UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL E AMBIENTAL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

ANA MARIA PÔRTO OLIVEIRA DE AGUIAR

ANÁLISE DOS PARÂMETROS DINÂMICOS UTILIZADOS NO PROCESSO DE AJUSTE AO HISTÓRICO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DA GEOESTATÍSTICA

Recife
2018

ANA MARIA PÔRTO OLIVEIRA DE AGUIAR

ANÁLISE DOS PARÂMETROS DINÂMICOS UTILIZADOS NO PROCESSO DE AJUSTE AO HISTÓRICO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DA GEOESTATÍSTICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Área de concentração: Simulação e Gerenciamento de Reservatórios de Petróleo.

Orientador: Profº. Dr. Ramiro Brito Willmersdorf.

Recife
2018

Catalogação na fonte
Bibliotecária Valdicéa Alves, CRB-4 / 1260

A284a Aguiar, Ana Maria Pôrto Oliveira de.
Análise dos parâmetros dinâmicos utilizados no processo de ajuste ao histórico de reservatórios de petróleo através da geoestatística./ Ana Maria Pôrto Oliveira de Aguiar - 2018.
83folhas, Il.; Tab.; Abr.; Sigl. e Simb.

Orientador (a): Profº. Dr. Ramiro Brito Willmersdorf.

.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil e Ambiental, 2018.
Inclui Referências.

1. Engenharia Civil. 2. Geoestatística. 3. Ajuste ao histórico.
4. Caracterização de reservatórios. 5. Simulação e co-simulação sequencial direta.
6. Simulação estocástica. I. Willmersdorf, Ramiro Brito. (Orientador).
II. Título.

UFPE

624 CDD (22. ed.) BCTG/2018-369

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

A comissão examinadora da Defesa de Dissertação de Mestrado

ANÁLISE DOS PARÂMETROS DINÂMICOS UTILIZADOS NO PROCESSO DE AJUSTE AO HISTÓRICO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO ATRAVÉS DA GEOESTATÍSTICA

defendida por

Ana Maria Pôrto Oliveira de Aguiar

Considera a candidata APROVADA

Recife, 14 de junho de 2018

Banca Examinadora:

_____
Prof. Dr. Ramiro Brito Willmersdorf - UFPE
(orientador)

_____
Prof. Dr. Alessandro Romário Echevarria Antunes – UFPE
(examinador externo)

_____
Prof.ª Dr.ª Silvana Maria Bastos Afonso da Silva – UFPE
(examinadora interna)

À minha família.

AGRADECIMENTOS

Ao professor Ramiro Willmersdorf, que com seu vasto conhecimento me orientou ao longo deste trabalho e me proporcionou um grande aprendizado e muitas risadas.

Ao professor Alexandre Costa, do Centro de Energias Renováveis - UFPE, pela grande motivação e disponibilidade em compartilhar suas experiências e valiosos conhecimentos.

À minha família, em especial meus pais Verônica e João e meu irmão João Hélio, que me incentivaram desde quando iniciar este mestrado ainda era um sonho.

Ao meu marido Maxime, pela paciência e compreensão ao longo desse período.

Aos amigos que este mestrado me presenteou, em especial Helena, Karinne e Artur, pela alegria, conversas e suporte durante esses dois anos.

Aos professores do departamento, pelos importantes ensinamentos e dedicação à vida acadêmica. Um agradecimento especial aos professores Bernardo e Darlan.

Este trabalho foi realizado com o apoio financeiro da CAPES - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior.

RESUMO

Ser capaz de prever o comportamento de reservatórios de petróleo é um grande desafio no processo de produção do óleo. Para isto, são realizados diversos estudos a fim de identificar as características petrofísicas dos reservatórios. Neste trabalho, será apresentado um estudo comparativo acerca do uso de diferentes parâmetros dinâmicos no processo de ajuste ao histórico de reservatórios de petróleo através da geoestatística. O processo de ajuste utilizado é baseado na Simulação e Co-simulação Sequencial Direta, que é capaz de gerar realizações estocásticas de um modelo estático. A Simulação e Co-simulação Sequencial Direta possibilita a simulação de variáveis contínuas sem necessidade de nenhuma transformação das variáveis originais, além de ser capaz de reproduzir o variograma e o histograma dos dados amostrais nas simulações. O ajuste ao histórico inicia-se com a geração de um conjunto de realizações estocásticas do campo de permeabilidade do reservatório, sendo este conjunto obtido através da Simulação Sequencial Direta. Posteriormente, simulações determinísticas de fluxo são realizadas a fim de se obter as respostas dinâmicas referentes a cada realização do reservatório. Calcula-se então o valor da função objetivo de forma a identificar quais respostas dinâmicas melhor se aproximam dos dados dinâmicos de referência. Desta forma, um processo iterativo é realizado utilizando a melhor realização do reservatório como informação secundária no processo de Co-simulação, gerando assim um novo conjunto de realizações estocásticas. As etapas são repetidas a fim de se obter uma realização ajustada (*matched*). Neste trabalho, é feita uma comparação dos resultados obtidos utilizando diferentes configurações dos dados de produção: dados do grupo produtor e dados dos poços produtores, parâmetros Corte de Água SC, Taxa Mensal de Óleo SC, Óleo Acumulado SC, Água Acumulada SC e Taxa Diária de Óleo SC. Também são comparados os resultados obtidos para diferentes algoritmos de ajuste ao histórico.

Palavras-chave: Geoestatística. Ajuste ao histórico. Caracterização de reservatórios. Simulação e co-simulação sequencial direta. Simulação estocástica.

ABSTRACT

Being able to predict an oil reservoir behavior is a huge challenge in the process of oil production. For this purpose, numerous researches are developed in order to identify petrophysical features of reservoirs. In this work, a comparative study about the use of different dynamic parameters in the process of oil reservoir history matching using geostatistics is presented. History matching process used in this work is based on Direct Sequential Simulation and Cosimulation, a geostatistical tool capable of generating stochastic realizations of a static model. Direct Sequential Simulation and Cosimulation allows simulations of continuous variables without the requirement of any transformation of original variables. Moreover, it's capable of reproducing the variogram and histogram from samples during simulation process. History matching process starts with the generation of a set of stochastic realizations of reservoir permeability field. This set is obtained by Direct Sequential Simulation. After that, deterministic flow simulations are performed in order to obtain dynamic responses to each reservoir realization. The objective function value is calculated to identify which dynamic responses better fits reference dynamic data. Therefore, an iterative process is developed using the best reservoir realization as secondary information in Cosimulation process, generating a new set of stochastic realizations. These stages are repeated with the objective of obtaining a matched realization. In this work, a comparison of the results obtained by the use of different configurations of production data is presented: production group and production wells data, different parameters (Water Cut SC, Oil Rate SC – Monthly, Cumulative Oil SC, Cumulative Water SC, Oil Rate SC – Daily). A comparison of results from different history matching algorithms is also presented.

Keywords: Geostatistics. History matching. Reservoir characterization. Direct sequential simulation and cosimulation. Stochastic simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Permeabilidade (md) na direção î – Realização do *Egg Model* selecionada como referência.....39
Figura 2 – Permeabilidade (md) na direção î – Novo campo de permeabilidade utilizado na Proposta A.....39
Figura 3 – Histograma das amostras utilizadas na Proposta A.....40
Figura 4 – Histograma das amostras utilizadas na Proposta B.....41
Figura 5 – Evolução da Função Objetivo x Número de simulações – 4 ciclos independentes de Ajuste ao Histórico – Experimento 1 – Caso 1.....45
Figura 6 – Ajuste ao histórico usando: dados do grupo produtor versus dados dos poços produtores. Experimento 1 – Caso 1 – Ciclo 1.....46
Figura 7 – Campos de Permeabilidade (md) na direção î obtidos ao longo do Experimento 1 – Caso 1 – Ciclo 1.....47
Figura 8 – Evolução da Função Objetivo x Número de simulações – 4 ciclos independentes de Ajuste ao Histórico – Experimento 1 – Caso 2.....49
Figura 9 – Ajuste ao histórico usando: dados do grupo produtor versus dados dos poços produtores. Experimento 1 – Caso 2 – Ciclo 1.....50
Figura 10 – Campos de Permeabilidade (md) na direção î obtidos ao longo do Experimento 1 – Caso 2 – Ciclo 1.....52
Figura 11 – Evolução da Função Objetivo x Número de simulações – 3 ciclos independentes de Ajuste ao Histórico – Experimento 1 – Caso 3.....54
Figura 12 – Ajuste ao histórico usando: dados do grupo produtor versus dados dos poços produtores. Experimento 1 – Caso 3 – Ciclo 3.....55
Figura 13 – Campos de Permeabilidade (md) na direção î obtidos ao longo do Experimento 1 – Caso 3 – Ciclo 3.....57
Figura 14 – Razão, em valores percentuais: OF melhor realização / OF realização inicial.....60
Figura 15 – Co-simulação Única – Ajuste ao histórico – Experimento 2 – Ciclo 3.....62
Figura 16 – Co-simulação Única – Evolução da OF – Experimento 2 – Ciclo 3.....63
Figura 17 – Múltipla Co-simulação – Ajuste ao histórico – Experimento 2 – Ciclo 4.....64
Figura 18 – Múltipla Co-simulação – Evolução da OF – Experimento 2 – Ciclo 4.....66
Figura 19 – Combinação de Imagem e Co-simulação – Ajuste ao histórico – Experimento 2 – Ciclo 8.....67

