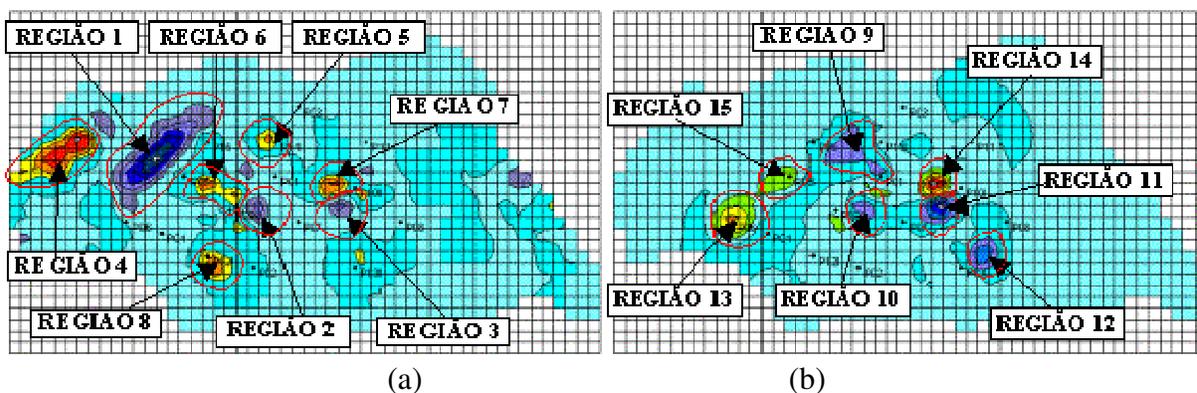


Figura 5-82: Definição das regiões críticas: (a) diferença superior (b) diferença inferior.

Foram definidas 15 regiões críticas, sendo 8 na parte superior e 7 na inferior do reservatório.

5.2.11. Planejamentos Estatísticos: Regiões Críticas (2)

Esta etapa tem o objetivo de calcular os efeitos nas respostas ocasionadas pelas alterações realizadas no modelo semi-ajustado. Foram definidas 15 regiões críticas, considerando a alteração da permeabilidade horizontal e vertical em cada região, então temos 30 variáveis críticas, além da permeabilidade relativa ao óleo (kro) e à água (krw), totalizando 32 variáveis críticas.

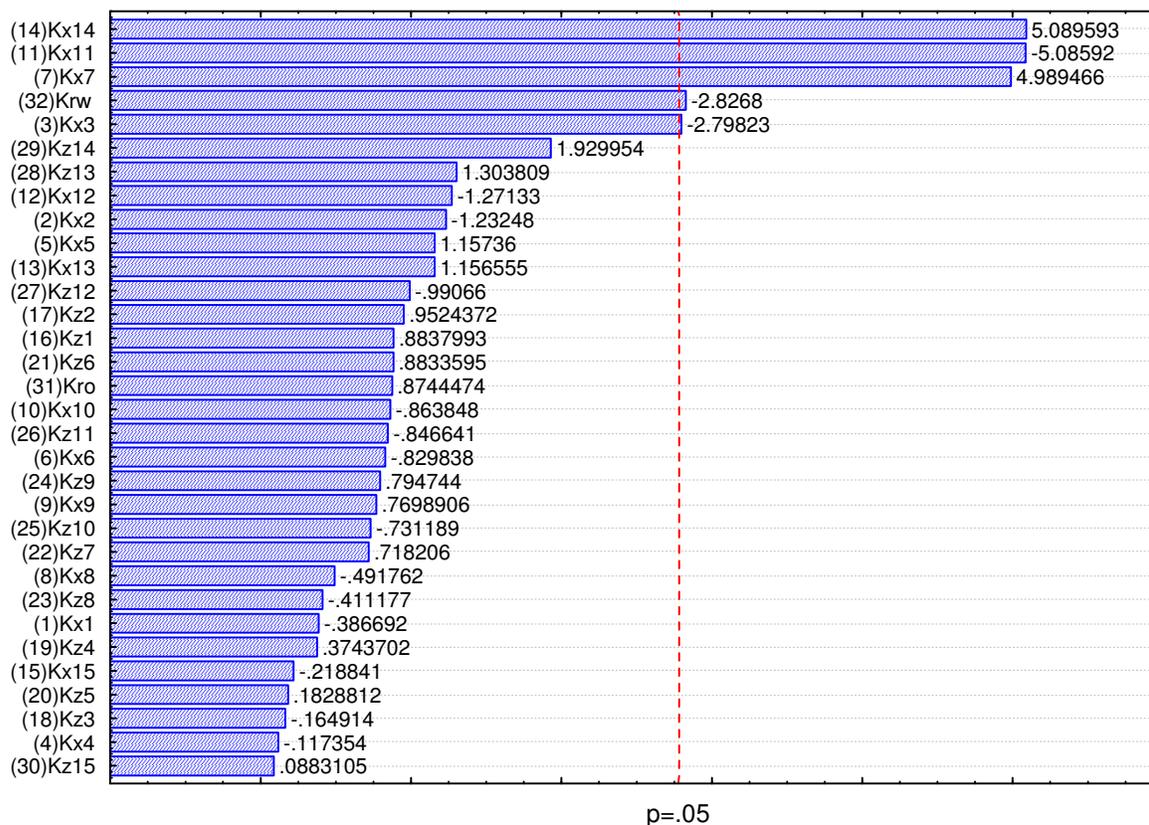
5º Planejamento: *Plackett-Burman*

O tipo de planejamento que demanda um menor número de simulações, considerando as 32 variáveis para o cálculo dos efeitos é o *Plackett-Burman*, onde serão necessárias 37 simulações para o cálculo dos efeitos. Foram analisadas 32 variáveis discretizadas em 3 níveis (multiplicadores), como mostra a Tabela 5-44.

Tabela 5-44: Discretização para o 5º planejamento *Plackett-Burman*.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	Kx5	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	Kx10	Kx11	Kx12	Kx13	Kx14	Kx15	Kz1	Kz2	Kz3	Kz4	Kz5	Kz6	Kz7	Kz8	Kz9	Kz10	Kz11	Kz12	Kz13	Kz14	Kz15	kro	krw
-1	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.75	0.75
0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.00	1.00
1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.25	1.25

A montagem dos modelos de simulação segue uma combinação definida pela matriz do planejamento. A matriz e os resultados de cada uma das simulações podem ser observados na Tabela 8-55 (anexo). Os efeitos de cada alteração podem ser observados na Figura 5-83.



EFEITO ESTIMADO

Figura 5-83: Variáveis estatisticamente significativas para o 5º planejamento.

Através do segundo planejamento é possível observar que dentre as alterações, as que apresentam maior efeito na função-objetivo são Kx14, Kx11, Kx7, Krw e Kx3, sendo 4 alterações na permeabilidade horizontal e 1 alteração na permeabilidade relativa, as outras 27 não apresentaram efeito significativo nas faixas estudadas, por isso para o terceiro planejamento elas são fixadas no valor provável (nível 0) e as outras 5 são redefinidas baseando-se nos efeitos calculados anteriormente. Observamos que das 5 variáveis duas são da parte superior (3 e 7) e duas da inferior (11 e 14), por isso é necessário verificar se podemos analisá-las separadamente e para isso calculamos os efeitos dos resultados da parte superior e inferior separadamente, como mostra a Figura 5-84 e Figura 5-85.

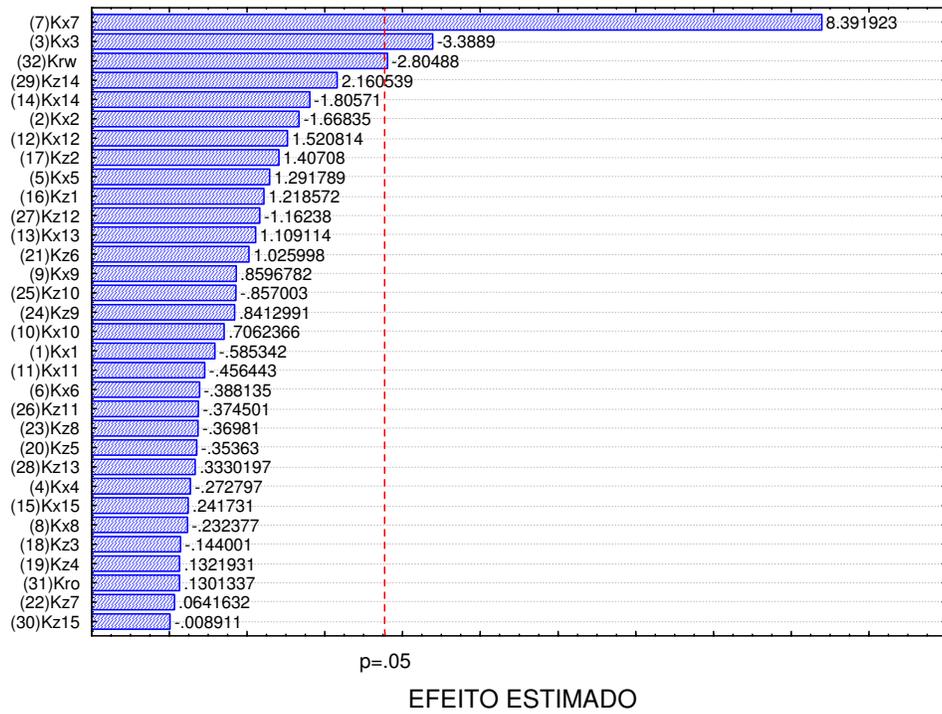


Figura 5-84: Variáveis estatisticamente significativas para a parte superior.

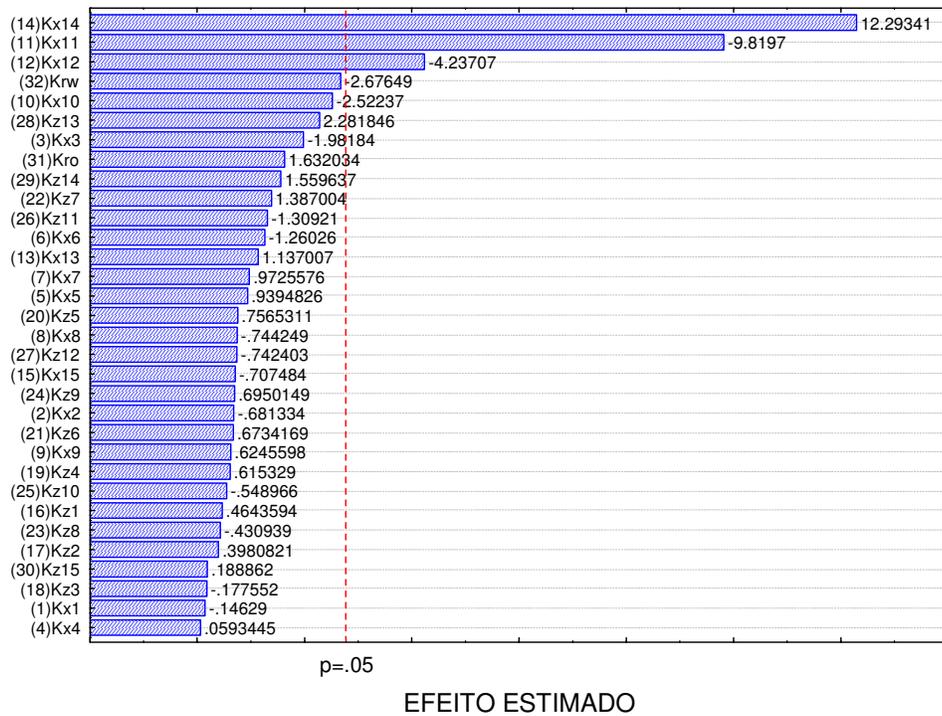


Figura 5-85: Variáveis estatisticamente significativas para a parte inferior.

As alterações das regiões da parte superior (Kx3 e Kx7) só apresentam efeitos nas respostas da parte superior, o mesmo ocorrendo para a parte inferior (Kx1, Kx12 e Kx14) do reservatório e como a permeabilidade relativa (Krw) apresenta efeito significativo somente na parte superior, concluímos que a análise pode ser feita separadamente. Com 3 variáveis é viável a obtenção da superfície de resposta através de um planejamento completo.

6º Planejamento: Fatorial Completo 2³

O planejamento fatorial completo foi aplicado somente na parte superior, onde foram estudadas 3 variáveis discretizadas em 5 níveis (multiplicadores), como mostra a Tabela 5-45.

Tabela 5-45: Discretização para o 6º planejamento fatorial completo 2³.

	Kx3	Kx7	Krw
-1.68	1.000	0.000	1.000
-1.00	1.202	0.202	1.101
0.00	1.500	0.500	1.250
1.00	1.798	0.798	1.399
1.68	2.000	1.000	1.500

Na Tabela 8-56 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 6º planejamento. A Tabela 8-57 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação foi de 0,99 e o F calculado foi superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-24 com comportamento quadrático e os valores são codificados podendo variar entre -1,68 e +1,68 *.

$$\begin{aligned} \epsilon_{ERRO} = & 0,2164 + 0,0005 \times (Kx3^*) + 0,0001 \times (Kx3^*)^2 + 0,0143 \times (Kx7^*) \\ & + 0,0002 \times (Kx7^*)^2 + 0,0053 \times (Krw^*) + 0,0041 \times (Krw^*)^2 + 0,0023 \times (Kx3^*) \times (Kx7^*) \\ & + 0,0009 \times (Kx3^*) \times (Krw^*) + 0,0010 \times (Kx7^*) \times (Krw^*) \end{aligned} \quad 5-24$$

Através da análise das Figura 5-86 à Figura 5-87 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro reduz quando a permeabilidade da Região 7 aproxima-se de 0 mD (barreira) e quando aumenta-se o Krw, com isso o processo de ajuste da Região 7 pode ser concluído. As alterações na Região 3 (nova

faixa de estudo) não apresentam efeitos significativos (possivelmente a faixa estudada está próxima ao valor ótimo).

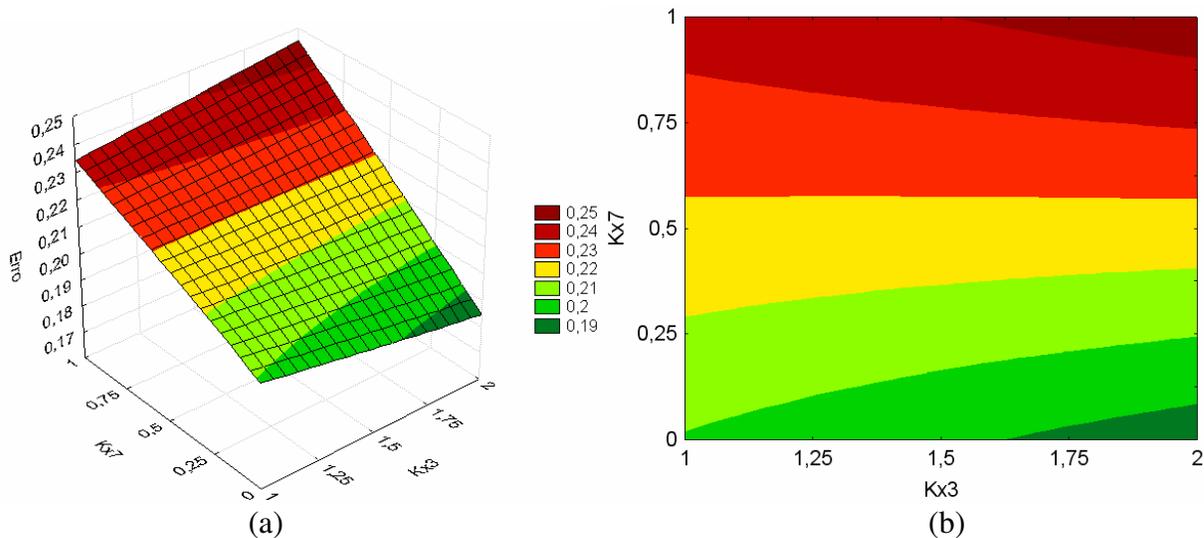


Figura 5-86: Comportamento do erro na parte superior para o 6^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx3 versus Kx7).

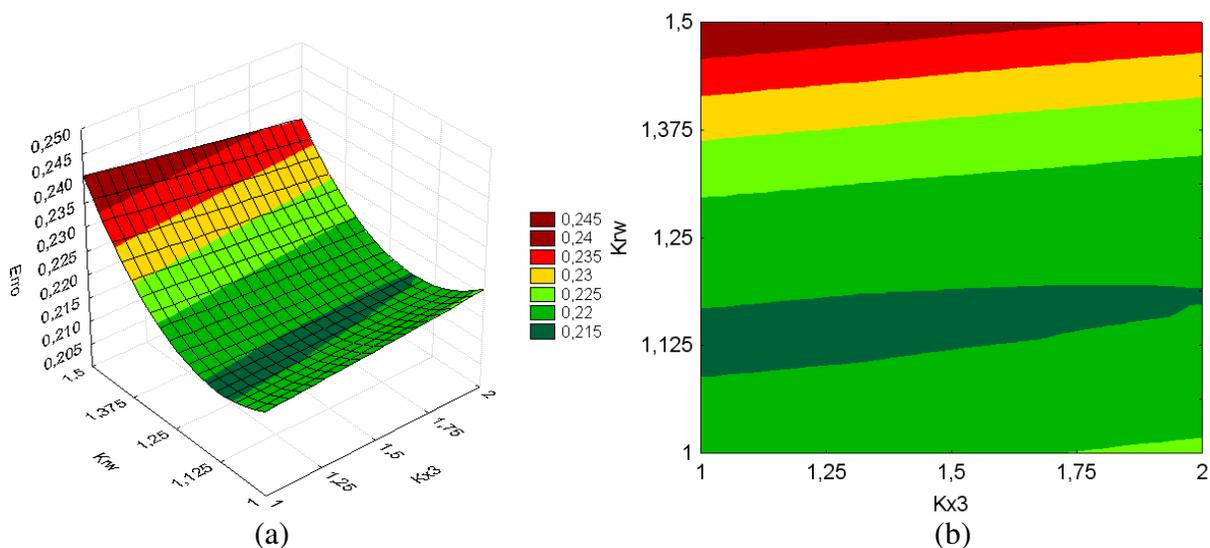


Figura 5-87: Comportamento do erro na parte superior para o 6^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx3 versus Krw).

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,1829, ainda maior que a tolerância mínima exigida de 0,05 (5%). Os valores que minimizam a função são: $Kx3 = 1,68^*$

(multiplicador = 2,0); $K_{x7} = -1,68^*$ (multiplicador = 0,0) e $K_{rw} = -0,67^*$ (multiplicador = 1,15).

7º Planejamento: Fatorial Completo 2^3

O planejamento fatorial completo foi aplicado somente na parte inferior, onde foram estudadas 3 variáveis discretizadas em 5 níveis, como mostra a Tabela 5-46.

Tabela 5-46: Discretização para o 7º planejamento fatorial completo 2^3 .

	Kx11	Kx12	Kx14
-1.68	1.000	1.000	0.000
-1.00	1.202	1.202	0.202
0.00	1.500	1.500	0.500
1.00	1.798	1.798	0.798
1.68	2.000	2.000	1.000

Na Tabela 8-58 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 7º planejamento. A Tabela 8-59 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação foi de 0,99 e o F calculado foi superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-25 com comportamento quadrático e os valores são codificados podendo variar entre -1,68 e +1,68 *.

$$\begin{aligned} \epsilon_{ERRO} = & 0,3150 - 0,0082 \times (K_{x11}^*) + 0,0006 \times (K_{x11}^*)^2 - 0,0059 \times (K_{x12}^*) \\ & + 0,0013 \times (K_{x12}^*)^2 + 0,0474 \times (K_{x14}^*) - 0,0111 \times (K_{x14}^*)^2 - 0,0001 \times (K_{x11}^*) \times (K_{x12}^*) \\ & + 0,0027 \times (K_{x11}^*) \times (K_{x14}^*) + 0,0002 \times (K_{x12}^*) \times (K_{x14}^*) \end{aligned} \quad 5-25$$

Através da análise das Figura 5-88 à Figura 5-89 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro reduz quando a permeabilidade da Região 14 aproxima-se de 0 (barreira), com isso o processo de ajuste da Região 14 pode ser concluída. As alterações nas Regiões 11 e 12 indicam uma leve tendência de aumento dos multiplicadores.

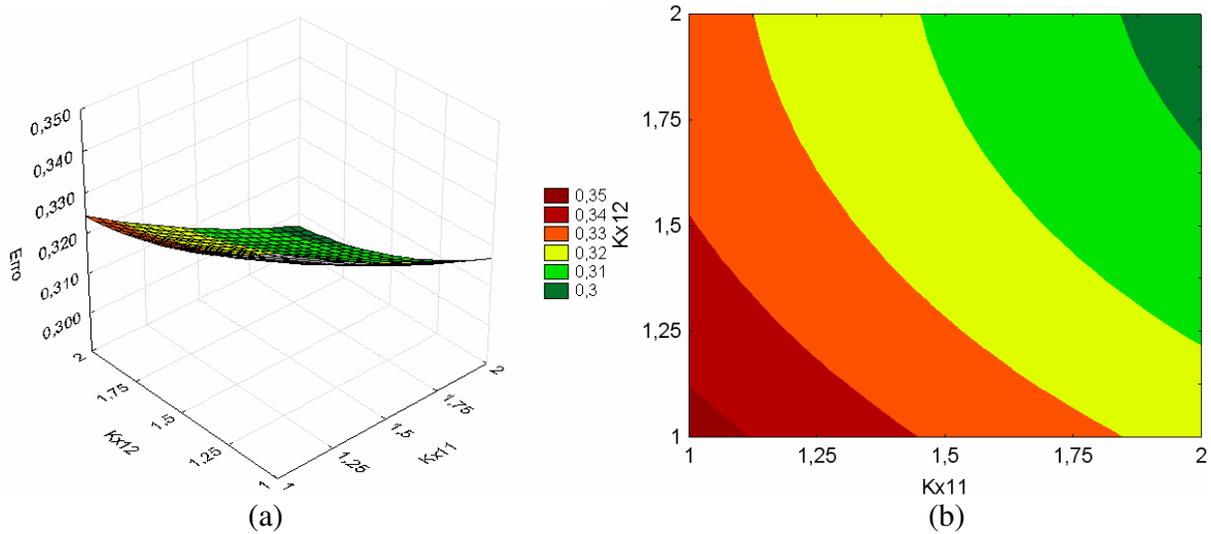


Figura 5-88: Comportamento do erro na parte superior para o 7^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx11 versus Kx12).

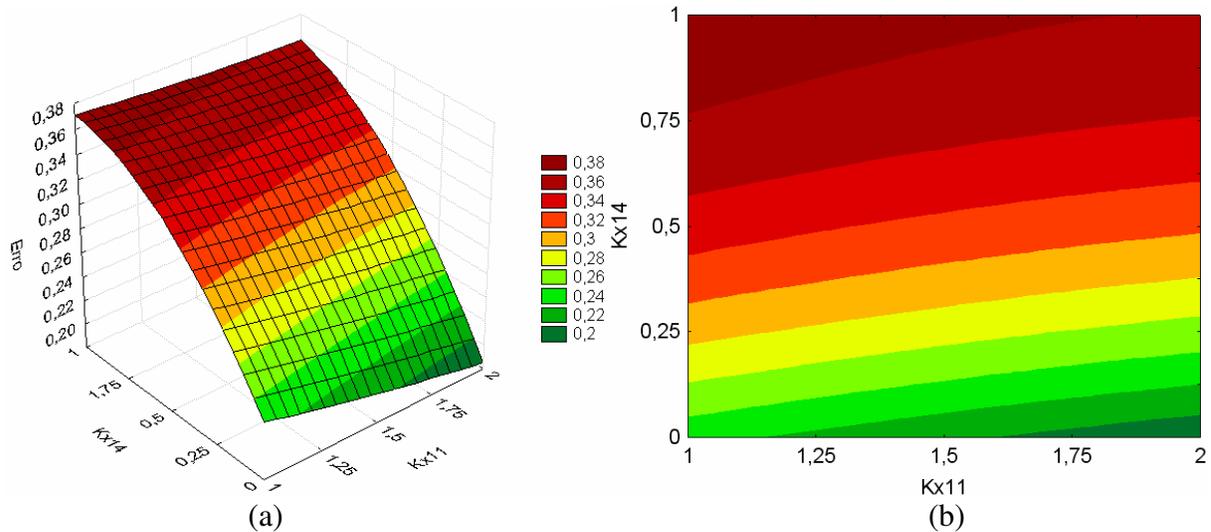


Figura 5-89: Comportamento do erro na parte superior para o 7^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx11 versus Kx14).

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,1773, ainda maior que a tolerância mínima exigida de 0,05 (5%). Os valores que minimizam a função são: Kx11 = 1,68* (multiplicador = 2,0); Kx12 = 1,68* (multiplicador = 2,0) e Kx14 = -1,68* (multiplicador = 0,00).

Analisando-se os resultados do sexto e do sétimo planejamentos observamos que o erro mínimo ainda está acima da tolerância mínima permitida, por isso o processo de ajuste deve continuar através da análise do mapa de erro, gerado entre o melhor modelo encontrado até o sétimo planejamento e o modelo real.

5.2.12. Mapas de Erro (3)

Os mapas de erro das camadas superior e inferior são mostrados nas Figura 5-90 (c) e Figura 5-91 (c), respectivamente.

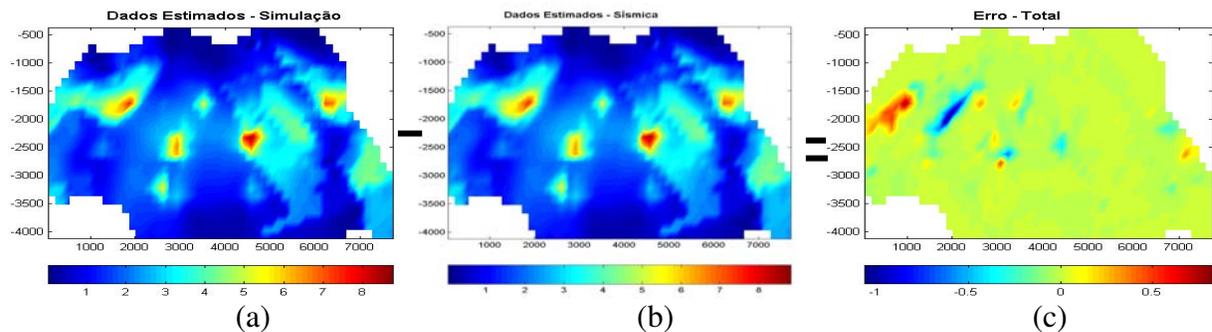


Figura 5-90: Mapas superiores: (a) volume simulação (b) volume real (c) diferença.

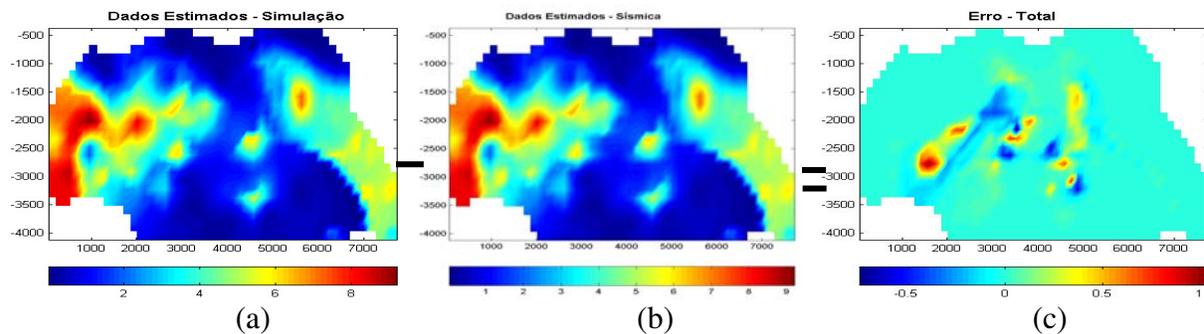


Figura 5-91: Mapas inferiores: (a) volume simulação (b) volume real (c) diferença.

Observa-se que os erros visualizados nas Figura 5-90 (c) e Figura 5-91 (c) ainda são significativos, por isso o próximo passo é redefinir as regiões críticas.

5.2.13.Regões Críticas (3)

As regiões críticas, para a parte superior (Figura 5-93-a) e para inferior (Figura 5-93-b), foram definidas considerando os mapas de erro das Figura 5-90 e Figura 5-91 e também o mapa de linhas de fluxo, como mostra a Figura 5-92.

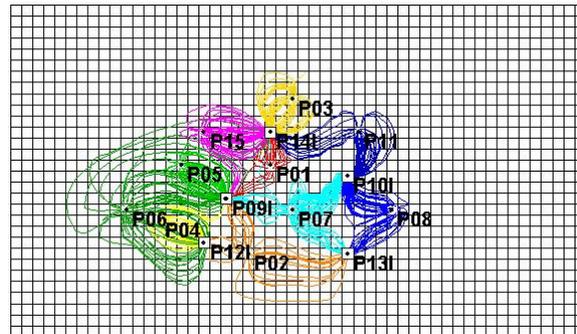


Figura 5-92: Mapa linhas de fluxo.

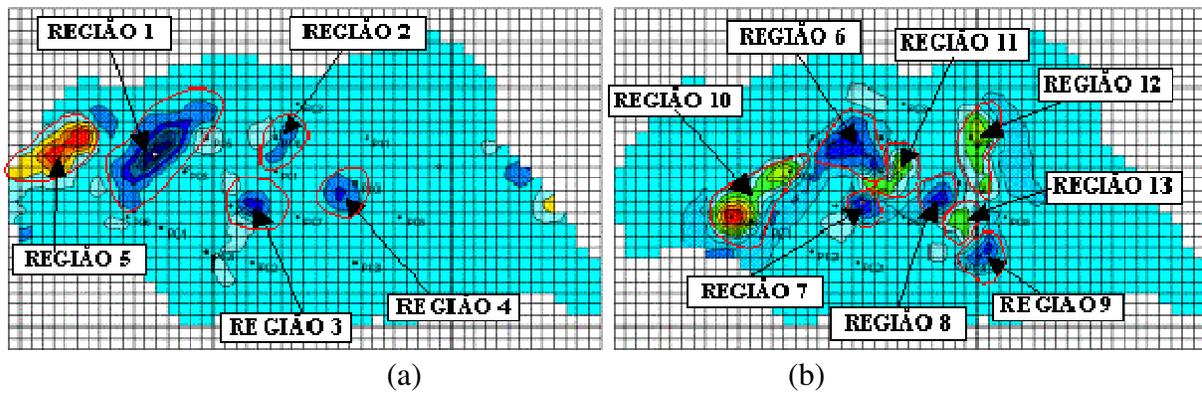


Figura 5-93: Definição das regiões críticas: (a) diferença superior (b) diferença inferior.

Foram definidas 13 regiões críticas, sendo 5 na parte superior e 8 na inferior do reservatório.

5.2.14. Planejamentos Estatísticos: Regiões Críticas (3)

Esta etapa tem o objetivo de calcular os efeitos nas respostas ocasionadas pelas alterações realizadas no modelo semi-ajustado. Foram definidas 13 regiões críticas, considerando a alteração da permeabilidade horizontal e vertical em cada região, então temos 26 variáveis críticas, além da permeabilidade relativa ao óleo (kro) e à água (krw), totalizando 28 variáveis críticas.

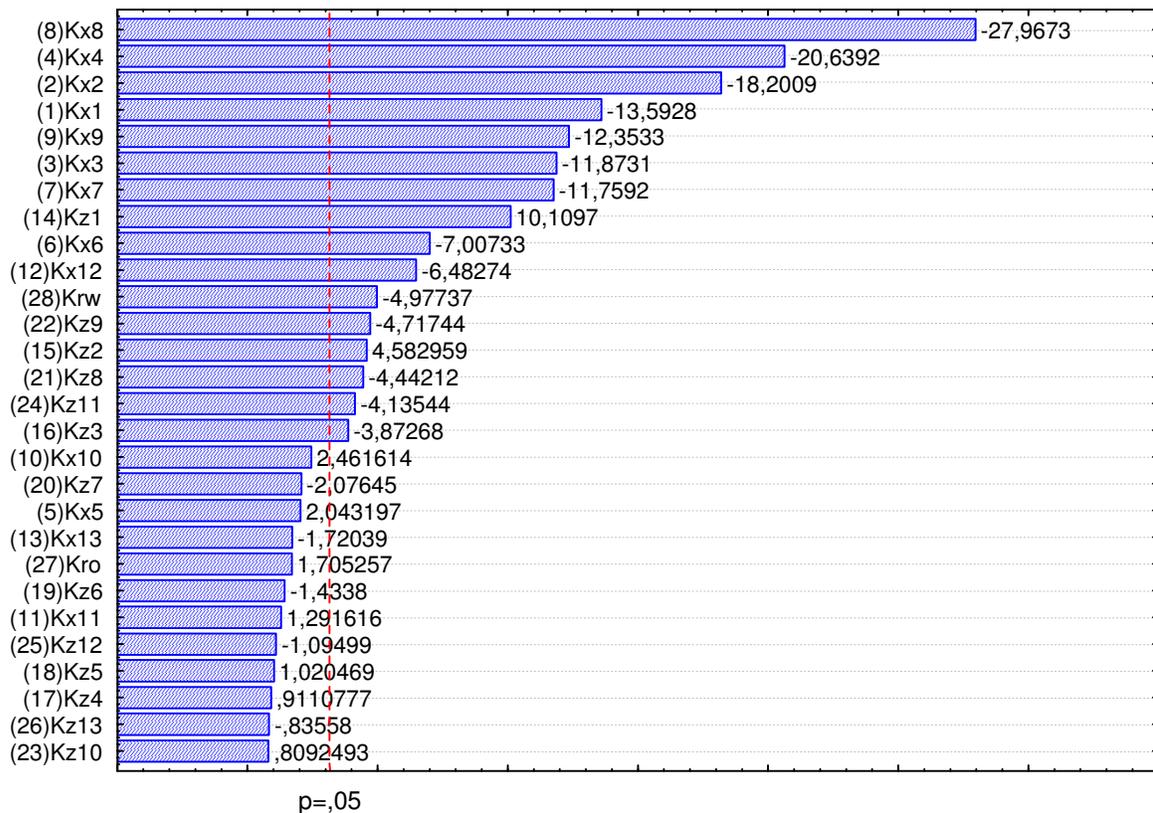
8º Planejamento: *Plackett-Burman*

O tipo de planejamento que demanda um menor número de simulações, considerando as 28 variáveis para o cálculo dos efeitos é o *Plackett-Burman*, onde serão necessárias 33 simulações para o cálculo dos efeitos. Foram analisadas 28 variáveis discretizadas em 3 níveis (multiplicadores), como mostra a Tabela 5-47.

Tabela 5-47: Discretização para o 8º planejamento *Plackett-Burman*.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	Kx5	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	Kx10	Kx11	Kx12	Kx13	Kz1	Kz2	Kz3	Kz4	Kz5	Kz6	Kz7	Kz8	Kz9	Kz10	Kz11	Kz12	Kz13	Kro	Krw	
-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,75	0,75
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1,00	1,00
1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1,25	1,25

A montagem dos modelos de simulação segue uma combinação definida pela matriz do planejamento. A matriz e os resultados de cada uma das simulações podem ser observados na Tabela 8-60 (anexo). Os efeitos de cada alteração podem ser observados na Figura 5-94.



EFEITO ESTIMADO

Figura 5-94: Variáveis estatisticamente significativas para o 8º planejamento.

Através do oitavo planejamento é possível observar que dentre as alterações, as que apresentam maior efeito na função-objetivo são Kx8, Kx4, Kx2, Kx1, Kx9, Kx3, Kx7, Kz1, Kx6, Kx12, Krw, Kz9, Kz2, Kz8, Kz11 e Kz3, sendo 9 alterações na permeabilidade horizontal, 6 alterações na permeabilidade vertical e 1 alteração na permeabilidade relativa. Para o nono planejamento as faixas de estudo destas 16 variáveis são redefinidas baseando-se nos efeitos calculados anteriormente.

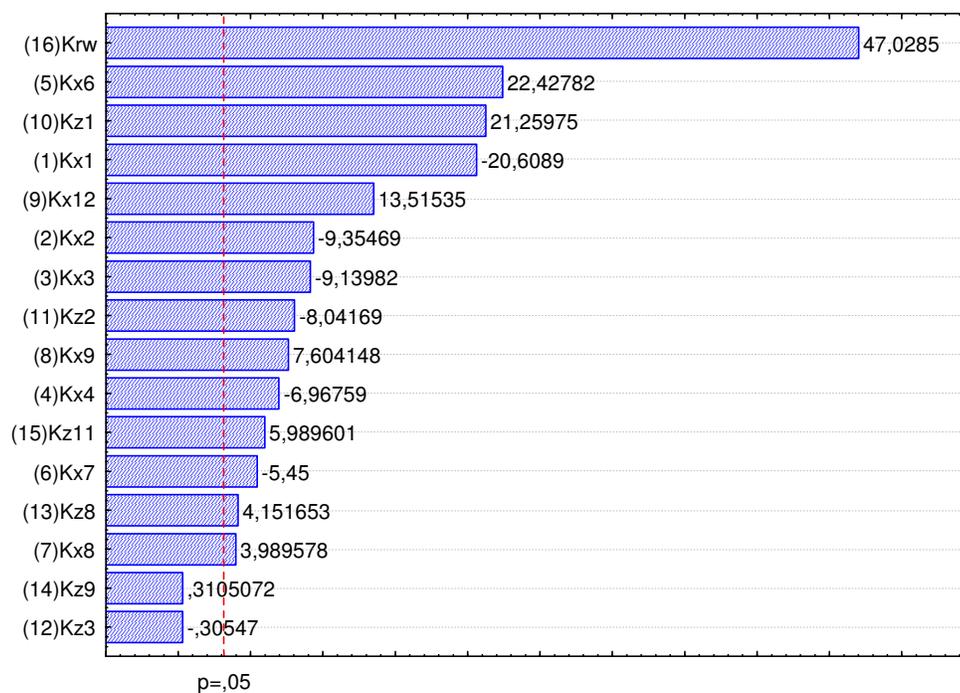
9º Planejamento: *Plackett-Burman*

O tipo de planejamento que demanda um menor número de simulações, considerando as 16 variáveis para o cálculo dos efeitos é o *Plackett-Burman*, onde serão necessárias 21 simulações para o cálculo dos efeitos. Foram analisadas 16 variáveis discretizadas em 3 níveis (multiplicadores), como mostra a Tabela 5-48.

Tabela 5-48: Discretização para o 9º planejamento *Plackett-Burman*.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	Kx12	Kz1	Kz2	Kz3	Kz8	Kz9	Kz11	Krw
-1	0,5	1,5	0,5	1,5	0,5	0,5	1,5	0,5	0,5	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,875
0	1,5	2,5	1,5	2,5	1,5	1,5	2,5	1,5	1,5	0,5	0,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,125
1	2,5	3,5	2,5	3,5	2,5	2,5	3,5	2,5	2,5	1,0	1,0	2,5	2,5	2,5	2,5	1,375

A montagem dos modelos de simulação segue uma combinação definida pela matriz do planejamento. A matriz e os resultados de cada uma das simulações podem ser observados na Tabela 8-61 (anexo). Os efeitos de cada alteração podem ser observados na Figura 5-95.



EFEITO ESTIMADO

Figura 5-95: Variáveis estatisticamente significativas para o 9º planejamento.

Através do nono planejamento é possível observar que dentre as alterações, as que não apresentam efeito significativo nas faixas estudadas são Kz9 e Kz3. Para o décimo planejamento as faixas de estudo destas 14 variáveis são redefinidas baseando-se nos efeitos calculados anteriormente.

10^o Planejamento: *Plackett-Burman*

O tipo de planejamento que demanda um menor número de simulações, considerando as 14 variáveis para o cálculo dos efeitos é o *Plackett-Burman*, onde serão necessárias 21 simulações para o cálculo dos efeitos. Foram analisadas 14 variáveis discretizadas em 3 níveis, como mostra a Tabela 5-49.

Tabela 5-49: Discretização para o 10^o planejamento *Plackett-Burman* .

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	Kx12	Kz1	Kz2	Kz8	Kz11	Krw
-1	0,75	2,00	1,50	2,00	0,75	1,50	1,50	0,50	0,75	0,00	0,75	0,75	0,75	0,900
0	1,50	3,00	2,50	3,00	1,25	2,50	2,25	1,50	1,25	0,25	1,25	1,25	1,25	1,075
1	2,25	4,00	3,50	4,00	1,75	3,50	3,00	2,50	1,75	0,50	1,75	1,75	1,75	1,250

A montagem dos modelos de simulação segue uma combinação definida pela matriz do planejamento. A matriz e os resultados de cada uma das simulações podem ser observados na Tabela 8-62 (anexo). Os efeitos de cada alteração podem ser observados na Figura 5-96.

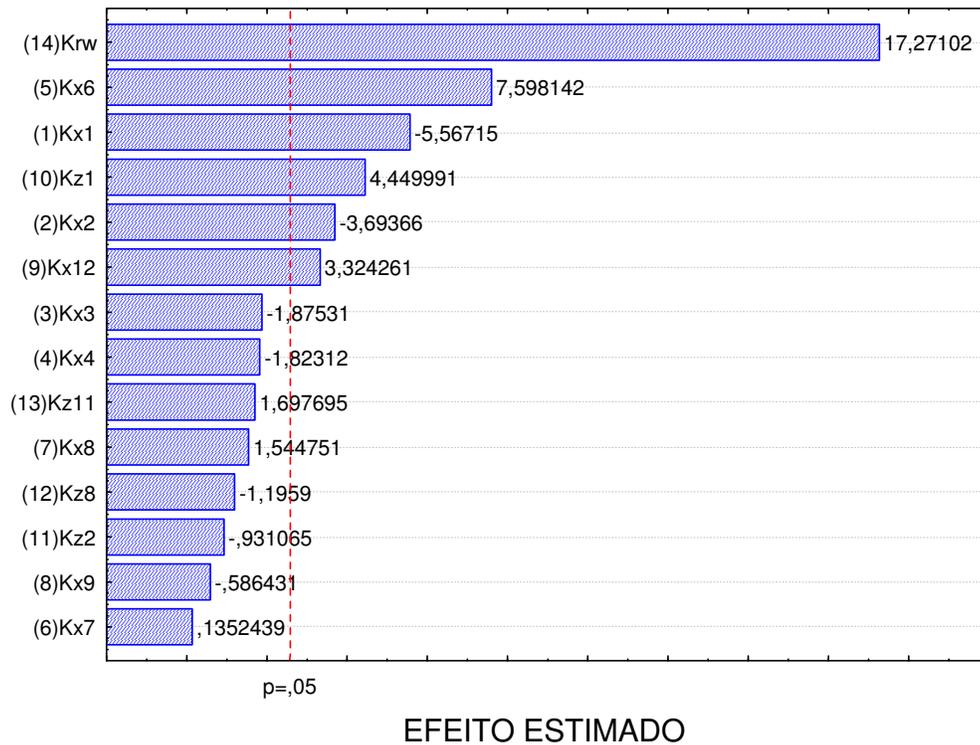


Figura 5-96: Variáveis estatisticamente significativas para o 10º planejamento.

Através do décimo planejamento é possível observar que dentre as alterações, as que apresentam maior efeito na função-objetivo são Krw, Kx6, Kx1, Kz1, Kx2 e Kx12, sendo 4 alterações na permeabilidade horizontal, 1 alteração na permeabilidade vertical e 1 alteração na permeabilidade relativa. Para o décimo primeiro planejamento as faixas de estudo destas 6 variáveis são redefinidas baseando-se nos efeitos calculados anteriormente.

11º Planejamento: *Plackett-Burman*

O tipo de planejamento que demanda um menor número de simulações, considerando as 6 variáveis para o cálculo dos efeitos é o *Plackett-Burman*, onde serão necessárias 13 simulações para o cálculo dos efeitos. Foram analisadas 6 variáveis discretizadas em 3 níveis, como mostra a Tabela 5-50.

Tabela 5-50: Discretização para o 11^o planejamento *Plackett-Burman* .

	Kx1	Kx2	Kx6	Kx12	Kz1	Krw
-1	1,00	2,50	0,75	0,75	0,00	0,95
0	1,75	3,50	1,10	1,10	0,15	1,05
1	2,50	4,50	1,45	1,45	0,30	1,15

A montagem dos modelos de simulação segue uma combinação definida pela matriz do planejamento. A matriz e os resultados de cada uma das simulações podem ser observados na Tabela 8-63 (anexo). Os efeitos de cada alteração podem ser observados na Figura 5-97.