Figura 20 – Combinação de Imagem e Co-simulação – Evolução da OF – Experimento 2 – Ciclo 8 68
Figura 21 – Evolução da OF x Número de Simulações – Experimento 2 70
Figura 22 – Divisão do *Egg Model* em regiões 72
Figura 23 – Evolução da Função Objetivo x Número de simulações – 4 ciclos independentes de Ajuste ao Histórico através de Perturbação Regional . 73
Figura 24 – Função Objetivo Individual dos Poços x Número de simulações – 4 ciclos independentes de Ajuste ao Histórico através de Perturbação Regional 74
Figura 25 – Ajuste ao Histórico do Corte de Água SC realizado durante o Ciclo 1 ... 76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Propriedades do reservatório e do fluido.....38
Tabela 2 – Condições de operação dos poços 38
Tabela 3 – Dados estatísticos das amostras.....41
Tabela 4 – Resumo dos experimentos realizados.....42
Tabela 5 – Corte de Água SC - Experimento 1 59
Tabela 6 – Corte de Água SC - Experimento 2 71
Tabela 7 – Água Acumulada SC - Experimento 2 71
Tabela 8 – Corte de Água SC - Experimento 3 76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BHP	Pressão de Fundo de Poço (*Bottom Hole Pressure*)
CERENA	Centro de Recursos Naturais e Ambiente
CMG	*Computer Modelling Group Ltd.*
Co-DSS	Co-simulação Sequencial Direta (*Direct Sequential Cosimulation*)
DSS	Simulação Sequencial Direta (*Direct Sequential Simulation*)
ER	Erro Relativo
GEOMS2	*Geostatistics and Geosciences Modeling Software*
IMEX	*IMplicit EXplicit black oil simulator*
IST	Instituto Superior Técnico
OF	Função Objetivo (*Objective Function*)
RMS	Raiz do Valor Quadrático Médio (*Root Mean Square*)
RMSE	Raiz do Erro Quadrático Médio (*Root Mean Square Error*)
SAR	Soma do Valor Absoluto dos Resíduos (*Sum of Absolute Residuals*)
SC	Condição de Superfície (*Surface Condition*)
SSR	Soma do Quadrado dos Resíduos (*Sum of Square Residual*)

LISTA DE SÍMBOLOS

$\boldsymbol{m}$	Vetor das variáveis do modelo do reservatório
$\boldsymbol{d}_{obs}$	Vetor de dados observados
$g()$	Função do modelo direto
ϕ	Porosidade do meio poroso
ρ_w	Densidade do componente água na fase água
S_w	Saturação da fase água
$\boldsymbol{u}_w$	Velocidade de Darcy da fase água
q_W	Termo fonte/sumidouro do componente água
ρ_{O_o}	Densidade parcial do componente óleo na fase óleo
S_o	Saturação da fase óleo
$\boldsymbol{u}_o$	Velocidade de Darcy da fase óleo
q_O	Termo fonte/sumidouro do componente óleo
ρ_{G_o}	Densidade parcial do componente gás na fase óleo
ρ_g	Densidade do componente gás na fase gás
S_g	Saturação da fase gás
$\boldsymbol{u}_g$	Velocidade de Darcy da fase gás
q_G	Termo fonte/sumidouro do componente gás
ρ_{W_s}	Densidade do componente água em condições padrão
B_w	Fator volume formação da água
q_{W_s}	Termo fonte/sumidouro do componente água em condições padrão
ρ_{O_s}	Densidade do componente óleo em condições padrão
B_o	Fator volume formação do óleo
q_{O_s}	Termo fonte/sumidouro do componente óleo em condições padrão
ρ_{G_s}	Densidade do componente gás em condições padrão
B_g	Fator volume formação do gás
R_{so}	Solubilidade do gás
q_{G_s}	Termo fonte/sumidouro do componente gás em condições padrão

$\boldsymbol{u}_\alpha$	Velocidade de Darcy da fase α
$k_{r\alpha}$	Permeabilidade relativa da fase α
μ_α	Viscosidade da fase α
$\boldsymbol{k}$	Permeabilidade do meio poroso
p_α	Pressão da fase α
$\rho_\propto$	Densidade da fase α
$\mathcal{g}$	Módulo da aceleração gravitacional
z	Cota vertical
$\boldsymbol{T}_\alpha$	Transmissibilidade da fase α
B_α	Fator volume formação da fase α
$\boldsymbol{\Phi}_\alpha$	Potencial da fase α
$\boldsymbol{T}_w$	Transmissibilidade da fase água
$\boldsymbol{\Phi}_w$	Potencial da fase água
$\boldsymbol{T}_o$	Transmissibilidade da fase óleo
$\boldsymbol{\Phi}_o$	Potencial da fase óleo
$\boldsymbol{T}_g$	Transmissibilidade da fase gás
$\boldsymbol{\Phi}_g$	Potencial da fase gás
p_{cow}	Pressão capilar óleo-água
p_o	Pressão da fase óleo
p_w	Pressão da fase água
p_{cgo}	Pressão capilar gás-óleo
p_g	Pressão da fase gás
p_B	Pressão de saturação
$Z(x)$	Variável contínua
$F_z(z)$	Função de distribuição acumulada
$\gamma(h)$	Função variograma
x_u	Localização espacial do nó u
u	Nó a ser simulado
N_s	Número de nós a serem simulados
$z(x_u)^*$	Estimador da Krigagem Simples
$\sigma_{sk}^2(x_u)$	Variância da estimativa da Krigagem Simples
$z(x_i)$	Valor experimental (amostral) da variável contínua

$z^s(x_i)$	Valor anteriormente simulado da variável contínua
$G(\,)$	Lei de Distribuição Gaussiana
$y(x_u)^*$	Valor equivalente Gaussiano
φ	Transformada normal
$z^s(x_u)$	Valor simulado
p	Valor gerado a partir de distribuição uniforme $U(0,1)$
U	Distribuição uniforme
y^s	Valor equivalente Gaussiano de $z^s(x_u)$
$G^{-1}(\,)$	Função Inversa da Lei de Distribuição Gaussiana
φ^{-1}	Transformada inversa
$Z_1(x)$	Variável contínua primária
$Z_2(x)$	Variável contínua secundária
${z_2(x_u)^*}_{sck}$	Estimador da Co-krigagem Colocalizada Simples
$\sigma^2_{sck}(x_u)$	Variância da estimativa da Co-krigagem Colocalizada Simples
$z_2(x_i)$	Valor experimental (amostral) da variável contínua secundária
${z_2}^s(x_i)$	Valor anteriormente simulado da variável contínua secundária
$z_1(x_u)$	Valor conhecido (anteriormente simulado) da variável contínua primária
$F_{z2}(z)$	Função de distribuição acumulada da variável secundária
t	Tempo
w	Poço
$R_w^{ref}(t)$	Resposta de referência no poço w no tempo t
$R_w^s(t)$	Resposta da simulação no poço w no tempo t
A_i	Imagem utilizada na iteração i
R	Fator de ponderação