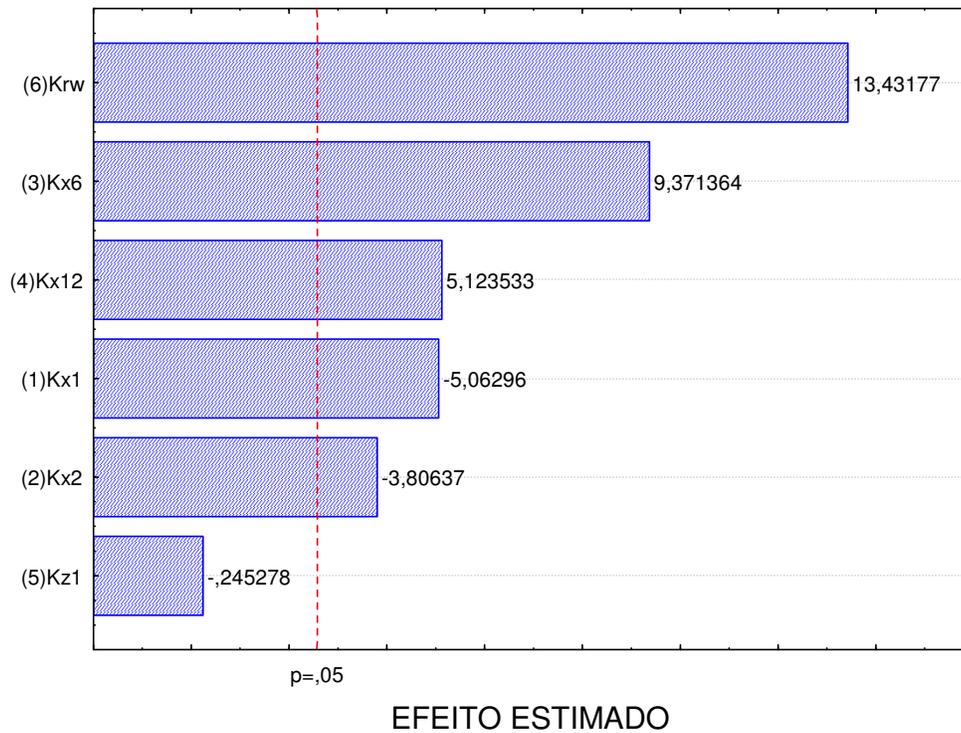


Figura 5-97: Variáveis estatisticamente significativas para o 11^o planejamento.

Através do décimo primeiro planejamento é possível observar que dentre as alterações, a que não apresenta efeito significativo nas faixas estudadas é Kz1. Para o décimo segundo planejamento as faixas de estudo destas 5 variáveis são redefinidas baseando-se nos efeitos calculados anteriormente.

12^o Planejamento: Fatorial Completo 2⁵

O planejamento fatorial completo foi aplicado nas quatro regiões, onde foram estudadas 5 variáveis discretizadas em 5 níveis (multiplicadores), como mostra a Tabela 5-51.

Tabela 5-51: Discretização para o 12^o planejamento fatorial completo 2⁵.

	Kx1	Kx2	Kx6	Kx12	Krw
-2,38	1,000	2,000	0,500	0,500	0,850
-1,00	1,580	2,870	0,790	0,790	0,937
0,00	2,000	3,500	1,000	1,000	1,000
1,00	2,420	4,130	1,210	1,210	1,063
2,38	3,000	5,000	1,500	1,500	1,150

Na Tabela 8-64 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 12^o planejamento. A Tabela 8-65 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação foi de 0,99 e o F calculado foi superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-26 com comportamento quadrático e os valores são codificados podendo variar entre -2,38 e +2,38*.

$$\begin{aligned}
 \varepsilon_{ERR0} = & 0,0792 + 0,0020 \times (Kx1^*) + 0,0003 \times (Kx1^*)^2 - 0,0002 \times (Kx2^*) + 0,0001 \times (Kx2^*)^2 + \\
 & 0,0016 \times (Kx6^*) + 0,0002 \times (Kx6^*)^2 + 0,0011 \times (Kx12^*) + 0,0003 \times (Kx12^*)^2 + 0,0023 \times \\
 & (Krw^*) + 0,0010 \times (Krw^*)^2 + 0,0001 \times (Kx1^*) \times (Kx2^*) + 0,00004 \times (Kx1^*) \times (Kx6^*) + \quad 5-26 \\
 & 0,00004 \times (Kx1^*) \times (Kx12^*) - 0,0001 \times (Kx1^*) \times (Krw^*) - 0,0001 \times (Kx2^*) \times (Kx6^*) - \\
 & 0,00003 \times (Kx2^*) \times (Kx12^*) + 0,00001 \times (Kx2^*) \times (Krw^*) - 0,00002 \times (Kx6^*) \times (Kx12^*) + \\
 & 0,0002 \times (Kx6^*) \times (Krw^*) + 0,00006 \times (Kx12^*) \times (Krw^*)
 \end{aligned}$$

Através da análise das Figura 5-98 à Figura 5-100 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro reduz quando a permeabilidade das Regiões 1, 6 e 12 diminuem, da Região 2 aumenta e o multiplicador da curva de permeabilidade relativa (Krw) diminui.

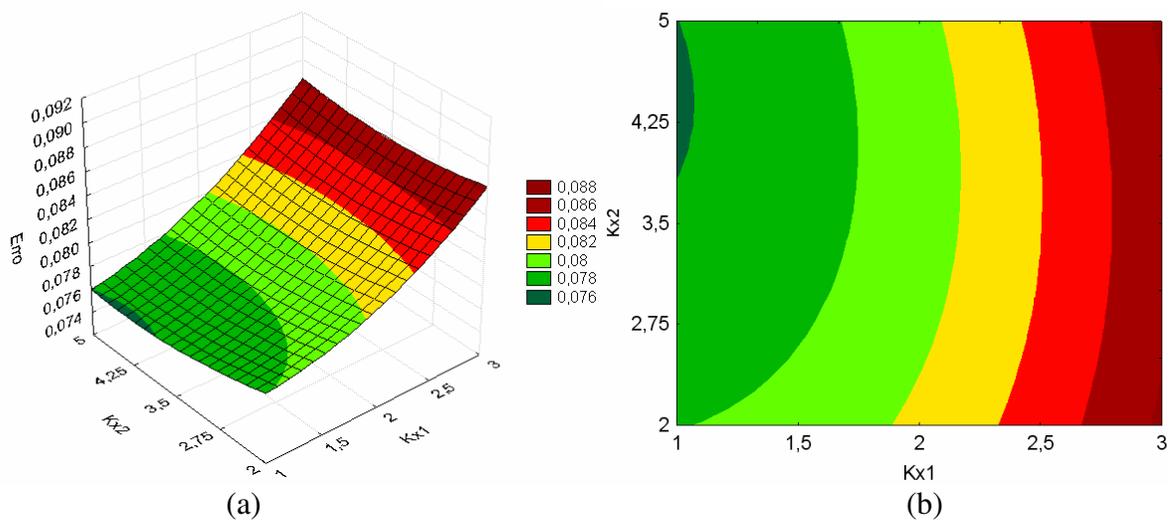


Figura 5-98: Comportamento do erro na parte superior para o 12^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx1 versus Kx2).

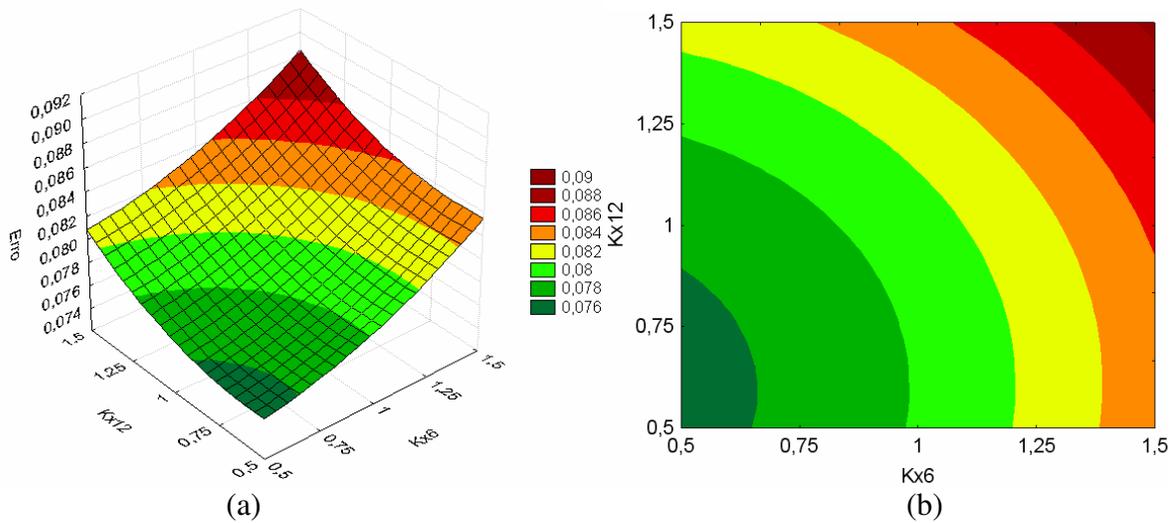


Figura 5-99: Comportamento do erro na parte superior para o 12^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx6 versus Kx12).

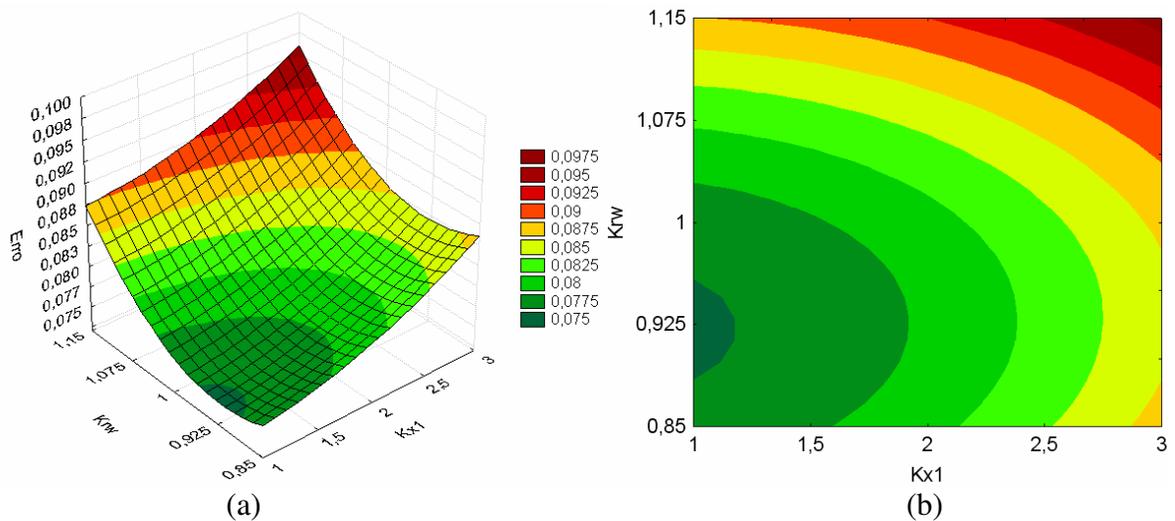


Figura 5-100: Comportamento do erro na parte superior para o 12^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx1 versus Krw).

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,072, ainda maior que a tolerância mínima exigida de 0,05 (5%). Os valores que minimizam a função são: $Kx1 = -2,38^*$ (multiplicador = 1,00); $Kx2 = 0,34^*$ (multiplicador = 3,710), $Kx6 = -2,38^*$ (multiplicador = 0,500), $Kx12 = -1,70^*$ (multiplicador = 0,643) e $Krw = -1,02^*$ (multiplicador = 0,936).

Analisando-se os resultados do décimo segundo planejamento observamos que o erro mínimo ainda está acima da tolerância mínima permitida, por isso o processo de ajuste deve continuar através da análise do mapa de erro, gerado entre o melhor modelo encontrado até o décimo segundo planejamento e o modelo real.

5.2.15. Mapas de Erro (4)

Os mapas de erro das camadas superior e inferior são mostrados nas Figura 5-101 (c) e Figura 5-102 (c), respectivamente.

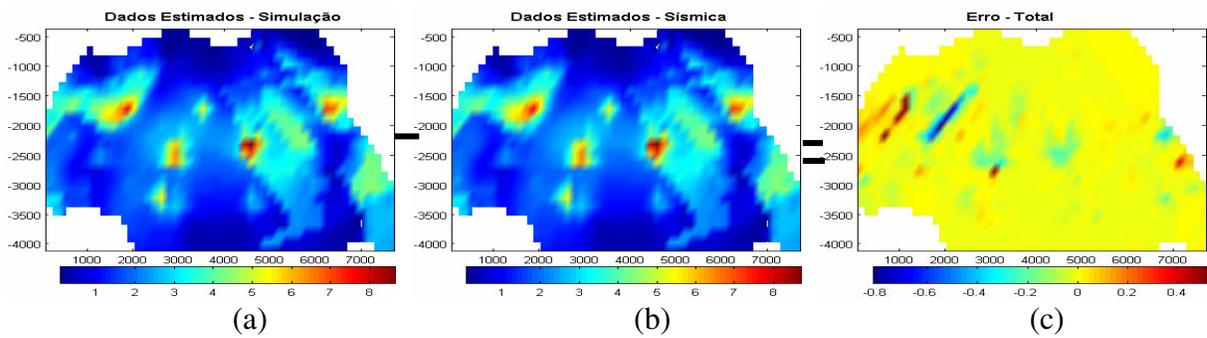


Figura 5-101: Mapas superiores: (a) volume simulação (b) volume real (c) diferença.

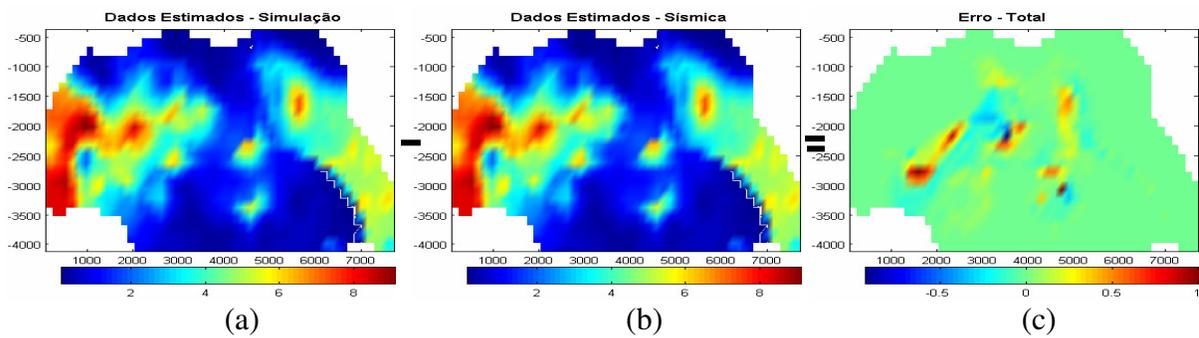


Figura 5-102: Mapas inferiores: (a) volume simulação (b) volume real (c) diferença.

Observa-se que os erros visualizados nas Figura 5-101 (c) e Figura 5-102 (c) ainda são significativos, por isso o próximo passo é redefinir as regiões críticas.

5.2.16. Regiões Críticas (4)

As regiões críticas, para a parte superior (Figura 5-104-a) e para inferior (Figura 5-104-b), foram definidas considerando os mapas de erro das Figura 5-101 e Figura 5-102 e também o mapa de linhas de fluxo, como mostra a Figura 5-103.

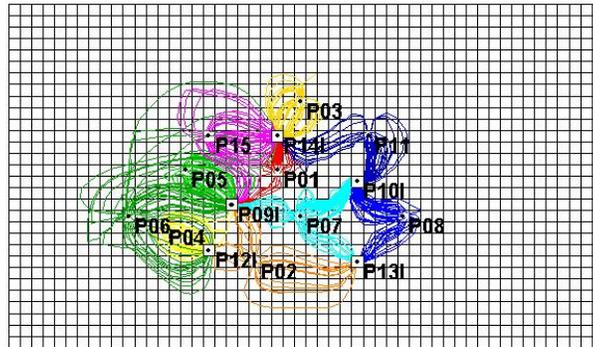


Figura 5-103: Mapa linhas de fluxo.

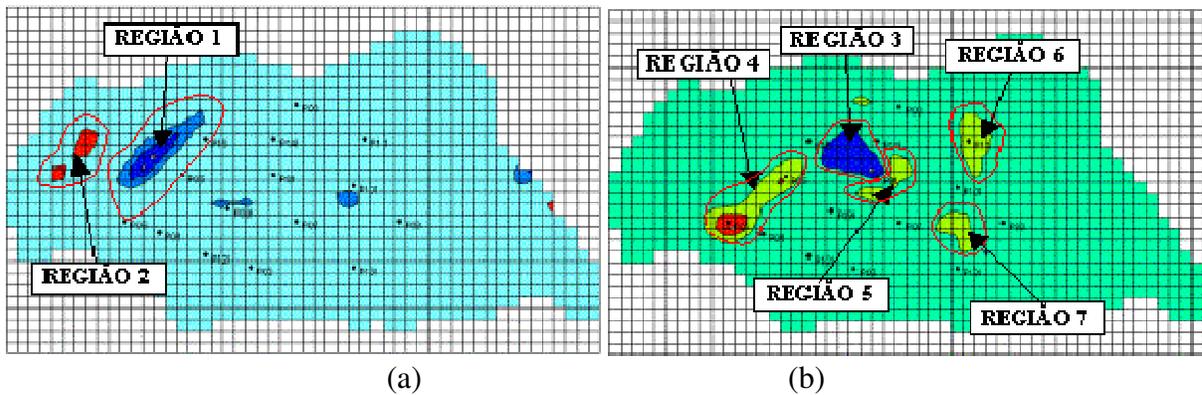


Figura 5-104: Definição das regiões críticas: (a) diferença superior (b) diferença inferior.

Foram definidas 7 regiões críticas, sendo 2 na parte superior e 5 na inferior do reservatório.

5.2.17. Planejamentos Estatísticos: Regiões Críticas (4)

Esta etapa tem o objetivo de calcular os efeitos nas respostas ocasionadas pelas alterações realizadas no modelo semi-ajustado. Foram definidas 7 regiões críticas, considerando a alteração da permeabilidade horizontal e vertical em cada região, então temos 14 variáveis críticas, além da permeabilidade relativa ao óleo (k_{ro}) e à água (k_{rw}), totalizando 16 variáveis críticas.

13º Planejamento: *Plackett-Burman*

O tipo de planejamento que demanda um menor número de simulações, considerando as 16 variáveis para o cálculo dos efeitos é o *Plackett-Burman*, onde serão necessárias 21 simulações para o cálculo dos efeitos. Foram analisadas 16 variáveis discretizadas em 3 níveis (multiplicador), como mostra a Tabela 5-52.

Tabela 5-52: Discretização para o 13º planejamento *Plackett-Burman*.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	kx5	Kx6	kx7	kz1	kz2	kz3	kz4	kz5	kz6	kz7	krw	kro
-1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.8
0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
1	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.2	1.2

A montagem dos modelos de simulação segue uma combinação definida pela matriz do planejamento. A matriz e os resultados de cada uma das simulações podem ser observados na Tabela 8-66 (anexo). Os efeitos de cada alteração podem ser observados na Figura 5-105.

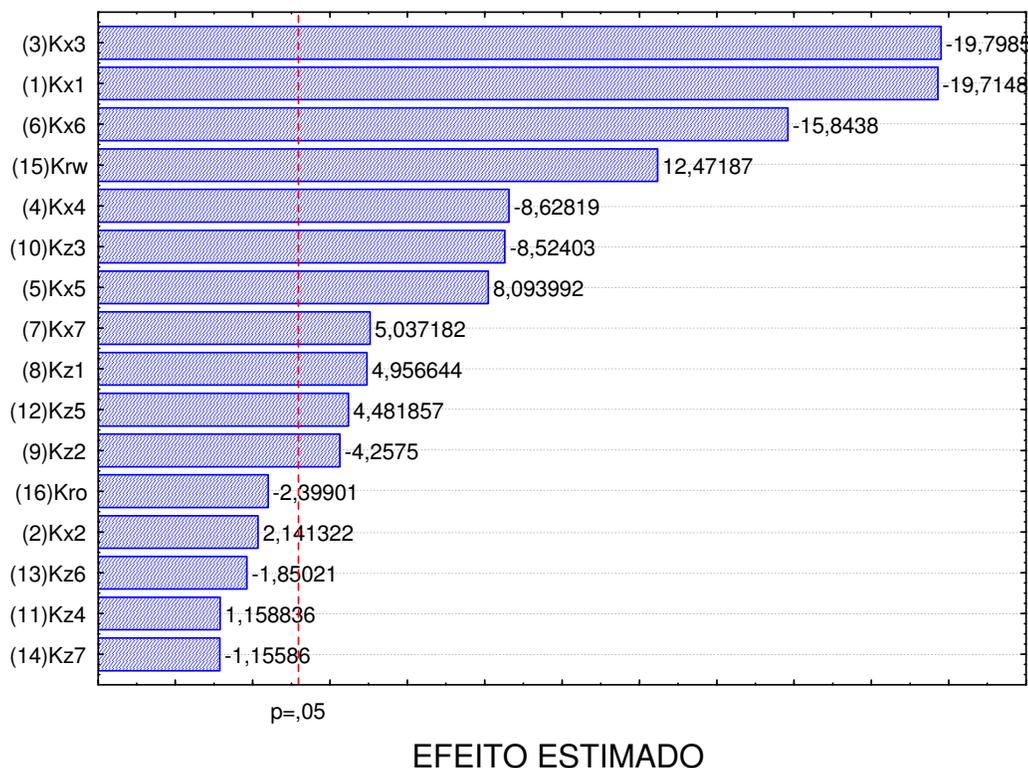


Figura 5-105: Variáveis estatisticamente significativas para o 13º planejamento.

Através do décimo terceiro planejamento é possível observar que dentre as alterações, as que apresentam maior efeito na função-objetivo são Kx3, Kx1, Kx6, Krw, Kx4, Kz3, Kx5, Kx7, Kz1, Kz5 e Kz2 sendo 6 alterações na permeabilidade horizontal, 4 alteração na permeabilidade vertical e 1 alteração na permeabilidade relativa. Para o décimo quarto planejamento as faixas de estudo destas 11 variáveis são redefinidas baseando-se nos efeitos calculados anteriormente.

14º Planejamento: Plackett-Burman

O tipo de planejamento que demanda um menor número de simulações, considerando as 11 variáveis para o cálculo dos efeitos é o *Plackett-Burman*, onde serão necessárias 17 simulações para o cálculo dos efeitos. Foram analisadas 11 variáveis discretizadas em 3 níveis (multiplicadores), como mostra a Tabela 5-53.

Tabela 5-53: Discretização para o 14º planejamento *Plackett-Burman*.

	Kx1	Kx3	Kx4	kx5	Kx6	kx7	kz1	kz2	kz3	kz5	krw
-1	0.50	0.50	0.50	0.00	0.50	0.00	0.00	0.25	0.50	0.00	0.75
0	1.50	1.50	1.50	0.50	1.50	0.50	0.50	1.25	1.50	0.75	0.95
1	2.50	2.50	2.50	1.00	2.50	1.00	1.00	2.25	2.50	1.50	1.15

A montagem dos modelos de simulação segue uma combinação definida pela matriz do planejamento. A matriz e os resultados de cada uma das simulações podem ser observados na Tabela 8-67 (anexo). Os efeitos de cada alteração podem ser observados na Figura 5-106.

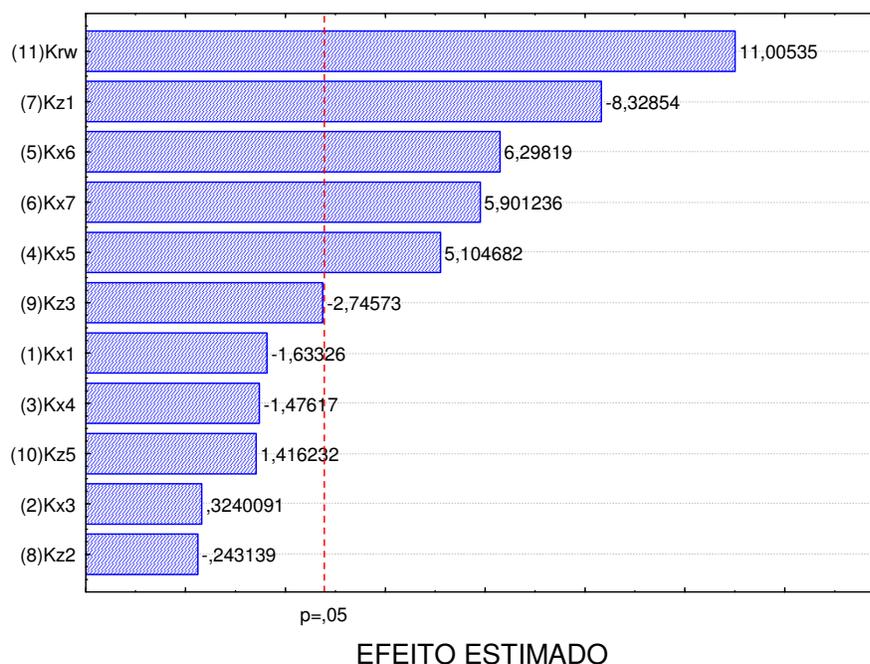


Figura 5-106: Variáveis estatisticamente significativas para o 14º planejamento..

Através do décimo quarto planejamento é possível observar que dentre as alterações, as que apresentam maior efeito na função-objetivo são Krw, Kz1, Kx6, Kx7, Kx5 e Kz3, sendo 3 alterações na permeabilidade horizontal, 2 alterações na permeabilidade vertical e 1 alteração na permeabilidade relativa. Para o décimo quinto planejamento as faixas de estudo destas 6 variáveis são redefinidas baseando-se nos efeitos calculados anteriormente. Para 6 variáveis o melhor planejamento para a obtenção da superfície de resposta é o planejamento do tipo *Box-Behnken*, porque o número de simulações é menor.

15º Planejamento: *Box-Behnken*

O planejamento *Box-Behnken* foi aplicado nas cinco regiões, onde foram estudadas 6 variáveis discretizadas em 3 níveis (multiplicadores), como mostra a Tabela 5-54.

Tabela 5-54: Discretização para o 15º planejamento *Box-Behnken*.

	kx5	Kx6	kx7	kz1	kz3	krw
-1	0.00	0.50	0.00	0.50	0.50	0.70
0	0.25	1.00	0.25	1.00	1.50	0.90
1	0.50	1.50	0.50	1.50	2.50	1.10

Na Tabela 8-68 (anexo) encontram-se os resultados dos erros do 15^o planejamento. A Tabela 8-69 (anexo) mostra a análise de variância (ANOVA). O coeficiente de correlação foi de 0,99 e o F calculado foi superior ao F tabelado para 95% de confiança, com isso a superfície de resposta é válida e é possível então obter a Equação 5-27 com comportamento quadrático e os valores são codificados podendo variar entre -1,00 e +1,00 *.

$$\begin{aligned} \varepsilon_{ERRO} = & 0,04142 + 0,00491 \times (Kx5^*) - 0,00282 \times (Kx5^*)^2 + 0,00207 \times (Kx6^*) + 0,00119 \times (Kx6^*)^2 + \\ & 0,00262 \times (Kx7^*) + 0,00056 \times (Kx7^*)^2 + 0,00034 \times (Kz1^*) + 0,00009 \times (Kz1^*)^2 - 0,00195 \times (Kz3^*) + \\ & 0,00122 \times (Kz3^*)^2 + 0,00539 \times (Krw^*) + 0,01269 \times (Krw^*)^2 - 0,00004 \times (Kx5^*) \times (Kx6^*) + 0,00046 \times \\ & (Kx5^*) \times (Kx7^*) + 0,00001 \times (Kx5^*) \times (Kz1^*) - 0,00022 \times (Kx5^*) \times (Kz3^*) - 0,00048 \times (Kx5^*) \times \\ & (Krw^*) + 0,00005 \times (Kx6^*) \times (Kx7^*) + 0,00006 \times (Kx6^*) \times (Kz1^*) + 0,00002 \times (Kx6^*) \times (Kz3^*) + \\ & 0,00182 \times (Kx6^*) \times (Krw^*) + 0,00024 \times (Kx7^*) \times (Kz1^*) + 0,00001 \times (Kx7^*) \times (Kz3^*) + 0,00054 \times \\ & (Kx7^*) \times (Krw^*) + 0,00008 \times (Kz1^*) \times (Kz3^*) - 0,00024 \times (Kz1^*) \times (Krw^*) + 0,00021 \times (Kz3^*) \times (Krw^*) \end{aligned} \quad 5-27$$

Através da análise das Figura 5-107 à Figura 5-109 é possível uma melhor visualização do comportamento de cada uma das variáveis e verifica-se que o erro reduz quando a permeabilidade das Regiões 5, 6 e 7 diminui e o multiplicador da curva de permeabilidade relativa (Krw) está entre 0,8 e 0,9.

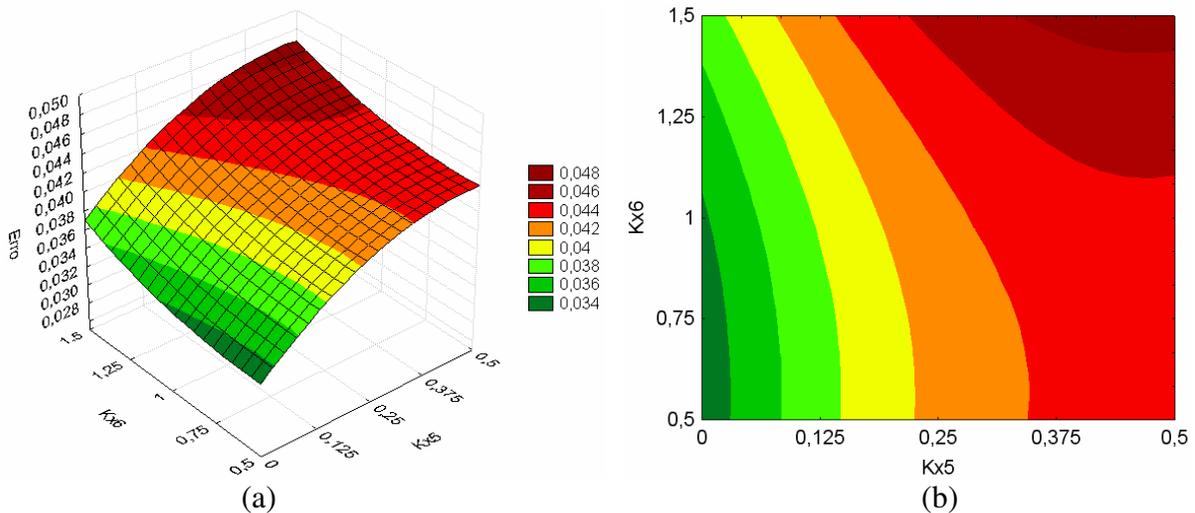


Figura 5-107: Comportamento do erro na parte superior para o 15^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx5 versus Kx6).

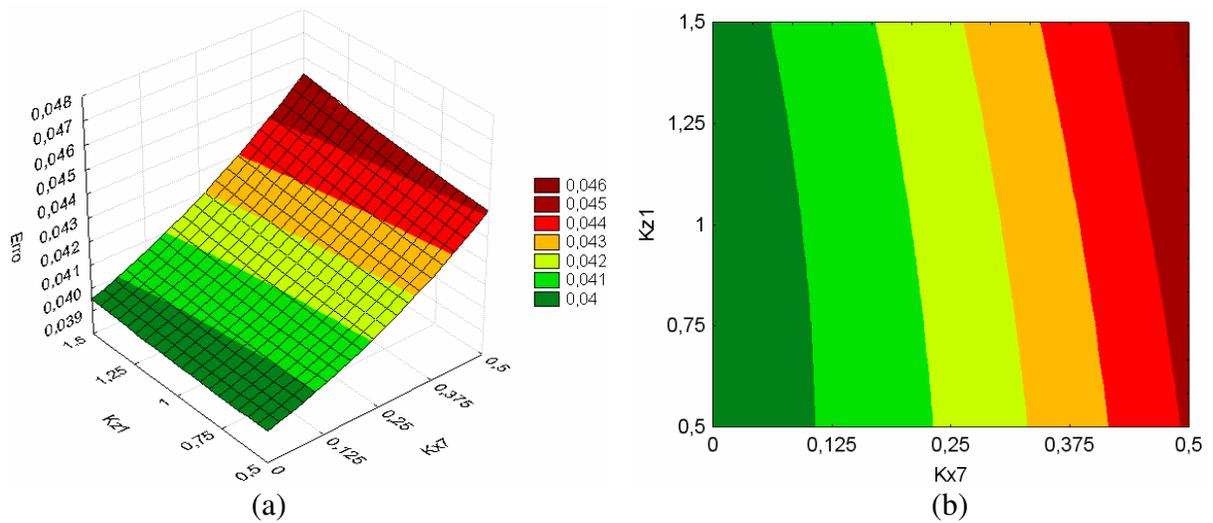


Figura 5-108: Comportamento do erro na parte superior para o 15^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kx7 versus Kz1).

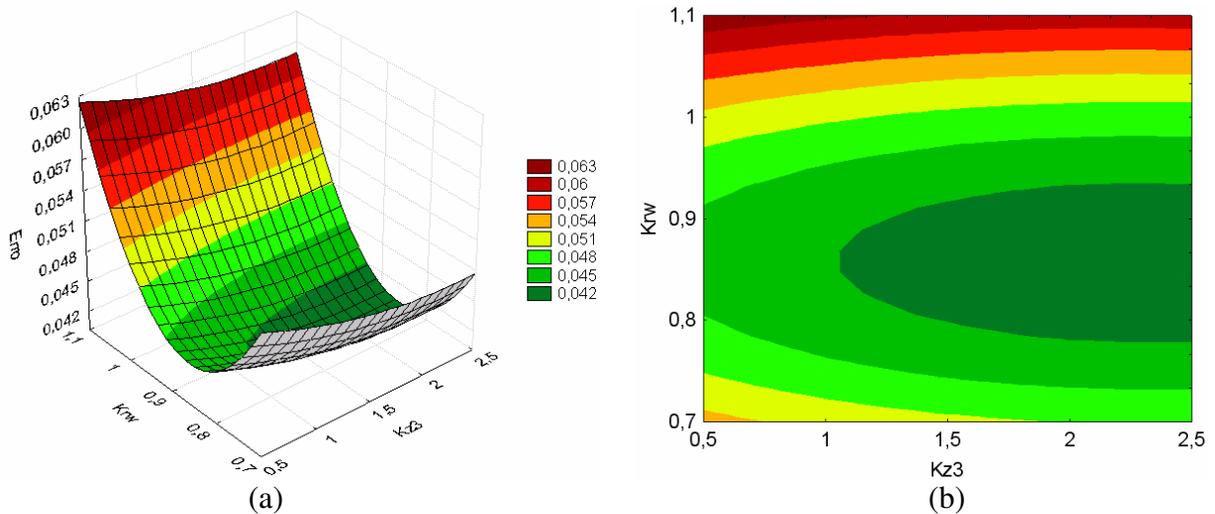


Figura 5-109: Comportamento do erro na parte superior para o 15^o planejamento: (a) superfície de resposta (b) curvas de contorno – (Kz3 versus Krw).

O mínimo encontrado pela superfície de resposta é 0,03, menor que a tolerância mínima exigida de 0,05 (5%), com isso o processo de ajuste está concluído. Os valores que minimizam a função são: $Kx5 = -1,00^*$ (multiplicador = 0,00); $Kx6 = -0,60^*$ (multiplicador = 0,70), $Kx7 = -1,00^*$ (multiplicador = 0,00), $Kz1 = -0,60^*$ (multiplicador = 0,70), $Kz3 = 0,60^*$ (multiplicador = 2,10) e $Krw = -0,20^*$ (multiplicador = 0,86).

5.2.18. Modelo Ajustado

Analisando-se as superfícies de respostas observamos que uma ou mais regiões (faixa) minimizam as funções-objetivos (erro), o que demonstra certa incerteza na definição exata do atributo, sendo que múltiplos modelos podem ser construídos com respostas semelhantes, porém, o modelo ajustado, o qual será comparado com os resultados obtidos pelo modelo real, foi construído através dos mínimos encontrados através das superfícies de respostas dos planejamentos. O erro da parte superior do reservatório pode ser observado nas Figura 5-110 e da parte inferior na Figura 5-111.

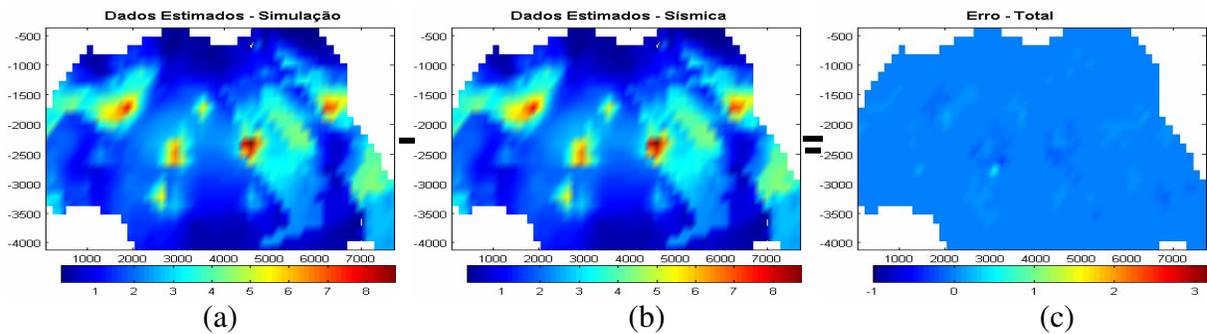


Figura 5-110: Mapas de volume de água/m²: (a) modelo ajustado (b) modelo real (c) erro.

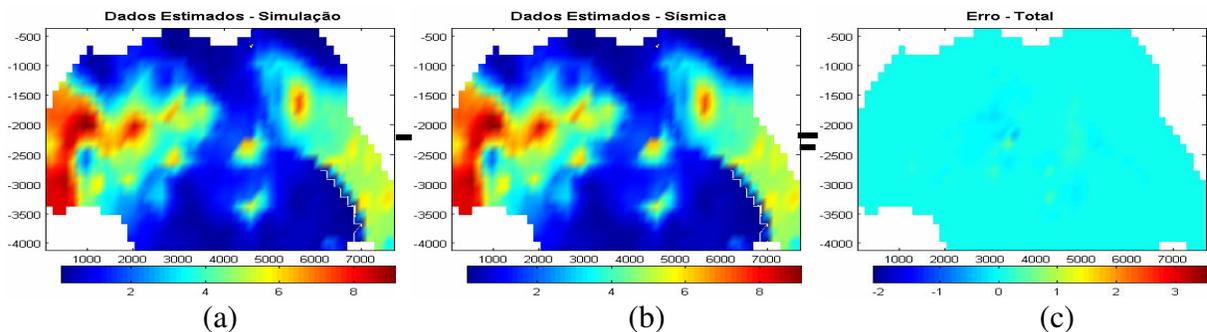


Figura 5-111: Mapas de volume de água/m²: (a) modelo ajustado (b) modelo real (c) erro.

O erro inicial da parte superior do modelo base era de 46,99 e após o ajuste o erro reduziu para 0,96, ou seja, 2,05% do erro inicial. Para a parte inferior o erro inicial era de 77,75 e após o ajuste o erro reduziu para 1,92, ou seja, 2,47% do erro inicial. Considerando os dois mapas o erro inicial era de 62,37 e após o ajuste o erro reduziu para 1,44, ou seja, 2,31% do erro inicial.

Analisando-se os resultados da Figura 5-110 conclui-se que os resultados do modelo ajustado são muito próximos do modelo real. Considerando somente o ajuste global, observamos que identificou-se os canais de fluxo e as barreiras. A identificação dos canais e das barreiras foi melhor na parte inferior do reservatório, devido ao maior avanço das frentes de saturação provocadas pelo aquífero, enquanto que na parte superior a identificação ficou prejudicada, o que poderia ser solucionado através da obtenção de um novo mapa de saturação em um tempo futuro.

Observa-se que a permeabilidade absoluta do modelo ajustado e do modelo real também estão muito próximas, conforme mostra a Figura 5-112 para a permeabilidade horizontal para a parte superior do reservatório e a Figura 5-113 para a parte inferior.

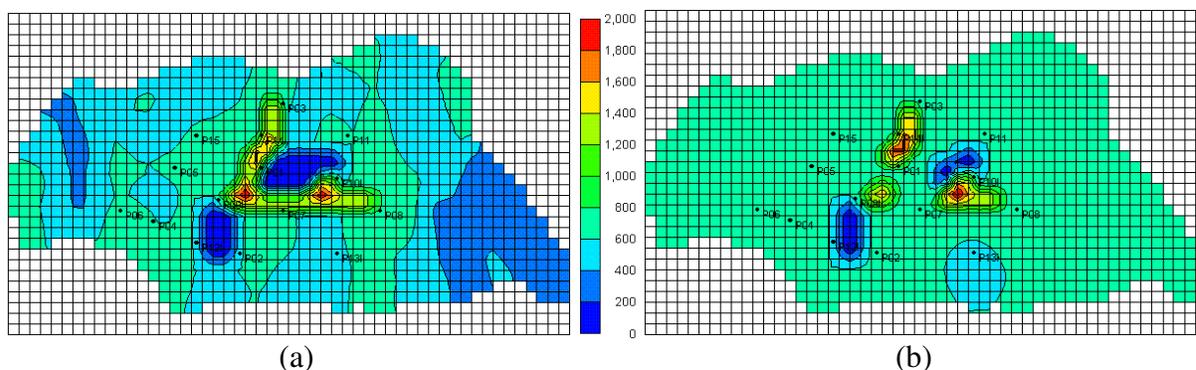


Figura 5-112: Mapa superior da permeabilidade horizontal:(a) modelo real (b) modelo ajustado.

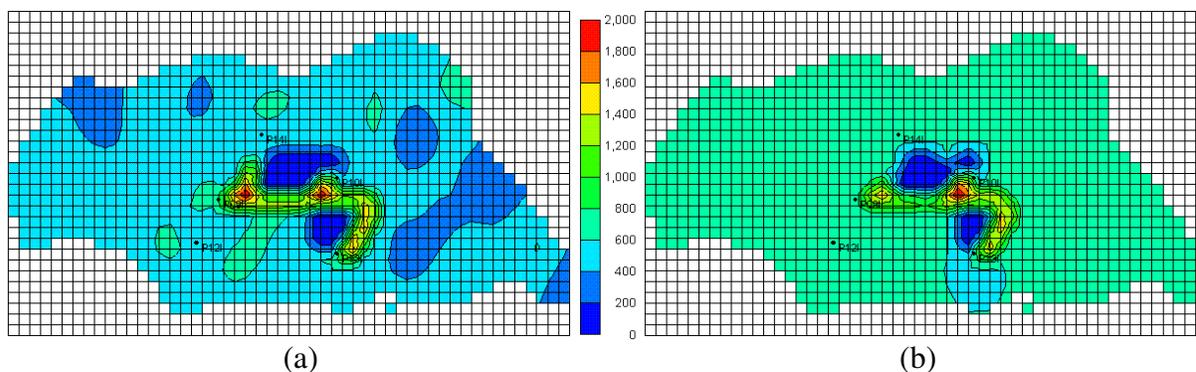


Figura 5-113: Mapa inferior da permeabilidade horizontal: (a) modelo real (b) modelo ajustado.

Observa-se também que a permeabilidade vertical do modelo ajustado e do modelo real também estão muito próximas, conforme mostra a Figura 5-114 para a parte superior do reservatório e a Figura 5-115 para a parte inferior.

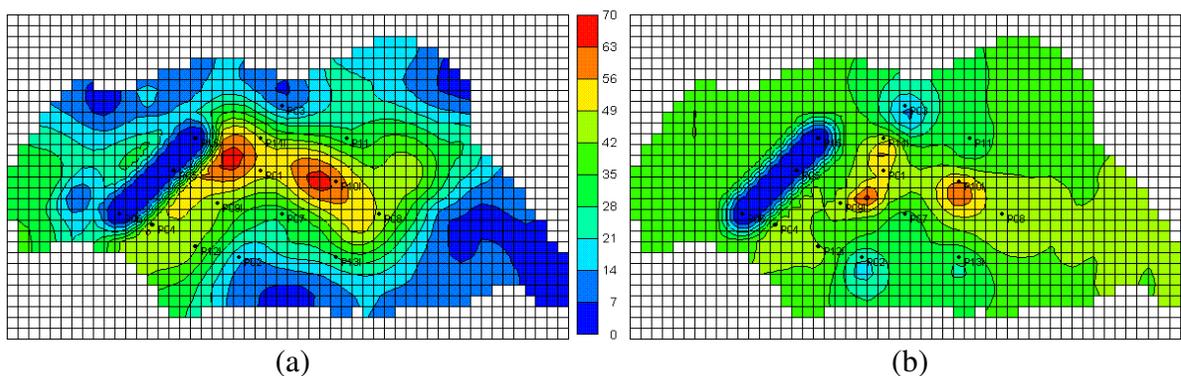


Figura 5-114: Mapa superior da permeabilidade vertical: (a) modelo real (b) modelo ajustado.