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 17

1.1 MOTIVAÇÃO 17

1.2 OBJETIVOS 17

1.3 METODOLOGIA 18

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO 19

2 AJUSTE AO HISTÓRICO 20

2.1 AJUSTE AO HISTÓRICO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO 20

2.2 FUNÇÃO OBJETIVO 22

2.3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA 22

2.3.1 IMEX 23

2.3.2 O Modelo black-oil 23

3 SIMULAÇÕES GEOESTATÍSTICAS 27

3.1 INFERÊNCIA ESPACIAL 27

3.2 SIMULAÇÕES ESTOCÁSTICAS 27

3.3 GEOESTATÍSTICA 28

3.4 KRIGAGEM 28

3.5 SIMULAÇÃO E CO-SIMULAÇÃO SEQUENCIAL DIRETA 29

3.5.1 Algoritmo de Simulação Sequencial Direta 30

3.5.2 Algoritmo de Co-simulação Sequencial Direta 30

4 MÉTODO ITERATIVO DE CO-SIMULAÇÃO SEQUENCIAL DIRETA 32

4.1 PERTURBAÇÃO GLOBAL 33

4.1.1 Co-simulação única 33

4.1.2 Co-simulação múltipla 34

4.1.3 Combinação de Imagem e Co-simulação 34

4.2 PERTURBAÇÃO REGIONAL 34

5 EXEMPLOS E RESULTADOS 37

5.1 ESTUDO DE CASO – EGG MODEL 37

5.2 EXPERIMENTOS DE AJUSTE AO HISTÓRICO 41

5.2.1 Experimento 1: Dados do grupo produtor versus Dados dos poços produtores....42
5.2.1.1 Experimento 1 – Caso 1: Dados Proposta A 43
5.2.1.2 Experimento 1 – Caso 2: Dados Proposta B 48
5.2.1.3 Experimento 1 – Caso 3: Dados Proposta B com maior tempo de ajuste 53
5.2.1.4 Estudo comparativo 58
5.2.2 Experimento 2: Dados de diferentes parâmetros dinâmicos 59
5.2.3 Experimento 3: Perturbação Regional....72
5.2.4 Discussão....77
6 CONCLUSÕES 78
REFERÊNCIAS....82

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta um estudo na área de Reservatórios de Petróleo. Devido à grande complexidade inerente ao tema, a utilização de ferramentas computacionais a fim de compreender, simular e gerenciar os reservatórios de petróleo se torna imprescindível. O trabalho aqui apresentado utiliza técnicas geoestatísticas de ajuste ao histórico a fim de caracterizar os reservatórios e prever seus comportamentos durante a fase de produção.

1.1 MOTIVAÇÃO

Em 2016, o consumo mundial de petróleo totalizou 96,6 milhões de barris/dia, após aumento de 1,6% em comparação a 2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2017). No entanto, frente a este consumo crescente de petróleo, é evidente a preocupação acerca das reservas existentes, dado que se trata de uma fonte não renovável de energia.

Desta forma, a utilização eficiente das reservas de petróleo é de fundamental importância a fim de assegurar a disponibilidade energética dos próximos anos, enquanto novas fontes alternativas de energia são desenvolvidas e/ou integradas à matriz energética mundial.

Neste contexto, o ajuste ao histórico se mostra de grande valia, pois permite a compreensão da dinâmica de produção dos reservatórios. A partir do histórico de produção de um determinado poço ou conjunto de poços de um reservatório, pode-se estimar a produção futura a fim de garantir os recursos logísticos necessários à extração e processamento do petróleo. Alternativamente, através de estudos de otimização, é possível alterar as condições operacionais dos poços a fim de controlar a produção e se adequar às necessidades de consumo.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é realizar uma análise dos parâmetros de produção utilizados no processo de ajuste ao histórico de reservatórios de petróleo através de técnicas de geoestatística. Para isto, será desenvolvido um programa computacional capaz de realizar ajustes ao histórico de forma rápida e iterativa e avaliar o

desempenho de diversos parâmetros no processo de minimização de funções objetivo.

O algoritmo de ajuste ao histórico utilizado neste estudo baseia-se nos trabalho apresentados por Mata-Lima (2008a, 2008b) e Aguiar e Willmersdorf (2017), que acoplam técnicas de geoestatística em um processo iterativo de caracterização de reservatórios. As simulações geoestatísticas serão realizadas a partir do software *Geostatistics and Geosciences Modeling Software* - GEOMS2 (CENTRO DE RECURSOS NATURAIS E AMBIENTE, 2013). Quanto às simulações de reservatórios de petróleo, estas serão desenvolvidas utilizando o IMEX (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2016a).

O programa proposto neste trabalho será desenvolvido utilizando a linguagem de programação *Python*. Neste programa, o algoritmo de ajuste ao histórico será implementado e se comunicará com os dois softwares citados: GEOMS2 e IMEX.

1.3 METODOLOGIA

Este trabalho consiste na aplicação e desenvolvimento de novas possibilidades do processo iterativo de ajuste ao histórico de reservatórios de petróleo proposto por Mata-Lima (2008a, 2008b). O processo por ele apresentado consiste em uma perturbação sequencial (realizada através de co-simulações) do campo de permeabilidade do reservatório, onde as respostas dinâmicas de cada campo de permeabilidade são analisadas com o objetivo de se obter valores os mais próximos possíveis dos dados de produção observados. A metodologia desenvolvida por Mata-Lima (2008a, 2008b) utiliza a Simulação e Co-simulação Sequencial Direta, método de simulação geoestatística proposto por Soares (2001).

A Simulação Sequencial Direta, que significa sem nenhuma transformação da variável original, inicialmente foi utilizada na caracterização espacial apenas de variáveis categóricas. O desenvolvimento deste método para variáveis contínuas iniciou-se com Journel (1994), que apresentou uma metodologia capaz de reproduzir o modelo de covariância espacial da variável original, mas não o seu histograma. Alguns anos depois, Soares (2001) propôs uma nova abordagem da Simulação e Co-simulação Sequencial Direta, capaz de reproduzir não apenas o variograma (e consequentemente a covariância), mas também o histograma de variáveis contínuas. Além disto, esta abordagem também permitiu a realização de co-

simulações sem nenhuma transformação das variáveis originais, etapa extremamente útil no processo desenvolvido por Mata-Lima (2008a, 2008b).

O algoritmo desenvolvido por Mata-Lima (2008a, 2008b) consiste em um processo iterativo de co-simulação das propriedades de um reservatório, sendo a permeabilidade a propriedade escolhida para esta aplicação. O processo visa minimizar as diferenças entre os resultados de produção obtidos nas simulações e os dados observacionais disponíveis. Para isto, utiliza a Co-simulação Sequencial Direta para integrar, como informação secundária, o campo de permeabilidade cuja resposta é mais próxima aos dados observacionais na iteração anterior. Este algoritmo apresenta duas versões distintas: perturbação global ou regional do campo de permeabilidade.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está dividido em seis capítulos, que abordam os conceitos introdutórios, os algoritmos utilizados e os experimentos realizados.

No Capítulo 1, tem-se uma Introdução ao estudo realizado, onde também é apresentada a importância do mesmo no contexto de Reservatórios de Petróleo.

O Capítulo 2 aborda conceitos e estudos prévios realizados no âmbito de Ajustes ao Histórico e a Formulação Matemática utilizada no IMEX.

O Capítulo 3 introduz o estudo da Geoestatística e os métodos de simulação geoestatística utilizados neste trabalho.

No Capítulo 4, é apresentado o Método iterativo de Co-simulação Sequencial Direta desenvolvido por Mata-Lima (2008a, 2008b).

O Capítulo 5 mostra os experimentos realizados e os resultados obtidos durante este trabalho. São feitas comparações e análise dos resultados apresentados.

Para finalizar, no Capítulo 6 estão presentes as conclusões provenientes deste trabalho e sugestões de linhas de pesquisa para a continuação do mesmo.

2 AJUSTE AO HISTÓRICO

2.1 AJUSTE AO HISTÓRICO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO

Reservatórios de petróleo são regiões bastante complexas, com propriedades físicas bastante heterogêneas e de difícil acesso. No entanto, são regiões com alto potencial financeiro. Dessa forma, almeja-se explorá-las de forma economicamente viável. Várias técnicas de predição do comportamento de reservatórios de petróleo foram desenvolvidas nas últimas décadas e são comumente aplicadas durante diversos momentos do ciclo de vida de um reservatório. É necessário entender qual será a dinâmica de produção dos mesmos a fim de garantir um fluxo de petróleo compatível com as capacidades logísticas disponíveis e a necessidade do mercado.