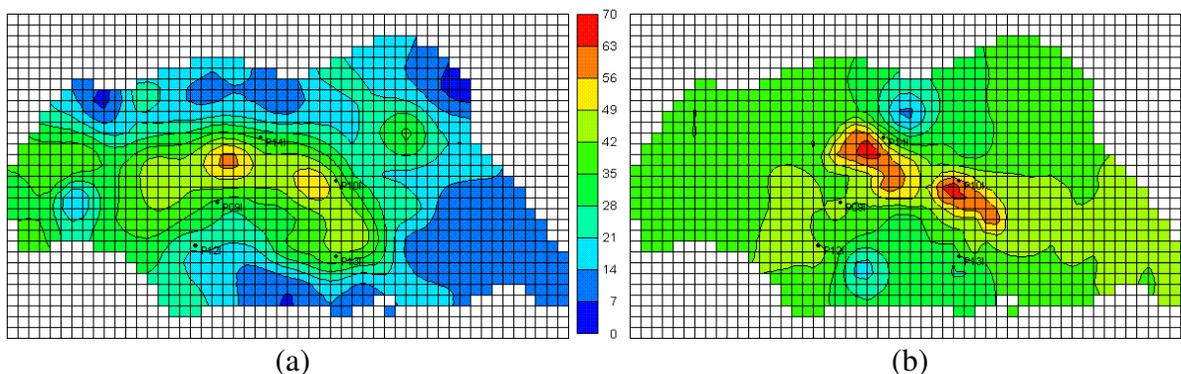


Figura 5-115: Mapa inferior da permeabilidade horizontal: (a) modelo real (b) modelo ajustado.

A Figura 5-116 mostra as curvas de permeabilidades relativas. A confiabilidade do modelo numérico pode ser verificado através da previsão do comportamento futuro do campo (Figura 5-117).

O planejamento estatístico novamente foi fundamental na organização das simulações e na facilidade da interpretação dos resultados, mostrando-se uma ferramenta útil e eficaz também no processo aplicação da metodologia em campos mais complexo (3D).

A medição do erro global (somatório das regiões alteradas) conseguiu captar os erros principais. Neste caso não foi feito o ajuste local, pois optou-se por reduzir a tolerância ao erro para 5%. Algumas regiões (superior) não foram ajustadas porque a frente de saturação ainda não chegou aos 6 anos de produção.

O ajuste dos mapas de volume de água por unidade de área também mostrou-se eficaz.

Foram realizadas 353 simulações, distribuídas em 15 planejamentos estatísticos, sendo nove planejamentos *Plackett-Burman*, um planejamento fatorial completo 2^5 , quatro planejamentos fatoriais completos 2^3 e um planejamento *Box-Behnken*.

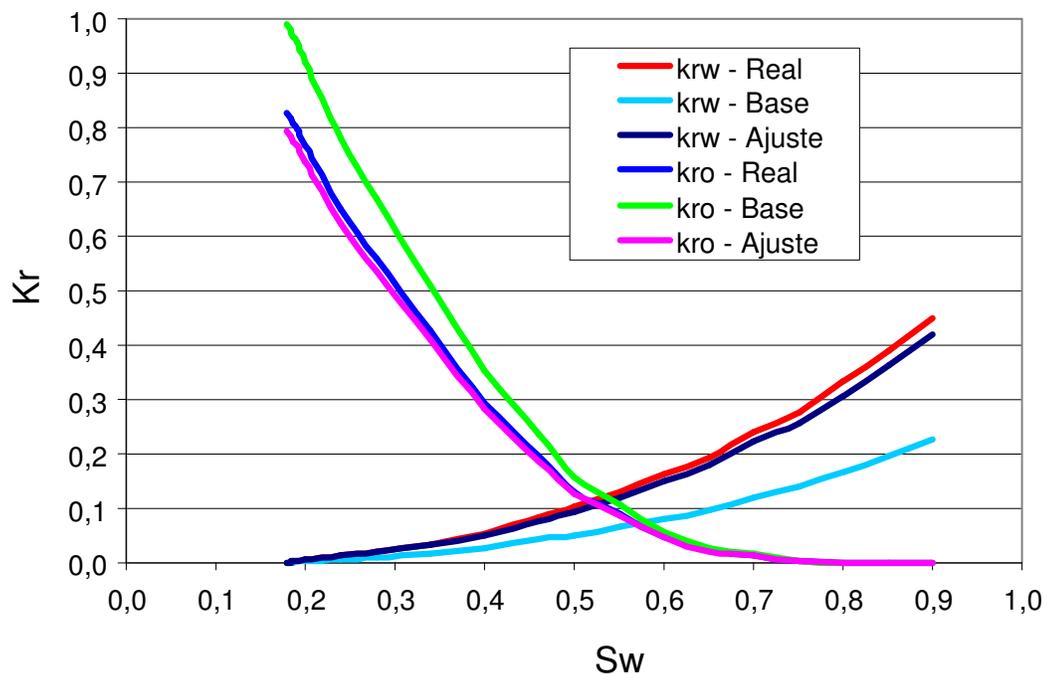


Figura 5-116: Curvas de permeabilidades relativas.

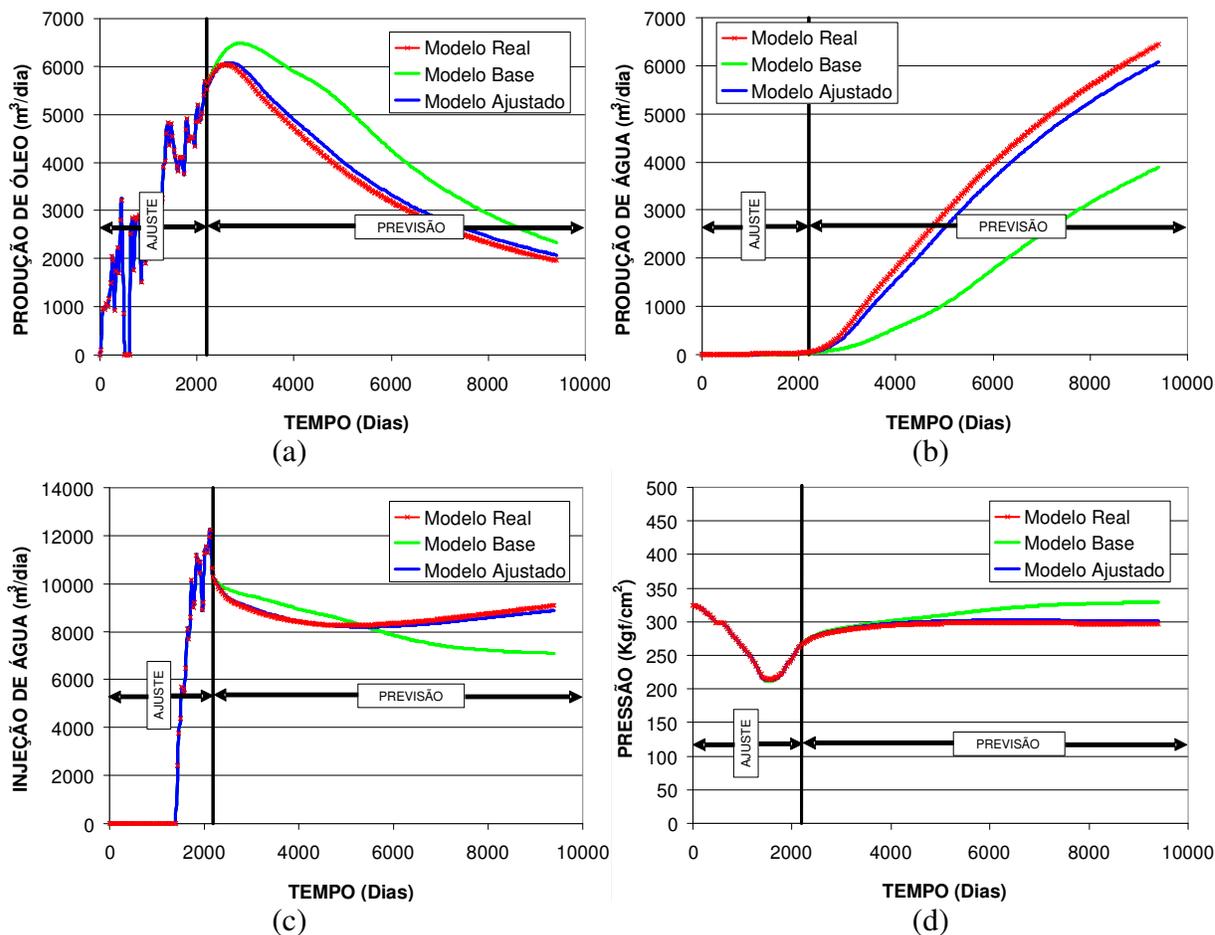


Figura 5-117: Previsão do campo: (a) produção de óleo (b) produção de água (c) injeção de água (d) pressão.

A produção acumulada de óleo (N_p) do modelo real modificado após a previsão é de 32,80 milhões de m^3 , enquanto que do modelo base é de 38,90 milhões de m^3 , uma diferença de 6,10 milhões de m^3 , ou um erro de 18,60%, já após o ajuste o modelo produziu 33,80 milhões de m^3 , uma diferença de 1,00 milhão de m^3 , ou seja, o erro reduziu para 3,05%. Já a produção acumulada de água (W_p) do modelo real modificado após a previsão é de 25,50 milhões de m^3 , enquanto que do modelo base é de 12,60 milhões de m^3 , uma diferença de -12,90 milhões de m^3 , ou um erro de -50,60%, já após o ajuste o modelo produziu 23,40 milhões de m^3 , uma diferença de -2,10 milhões de m^3 , ou seja, o erro reduziu para -8,23%. Estes resultados, juntamente com o erro dos mapas de saturação mostra que a incorporação dos mapas de saturação como informação adicional foi fundamental nesse processo de ajuste.

5.3. Considerações Finais

Os resultados obtidos permitem concluir que a metodologia do planejamento estatístico é aplicável e eficaz no processo de ajuste de histórico de produção e de mapas de saturação, porém é necessário conhecer bem a metodologia, mostrando o caminho a seguir durante o processo de ajuste, permitindo assim uma análise melhor dos resultados obtidos. O procedimento utilizado facilita principalmente a organização das informações e a identificação de caminhos a serem seguidos no processo de ajuste de histórico.

A utilização do mapa de erro (diferença) combinado com o mapa de linhas de fluxo mostrou-se eficaz na identificação das regiões críticas do reservatório, mesmo necessitando de alguns ajustes (redefinição das regiões) no decorrer do processo de ajuste.

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.

A metodologia desenvolvida mostrou-se eficaz tanto para a utilização de atributos com comportamento local, como as permeabilidades absolutas verticais e horizontais, quanto para atributos que tem comportamento global, como as curvas de permeabilidade relativa.

Mostrou-se com este trabalho que com a utilização das informações de mapas de saturação no processo de ajuste obtém-se modelos numéricos de campos de petróleo mais confiáveis, visto que a grande dificuldade do ajuste se dá no início do desenvolvimento do campo, onde as informações do avanço de água tais como a chegada em poços produtores ainda são insuficientes. Mesmo que o processo de ajuste seja dificultado pelo aumento do número de atributos críticos, é viável realizar a tarefa com eficácia utilizando o planejamento estatístico e a superfície de resposta e em muitos casos até reduzindo o número de simulações necessárias no processo de ajuste de histórico do campo.

Capítulo 6 – Conclusões e Recomendações

Este trabalho descreve uma metodologia utilizada no processo de ajuste de modelos numéricos, quando o objetivo é melhorar a confiabilidade da previsão do comportamento de campos de petróleo. Para tanto, foram combinados 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.

6.1. Aplicação da Metodologia de Planejamento Estatístico

Inicialmente, foi construído um modelo sintético que pudesse ser utilizado como referência na comparação dos resultados dos ajustes testados. Devido à inexistência de trabalhos na literatura que pudessem atestar a eficácia da utilização da metodologia do planejamento estatístico no processo de ajuste de histórico de produção, foi necessário inicialmente aplicar planejamento estatístico e verificar a sua eficácia no caso estudado. O estudo permitiu as seguintes conclusões:

- Utilizando o planejamento fatorial fracionário identificou-se, dentre as alterações feitas nos dados de entrada, quais as que apresentaram maior impacto nas respostas estudadas, ou seja, quais foram estatisticamente significativas. Identificou-se também quais os efeitos das alterações nas respostas, se negativo ou positivo, ou seja, se é necessário aumentar ou diminuir o valor do atributo para minimizar o erro e obter um melhor ajuste. A grande vantagem deste tipo de planejamento em relação a outras técnicas, como por exemplo, a análise de

sensibilidade, é que as variáveis são analisadas simultaneamente e assim podemos verificar e quantificar efeitos sinérgicos e antagônicos entre as variáveis de interesse.

- Utilizando o planejamento fatorial completo construiu-se as superfícies de respostas e através delas identificou-se as faixas ótimas de cada atributo crítico. Para minimizar as funções-objetivo utilizou-se um método de busca (algoritmo desenvolvido no MatLab) e com isso calcularam-se os mínimos de cada função.
- Utilizando o planejamento estatístico minimizou-se a função-objetivo reduzindo o erro na produção de água para 6% do valor inicial. O planejamento estatístico facilita a identificação dos problemas nos processos de ajuste dos modelos numéricos, porém é necessário que as informações estejam disponíveis. No caso estudado identificou-se a presença de um canal de fluxo, porém a posição exata do canal e as barreiras não foram localizadas; as dificuldades decorreram da falta de informação do campo e não de falhas na metodologia do planejamento utilizado.
- Os resultados obtidos permitem concluir que a metodologia do planejamento estatístico é eficaz no processo de ajuste de histórico de produção, mostrando o caminho a seguir durante o processo de ajuste, permitindo assim uma análise melhor dos resultados obtidos. O procedimento utilizado facilita principalmente a organização das informações e a identificação de caminhos a serem seguidos no processo de ajuste de histórico.

6.2. Ajuste de Mapas de Saturação

Devido à inexistência de uma metodologia que aborde a incorporação de mapas de saturação no processo de ajuste de modelos numéricos, pois os trabalhos encontrados na literatura utilizam a diferença entre a impedância acústica no processo de ajuste, e da eficácia do planejamento estatístico no ajuste de mapas, pois na literatura não foram encontrados trabalhos que utilizem o planejamento estatístico no processo de ajuste de histórico e no ajuste de mapas de saturação, foi necessário inicialmente definir como utilizar a informação oriunda

dos mapas de saturação no processo de ajuste de modelos numéricos. O estudo permitiu as seguintes conclusões:

- A utilização do mapa de erro (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.
- Novamente, tanto o planejamento fatorial fracionário, quanto o fatorial completo mostraram ser eficazes no processo de ajuste de mapas, principalmente à medida que o número de variáveis críticas aumenta. O método caracteriza-se por uma seqüência de planejamentos e não um único planejamento isolado. Isso decorre do fato do número de atributos críticos ser muito grande e da incerteza existente na localização exata das regiões críticas.
- O ajuste local (erro medido somente em regiões críticas) mostrou-se de grande importância, principalmente para ajustes finos em regiões que tem seu impacto reduzido devido ao seu tamanho (regiões pequenas).
- Através da utilização do planejamento estatístico minimizou-se a função-objetivo reduzindo o erro para 2% do valor inicial. Com o aumento de informação obtido através dos mapas de saturação identificaram-se as heterogeneidades no modelo numérico. Por exemplo, no caso estudado, identificou-se tanto o canal de fluxo, quanto as barreiras.
- Os resultados obtidos permitem concluir que a metodologia do planejamento estatístico é também eficaz no processo de ajuste de mapas, mostrando o caminho a seguir durante o processo de ajuste, permitindo assim melhorar a análise dos resultados obtidos.

6.3. Integração do Ajuste de Histórico com o Ajuste de Mapas de Saturação

Com a viabilidade da utilização dos mapas de saturação no ajuste de modelos numéricos comprovada foi preciso definir como combinar estas informações com os dados de produção, de injeção e de pressão. O estudo em 4 etapas permitiu as seguintes conclusões:

- Nesta fase do trabalho foi testado um novo tipo de planejamento estatístico, o *Plackett-Burman* pois acima de 8 atributos o fatorial fracionário se torna inviável; o planejamento do tipo *Plackett-Burman* é eficaz na identificação das variáveis estatisticamente significativas e dos seus efeitos, demandando um número menor de simulações.
- A dificuldade no processo de ajuste pela falta de informação ficou clara durante a Etapa 1 (utilizando somente dados de pressão), à medida que novas informações foram surgindo, por exemplo, com a obtenção de um mapa de saturação, o modelo ajustado foi se tornando mais confiável, como mostram os resultados das Etapas 2 (incluindo o primeiro mapa de saturação), 3 (incluindo mais 8 anos de histórico) e 4 (incluindo o segundo mapa de saturação). O mapa de saturação apresentou maior importância no início do desenvolvimento do campo, trazendo novas informações para o processo.
- O ajuste global (erro medido no campo todo) mostrou-se eficaz, porém algumas pequenas regiões críticas podem não ser identificadas, sendo recomendável, nesses casos, iniciar o processo com ajuste global e caso seja necessário terminar com ajuste local. Para o exemplo testado, fazendo o ajuste local não seria necessária a obtenção de um segundo mapa de saturação aos 12 anos de produção do campo para identificar as barreiras, conforme mostrado no segundo estudo (ajuste de mapas de saturação).
- Através da utilização do planejamento estatístico minimizou-se a função-objetivo reduzindo quase que totalmente o erro. Com o aumento de informação obtido através do segundo mapa de saturação identificou-se melhor a localização das barreiras.
- Os resultados obtidos permitem concluir que a metodologia do planejamento estatístico pode ser eficaz também no processo de ajuste de modelos numéricos quando combinados os dados de produção, de injeção, de pressão e os mapas de saturação, mostrando o caminho a seguir durante o processo de ajuste, permitindo assim uma análise melhor dos resultados obtidos.

6.4. Aplicação da Metodologia

Com o objetivo de aplicar a metodologia desenvolvida, os critérios adotados nas análises anteriores foram utilizados em um campo real modificado (3D), mais complexo que o caso sintético. Os resultados permitiram formular as seguintes conclusões:

- 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.
- Com a utilização de dois mapas de erro (superior e inferior) o número de atributos críticos aumentou, o que tornou o processo de ajuste mais difícil. Com a utilização do planejamento *Plackett-Burman*, identificou-se as variáveis estatisticamente significativas e os seus efeitos, mesmo com um número maior de atributos. Nesta fase também foi testado o planejamento do tipo *Box-Behnken* que também mostrou-se eficaz, apresentando resultados equivalentes ao planejamento fatorial completo, porém com um número menor de simulações a partir de 6 atributos.
- A metodologia desenvolvida mostrou-se eficaz tanto para a utilização de atributos com comportamento local, como as permeabilidades absolutas verticais e horizontais, quanto para atributos que tem comportamento global, como as curvas de permeabilidade relativa.
- O ajuste global (erro medido no campo todo) mostrou-se eficaz, porém algumas pequenas regiões críticas não foram identificadas principalmente na parte superior do reservatório. Neste caso mesmo um ajuste local não poderia identificá-las, porque as frentes de saturação de água ainda não chegaram nestas regiões críticas, a identificação só seria possível caso o ajuste fosse feito em um período futuro.

- Através da utilização do planejamento estatístico minimizou-se a função-objetivo reduzindo o erro para aproximadamente 2% do erro inicial. Podemos concluir que tanto a metodologia de ajuste de mapas, quanto do planejamento estatístico mostraram-se eficazes no processo de ajuste de modelos numéricos, identificando o melhor caminho a seguir durante o processo de ajuste, permitindo assim uma análise melhor dos resultados obtidos. Com isso o modelo numérico tornou-se muito mais confiável para previsões futuras de comportamento.

Mostrou-se com este trabalho que as duas técnicas inovadoras propostas inicialmente (ajuste de mapas de saturação e utilização de planejamento estatístico no processo de ajuste de histórico de campos de petróleo) mostraram-se viáveis e eficazes. Com isso podemos concluir que as informações de mapas de saturação são muito úteis no processo de ajuste, possibilitando a obtenção de modelos numéricos mais confiáveis. A utilização dos mapas de saturação 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 são insuficientes. Mesmo que o processo de ajuste seja dificultado pelo aumento do número de atributos críticos, é possível realizar a tarefa com eficácia utilizando o planejamento estatístico e a superfície de resposta, ao longo do trabalho foram realizadas 732 simulações..

6.5. Sugestões para Trabalhos Futuros

O trabalho desenvolvido permitiu o aprofundamento do conhecimento relativo à inclusão de mapas de saturação no processo de ajuste de modelos numéricos de campos de petróleo e à utilização do planejamento estatístico no processo de ajuste.

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:

- Estudar a inclusão de outros tipos de mapas no processo de ajuste, tais como; pressão, saturações de gás e óleo;
- Estudar outros métodos de obtenção da superfície de resposta (meta-modelos), além do planejamento estatístico, para facilitar e talvez acelerar o processo de ajuste, tais como, inteligência artificial e redes neurais;
- Verificar a contribuição que outras técnicas de obtenção de mapas de saturação, além da sísmica 4D, podem dar ao processo de ajuste, tais como, perfilagem de poços;
- Estudar outras metodologias para a definição das regiões críticas, tais como, mapas de saturação em 3D;
- Fazer um estudo econômico, permitindo verificar se o valor desta informação adicional é viável economicamente;
- Estudar em que tipo de campo (terrestre ou marítimo) a obtenção dos mapas de saturação é viável (custos do levantamento sísmico) e onde as vantagens são maiores (dificuldades em campos com óleo pesado devido à proximidade da densidade do óleo com água);
- Estudar em que fase da vida do campo a obtenção dos mapas de saturação é mais eficiente (necessária) e a frequência com que esta informação deve ser obtida para compor um histórico de saturação;
- Aplicar a metodologia a modelos mais complexos e verificar se a metodologia se mantém eficaz e se as vantagens dos métodos são mantidas.