A predição das variáveis de produção de um reservatório baseia-se na elaboração de um modelo matemático capaz de reproduzir o comportamento dinâmico do mesmo. A caracterização desse modelo é realizada através de um extenso estudo dos parâmetros petrofísicos do reservatório e das propriedades de mobilidade do fluido, correspondentes ao modelo estático. Além destas informações, os dados de produção do reservatório também são de grande valia no processo de caracterização, correspondendo ao modelo dinâmico.

Nesse contexto, as técnicas de ajuste ao histórico surgem como alternativas para a integração dos modelos estático e dinâmico na elaboração de um modelo único. No entanto, esta integração não é trivial devido ao fato de que “[...] a distribuição dos parâmetros petrofísicos é geralmente não-estacionária e sua relação com as respostas de fluxo é altamente não-linear” (CAEIRO et al., 2015, p. 976, tradução nossa).

Com o início da produção de hidrocarbonetos, as técnicas de ajuste ao histórico são aplicadas a fim de se obter um planejamento da produção. O ajuste ao histórico utiliza a Teoria do Problema Inverso a fim de determinar o modelo estático que gerou uma dada resposta dinâmica.

Segundo Oliver e Chen (2010), ajuste ao histórico é um tipo de problema inverso que consiste em encontrar o vetor $\boldsymbol{m}$ das variáveis do modelo do reservatório que é a solução da Equação (2.1), onde $\boldsymbol{d}_{obs}$ é o vetor de dados observados e $g(\,)$ é o modelo direto.

$$g(\boldsymbol{m}) = \boldsymbol{d}_{obs} \tag{2.1}$$

Oliveira et al. (2017, p. 75, tradução nossa) definem o ajuste ao histórico como “[...] um processo iterativo que modifica o modelo do reservatório a fim de reproduzir o comportamento do campo”. Segundo eles, como os padrões espaciais de permeabilidade e porosidade geralmente afetam significativamente as respostas de fluxo, avaliar a heterogeneidade é a chave no ajuste ao histórico.

Recentemente, Oliver e Chen (2010) realizaram uma revisão bibliográfica acerca da evolução do ajuste ao histórico ao longo dos anos. Segundo os mesmos, houve um grande progresso entre 2001 e 2010 na geração de modelos de simulação de reservatórios que se ajustam a uma grande quantidade de informações. Este “progresso pode ser parcialmente atribuído a um aumento na capacidade computacional, no entanto a utilização generalizada de métodos geoestatísticos e de Monte Carlo também contribuiu de forma indireta” (OLIVER E CHEN, 2010, p. 185, tradução nossa). A abordagem geoestatística, de acordo com Oliver e Chen (2010), fez com que, ao invés de buscar uma única melhor estimativa de um modelo geológico de reservatório, os geólogos passassem a criar possíveis realizações deste modelo, que possuíam uma maior heterogeneidade que anteriormente. Oliver e Chen (2010) concluíram ainda que não houve o surgimento de um melhor método de ajuste ao histórico. Na verdade, “[...] o melhor método de ajuste ao histórico depende dos parâmetros do problema e das informações que serão ajustadas” (OLIVER E CHEN, 2010, p. 215, tradução nossa).

Caeiro et al. (2015) propuseram uma abordagem de otimização multiescala para um ajuste ao histórico geoestatístico de modelos de padrões espaciais complexos, como reservatórios deltaicos. Para isto, a metodologia desenvolvida acopla Otimização estocástica adaptativa e Simulação Sequencial Direta com correção de anisotropia local (Horta et. al, 2010). O trabalho desenvolvido foi implementado em um reservatório sintético deltaico bidimensional e obteve resultados satisfatórios, na medida em que o padrão do canal deltaico foi reproduzido e houve o ajuste das respostas dinâmicas do modelo estático aos dados históricos de produção.

Em seu recente estudo, Oliveira et al. (2017) apresentaram um método estocástico para uso em ajuste ao histórico probabilístico e iterativo. Assim como no trabalho desenvolvido por Mata-Lima (2008b), foram apresentadas abordagens globais e regionais de ajuste. Ambos os métodos apresentaram bons resultados, sendo o método global mais adaptado quando o número de poços e os dados

históricos de produção são restritos (pouca quantidade) e o método regional quando se tem disponível uma grande quantidade de dados.

2.2 FUNÇÃO OBJETIVO

Avaliar o desempenho dos modelos de reservatório encontrados através de ajuste ao histórico é essencial no processo de caracterização do reservatório. Para este propósito, são utilizadas funções que comparam os valores obtidos através das simulações (respostas dinâmicas) e os valores de referência (dados observados). Esta função serve como indicador na escolha de uma solução ótima dentre as diversas soluções apresentadas e é chamada de função objetivo (OF).

Segundo Mata-Lima (2011, p. 42, tradução nossa), “a função objetivo (OF) é uma função associada a um problema de otimização que determina quão boa uma solução é”. Mata-Lima (2011) desenvolveu um estudo a fim de avaliar o desempenho de diversas funções objetivo no processo de ajuste ao histórico baseado no fluxo de fluido de reservatórios. Diversos estatísticos baseados em desvios foram analisados, dentre os quais o RMSE (Raiz do Erro Quadrático Médio), o RMS (Raiz do Valor Quadrático Médio), a SSR (Soma do Quadrado dos Resíduos), a SAR (Soma do Valor Absoluto dos Resíduos) e o ER (Erro Relativo).

Mata-Lima (2011) desenvolveu o seu trabalho utilizando como resposta dinâmica o Corte de Água SC e, tendo em vista a importância do tempo de irrupção da água no gerenciamento dos reservatórios, ele utilizou este tempo de forma combinada com cada um dos estatísticos analisados. Os melhores resultados foram obtidos na combinação do tempo de irrupção da água com o SSR. De acordo com Mata-Lima (2011, p. 48, tradução nossa), “a SSR tem a particularidade de dar maiores pesos a grandes erros e menores pesos a pequenos erros”, além de já ter sido utilizada em relevantes trabalhos de ajuste ao histórico. Neste trabalho, assim como proposto e aplicado por Mata-Lima (2008a, 2008b), a SSR será utilizada como função objetivo.

2.3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

As simulações de reservatórios de petróleo realizadas ao longo deste estudo utilizarão o simulador IMEX (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2016a).

2.3.1 IMEX

O IMEX é um simulador *black-oil* adaptativo implícito-explícito desenvolvido pelo Computer Modelling Group Ltd. - CMG. Trata-se de um simulador comercial com uma ampla gama de variáveis e possibilidades de simulação. São disponibilizados treze modelos de fluido diferentes para as simulações, permitindo estudos direcionados à situação específica de cada reservatório.

2.3.2 O Modelo *black-oil*

O modelo *black-oil,* modelo base do IMEX, assume a existência de três fases fluidas em um meio poroso: água, óleo e gás. Quanto aos componentes existentes nestas fases, também são três: água, óleo e gás. No entanto, assume-se que o componente gás pode estar presente na fase gás ou dissolvido na fase óleo. As equações governantes deste modelo são obtidas através da Lei de Conservação da Massa e da Lei de Darcy, conforme apresentado em Chen et al. (2006). Desta forma, a Lei de Conservação da Massa para os componentes água, óleo e gás pode ser escrita conforme as Equações (2.2), (2.3) e (2.4), respectivamente:

$$\frac{\partial(\phi\rho_w S_w)}{\partial t} = -\nabla\cdot(\rho_w \boldsymbol{u}_w) + q_W \ , \tag{2.2}$$

$$\frac{\partial(\phi\rho_{O_o} S_o)}{\partial t} = -\nabla\cdot\left(\rho_{O_o}\boldsymbol{u}_o\right) + q_O \ , \tag{2.3}$$

$$\frac{\partial[\phi(\rho_{G_o} S_o + \rho_g S_g)]}{\partial t} = -\nabla\cdot\left(\rho_{G_o}\boldsymbol{u}_o + \rho_g \boldsymbol{u}_g\right) + q_G \ . \tag{2.4}$$

Onde:

ϕ é a porosidade do meio poroso;

ρ_w é a densidade do componente água na fase água;

ρ_g é a densidade do componente gás na fase gás;

ρ_{O_o} é a densidade parcial do componente óleo na fase óleo;

ρ_{G_o} é a densidade parcial do componente gás na fase óleo;

S_w é a saturação da fase água;

S_o é a saturação da fase óleo;

S_g é a saturação da fase gás;

$\boldsymbol{u}_w$ é a velocidade de Darcy da fase água;

$\boldsymbol{u}_o$ é a velocidade de Darcy da fase óleo;

$\boldsymbol{u}_g$ é a velocidade de Darcy da fase gás;

q_W é o termo fonte/sumidouro do componente água;

q_O é o termo fonte/sumidouro do componente óleo;

q_G é o termo fonte/sumidouro do componente gás.

No entanto, “no modelo *black-oil*, é geralmente conveniente trabalhar com as equações de conservação em termos de volumes padrão, ao invés de equações de conservação de massa” (CHEN et al., 2006, p. 32, tradução nossa). Dessa forma, as Equações (2.2)-(2.4) podem ser reescritas, respectivamente, como:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi \rho_{W_s}}{B_w} S_w\right) = -\nabla \cdot \left(\frac{\rho_{W_s}}{B_w} \boldsymbol{u}_w\right) + \frac{q_{W_s} \rho_{W_s}}{B_w}\,, \tag{2.5}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi \rho_{O_s}}{B_o} S_o\right) = -\nabla \cdot \left(\frac{\rho_{O_s}}{B_o} \boldsymbol{u}_o\right) + \frac{q_{O_s} \rho_{O_s}}{B_o}\,, \tag{2.6}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{\rho_{G_s}}{B_g} S_g + \frac{R_{so}\rho_{G_s}}{B_o} S_o\right)\right] = -\nabla \cdot \left(\frac{\rho_{G_s}}{B_g} \boldsymbol{u}_g + \frac{R_{so}\rho_{G_s}}{B_o} \boldsymbol{u}_o\right) + \left(\frac{q_{G_s}\rho_{G_s}}{B_g} + \frac{q_{O_s} R_{so} \rho_{G_s}}{B_o}\right). \tag{2.7}$$

Onde:

R_{so} é a solubilidade do gás;

B_w é o fator volume formação da água;

B_o é o fator volume formação do óleo;

B_g é o fator volume formação do gás;

ρ_{W_s} é a densidade do componente água em condições padrão;

ρ_{O_s} é a densidade do componente óleo em condições padrão;

ρ_{G_s} é a densidade do componente gás em condições padrão;

q_{W_s} é o termo fonte/sumidouro do componente água em condições padrão;

q_{O_s} é o termo fonte/sumidouro do componente óleo em condições padrão;

q_{G_s} é o termo fonte/sumidouro do componente gás em condições padrão.

Quanto à Lei de Darcy, ela é escrita para cada fase da sua forma usual, conforme Equação (2.8):

$$\boldsymbol{u}_\alpha = -\frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \boldsymbol{k}(\nabla p_\alpha - \rho_\alpha g \nabla \mathrm{z}), \qquad \alpha = w, o, g. \tag{2.8}$$

Onde:

$\boldsymbol{u}_\alpha$ é a velocidade de Darcy da fase α;

μ_α é a viscosidade da fase α;

$k_{r\alpha}$ é permeabilidade relativa da fase α;

$\boldsymbol{k}$ é a permeabilidade do meio poroso;

p_α é a pressão da fase α;

ρ_α é a densidade da fase α;

g é o módulo da aceleração gravitacional;

z é a cota vertical.

A transmissibilidade e o potencial são definidos para cada fase de acordo com as Equações (2.9) e (2.10), respectivamente:

$$\boldsymbol{T}_\alpha = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha B_\alpha}\boldsymbol{k}, \qquad \alpha = w, o, g. \tag{2.9}$$

$$\boldsymbol{\Phi}_\alpha = p_\alpha - \rho_\alpha g z, \qquad \alpha = w, o, g. \tag{2.10}$$

Onde:

$\boldsymbol{T}_\alpha$ é a transmissibilidade da fase α;

$\boldsymbol{\Phi}_\alpha$ é o potencial da fase α;

B_α é o fator volume formação da fase α.

Acoplando as equações de Conservação da Massa em termos de volume padrão (Equações (2.5)-(2.7)) e a Lei de Darcy (Equação (2.8)), e utilizando os conceitos de transmissibilidade (Equação (2.9)) e potencial (Equação (2.10)) obtém-se:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_w}{B_w}\right) = \nabla \cdot (\boldsymbol{T}_w \nabla \boldsymbol{\Phi}_w) + \frac{q_{W_s}}{B_w}, \tag{2.11}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right) = \nabla \cdot (\boldsymbol{T}_o \nabla \boldsymbol{\Phi}_o) + \frac{q_{O_s}}{B_o}, \tag{2.12}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so}S_o}{B_o}\right)\right] = \nabla \cdot \left(\boldsymbol{T}_g \nabla \boldsymbol{\Phi}_g + R_{so}\boldsymbol{T}_o \nabla \boldsymbol{\Phi}_o\right) + \left(\frac{q_{G_S}}{B_g} + \frac{q_{O_S}R_{so}}{B_o}\right). \tag{2.13}$$

Onde:

$\boldsymbol{T}_w$ é a transmissibilidade da fase água;

$\boldsymbol{T}_o$ é a transmissibilidade da fase óleo;

$\boldsymbol{T}_g$ é a transmissibilidade da fase gás;

$\boldsymbol{\Phi}_w$ é o potencial da fase água;

$\boldsymbol{\Phi}_o$ é o potencial da fase óleo;

$\boldsymbol{\Phi}_g$ é o potencial da fase gás.

Assume-se também que o meio poroso está totalmente saturado por estas três fases, como apresentado na Equação (2.14):

$$S_w + S_o + S_g = 1. \tag{2.14}$$

Por fim, as pressões das fases se relacionam através das pressões capilares, conforme Equações (2.15) e (2.16):

$$p_{cow} = p_o - p_w = f(S_w, S_o)\ , \tag{2.15}$$

$$p_{cgo} = p_g - p_o = f(S_o, S_g)\ . \tag{2.16}$$

Onde:

p_{cow} é a pressão capilar óleo-água;

p_{cgo} é a pressão capilar gás-óleo;

p_w é a pressão da fase água;

p_o é a pressão da fase óleo;

p_g é a pressão da fase gás.

Desta forma, o problema de fluxo a ser resolvido possui seis equações (Equações (2.11)-(2.16)) e seis incógnitas ($S_w, S_o, S_g, p_w, p_o, p_g$), podendo ser solucionado de forma determinística.

No IMEX, “cada variável independente é associada com uma das equações de conservação de massa” (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2016b, p. 1106). Segundo o Computer Modelling Group Ltd. (2016b), no modo de três componentes óleo-água-gás, as três variáveis primárias são p_o, S_w, S_o ou p_B (pressão de saturação), caso não haja gás livre; no modo de dois componentes óleo-água, apenas duas equações de conservação são resolvidas para cada bloco e as duas variáveis primárias são p_o, S_o.

3 SIMULAÇÕES GEOESTATÍSTICAS

3.1 INFERÊNCIA ESPACIAL

De acordo com Yamamoto e Landim (2013, p. 21), “o processo de reprodução das características de um fenômeno espacial baseado em pontos amostrais é denominado interpolação ou estimativa” e é realizado através do ajuste de funções matemáticas locais ou globais. Para isto, é necessária a coleta de uma amostra de dados representativa, em termos de distribuição e variabilidade espaciais, do fenômeno em estudo (YAMAMOTO E LANDIM, 2013).

Segundo Yamamoto e Landim (2013), os métodos estimadores podem ser divididos em modelos determinísticos e modelos estocásticos:

- Determinísticos: utilizam critérios puramente geométricos nas estimativas;
- Estocásticos: utilizam processos aleatórios nas estimativas.

No conjunto de modelos estocásticos, encontram-se os modelos geoestatísticos. “O estimador geoestatístico é denominado por Krigagem” (SOARES, 2014, p.69). No entanto, segundo Goovaerts (1997, apud YAMAMOTO E LANDIM, 2013), todos os algoritmos de interpolação tendem a suavizar a variabilidade espacial do atributo. Isto ocorre pois o interesse de estudo de uma estimativa é a determinação da imagem mais provável de um atributo, que por razões matemáticas terá os seus valores atenuados. Consequentemente, isto ocorre também com o algoritmo de Krigagem.