Referências Bibliográficas

- AANONSEN, S. I., AAVATSMARK, I., BARKVE, T., COMINELLI, A., GONARD, R., GOSSELIN, O., KOLASINSKI, M., REME, H., “Effect of Scale Dependent Data Correlations in an Integrated History Matching Loop Combining Production Data and 4D Seismic Data”. Paper SPE 79665. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, 3-5 February 2003.
- ALESSIO, L., COCA, S., BOURDON, L., “Experimental Design as a Framework for Multiple Realisation History Matching: F6 Further Development Studies”. Paper SPE 93164. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 5-7 April, Jakarta, Indonesia, 2005.
- AL-JENAIBI, M., SOROKA, W. L., AL-JEELANI, A. B., HAFEZ, H. H., KLEISS, E., MELVILLE, P., “4D Seismic Monitors Fluid Changes Over Time in a Carbonate Reservoir”. Paper SPE 100479. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 5-8 November, Abu Dhabi, UAE, 2006.
- ARENAS, E., KRUIJSDIJK, C. V., OLDENZIEL, T., “Semi-Automatic History Matching Using the Pilot Point Method Including Time-Lapse Seismic Data”. Paper SPE 71634. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 September-3 October 2001.

- ARTS, R., BROUWER, J., HOFSTEE, C., KOOIJMAN, J., DRIJKONINGEN, G.,
“Continuous 4D Monitoring is Now Reality”. Paper SPE 99927. Intelligent Energy
Conference and Exhibition, 11-13 April, Amsterdam, The Netherlands, 2006.
- AYRES NETO, A., “Uso da Sísmica de reflexão de alta resolução e da sonografia na
exploração mineral submarina”. Revista Brasileira de Geofísica, Vol 18(3), 2000.
- AZIZ, K., SETTARI, A., “Petroleum Reservoir Simulation”, Applied Science Publishers Ltd.,
London, 476 pp. 1979.
- BARROS, N. B., SCARMINIO, I. S., BRUNS, R. E., “Como fazer Experimentos: Pesquisa e
Desenvolvimento na Ciência e na Indústria”. Editora da Unicamp. Campinas. 2001.
- BLONK, B., CALVERT, R.W., KOSTER, J.K., VAN DER ZEE, G., “Assessing the
Feasibility of a 4D Seismic Reservoir Monitoring Project”. Paper SPE 50666. European
Petroleum Conference, The Hague, Netherlands, 20-22 October 1998.
- BONET, E. J., GABRIELLI, M. L., “Propriedades das Rochas”. Apostila do curso de
Engenharia de Petróleo, Petrobras, 103 pp. 1985.
- BOX, G.E.P., BEHNKEN, D.W., “Some New Three Level Designs for the Study of
Quantitative Variables”. Technometrics 2, 455-475. 1960.
- BOX, G.E.P., HUNTER, W.G., HUNTER, J.S. “Statistics for experimenters: An introduction
to design, data analysis, and model building”. New York: Wiley, 1978.
- CASTRO, S., CAERS, J., OTTERLEI, C., HØYE, T., ANDERSEN, T., GOMEL, P., “A
Probabilistic Integration of Well Log, Geological Information, 3D/4D Seismic, and
Production Data: Application to the Oseberg Field”. Paper SPE 103152. SPE Annual
Technical Conference and Exhibition, 24-27 September, San Antonio, Texas, USA, 2006.

- CHEONG, Y. P., GUPTA, R., “Experimental Design and Analysis Methods for Assessing Volumetric Uncertainties”. Paper SPE 80537. SPE Journal, Volume 10, Number 3, September, pp. 324 – 335, 2005.
- COLE, S., LUMLEY, D., MEADOWS, M., TURA, A., “Pressure and Saturation Inversion of 4D Seismic Data by Rock Physics Forward Modeling”, 72nd Ann. Internat. Mtg. Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 2475-2478, 2002.
- COMPUTER MODELLING GROUP, “IMEX User’s Manual”, Calgary, Alberta, Canada, 617 pp. 2005.
- CORDEIRO, R., “Sísmica a serviço da produção”. Brasil Energia, nº 263, outubro de 2002.
- CORRE, B., THORE, P., FERAUDY, V., VINCENT, G., “Integrated Uncertainty Assessment for Project Evaluation and Risk Analysis”, SPE 65205. SPE European Petroleum Conference, Paris, France, 24-25 october 2000.
- DAMSLETH, E., HAGE, A., HYDRO, N., VOLDEN, R., “Maximum Information at Minimum Cost – A North Sea Field Development Study using Experimental Design”. SPE 23139. Offshore Europe Conference. Aberdeen. Scotland. 1991.
- DEJEAN, J. P., BLANC, G., “Managing Uncertainties on Production Predictions Using Integrated Statistical Methods”. SPE 56696. Annual Technical Conference and Exhibition. Houston. U.S.A. 1999.
- DONG, Y., OLIVER, D. S., “Quantitative Use of 4D Seismic Data for Reservoir Description”. Paper SPE 84571. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, 5-8 October 2003.

- FRIEDRICH, A., “Modelagem Geoestatística da Saturação Atual de Fluidos em um Campo Maduro”. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) Instituto de Geociências, Unicamp, Campinas – SP, 25 de julho de 2003.
- GUERILLOT, D., PIANELO, L., “Simultaneous Matching of Production Data and Seismic Data for Reducing Uncertainty in Production Forecasts”. Paper SPE 65131. SPE European Petroleum Conference, Paris, France, 24-25 October 2000.
- HOFFMAN, B. T., CAERS, J., “Geostatistical History Matching Using a Regional Probability Perturbation Method”. Paper SPE 84409. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 5-8 October, Denver, Colorado, 2003.
- KRETZ, V., RAVALEC-DUPINE, M., ROGGERO, F., “An Integrated Reservoir Characterization Study Matching Production Data and 4D Seismic”. Paper SPE 77516. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September-2 October 2002.
- KRETZ, V., VALLES, B., SONNELAND, L., “Fluid Front History Matching Using 4D Seismic and Streamline Simulation”. Paper SPE 90136. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26-29 September 2004.
- KRONBAUER, A., “Modelagem Geoestatística de Fácies, Propriedades Petrofísicas e da Saturação de Óleo Remanescente em um Reservatório Maduro”. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) Instituto de Geociências, Unicamp, Campinas – SP, 26 de maio de 2003.
- LEITÃO, H. C., SCHIOZER, D. J., "Ajuste de Histórico Automatizado Através de Otimização Multivariada e Paralelização Externa", Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 5-8 de outubro de 1998.

LUMLEY, D. E., "4D Seismic Monitoring of Reservoir Fluid-Flow Processes", SPIE Conference, San Diego, EUA, 1994.

LUMLEY, D. E., STRANDENES, S., DVORKIN, J., PACKWOOD, J., "Seismic Monitoring of Oil Production: A Feasibility Study", SEG Conference, Los Angeles, EUA, 1994.

LUMLEY, D. E., BEE, M., JENKINS S., WANG, Z., "4-D Seismic Monitoring of an Active Steamflood", Annual International SEG Conference, Houston, EUA, 1995.

MANCEAU, E., MEZGHANI, M., MEZGHANI, I. Z., ROGGERO, F., IFP "Combination of Experimental Design and Joint Modeling Methods for Quantifying the Risk Associated with Deterministic and Stochastic Uncertainties – An Integrated Test Study", SPE 71620. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 september 3 october 2001.

MANTICA, S., COMINELLI, A., MANTICA, G., DELL'INSUBRIA, U., "Combining Global and Local Optimization Techniques for Automatic History Matching Production and Seismic Data". Paper SPE 78353. SPE Journal, Vol 7, Number 2, 123-130, June 2002.

MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J.: "Aplicação de Metodologia para Automatização de Ajuste de Histórico", 2o Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Rio de Janeiro, 15 a 18 de junho de 2003.

MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J. (a): "A Method for Combine Objective Function in Assisted History Matching of Petroleum Fields", ENCIT, Rio de Janeiro/RJ, 29 de novembro a 03 de dezembro, 2004.

MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J. (b): "Ajuste de Histórico Assistido Usando Métodos de Otimização de Busca Direta", Rio Oil and Gas, Rio de Janeiro, Brasil, 04-07, Outubro, 2004.

MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J.: "Development and Application of Methodology for Assisted History Matching", SPE 94882, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brasil, 20 a 23 de junho, 2005.

MASCHIO, C., SANTOS, A. A., SCHIOZER, D. J.: "Aplicação do Método Simplex no Processo de Ajuste de Histórico Assistido", Rio Oil and Gas, Rio de Janeiro, Brasil, 11-14, Setembro, 2006.

MAXWELL, S. C., URBANCIC, T. I., "Real-Time 4D Reservoir Characterization Using Passive Seismic Data". Paper SPE 77361. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September-2 October 2002.

MEZGHANI, M., FORNEL, A., LANGLAIS, V., LUCET, N., "History Matching and Quantitative Use of 4D Seismic Data for an Improved Reservoir Characterization". Paper SPE 90420. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26-29 September 2004.

MITRA, P. P., SINGH, K., "4D Seismic in Mapping the Change in Fluid Phase in Carbonate: A Case Study". Paper SPE 80552. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 9-11 September 2003.

MONTGOMERY, D. C., "Design and Analysis of Experiments". 4th Ed. John Wiley & Sons Inc. U.S.A. 1996.

MYERS, R. H., MONTGOMERY, D. C., "Response Surface Methodology". John Wiley & Sons. Inc. Canada. 1995.

- PEDROSO JR., C., “Otimização de Locações de Poços usando Simulação Numérica de Reservatórios”, 125f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, Campinas-SP. 1999.
- PENG, C.H., GUPTA, R., “Experimental Design in Deterministic Modelling: Assessing Significant Uncertainties”, SPE 80537. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Jakarta, Indonesia, 9-11 September 2003.
- PHAN, V., HORNE, R. N., “Fluvial Channel Parameter Estimation Constrained to Static, Production, and 4D Seismic Data”. Paper SPE 77518. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 29 September-2 October 2002.
- PIZARRO, J. O. S., “Curso Básico de Simulação”, DEPRO/DICOP/SEPRO-NS, Petrobras, 27 pp. 1992.
- PLACKETT, R. L., BURMAN, J.P., “ The Design of Optimum Multifactorial Experiments”, *Biometrika*, vol 33, 305-325, 1946.
- REIS, L. C., “Risk Analysis With History Matching Using Experimental Design or Artificial Neural Networks”. Paper SPE 100255. SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, 12-15 June, Vienna, Austria, 2006.
- RIBEIRO, N., STEAGALL, D., OLIVEIRA, R., FORMIGA, L., KERBER, P., JAEGER, M., “Challenges of the 4D Seismic in the Reservoir Management of Marlim Field”. Paper SPE 94905. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 20-23 June, Rio de Janeiro, Brazil, 2005.

- RISSO, F. V. A., RISSO, V. F., SCHIOZER, D. J.: "Aplicação de Planejamento Estatístico e Meta-Modelos na análise de Risco de Campos de Petróleo", Rio Oil and Gas, Rio de Janeiro, Brasil, 11-14, Setembro, 2006.
- RODRIGUES, M. I., IEMMA, A. F., "Planejamento de Experimentos e Otimização de Processos: Uma Estratégia Sequencial de Planejamentos", 1ª Ed. – Campinas, SP: Casa do Pão Editora, 2005.
- SALOMÃO, M. C., GRELL, A.P., "Uncertainty in Production Profiles on the Basis of Geostatistic Characterization and Flow Simulation", SPE 69477. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25-26 March 2001.
- SANTOS, J. P. M., SCHIOZER, D. J.: "Determinação de Metodologia de Ajuste Automatizado de Histórico", Rio Oil and Gas, Rio de Janeiro, Brasil, 16-19, Outubro, 2000.
- SCHIOZER, D. J., "Fundamentos de Simulação Numérica de Reservatórios". 56f. Apostila do curso de Simulação Numérica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp, Campinas – SP. 2005.
- SEQUEIRA, A., "Análise Numérica I" Disciplina de Licenciatura em Matemática Aplicada e Computação. Departamento de Matemática. Instituto Superior Técnico. Universidade Técnica de Lisboa, Portugal, 2005.
- SKORSTAD, A., KOLBJØRNSSEN, O., DROTTNING, Å., GJØYSTDAL, H., HUSEBY, O., "Combining Saturation Changes and 4D Seismic for Updating Reservoir Characterizations". Paper SPE 106366. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Volume 9, Number 5, October, pp. 502-512, 2006.

STEAGALL, D. S., GOMES, J. A. T., OLIVEIRA, R. M., RIBEIRO, N. M. S. J., QUEIROZ, R. Q., CARVALHO, M. R. J., SOUZA, C. Z., “How To Estimate the Value of the Information (VOI) of a 4D Seismic Survey in One Offshore Giant Field”. Paper SPE 95876. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, Dallas, Texas, 2005.

TOINET, S., “4D Feasibility and Calibration Using 3D Seismic Modeling of Reservoir Models”. SPE 88783. SPE Abu Dhabi International Conference and Exhibition, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 10-13 October 2004.

TYLER, K., SANSDALEN, L. , MAELAND, J.O., AASEN, J.O., SIRING, F., BARBIERI, M., “Integrated Stochastic Modelling in Reservoir Evaluation for Project Evaluation and Risk Assessment”. SPE 36706. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver. U.S.A. 1996.

VENKATARAMAN, R., “Application of the Method of Experimental Design to Quantify Uncertainty in Production Profiles”, SPE 59422. SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Yokohama, Japan, 25-26 april 2000.

WHITE, C. D., WILLIS, B.J., NARAYANAN, K., DUTTON, S.P.“Identifying and Estimating Significant Geologic Parameters With Experimental Design”, SPE 74140. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 september 2001.

WHITE, C. D., ROYER, S.A., “Experimental Design as a Framework for Reservoir Studies”, SPE 79676. SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, 3-5 february 2003.

WU, J., MUKERJI, T., JOURNEL, A. G., “Improving Water Saturation Prediction With 4D Seismic”. Paper SPE 95125. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October, Dallas, Texas, 2005.

ANEXOS

Matriz e ANOVA dos Planejamentos

Tabela 8-1: Matriz do planejamento estatístico 2^{8-3} e as respostas ϵ_{Qw1} , ϵ_{Qw2} , ϵ_{Qw3} e ϵ_{Qw4} .

	1	2	3	4	5	6=123	7=124	8=2345	RESPOSTAS			
	permx1	permy1	permx2	permy2	permx3	permy3	permx4	permy4	ϵ_{Qw1}	ϵ_{Qw2}	ϵ_{Qw3}	ϵ_{Qw4}
1	300 (-1)	300 (1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	0.042	0.000	1.000	0.063
2	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	0.089	0.000	1.000	0.774
3	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	0.117	0.000	1.000	0.002
4	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	1.000	0.000	1.000	0.002
5	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	0.043	0.047	1.000	0.002
6	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	0.125	0.000	1.000	0.002
7	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	0.099	0.000	1.000	0.306
8	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	0.998	0.000	1.000	0.002
9	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	0.067	0.000	1.000	0.051
10	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	0.046	0.034	1.000	0.002
11	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	0.005	0.000	1.000	0.002
12	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	0.364	0.000	1.000	0.677
13	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	0.067	0.295	1.000	0.087
14	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	0.067	1.000	1.000	0.002
15	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	0.016	0.425	1.000	0.002
16	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	0.424	0.054	1.000	0.002
17	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	0.067	0.000	1.000	0.002
18	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	0.005	0.000	0.993	0.002
19	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	0.067	0.000	0.995	0.299
20	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	0.419	0.000	1.000	0.010
21	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	0.067	0.018	0.998	0.002
22	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	0.041	0.000	1.000	0.412
23	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	0.063	0.000	1.000	0.002
24	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	0.485	0.000	0.999	0.002
25	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	0.067	0.000	1.000	1.000
26	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	0.067	0.014	1.000	0.002
27	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	0.067	0.000	0.952	0.002
28	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	0.189	0.000	1.000	0.007
29	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	0.067	0.244	0.968	0.002
30	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	0.067	0.887	1.000	0.002
31	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	0.067	0.301	1.000	0.002
32	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	0.103	0.022	1.000	0.011
33	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	0.061	0.004	1.000	0.001

Tabela 8-2: Resultados do 2º planejamento no estudo da permeabilidade absoluta da Região 3.

Simulações	permx3	permy3	ϵ_{Qw3}
1	1582 (-1)	1582 (-1)	0,853
2	4418 (+1)	1582 (-1)	0,756
3	1582 (-1)	4418 (+1)	0,826
4	4418 (+1)	4418 (+1)	0,650
5	1000 (-1,41)	3000 (0)	0,894
6	5000 (+1,41)	3000 (0)	0,674
7	3000 (0)	1000 (-1,41)	0,846
8	3000 (0)	5000 (+1,41)	0,722
9	3000 (0)	3000 (0)	0,736

Tabela 8-3: Análise de variância para o erro (ϵ_{Qw3}) na Região 3 – 2º Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,0576	5	0,0115	46,4
Resíduos	0,0007	3	0,0002	
Total	0,0583	8		

$F_{0,95; 5;3} = 9,01$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-4: Resultados do 3º planejamento no estudo da permeabilidade absoluta da Região 3.

Simulações	permx3	permy3	ϵ_{Qw3}
1	6454 (-1)	6454 (-1)	0,603
2	13546 (+1)	6454 (-1)	0,563
3	6454 (-1)	13546 (+1)	0,613
4	13546 (+1)	13546 (+1)	0,551
5	5000 (-1,41)	10000 (0)	0,634
6	15000 (+1,41)	10000 (0)	0,548
7	10000 (0)	5000 (-1,41)	0,584
8	10000 (0)	15000 (+1,41)	0,572
9	10000 (0)	10000 (0)	0,567

Tabela 8-5: Análise de variância para o erro (ϵ_{Qw3}) na Região 3 – 3º Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,0065	2	0,0033	65,0
Resíduos	0,0003	6	0,0001	
Total	0,0068	8		

$F_{0,95; 2;6} = 5,14$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-6: Resultados do 4^o planejamento no estudo da permeabilidade absoluta na Região 3.

Simulações	permxy	permcanal	ϵ_{Qw3}
1	358 (-1)	787 (-1)	0,863
2	642 (+1)	787 (-1)	0,952
3	358 (-1)	1213 (+1)	0,535
4	642 (+1)	1213 (+1)	0,752
5	300 (-1,41)	1000 (0)	0,644
6	700 (+1,41)	1000 (0)	0,877
7	500 (0)	700 (-1,41)	0,961
8	500 (0)	1300 (+1,41)	0,612
9	500 (0)	1000 (0)	0,806

Tabela 8-7: Análise de variância para o erro (ϵ_{Qw3}) na Região 3 – 4^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,1868	4	0,0467	407,9
Resíduos	0,0005	4	0,0001	
Total	0,1873	8		

$F_{0,95; 4; 4} = 6,39$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-8: Resultados do 5^o planejamento no estudo da permeabilidade absoluta na Região 3.

Simulações	permxy	permcanal	ϵ_{Qw3}
1	265 (-1)	1244 (-1)	0,073
2	335 (+1)	1244 (-1)	0,234
3	265 (-1)	1456 (+1)	0,140
4	335 (+1)	1456 (+1)	0,074
5	250 (-1,41)	1350 (0)	0,100
6	350 (+1,41)	1350 (0)	0,153
7	300 (0)	1200 (-1,41)	0,210
8	300 (0)	1500 (+1,41)	0,124
9	300 (0)	1350 (0)	0,068

Tabela 8-9: Análise de variância para o erro (ϵ_{Qw3}) na Região 3 – 5^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,0283	5	0,0057	22,9
Resíduos	0,0007	3	0,0002	
Total	0,0290	8		

$F_{0,95; 5; 3} = 9,01$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-10: Resultados do 6^o planejamento no estudo da permeabilidade absoluta na Região 1.

Simulações	Permx1	Permy1	ϵ_{Qw1}
1	244 (-1)	244 (-1)	0,067
2	456 (+1)	244 (-1)	0,027
3	244 (-1)	456 (+1)	0,031
4	456 (+1)	456 (+1)	0,314
5	200 (-1,41)	350 (0)	0,067
6	500 (+1,41)	350 (0)	0,236
7	350 (0)	200 (-1,41)	0,065
8	350 (0)	500 (+1,41)	0,173
9	350 (0)	350 (0)	0,084

Tabela 8-11: Análise de variância para o erro (ϵ_{Qw1}) na Região 1 – 6^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,0755	3	0,0252	25,9
Resíduos	0,0049	5	0,0010	
Total	0,0803	8		

$F_{0,95; 3;5} = 5,41$

Coefficiente de Correlação: R = 0,97

Tabela 8-12: Resultados do 7^o planejamento no estudo da permeabilidade absoluta na Região 2.

Simulações	Permx1	Permy1	ϵ_{Qw2}
1	244 (-1)	244 (-1)	0,000
2	456 (+1)	244 (-1)	0,000
3	244 (-1)	456 (+1)	0,000
4	456 (+1)	456 (+1)	0,067
5	200 (-1,41)	350 (0)	0,000
6	500 (+1,41)	350 (0)	0,002
7	350 (0)	200 (-1,41)	0,000
8	350 (0)	500 (+1,41)	0,027
9	350 (0)	350 (0)	0,000

Tabela 8-13: Análise de variância para o erro (ϵ_{Qw2}) na Região 2 – 7^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,0031	3	0,0010	4,9
Resíduos	0,0011	5	0,0002	
Total	0,0042	8		

$F_{0,90; 3;5} = 3,62$

Coefficiente de Correlação: R = 0,91

Tabela 8-14: Resultados do 8º planejamento no estudo da permeabilidade absoluta na Região 4.