Segundo Olea (1999, apud YAMAMOTO E LANDIM, 2013), a solução adotada pela Geoestatística para resolver o problema da suavização da Krigagem é a simulação estocástica.

3.2 SIMULAÇÕES ESTOCÁSTICAS

No estudo de reservatórios petrolíferos, o comportamento dos fluidos é de extrema importância na determinação do potencial econômico do local. Nesse caso, há um interesse em avaliar as propriedades rochosas em um conjunto de pontos simultaneamente. Assim, de acordo com Soares (2014), os modelos geoestatísticos de simulação são utilizados para avaliar a incerteza resultante do comportamento simultâneo de um conjunto de variáveis: pretende-se gerar um conjunto de imagens

do fenômeno espacial em que, em todas elas, sejam reproduzidas as mesmas estatísticas de variabilidade espacial (histograma e variograma) quantificadas pelas amostras ou observações.

Nesse contexto, os modelos de simulação estocástica são utilizados a fim de reproduzir diversas imagens igualmente prováveis de um determinado fenômeno, buscando atingir valores mais próximos possíveis da realidade, o que inclui os comportamentos extremos. “Os modelos de simulação não fornecem a imagem mais provável das características de um recurso, mas sim um conjunto de imagens equiprováveis com a mesma variabilidade espacial dos valores experimentais” (SOARES, 2014, p. 158).

3.3 GEOESTATÍSTICA

“A Geoestatística é um conjunto de métodos, técnicas e instrumentos estatísticos que caracterizam os fenômenos espaciais naturais” (SOARES, 2014, p. xi) e cujo objetivo é a “[...] caracterização da dispersão espacial e espaço-temporal das grandezas que definem a quantidade e a qualidade de recursos naturais [...]” (SOARES, 2014, p. 3). De acordo com Deutsch (2002, p. 10, tradução nossa), a Geoestatística “[...] foi gradualmente desenvolvida por engenheiros e geólogos confrontados por problemas reais e em busca de um conjunto consistente de ferramentas numéricas que lhes ajudasse a resolver esses problemas reais”.

A Geoestatística passou então por três fases principais: Geoestatística para Mineração (décadas de 60 e 70), Geoestatística Ambiental (décadas de 70 e 80) e Geoestatística Petrolífera (década de 80), sendo atualmente uma disciplina consolidada e respeitada (SOARES, 2014). De acordo com Oliver e Chen (2010, p. 186, tradução nossa), “o desenvolvimento da Geoestatística revolucionou a maneira de se pensar a respeito dos modelos geológicos de reservatórios e incertezas”.

3.4 KRIGAGEM

O termo Krigagem foi criado em homenagem ao engenheiro de minas sul-africano Daniel G. Krige. Segundo Andriotti (2003), Krige iniciou na década de 1950 a publicação de seus estudos sobre dados relativos a atividades desenvolvidas em minas de ouro na África do Sul, que geraram a Geoestatística como instrumento de avaliação de jazidas minerais.

A Krigagem pode ser definida, de acordo com Yamamoto e Landim (2013, p. 55), como o “processo geoestatístico de estimativa de valores de variáveis distribuídas no espaço e/ou tempo, com base em valores adjacentes quando considerados interdependentes pela análise variográfica”. Isto significa que as estimativas geoestatísticas são possíveis quando é realizada uma análise variográfica dos dados amostrais e constata-se que há uma correlação espacial entre os valores, ou seja, obtém-se um variograma. “O variograma em determinada direção indica quão díspares se tornam os valores quando a distância de medida aumenta” (ANDRIOTTI, 2003, p. 99). Segundo Andriotti (2003), a Geoestatística utiliza os dados amostrais duas vezes: primeiramente para estimar a autocorrelação espacial, ou seja, identificar o variograma e depois para a inferência espacial propriamente dita.

Neste trabalho, conforme método proposto por Soares (2001), foram utilizadas as krigagem simples na Simulação Sequencial Direta e a co-krigagem colocalizada simples na Co-simulação Sequencial Direta.

3.5 SIMULAÇÃO E CO-SIMULAÇÃO SEQUENCIAL DIRETA

As simulações geoestatísticas realizadas ao longo deste trabalho utilizam o método de Simulação e Co-simulação Sequencial Direta, proposto por Soares (2001). Este método está disponível no GEOMS2 (CENTRO DE RECURSOS NATURAIS E AMBIENTE, 2013) e é utilizado neste trabalho através do referido software. A Simulação Sequencial Direta é um método de simulação geoestatística que se destaca entre os demais métodos de simulação sequencial por ser capaz de utilizar a variável original (sem nenhuma transformação) no processo de simulação e co-simulação de variáveis contínuas.

A abordagem da Simulação e Co-simulação Sequencial Direta proposta por Soares (2001) é baseada no princípio introduzido por Journel (1994).

> Journel (1994) [...] mostrou que a simulação direta de uma variável contínua era capaz de reproduzir o modelo de covariância, dado que os valores simulados são extraídos de distribuições locais centradas na estimativa da Krigagem Simples e a variância sendo a variância da estimativa da Krigagem Simples. (SOARES, 2001, p. 912, tradução nossa).

Posteriormente, Soares (2001) desenvolveu uma nova abordagem, capaz de reproduzir tanto o modelo de variograma (e covariância) como o histograma de variáveis contínuas.

3.5.1 Algoritmo de Simulação Sequencial Direta

Considera-se uma variável contínua $Z(x)$ cuja função de distribuição acumulada é $F_z(z)$ e cujo variograma é descrito por $\gamma(h)$. O algoritmo de Simulação Sequencial Direta proposto por Soares (2001) é descrito da seguinte forma:

I. Definir um percurso aleatório abrangendo todos os nós $x_u, u = 1, N_s$ a serem simulados.

II. Estimar a média e variância local de x_u, identificadas respectivamente como o estimador da krigagem simples $z(x_u)^*$ e a variância da estimativa $\sigma_{sk}^2(x_u)$, condicionadas aos valores experimentais $z(x_i)$ e valores anteriormente simulados $z^s(x_i)$.

III. Definir o intervalo de $F_z(z)$ a ser re-amostrado, utilizando a função de distribuição gaussiana: $G\left(y(x_u)^*, \sigma_{sk}^2(x_u)\right)$, em que $y(x_u)^* = \varphi(z(x_u)^*)$.

IV. Gerar um valor $z^s(x_u)$ da função de distribuição acumulada $F_z(z)$:

   a. Gerar um valor p de uma distribuição uniforme $U(0,1)$.

   b. Gerar um valor y^s de $G\left(y(x_u)^*, \sigma_{sk}^2(x_u)\right)$, em que: $y^s = G^{-1}(y(x_u)^*, \sigma_{sk}^2(x_u), p)$.

   c. Calcular o valor simulado $z^s(x_u) = \varphi^{-1}(y^s)$

V. Repetir o processo para todos os nós seguindo o caminho definido no passo I.

3.5.2 Algoritmo de Co-simulação Sequencial Direta

Consideram-se duas variáveis $Z_1(x)$ e $Z_2(x)$, sendo $Z_1(x)$ a variável primária e $Z_2(x)$ a variável secundária. O algoritmo de Co-simulação Sequencial Direta proposto por Soares (2001) e sintetizado por Soares (2014) é descrito da seguinte forma:

I. Definir de um percurso aleatório abrangendo todos os nós $x_u, u = 1, N_s$ de uma malha regular a ser co-simulada.

II. Co-estimar a média e variância local de x_u, identificadas respectivamente como o estimador da co-krigagem colocalizada simples ${z_2(x_u)^*}_{sck}$ e a variância da estimativa $\sigma^2_{sck}(x_u)$, condicionadas aos valores experimentais $z_2(x_i)$, aos valores anteriormente simulados ${z_2}^s(x_i)$ e ao valor conhecido $z_1(x_u)$ previamente simulado.

III. Definir o intervalo de $F_{z2}(z)$ a ser re-amostrado, utilizando a função de distribuição gaussiana: $G\left(y(x_u)^*, \sigma^2_{sck}(x_u)\right)$, em que $y(x_u)^* = \varphi(z_2(x_u)^*)$.

IV. Gerar um valor ${z_2}^s(x_u)$ da função de distribuição acumulada $F_{z2}(z)$:

   a. Gerar um valor p de uma distribuição uniforme $U(0,1)$.

   b. Gerar um valor y^s de $G\left(y(x_u)^*, \sigma^2_{sck}(x_u)\right)$, em que: $y^s = G^{-1}(y(x_u)^*, \sigma^2_{sck}(x_u), p)$.

   c. Calcular o valor simulado ${z_2}^s(x_u) = \varphi^{-1}(y^s)$.

V. Repetir o processo para todos os nós seguindo o caminho definido no passo I.

4 MÉTODO ITERATIVO DE CO-SIMULAÇÃO SEQUENCIAL DIRETA

A metodologia aplicada neste trabalho é fortemente baseada no trabalho desenvolvido por Mata-Lima (2008b) e corresponde ao ajuste ao histórico através de perturbações global e regional. O algoritmo proposto por Mata-Lima (2008b) segue os seguintes passos:

Passo 1. Obter as informações de produção de óleo de referência. Neste trabalho, visto que os reservatórios utilizados são sintéticos, estas informações foram obtidas através de simulações determinísticas utilizando os campos de permeabilidade de referência. O simulador de fluxo utilizado para todas as simulações de reservatório de petróleo ao longo deste estudo foi o IMEX (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2016a).

Passo 2. Utilizar a DSS (SOARES, 2001) a fim de obter um conjunto de realizações estocásticas do campo de permeabilidade do reservatório. Durante esta pesquisa, o GEOMS2 (CENTRO DE RECURSOS NATURAIS E AMBIENTE, 2013) foi utilizado como ferramenta geoestatística a fim de realizar Simulações e Co-Simulações Sequenciais Diretas.

Passo 3. Executar o simulador de fluxo determinístico a fim de obter as respostas dinâmicas dos reservatórios para cada campo de permeabilidade.

Passo 4. Verificar a diferença entre as respostas obtidas nas simulações dos diversos campos de permeabilidade (Passo 3) e as informações de produção de referência (Passo 1). A fim de quantificar esta diferença, uma OF é calculada e o objetivo do processo de ajuste ao histórico é minimizá-la. Mata-Lima utiliza a soma do quadrado dos resíduos como OF, como mostrado na Equação (4.1):

$$OF = min \sum_t \sum_w (R_w^{ref}(t) - R_w^s(t))^2 \tag{4.1}$$

onde $R_w^{ref}(t)$ é a resposta de referência no poço w no tempo t e $R_w^s(t)$ é a resposta da simulação de um campo de permeabilidade no poço w no tempo t. A OF é calculada para todas as realizações e é o critério de seleção da melhor. Visto que Mata-Lima aplica seu algoritmo utilizando o parâmetro dinâmico de Corte de Água SC, ele também calcula a diferença entre os

tempos de irrupção da água do modelo de referência e das realizações iniciais e *matched* (ajustadas) a fim de evidenciar a aproximação obtida no processo de ajuste. No entanto, como apresentado no Capítulo 2, é possível também incluir a diferença entre os tempos de irrupção da água no cálculo da OF, tornando o problema multiobjetivo. Neste trabalho, visto que diversos parâmetros dinâmicos serão utilizados, apenas a Equação (4.1) será utilizada como OF e forma de avaliação das realizações.

Passo 5. As melhores realizações são utilizada como informação secundária a fim de gerar um novo conjunto de realizações estocásticas através da Co-simulação Sequencial Direta. Mata-Lima (2008b) apresenta quatro algoritmos possíveis de perturbação do campo de permeabilidade a fim de integrar estas informações, sendo 3 algoritmos de perturbação global e 1 de perturbação regional.

O processo iterativo consiste em repetir os passos 3, 4 e 5 até que um determinado critério de parada seja atingido. Neste trabalho, foram utilizados dois critérios de parada: limite máximo de iterações de co-simulação e aumento do valor da OF em relação ao seu valor anterior. Ao se atingir ao menos um dos critérios, o processo iterativo se encerra.

4.1 PERTURBAÇÃO GLOBAL

O algoritmo de perturbação global proposto por Mata-Lima (2008b) implica que todo o campo de permeabilidade é afetado pela informação secundária a cada iteração e que o coeficiente de correlação é global e válido para todo o campo. Neste trabalho, os três algoritmos de perturbação global apresentados por Mata-Lima (2008b) foram implementados a fim de verificar suas convergências utilizando diferentes parâmetros.

4.1.1 Co-simulação única

A melhor realização é utilizada como informação secundária com um único coeficiente de correlação global por iteração. Este coeficiente cresce a cada iteração devido ao fato de que o campo de permeabilidade simulado está se aproximando da referência e consequentemente a influência da informação secundária deve ser

maior. Neste algoritmo, quando o valor da OF não diminuir na iteração seguinte, esta iteração é refeita com um coeficiente maior.

4.1.2 Co-simulação múltipla

A melhor realização é utilizada como informação secundária com múltiplos coeficientes de correlação global por iteração. Neste caso, há mais possibilidades de se obter um menor valor da OF, no entanto o esforço computacional por iteração é claramente superior que no caso de Co-simulação única.

4.1.3 Combinação de Imagem e Co-simulação

Este algoritmo propõe a combinação linear de duas imagens a fim de gerar novas imagens que são utilizadas como informações secundárias durante as co-simulações. Assim, para cada duas imagens, dez imagens secundárias são geradas de acordo com a Equação (4.2):

$$A_{i+1} = rA_0 + (1-r)A_i \text{ , em que } r = [0, 0.1, 0.2, \ldots, 0.9] \quad (4.2)$$

Nesta equação, *r* representa o fator de ponderação e A_i é a imagem utilizada na iteração i. A_0 e A_1 são escolhidos a partir do primeiro conjunto de realizações (Passo 2) e são combinados na iteração *i* =1 a fim de gerar 10 diferentes imagens A_2. Durante todo o processo iterativo, A_0 se mantém a mesma e é combinada com a melhor imagem da iteração anterior. Como particularidade da iteração 1, as imagens A_0 e A_1 são definidas por Mata-Lima (2008b) como a melhor e pior realizações obtidas através da DSS (Passo 2), respectivamente. As co-simulações são realizadas com um único e alto coeficiente de correlação, onde cada co-simulação gera apenas uma realização. Na verdade, Mata-Lima (2008b) propôs a co-simulação apenas a fim de assegurar o padrão espacial das imagens secundárias.

4.2 PERTURBAÇÃO REGIONAL

O algoritmo de perturbação regional proposto por Mata-Lima (2008a, 2008b) pode ser utilizado quando estão disponíveis informações de produção referentes a dois ou mais poços de um reservatório. Esses poços cujas respostas dinâmicas são conhecidas serão aqui chamados de poços conhecidos.

Este algoritmo utiliza diversas realizações a fim de gerar uma nova imagem que será utilizada como informação secundária durante as co-simulações. Suas particularidades em relação aos passos citados acima podem ser resumidas da seguinte forma:

- O reservatório é dividido em regiões, de acordo com a localização dos poços conhecidos. Neste trabalho, a divisão do reservatório será realizada utilizando critérios puramente geométricos, conforme proposto por Mata-Lima (2008b). No entanto, de acordo com Mata-Lima (2008b), há outros critérios de divisão que podem ser levados em consideração, como as informações geológicas, linhas de corrente, análises de sensibilidade e opiniões de especialistas.
- No Passo 4, a OF é calculada individualmente para cada um dos poços conhecidos.
- No Passo 5, para cada poço conhecido, será identificada qual realização obteve mais sucesso no ajuste ao histórico daquele poço. Em seguida, desta realização de mais sucesso, será extraída a região na qual o poço se encontra. Após a conclusão desta etapa para todos os poços conhecidos, uma nova imagem do reservatório é construída pela composição das diversas regiões extraídas. A composição das realizações é realizada de forma similar a um quebra-cabeça, através de encaixe entre as regiões. Esta nova imagem é então utilizada como informação secundária a fim de gerar novas realizações equiprováveis por meio da Co-simulação Sequencial Direta.