Simulações	Permx1	Permy1	ϵ_{Qw4}
1	244 (-1)	244 (-1)	0,002
2	456 (+1)	244 (-1)	0,002
3	244 (-1)	456 (+1)	0,002
4	456 (+1)	456 (+1)	0,055
5	200 (-1,41)	350 (0)	0,002
6	500 (+1,41)	350 (0)	0,001
7	350 (0)	200 (-1,41)	0,002
8	350 (0)	500 (+1,41)	0,035
9	350 (0)	350 (0)	0,002

Tabela 8-15: Análise de variância para o erro (ϵ_{Qw4}) na Região 4 – 8º Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,0027	4	0,0007	6,2
Resíduos	0,0004	4	0,0001	
Total	0,0031	8		

$F_{0,90; 4; 4} = 4,11$

Coefficiente de Correlação: $R = 0,93$

Tabela 8-16: Matriz do 1º planejamento estatístico 2^{8-3} e as respostas \mathcal{E}_{Sw1} , \mathcal{E}_{Sw2} , \mathcal{E}_{Sw3} e \mathcal{E}_{Sw4} .

	1	2	3	4	5	6	7	8	RESPOSTAS			
	A	B	C	D	E	F=ABC	G=ABD	H=BCDE				
	permx1	permy1	permx2	permy2	permx3	permy3	permx4	permy4	\mathcal{E}_{Sw1}	\mathcal{E}_{Sw2}	\mathcal{E}_{Sw3}	\mathcal{E}_{Sw4}
1	300 (-1)	300 (1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	0,12	0,36	0,04	0,24
2	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	0,07	0,33	0,04	0,18
3	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	0,19	0,38	0,08	0,22
4	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	0,05	0,27	0,03	0,12
5	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	0,17	0,37	0,07	0,19
6	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	0,05	0,25	0,03	0,15
7	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	0,13	0,35	0,04	0,25
8	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	0,04	0,28	0,04	0,14
9	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	0,11	0,35	0,04	0,22
10	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	0,07	0,30	0,05	0,11
11	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	0,17	0,38	0,07	0,20
12	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	0,05	0,25	0,03	0,14
13	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	0,17	0,37	0,07	0,23
14	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	0,05	0,21	0,03	0,14
15	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	0,11	0,33	0,05	0,19
16	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	0,05	0,27	0,04	0,14
17	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	0,22	0,38	0,06	0,25
18	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	0,12	0,37	0,05	0,20
19	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	0,32	0,38	0,07	0,28
20	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	0,06	0,34	0,05	0,24
21	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	0,30	0,38	0,07	0,26
22	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	0,06	0,33	0,05	0,26
23	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	0,23	0,38	0,06	0,26
24	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	0,11	0,32	0,06	0,15
25	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	0,21	0,38	0,06	0,29
26	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	0,10	0,36	0,05	0,20
27	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	0,30	0,38	0,08	0,19
28	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	300 (-1)	0,06	0,31	0,05	0,19
29	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	0,29	0,38	0,07	0,24
30	700 (+1)	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	300 (-1)	0,05	0,29	0,05	0,18
31	300 (-1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	300 (-1)	300 (-1)	700 (+1)	0,21	0,38	0,06	0,28
32	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	700 (+1)	0,11	0,35	0,05	0,21
33	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	500 (0)	0,11	0,35	0,05	0,21

Tabela 8-17: Matriz do 2^o planejamento estatístico 2⁸⁻³ e as respostas ϵ_{Sw1} , ϵ_{Sw2} , ϵ_{Sw3} e ϵ_{Sw4} .

	1	2	3	4	5	6	7	8	RESPOSTAS			
	A	B	C	D	E	F=ABC	G=ABD	H=BCDE				
	permx1	permy1	permx2	permy2	permx3	permy3	permx4	permy4	ϵ_{Sw1}	ϵ_{Sw2}	ϵ_{Sw3}	ϵ_{Sw4}
1	700 (-1)	500 (-1)	500 (-1)	500 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	300 (1)	0,07	0,13	0,08	0,06
2	1100 (1)	500 (-1)	500 (-1)	500 (-1)	100 (-1)	300 (1)	300 (1)	300 (1)	0,07	0,14	0,07	0,05
3	700 (-1)	1300 (1)	500 (-1)	500 (-1)	100 (-1)	300 (1)	300 (1)	100 (-1)	0,06	0,15	0,06	0,06
4	1100 (1)	1300 (1)	500 (-1)	500 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	0,08	0,13	0,10	0,04
5	700 (-1)	500 (-1)	1300 (1)	500 (-1)	100 (-1)	300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	0,06	0,14	0,05	0,04
6	1100 (1)	500 (-1)	1300 (1)	500 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	300 (1)	100 (-1)	0,07	0,13	0,10	0,05
7	700 (-1)	1300 (1)	1300 (1)	500 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	300 (1)	300 (1)	0,06	0,12	0,08	0,07
8	1100 (1)	1300 (1)	1300 (1)	500 (-1)	100 (-1)	300 (1)	100 (-1)	300 (1)	0,07	0,13	0,07	0,04
9	700 (-1)	500 (-1)	500 (-1)	1300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	300 (1)	100 (-1)	0,07	0,12	0,08	0,06
10	1100 (1)	500 (-1)	500 (-1)	1300 (1)	100 (-1)	300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	0,07	0,12	0,08	0,04
11	700 (-1)	1300 (1)	500 (-1)	1300 (1)	100 (-1)	300 (1)	100 (-1)	300 (1)	0,06	0,12	0,06	0,05
12	1100 (1)	1300 (1)	500 (-1)	1300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	300 (1)	300 (1)	0,08	0,14	0,11	0,05
13	700 (-1)	500 (-1)	1300 (1)	1300 (1)	100 (-1)	300 (1)	300 (1)	300 (1)	0,05	0,11	0,06	0,06
14	1100 (1)	500 (-1)	1300 (1)	1300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	300 (1)	0,07	0,15	0,10	0,04
15	700 (-1)	1300 (1)	1300 (1)	1300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	0,07	0,14	0,08	0,04
16	1100 (1)	1300 (1)	1300 (1)	1300 (1)	100 (-1)	300 (1)	300 (1)	100 (-1)	0,07	0,12	0,08	0,06
17	700 (-1)	500 (-1)	500 (-1)	500 (-1)	300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	0,05	0,15	0,08	0,11
18	1100 (1)	500 (-1)	500 (-1)	500 (-1)	300 (1)	300 (1)	300 (1)	100 (-1)	0,06	0,20	0,04	0,07
19	700 (-1)	1300 (1)	500 (-1)	500 (-1)	300 (1)	300 (1)	300 (1)	300 (1)	0,05	0,24	0,03	0,10
20	1100 (1)	1300 (1)	500 (-1)	500 (-1)	300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	300 (1)	0,06	0,16	0,10	0,13
21	700 (-1)	500 (-1)	1300 (1)	500 (-1)	300 (1)	300 (1)	100 (-1)	300 (1)	0,04	0,20	0,03	0,08
22	1100 (1)	500 (-1)	1300 (1)	500 (-1)	300 (1)	100 (-1)	300 (1)	300 (1)	0,06	0,13	0,10	0,15
23	700 (-1)	1300 (1)	1300 (1)	500 (-1)	300 (1)	100 (-1)	300 (1)	100 (-1)	0,05	0,14	0,08	0,13
24	1100 (1)	1300 (1)	1300 (1)	500 (-1)	300 (1)	300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	0,05	0,17	0,03	0,04
25	700 (-1)	500 (-1)	500 (-1)	1300 (1)	300 (1)	100 (-1)	300 (1)	300 (1)	0,06	0,12	0,09	0,16
26	1100 (1)	500 (-1)	500 (-1)	1300 (1)	300 (1)	300 (1)	100 (-1)	300 (1)	0,06	0,16	0,05	0,06
27	700 (-1)	1300 (1)	500 (-1)	1300 (1)	300 (1)	300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	0,05	0,19	0,03	0,05
28	1100 (1)	1300 (1)	500 (-1)	1300 (1)	300 (1)	100 (-1)	300 (1)	100 (-1)	0,07	0,12	0,11	0,09
29	700 (-1)	500 (-1)	1300 (1)	1300 (1)	300 (1)	300 (1)	300 (1)	100 (-1)	0,05	0,16	0,03	0,08
30	1100 (1)	500 (-1)	1300 (1)	1300 (1)	300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	100 (-1)	0,06	0,12	0,11	0,07
31	700 (-1)	1300 (1)	1300 (1)	1300 (1)	300 (1)	100 (-1)	100 (-1)	300 (1)	0,05	0,12	0,09	0,15
32	1100 (1)	1300 (1)	1300 (1)	1300 (1)	300 (1)	300 (1)	300 (1)	300 (1)	0,05	0,14	0,04	0,08
33	900 (0)	900 (0)	900 (0)	900 (0)	200 (0)	200 (0)	200 (0)	200 (0)	0,06	0,13	0,05	0,07

Tabela 8-18: Matriz do 3^o planejamento estatístico 2⁶⁻² e as respostas ϵ_{Sw1} , ϵ_{Sw2} , ϵ_{Sw3} e ϵ_{Sw4} .

	1	2	3	4	5	6	RESPOSTAS			
	A	B	C	D	F=ABC	G=ABD	ϵ_{Sw1}	ϵ_{Sw2}	ϵ_{Sw3}	ϵ_{Sw4}
	permx1	permy2	permx3	permy3	permx4	permy4				
1	500 (-1)	900 (-1)	200 (-1)	200 (-1)	0 (-1)	0 (-1)	0,05	0,14	0,07	0,06
2	900 (1)	900 (-1)	200 (-1)	200 (-1)	200 (1)	0 (-1)	0,06	0,13	0,06	0,05
3	500 (-1)	1300 (1)	200 (-1)	200 (-1)	200 (1)	200 (1)	0,05	0,17	0,03	0,09
4	900 (1)	1300 (1)	200 (-1)	200 (-1)	0 (-1)	200 (1)	0,06	0,13	0,06	0,04
5	500 (-1)	900 (-1)	500 (1)	200 (-1)	200 (1)	200 (1)	0,05	0,25	0,05	0,16
6	900 (1)	900 (-1)	500 (1)	200 (-1)	0 (-1)	200 (1)	0,05	0,18	0,07	0,09
7	500 (-1)	1300 (1)	500 (1)	200 (-1)	0 (-1)	0 (-1)	0,05	0,19	0,08	0,06
8	900 (1)	1300 (1)	500 (1)	200 (-1)	200 (1)	0 (-1)	0,06	0,15	0,07	0,06
9	500 (-1)	900 (-1)	200 (-1)	500 (1)	0 (-1)	200 (1)	0,05	0,22	0,05	0,03
10	900 (1)	900 (-1)	200 (-1)	500 (1)	200 (1)	200 (1)	0,05	0,18	0,04	0,05
11	500 (-1)	1300 (1)	200 (-1)	500 (1)	200 (1)	0 (-1)	0,06	0,21	0,06	0,07
12	900 (1)	1300 (1)	200 (-1)	500 (1)	0 (-1)	0 (-1)	0,06	0,14	0,1	0,06
13	500 (-1)	900 (-1)	500 (1)	500 (1)	200 (1)	0 (-1)	0,08	0,32	0,07	0,08
14	900 (1)	900 (-1)	500 (1)	500 (1)	0 (-1)	0 (-1)	0,06	0,22	0,08	0,06
15	500 (-1)	1300 (1)	500 (1)	500 (1)	0 (-1)	200 (1)	0,08	0,32	0,06	0,04
16	900 (1)	1300 (1)	500 (1)	500 (1)	200 (1)	200 (1)	0,06	0,25	0,04	0,07
17	700 (0)	1100 (0)	350 (0)	350 (0)	100 (0)	100 (0)	0,05	0,21	0,04	0,05

Tabela 8-19: Matriz do 4^o planejamento estatístico 2⁶⁻² e as respostas ϵ_{Sw1} , ϵ_{Sw2} , ϵ_{Sw3} , ϵ_{Sw4} , ϵ_{Sw5} e ϵ_{Sw6} .

	1	2	3	4	5	6	RESPOSTAS					
	A	B	C	D	F=ABC	G=ABD	ϵ_{Sw1}	ϵ_{Sw2}	ϵ_{Sw3}	ϵ_{Sw4}	ϵ_{Sw5}	ϵ_{Sw6}
	permx1	permy2	permx3	permy4	permx5	permy6						
1	700 (-1)	200 (-1)	200 (-1)	0 (-1)	200 (-1)	200 (-1)	0,07	0,02	0,05	0,03	0,11	0,03
2	1100 (1)	200 (-1)	200 (-1)	0 (-1)	400 (1)	200 (-1)	0,03	0,02	0,04	0,03	0,11	0,03
3	700 (-1)	400 (1)	200 (-1)	0 (-1)	400 (1)	400 (1)	0,17	0,05	0,06	0,03	0,18	0,05
4	1100 (1)	400 (1)	200 (-1)	0 (-1)	200 (-1)	400 (1)	0,09	0,04	0,03	0,03	0,09	0,03
5	700 (-1)	200 (-1)	400 (1)	0 (-1)	400 (1)	400 (1)	0,18	0,10	0,14	0,03	0,17	0,06
6	1100 (1)	200 (-1)	400 (1)	0 (-1)	200 (-1)	400 (1)	0,10	0,07	0,10	0,03	0,07	0,04
7	700 (-1)	400 (1)	400 (1)	0 (-1)	200 (-1)	200 (-1)	0,10	0,05	0,11	0,03	0,07	0,03
8	1100 (1)	400 (1)	400 (1)	0 (-1)	400 (1)	200 (-1)	0,02	0,06	0,05	0,03	0,08	0,03
9	700 (-1)	200 (-1)	200 (-1)	200 (1)	200 (-1)	400 (1)	0,17	0,10	0,02	0,29	0,06	0,06
10	1100 (1)	200 (-1)	200 (-1)	200 (1)	400 (1)	400 (1)	0,09	0,08	0,06	0,21	0,08	0,04
11	700 (-1)	400 (1)	200 (-1)	200 (1)	400 (1)	200 (-1)	0,10	0,05	0,03	0,12	0,07	0,03
12	1100 (1)	400 (1)	200 (-1)	200 (1)	200 (-1)	200 (-1)	0,02	0,07	0,08	0,10	0,07	0,02
13	700 (-1)	200 (-1)	400 (1)	200 (1)	400 (1)	200 (-1)	0,09	0,05	0,07	0,12	0,07	0,03
14	1100 (1)	200 (-1)	400 (1)	200 (1)	200 (-1)	200 (-1)	0,02	0,02	0,05	0,10	0,05	0,02
15	700 (-1)	400 (1)	400 (1)	200 (1)	200 (-1)	400 (1)	0,19	0,07	0,08	0,24	0,06	0,06
16	1100 (1)	400 (1)	400 (1)	200 (1)	400 (1)	400 (1)	0,12	0,04	0,03	0,16	0,05	0,03
17	900 (0)	300 (0)	300 (0)	100 (0)	300 (0)	300 (0)	0,11	0,04	0,03	0,13	0,05	0,03

Tabela 8-20: Matriz do 5^o planejamento estatístico 2³ e as respostas ϵ_{Sw1} , ϵ_{Sw2} e ϵ_{Sw3} .

	1	2	3	RESPOSTAS		
	A	B	C	ϵ_{Sw1}	ϵ_{Sw2}	ϵ_{Sw3}
	permxy1	permxy2	permxy3			
1	881 (-1)	20 (-1)	140 (-1)	0,05	0,03	0,03
2	1119 (1)	20 (-1)	140 (-1)	0,09	0,01	0,04
3	881 (-1)	80 (1)	140 (-1)	0,05	0,08	0,04
4	1119 (1)	80 (1)	140 (-1)	0,08	0,05	0,04
5	881 (-1)	20 (-1)	260 (1)	0,08	0,02	0,02
6	1119 (1)	20 (-1)	260 (1)	0,04	0,01	0,02
7	881 (-1)	80 (1)	260 (1)	0,09	0,12	0,03
8	1119 (1)	80 (1)	260 (1)	0,04	0,09	0,02
9	800 (-1,68)	50 (0)	200 (0)	0,05	0,09	0,02
10	1200 (1,68)	50 (0)	200 (0)	0,04	0,05	0,03
11	1000 (0)	0 (-1,68)	200 (0)	0,02	0,01	0,02
12	1000 (0)	100 (1,68)	200 (0)	0,02	0,1	0,03
13	1000 (0)	50 (0)	100 (-1,68)	0,11	0,02	0,06
14	1000 (0)	50 (0)	300 (1,68)	0,09	0,08	0,03
15	1000 (0)	50 (0)	200 (0)	0,02	0,07	0,03

Tabela 8-21: Análise de variância para o erro (ϵ_{Sw1}) na Região 1 – 5^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	115,284	5	23,0568	104
Resíduos	1,9951	9	0,2217	
Total	117,2791	14		

$$F_{0,95; 5; 9} = 3,48$$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-22: Análise de variância para o erro (ϵ_{Sw2}) na Região 2 – 5^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	183,3605	6	30,5601	45,789
Resíduos	5,3393	8	0,6674	
Total	188,6998	14		

$$F_{0,95; 6; 8} = 3,58$$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-23: Análise de variância para o erro (ϵ_{Sw3}) na Região 3 – 5^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	15,3012	5	3,0602	54,2357
Resíduos	0,5078	9	0,0564	
Total	15,809	14		

$$F_{0,95; 5; 9} = 3,48$$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-24: Matriz do 6^o planejamento estatístico 2² e as respostas ϵ_{Sw1} e ϵ_{Sw3} .

	1	2	RESPOSTAS	
	A	B		
	permxy1	Permxy3	ϵ_{Sw1}	ϵ_{Sw3}
1	955 (-1)	192 (-1)	2,18	2,39
2	1125 (1)	192 (-1)	4,97	2,9
3	955 (-1)	248 (1)	4,89	2,6
4	1125 (1)	248 (1)	2,42	2,22
5	920 (-1,41)	220 (0)	3,47	2,36
6	1160 (1,41)	220 (0)	2,97	2,55
7	1040 (0)	180 (-1,41)	4,71	2,86
8	1040 (0)	260 (1,41)	4,19	2,48
9	1040 (0)	220 (0)	2,11	2,27

Tabela 8-25: Análise de variância para o erro (ϵ_{Sw1}) na Região 1 – 6^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	10,7418	3	3,5806	44,8586
Resíduos	0,3991	5	0,0798	
Total	11,1409	8		

$$F_{0,95; 3; 5} = 5,41$$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-26: Análise de variância para o erro (ϵ_{Sw3}) na Região 3 – 6^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,4626	5	0,0925	47,2281
Resíduos	0,0059	3	0,002	
Total	0,4685	8		

$$F_{0,95; 5; 3} = 9,01$$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-27: Matriz do 1º planejamento estatístico e as respostas para as 5 regiões.

	PERMX1	PERMY1	PERMX2	PERMY2	PERMX3	PERMY3	PERMX4	PERMY4	PERMX5	PERMY5	Região 1	Região 2	Região 3	Região 4	Região 5
1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	0.67	0.33	0.57	0.70	0.83
2	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1.00	0.36	0.56	0.39	0.98
3	1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	0.99	0.71	0.13	0.71	0.84
4	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	0.98	0.93	0.14	0.70	0.66
5	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	0.70	1.00	0.48	0.35	0.84
6	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	0.66	0.92	1.00	0.37	0.85
7	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	0.64	0.70	0.90	0.66	0.66
8	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	0.60	0.61	1.00	0.98	0.66
9	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	0.97	0.67	0.53	0.96	0.86
10	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	0.66	0.69	0.53	0.97	1.00
11	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	0.27	0.96	0.53	0.74	0.99
12	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	0.71	0.69	0.52	0.65	0.99
13	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	0.65	0.35	0.99	0.68	0.84
14	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	0.26	0.68	0.52	0.75	0.83
15	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	0.30	0.70	0.14	1.00	0.83
16	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0.30	0.38	0.14	0.40	0.62
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.73	0.73	0.62	0.76	0.89

Tabela 8-28: Matriz do 2º planejamento estatístico e as respostas para o poço 1.

	permx1	permy1	P1
1	-1	-1	1.000
2	1	-1	0.047
3	-1	1	0.047
4	1	1	0.135
5	-1.41	0	0.699
6	1.41	0	0.083
7	0	-1.41	0.715
8	0	1.41	0.082
9	0	0	0.029

Tabela 8-29: Análise de variância para o erro P1 na Região 1 – 2º Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	1,1261	5	0,2252	42,211
Resíduos	0,016	3	0,0053	
Total	1,1422	8		

$F_{0,95; 5;3} = 9,01$

Coefficiente de Correlação: $R = 0,99$

Tabela 8-30: Matriz do 3^o planejamento estatístico e as respostas para o poço 2.

	permx2	permy2	P2
1	-1	-1	1.000
2	1	-1	0.047
3	-1	1	0.048
4	1	1	0.347
5	-1.41	0	0.694
6	1.41	0	0.240
7	0	-1.41	0.648
8	0	1.41	0.237
9	0	0	0.081

Tabela 8-31: Análise de variância para o erro P2 na Região 2 – 3^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,8863	5	0,1773	27,6084
Resíduos	0,0193	3	0,0064	
Total	0,9056	8		

$F_{0,95; 5;3} = 9,01$

Coefficiente de Correlação: $R = 0,99$

Tabela 8-32: Matriz do 4^o planejamento estatístico e as respostas para o poço 3.

	permx3	permy3	P3
1	-1	-1	1.000
2	1	-1	0.094
3	-1	1	0.105
4	1	1	0.024
5	-1.41	0	0.797
6	1.41	0	0.014
7	0	-1.41	0.751
8	0	1.41	0.014
9	0	0	0.040

Tabela 8-33: Análise de variância para o erro P3 na Região 3 – 4^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	1,3080	5	0.2616	41,2360
Resíduos	0.0190	3	0.0063	
Total	1,3270	8		

$F_{0,95; 5;3} = 9,01$

Coefficiente de Correlação: $R = 0,99$

Tabela 8-34: Matriz do 5^o planejamento estatístico e as respostas para o poço 4.

	permx4	permy4	P4
1	-1	-1	1.000
2	1	-1	0.053
3	-1	1	0.053
4	1	1	0.384
5	-1.41	0	0.612
6	1.41	0	0.260
7	0	-1.41	0.729
8	0	1.41	0.276
9	0	0	0.094

Tabela 8-35: Análise de variância para o erro P4 na Região 4 – 4^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0.8593	5	0.1719	24,2765
Resíduos	0.0212	3	0.0071	
Total	0.8805	8		

$F_{0,95; 5;3} = 9,01$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-36: Matriz do 6^o planejamento estatístico e as respostas para o poço 5.

	permx5	permy5	I5
1	-1	-1	1.000
2	1	-1	0.107
3	-1	1	0.107
4	1	1	0.185
5	-1.41	0	0.624
6	1.41	0	0.094
7	0	-1.41	0.623
8	0	1.41	0.094
9	0	0	0.072

Tabela 8-37: Análise de variância para o erro I5 na Região 5 – 6^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,9175	5	0,1835	432,8873
Resíduos	0,0013	3	0,0004	
Total	0,9188	8		

$F_{0,95; 5;3} = 9,01$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-38: Matriz do 1º planejamento estatístico e a resposta combinada para os 5 poços e as 5 regiões.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	EQ Norm.
1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	0.52105
2	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	0.11858
3	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	0.14704
4	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1.00000
5	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	0.42430
6	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	0.22160
7	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	0.13161
8	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	0.02292
9	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	0.11289
10	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	0.58971
11	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	0.06027
12	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	0.52255
13	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	0.22229
14	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	0.58443
15	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	0.57039
16	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	0.40712
17	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	0.51286
18	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	0.01494
19	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	0.24722
20	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0.75054
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.01660

Tabela 8-39: Matriz do 2º planejamento estatístico e a resposta combinada para os 5 poços e as 5 regiões.

	PERMX1	PERMX2	PERMX11	ERRO
1	-1	-1	-1	0.51%
2	1	-1	-1	0.20%
3	-1	1	-1	0.38%
4	1	1	-1	0.13%
5	-1	-1	1	3.65%
6	1	-1	1	1.98%
7	-1	1	1	1.62%
8	1	1	1	0.71%
9	-1.68	0	0	1.46%
10	1.68	0	0	0.32%
11	0	-1.68	0	1.58%
12	0	1.68	0	0.40%
13	0	0	-1.68	0.14%
14	0	0	1.68	2.59%
15	0	0	0	0.60%

Tabela 8-40: Análise de variância para o erro – 2º Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0.0015	9	0.0002	58.9918
Resíduos	0.0000	5	0.0000	
Total	0.0015	14		

$F_{0,95; 9; 5} = 4,77$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-41: Matriz do 3º planejamento estatístico e a resposta combinada para os 5 poços e as 5 regiões.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	ERRO
1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	0.0234
2	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	0.0120
3	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	0.0375
4	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	0.1266
5	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	0.0194
6	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	0.1112
7	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	0.0043
8	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	0.0685
9	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	0.0850
10	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	0.0865
11	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	0.0834
12	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	0.0365
13	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	0.0083
14	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	0.0974
15	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	0.0044
16	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	0.0244
17	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	0.0836
18	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	0.1758
19	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	0.0031
20	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0.2063
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0003

Tabela 8-42: Matriz do 4º planejamento estatístico e a resposta combinada para os 5 poços e as 5 regiões.

	PERMX1	PERMX15	ERRO
1	-1.00	-1.00	0.0005
2	1.00	-1.00	0.0005
3	-1.00	1.00	0.0100
4	1.00	1.00	0.0009
5	-1.41	0.00	0.0038
6	1.41	0.00	0.0002
7	0.00	-1.41	0.0020
8	0.00	1.41	0.0049
9	0.00	0.00	0.0005

Tabela 8-43: Análise de variância para o erro – 4^o Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0.0001	5	0.00000	7.2147
Resíduos	0.0000	3	0.00000	
Total	0.0001	8		

$F_{0,9; 5;3} = 5,31$

Coefficiente de Correlação: R = 0,92

Tabela 8-44: Matriz do 1^o planejamento estatístico e a resposta combinada para os 5 poços e as 5 regiões.

	1	2	3	4	5	6	7	ERRO
1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	0.7974
2	1	1	-1	1	-1	-1	-1	0.3867
3	-1	1	1	-1	1	-1	-1	0.0837
4	1	-1	1	1	-1	1	-1	0.4518
5	1	1	-1	1	1	-1	1	0.4821
6	1	1	1	-1	1	1	-1	0.4130
7	-1	1	1	1	-1	1	1	0.5888
8	-1	-1	1	1	1	-1	1	1.0000
9	-1	-1	-1	1	1	1	-1	0.4751
10	1	-1	-1	-1	1	1	1	0.9696
11	-1	1	-1	-1	-1	1	1	0.5584
12	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0.0219
13	0	0	0	0	0	0	0	0.1240

Tabela 8-45: Matriz do 2^o planejamento estatístico e a resposta combinada para os 5 poços e as 5 regiões.

	PERMX1	PERMX2	ERRO
1	-1,00	-1,00	0,1849
2	1,00	-1,00	0,2348
3	-1,00	1,00	0,2972
4	1,00	1,00	0,1745
5	-1,41	0,00	0,2091
6	1,41	0,00	0,2000
7	0,00	-1,41	0,3219
8	0,00	1,41	0,3333
9	0,00	0,00	0,0500

Tabela 8-46: Análise de variância para o erro – 2º Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,5687	5	0,1137	22,6946
Resíduos	0,0150	3	0,0050	
Total	0,5838	8		

$$F_{0,95; 5; 3} = 9,01$$

Coefficiente de Correlação: R = 0,98

Tabela 8-47: Matriz do 1º planejamento estatístico e a resposta combinada para os 5 poços e as 5 regiões.

	PERMX1	PERMX2	ERRO
1	-1,00	-1,00	0,22417
2	1,00	-1,00	0,23888
3	-1,00	1,00	0,25083
4	1,00	1,00	0,29077
5	-1,41	0,00	0,33333
6	1,41	0,00	0,32082
7	0,00	-1,41	0,00212
8	0,00	1,41	0,15149
9	0,00	0,00	0,14158

Tabela 8-48: Análise de variância para o erro – 1º Planejamento.

	Soma Quadrática	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Teste F
Regressão	0,7197	5	0,1439	6,3015
Resíduos	0,0685	3	0,0228	
Total	0,7883	8		

$$F_{0,9; 5; 3} = 5,31$$

Coefficiente de Correlação: R = 0,92

Tabela 8-49: Matriz do 1º planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 9 regiões críticas.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	Kx5	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	Kz1	Kz2	Kz3	Kz4	Kz5	Kz6	Kz7	Kz8	Kz9	kro	krw	ERRO
1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	0,81767
2	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	0,80283
3	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	0,72079
4	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	0,81558
5	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	0,75452
6	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	0,79680
7	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	0,81098
8	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	0,98843
9	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	0,92297
10	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	0,81900
11	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	0,81542
12	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	0,99171
13	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	0,79127
14	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1,00000
15	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	0,72965
16	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	0,72116
17	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	0,88181
18	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	0,88488
19	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	0,84171
20	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	0,76101
21	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	0,87043
22	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	0,84465
23	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	-1	1	1	0,77690
24	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,71133
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,81912

Tabela 8-50: Matriz do 2º planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 6 regiões críticas.

	Kx3	Kx5	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	kro	krw	ERRO
1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	0,43632
2	1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	0,64659
3	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	0,77570
4	1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	0,57393
5	1	1	-1	1	1	-1	1	-1	0,59897
6	1	1	1	-1	1	1	-1	1	0,89048
7	-1	1	1	1	-1	1	1	-1	0,68179
8	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	0,56491
9	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	0,69618
10	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	0,55692
11	-1	1	-1	-1	-1	1	1	1	0,55960
12	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,45206
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0,63188

Tabela 8-51: Matriz do 3^o planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 2 regiões críticas – Superior.

	Kx5	Kx6	Kro	ERRO
1	-1	-1	-1	0.28663
2	1	-1	-1	0.40069
3	-1	1	-1	0.36727
4	1	1	-1	0.48248
5	-1	-1	1	0.28311
6	1	-1	1	0.40264
7	-1	1	1	0.37246
8	1	1	1	0.49372
9	-1.68	0	0	0.29212
10	1.68	0	0	0.46908
11	0	-1.68	0	0.33437
12	0	1.68	0	0.45540
13	0	0	-1.68	0.40324
14	0	0	1.68	0.40414
15	0	0	0	0.39141

Tabela 8-52: Análise de variância para o erro – 3^o Planejamento.

	Soma Quadratica	Graus de Liberdade	Media Quadratica	Teste F
Regressão	0,0657	9	0,00729	82,53
Resíduos	0,0004	5	0,00009	
Total	0,0661	14		

$F_{0,95; 9; 5} = 4,77$

Coefficiente de Correlação: $R = 0,99$

Tabela 8-53: Matriz do 4^o planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 2 regiões críticas – Inferior.

	Kx8	Kx9	Kro	ERRO
1	-1	-1	-1	0.46087
2	1	-1	-1	0.55798
3	-1	1	-1	0.51661
4	1	1	-1	0.61341
5	-1	-1	1	0.46779
6	1	-1	1	0.56984
7	-1	1	1	0.52764
8	1	1	1	0.62964
9	-1.68	0	0	0.43855
10	1.68	0	0	0.61556
11	0	-1.68	0	0.49916
12	0	1.68	0	0.59121
13	0	0	-1.68	0.55960
14	0	0	1.68	0.57193
15	0	0	0	0.55351

Tabela 8-54: Análise de variância para o erro – 4^o Planejamento.

	Soma Quadratica	Graus de Liberdade	Media Quadratica	Teste F
Regressão	0,0483	9	0,00536	380,00
Resíduos	0,0001	5	0,00001	
Total	0,0483	14		

$F_{0,95; 9; 5} = 4,77$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-55: Matriz do 5^o planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 15 regiões críticas.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	Kx5	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	Kx10	Kx11	Kx12	Kx13	Kx14	Kx15	Kz1	Kz2	Kz3	Kz4	Kz5	Kz6	Kz7	Kz8	Kz9	Kz10	Kz11	Kz12	Kz13	Kz14	Kz15	kro	krw	ERRO							
1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	0.33052							
2	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	0.38415							
3	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	0.35524							
4	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	0.40588						
5	1	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	1	0.43174					
6	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	1	0.46386				
7	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	0.44362				
8	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	0.38259				
9	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	0.33154				
10	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	0.37005				
11	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	1	0.41665				
12	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	0.41698				
13	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	0.46363			
14	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.38829			
15	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.40139			
16	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.28971			
17	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.45850			
18	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.46386		
19	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.44362		
20	-1	-1	1	1	1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.38259		
21	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.33154		
22	-1	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.37005		
23	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.41665		
24	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.41698		
25	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.46363	
26	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.38829	
27	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.40139	
28	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.28971	
29	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.45850	
30	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.40044	
31	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.37010	
32	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.44781	
33	-1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.39410	
34	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.53893
35	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.33216
36	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0.37787
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.33396

Tabela 8-56: Matriz do 6^o planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 2 regiões críticas – Superior.

	Kx3	Kx7	Krw	ERRO
1	-1	-1	-1	0.20011
2	1	-1	-1	0.19640
3	-1	1	-1	0.22800
4	1	1	-1	0.23330
5	-1	-1	1	0.21518
6	1	-1	1	0.20773
7	-1	1	1	0.23897
8	1	1	1	0.24085
9	-1.68	0	0	0.21796
10	1.68	0	0	0.21638
11	0	-1.68	0	0.19445
12	0	1.68	0	0.23820
13	0	0	-1.68	0.22047
14	0	0	1.68	0.23687
15	0	0	0	0.21626

Tabela 8-57: Análise de variância para o erro – 6^o Planejamento.

	Soma Quadratica	Graus de Liberdade	Media Quadratica	Teste F
Regressão	0,00344	9	0,000382	93,4580
Resíduos	0,00002	5	0,000004	
Total	0,00346	14		

$F_{0,95; 9;5} = 4,77$

Coefficiente de Correlação: R = 0,99

Tabela 8-58: Matriz do 7^o planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 3 regiões críticas – Inferior.

	Kx11	Kx12	Kx14	ERRO
1	-1	-1	-1	0.27666
2	1	-1	-1	0.25505
3	-1	1	-1	0.26467
4	1	1	-1	0.24301
5	-1	-1	1	0.36207
6	1	-1	1	0.35150
7	-1	1	1	0.35122
8	1	1	1	0.34029
9	-1.68	0	0	0.33112
10	1.68	0	0	0.30338
11	0	-1.68	0	0.32947
12	0	1.68	0	0.30864
13	0	0	-1.68	0.20056
14	0	0	1.68	0.36785
15	0	0	0	0.31488

Tabela 8-59: Análise de variância para o erro – 7º Planejamento.

	Soma Quadratica	Graus de Liberdade	Media Quadratica	Teste F
Regressão	0,03372	9	0,003747	325,2046
Resíduos	0,00006	5	0,000012	
Total	0,03378	14		

$F_{0,95; 9; 5} = 4,77$

Coefficiente de Correlação: $R = 0,99$

Tabela 8-60: Matriz do 8º planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 13 regiões críticas.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	Kx5	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	Kx10	Kx11	Kx12	Kx13	Kz1	Kz2	Kz3	Kz4	Kz5	Kz6	Kz7	Kz8	Kz9	Kz10	Kz11	Kz12	Kz13	Kro	Krw	ERRO	
1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	1	-1	1	0,76210	
2	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	1	-1	1	-1	0,76076	
3	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	-1	1	0,87729	
4	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	1	-1	1,26544	
5	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	0,95334	
6	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	0,92700	
7	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	0,83986	
8	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	0,88194	
9	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1,03619	
10	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	0,73123	
11	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	0,74377	
12	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	0,43094	
13	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	0,78859	
14	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	1	0,50256	
15	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	0,65099	
16	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	0,50457	
17	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	0,62545	
18	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	0,73772	
19	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	0,82821	
20	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	0,56288	
21	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0,31131	
22	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0,64559
23	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0,97838
24	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	0,90840
25	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,52803
26	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0,54923
27	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	0,63950
28	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,39286
29	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	0,51578
30	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	0,94138
31	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	1	1	-1	1	-1	-1	1	0,85563
32	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1,37583
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,20010

Tabela 8-61: Matriz do 9º planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 9 regiões críticas.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	Kx12	Kz1	Kz2	Kz3	Kz8	Kz9	Kz11	Krw	ERRO
1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	0,18499
2	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	0,22442
3	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	0,21021
4	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	0,18763
5	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	0,17289
6	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	0,21817
7	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	0,15442
8	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	0,18598
9	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	0,16533
10	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	0,17810
11	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	0,18051
12	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	0,15307
13	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	0,22567
14	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	0,28321
15	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	0,18801
16	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	0,27585
17	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	0,20642
18	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	0,13701
19	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	0,17816
20	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,15676
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,16806

Tabela 8-62: Matriz do 10º planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 9 regiões críticas.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	Kx6	Kx7	Kx8	Kx9	Kx12	Kz1	Kz2	Kz8	Kz11	Krw	ERRO
1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	0,15876
2	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	0,16804
3	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	0,14216
4	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	0,16334
5	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	0,14352
6	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	0,17368
7	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	0,13346
8	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	0,12330
9	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	0,13959
10	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	0,15570
11	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	0,19040
12	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	0,17167
13	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	0,13587
14	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	0,20092
15	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	0,18165
16	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	0,16525
17	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	0,13110
18	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	0,16487
19	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	0,17077
20	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,14140
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,13424

Tabela 8-63: Matriz do 11^o planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 4 regiões críticas.

	Kx1	Kx2	Kx6	Kx12	Kz1	Krw	ERRO
1	1	-1	1	-1	-1	-1	0,12725
2	1	1	-1	1	-1	-1	0,11730
3	-1	1	1	-1	1	-1	0,12883
4	1	-1	1	1	-1	1	0,14817
5	1	1	-1	1	1	-1	0,11606
6	1	1	1	-1	1	1	0,13692
7	-1	1	1	1	-1	1	0,14774
8	-1	-1	1	1	1	-1	0,13568
9	-1	-1	-1	1	1	1	0,14492
10	1	-1	-1	-1	1	1	0,12885
11	-1	1	-1	-1	-1	1	0,13206
12	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,12043
13	0	0	0	0	0	0	0,12108

Tabela 8-64: Matriz do 12^o planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 4 regiões críticas.

	Kx1	Kx2	Kx6	Kx12	Krw	ERRO
1	-1	-1	-1	-1	-1	0,07432
2	1	-1	-1	-1	-1	0,07818
3	-1	1	-1	-1	-1	0,07385
4	1	1	-1	-1	-1	0,07812
5	-1	-1	1	-1	-1	0,07725
6	1	-1	1	-1	-1	0,08141
7	-1	1	1	-1	-1	0,07677
8	1	1	1	-1	-1	0,08127
9	-1	-1	-1	1	-1	0,07649
10	1	-1	-1	1	-1	0,08058
11	-1	1	-1	1	-1	0,07612
12	1	1	-1	1	-1	0,08050
13	-1	-1	1	1	-1	0,07938
14	1	-1	1	1	-1	0,08390
15	-1	1	1	1	-1	0,07863
16	1	1	1	1	-1	0,08359
17	-1	-1	-1	-1	1	0,07818
18	1	-1	-1	-1	1	0,08247
19	-1	1	-1	-1	1	0,07812
20	1	1	-1	-1	1	0,08211
21	-1	-1	1	-1	1	0,08207
22	1	-1	1	-1	1	0,08614
23	-1	1	1	-1	1	0,08199
24	1	1	1	-1	1	0,08580
25	-1	-1	-1	1	1	0,08072
26	1	-1	-1	1	1	0,08448
27	-1	1	-1	1	1	0,08067
28	1	1	-1	1	1	0,08504
29	-1	-1	1	1	1	0,08526
30	1	-1	1	1	1	0,08871
31	-1	1	1	1	1	0,08360
32	1	1	1	1	1	0,08839
33	-2,38	0	0	0	0	0,07711
34	2,38	0	0	0	0	0,08482
35	0	-2,38	0	0	0	0,08083
36	0	2,38	0	0	0	0,07929
37	0	0	-2,38	0	0	0,07688
38	0	0	2,38	0	0	0,08413
39	0	0	0	-2,38	0	0,07890
40	0	0	0	2,38	0	0,08290
41	0	0	0	0	-2,38	0,07962
42	0	0	0	0	2,38	0,08988
43	0	0	0	0	0	0,07930

Tabela 8-65: Análise de variância para o erro – 12^o Planejamento.

	Soma Quadratica	Gráus de Liberdade	Media Quadratica	Teste F
Regressão	0,000597	20	0,0000298	135,2102
Resíduos	0,000005	22	0,0000002	
Total	0,000602	42		

$F_{0,95; 20; 22} = 2,07$

Coefficiente de Correlação: $R = 0,99$

Tabela 8-66: Matriz do 13^o planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 7 regiões críticas.

	Kx1	Kx2	Kx3	Kx4	kx5	Kx6	kx7	kz1	kz2	kz3	kz4	kz5	kz6	kz7	krw	kro	ERRO
1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	0.12839
2	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	0.19759
3	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	0.19269
4	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	0.14520
5	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	0.22503
6	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	0.15911
7	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	0.12277
8	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	0.10880
9	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	0.19772
10	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	0.08384
11	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	0.18022
12	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	0.16516
13	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	0.21075
14	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	1	0.18159
15	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	0.18329
16	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	1	0.25628
17	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	1	0.14134
18	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	0.19663
19	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	0.20248
20	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0.22200
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.06194

Tabela 8-67: Matriz do 14^o planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 6 regiões críticas.

	Kx1	Kx3	Kx4	kx5	Kx6	kx7	kz1	kz2	kz3	kz5	krw	ERRO
1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	0.08402
2	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	0.06756
3	1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	0.06335
4	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	0.08749
5	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	0.07916
6	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	0.08980
7	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1	0.09947
8	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	0.06462
9	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	-1	0.05711
10	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	0.04778
11	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	1	0.09941
12	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	1	0.08615
13	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	0.11425
14	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	0.06977
15	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	0.05684
16	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0.06024
17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.05392

Tabela 8-68: Matriz do 15^o planejamento e a resposta combinada para os 15 poços e as 5 regiões críticas.

	kx5	Kx6	kx7	kz1	kz3	krw	ERRO
1	1	1	0	-1	0	0	0.04657
2	-1	1	0	1	0	0	0.03738
3	-1	-1	0	-1	0	0	0.03243
4	1	-1	0	1	0	0	0.04306
5	0	1	1	0	-1	0	0.05115
6	0	-1	1	0	1	0	0.04292
7	0	-1	-1	0	-1	0	0.04180
8	0	1	-1	0	1	0	0.04178
9	0	0	1	1	0	-1	0.05213
10	0	0	-1	1	0	1	0.05728
11	0	0	-1	-1	0	-1	0.04613
12	0	0	1	-1	0	1	0.06361
13	-1	0	0	1	1	0	0.03374
14	1	0	0	-1	1	0	0.04248
15	-1	0	0	-1	-1	0	0.03663
16	1	0	0	1	-1	0	0.04728
17	0	-1	0	0	1	1	0.05596
18	0	1	0	0	-1	1	0.06723
19	0	-1	0	0	-1	-1	0.05331
20	0	1	0	0	1	-1	0.04949
21	1	0	-1	0	0	1	0.05849
22	1	0	1	0	0	-1	0.05313
23	-1	0	-1	0	0	-1	0.04074
24	-1	0	1	0	0	1	0.05392
25	-1	-1	0	1	0	0	0.03305
26	1	-1	0	-1	0	0	0.04264
27	-1	1	0	-1	0	0	0.03661
28	1	1	0	1	0	0	0.04731
29	0	-1	-1	0	1	0	0.03776
30	0	1	-1	0	-1	0	0.04584
31	0	-1	1	0	-1	0	0.04682
32	0	1	1	0	1	0	0.04702
33	0	0	-1	-1	0	1	0.05731
34	0	0	1	-1	0	-1	0.05024
35	0	0	-1	1	0	-1	0.04694
36	0	0	1	1	0	1	0.06445
37	1	0	0	-1	-1	0	0.04657
38	-1	0	0	1	-1	0	0.03664
39	-1	0	0	-1	1	0	0.03293
40	1	0	0	1	1	0	0.04301
41	0	1	0	0	-1	-1	0.05370
42	0	-1	0	0	1	-1	0.04888
43	0	-1	0	0	-1	1	0.05963
44	0	1	0	0	1	1	0.06390
45	-1	0	1	0	0	-1	0.04416
46	-1	0	-1	0	0	1	0.04944
47	1	0	-1	0	0	-1	0.04900
48	1	0	1	0	0	1	0.06596
49	0	0	0	0	0	0	0.04142

Tabela 8-69: Análise de variância para o erro – 15^o Planejamento.

	Soma Quadratica	Graus de Liberdade	Media Quadratica	Teste F
Regressão	0,00393	25	0,0001573	707,3884
Resíduos	0,00001	23	0,0000002	
Total	0,00394	48		

$F_{0,95; 25; 23} = 2,00$

Coeficiente de Correlação: $R = 0,99$