Em seu trabalho, Mata-Lima (2008b) analisou a evolução individual da OF para cada poço conhecido: a cada iteração, ele apresentou o valor mínimo obtido para cada poço. No entanto, os valores referentes a cada iteração foram obtidos através de campos de permeabilidade distintos. Ou seja, na análise de Mata-Lima (2008b), não se identifica a cada iteração (nem ao final do processo) um campo de permeabilidade único capaz de atingir os valores mínimos de OF apresentados para cada um dos poços. A nova imagem construída a cada iteração com as melhores regiões possui descontinuidades e não possui as mesmas estatísticas de variabilidade espacial que se busca reproduzir. Além disso, a simulação de fluxo desta nova imagem produziria respostas dinâmicas diferentes das obtidas anteriormente para cada poço.

Uma solução apresentada por Mata-Lima (2008a) foi que este processo iterativo seja repetido até que uma única realização estocástica gere resultados que

minimizem simultaneamente a OF de todos os poços produtores. No entanto, este critério não é simples de ser atingido quando se tem diversos poços produtores, além de envolver um alto custo computacional.

Desta forma, neste trabalho, a metodologia desenvolvida por Mata-Lima (2008b) foi acrescida de cálculos intermediários da OF para os campos de permeabilidade inteiros. Esta modificação foi feita a fim de permitir uma análise real da minimização da OF que pode ser obtida simultaneamente para todos os poços. Assim, a cada iteração, identifica-se a realização que produziu o melhor resultado individual para cada poço (e será utilizada na construção da imagem secundária para a próxima iteração) e a realização que produziu o melhor resultado levando em consideração todos os poços simultaneamente, sendo essa a realização que contará realmente na avaliação da evolução da OF.

5 EXEMPLOS E RESULTADOS

5.1 ESTUDO DE CASO – *EGG MODEL*

A fim de verificar o comportamento do algoritmo apresentado, o mesmo foi aplicado diversas vezes no modelo de reservatório sintético *Egg Model*. Os parâmetros deste modelo utilizados ao longo deste trabalho correspondem à versão padrão proposta por Jansen et al. (2014).

Este modelo foi escolhido por ser bastante representativo, visto que se trata de um modelo sintético heterogêneo tridimensional, com poços injetores e produtores. É um modelo já consolidado e utilizado em vários estudos. Segundo Jansen et al. (2014), o *Egg Model* já foi usado em diversas publicações relacionadas à otimização e ajuste ao histórico. Os arquivos necessários à simulação do *Egg Model* no simulador IMEX foram elaborados e fornecidos por Wellano et al. (2016).

O modelo possui 7 camadas, cada uma com 60 x 60 blocos, totalizando 25200 blocos, dos quais apenas 18553 são ativos. Cada bloco possui 8m de largura, 8m de profundidade e 4m de altura. O *Egg Model* é um reservatório contendo água e óleo, não possui nem aquífero nem tampa de gás, de forma que poços injetores são inseridos ao longo do reservatório a fim de proporcionar a produção de óleo.

Por se tratar de um reservatório sem a presença de gás, o modelo de fluido selecionado para a simulação do *Egg Model* através do IMEX é o *Oil-Water*. De acordo com o Computer Modelling Group Ltd. (2016b), trata-se de um modelo bifásico (óleo e água) que não inclui a modelagem de gás livre ou variação no gás dissolvido. Quando este modelo é utilizado, a fase gás está ausente e consequentemente não é modelada (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2016b).

Tem-se 8 poços injetores e 4 poços produtores, totalizando 12 poços completados em todas as 7 camadas. As propriedades do reservatório e do fluido estão apresentadas na Tabela 1. As condições de operação estão apresentadas na Tabela 2.

O *Egg Model* possui um total de 101 realizações do campo de permeabilidade, sendo uma definida como realização padrão do modelo e as outras 100 formam um conjunto de realizações estocásticas do campo de permeabilidade. O modelo representado possui baixa permeabilidade em quase toda sua extensão, exceto por alguns canais de alta permeabilidade. Os valores de permeabilidade são

iguais nas direções $\hat{\imath}$ e $\hat{\jmath}$, porém na direção $\hat{k}$ a permeabilidade é apenas 10% desse valor.

Tabela 1 – Propriedades do reservatório e do fluido

Propriedade	Valores
Malha de simulação	60 x 60 x 7 blocos
Blocos Ativos	18553 blocos
Dimensão de cada bloco	8 m x 8 m x 4 m
Porosidade	0.2
Compressibilidade da rocha a 40000 kPa	1.0×10^{-10} kPa^{-1}
Compressibilidade da água	1.0×10^{-5} kPa^{-1}
Densidade do óleo	900 kg/m^3
Densidade da água	1000 kg/m^3

Fonte: Adaptado de JANSEN et al. (2014, p. 193).

Tabela 2 – Condições de operação dos poços

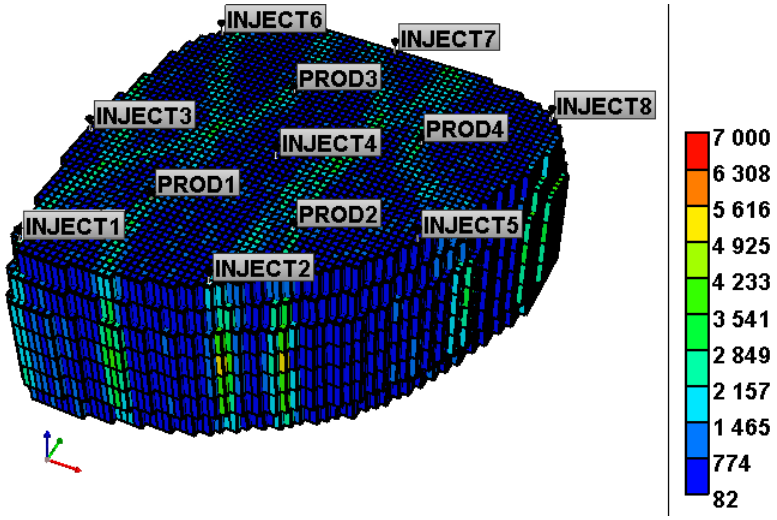
Parâmetro	Poço Produtor	Poço Injetor
Pressão de fundo de poço (BHP), em kPa	Mínima 39500	Máxima 42000
Vazão máxima de líquido por poço, em m³/dia	1.0×10^{21}	79.5

Fonte: Adaptado de JANSEN et al. (2014, p. 193).

Neste trabalho, foi utilizado o conjunto das 100 realizações estocásticas. No processo, uma das realizações é definida como realização de referência (Figura 1) e, consequentemente, a sua resposta dinâmica torna-se o objetivo do ajuste ao histórico.

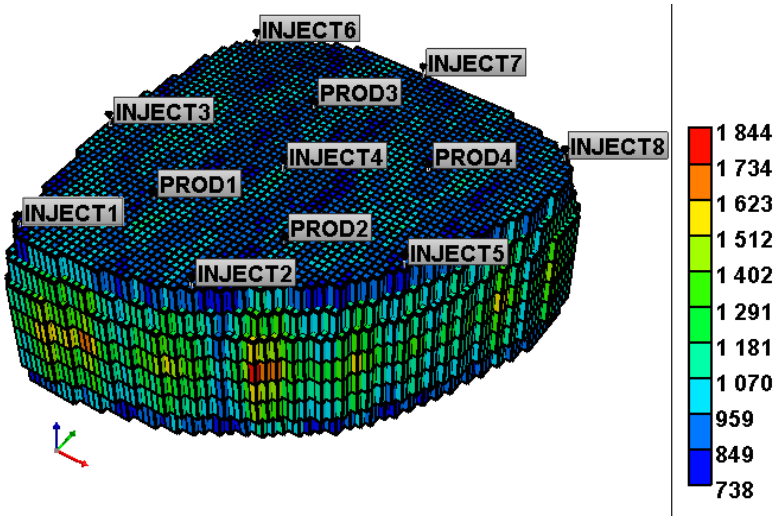
Duas propostas diferentes de ajuste ao histórico foram utilizadas neste trabalho, serão chamadas de Proposta A e Proposta B. Na Proposta A, as 99 realizações restantes são utilizadas para criar um novo campo de permeabilidade através da média de permeabilidade em cada bloco. Este novo campo (Figura 2) é utilizado então na extração das amostras para os algoritmos de simulação geoestatística. Na Proposta B, o próprio campo de permeabilidade definido como referência foi utilizado na extração das amostras.

Figura 1 – Permeabilidade (md) na direção î – Realização do *Egg Model* selecionada como referência



Fonte: A autora.

Figura 2 – Permeabilidade (md) na direção î – Novo campo de permeabilidade utilizado na Proposta A



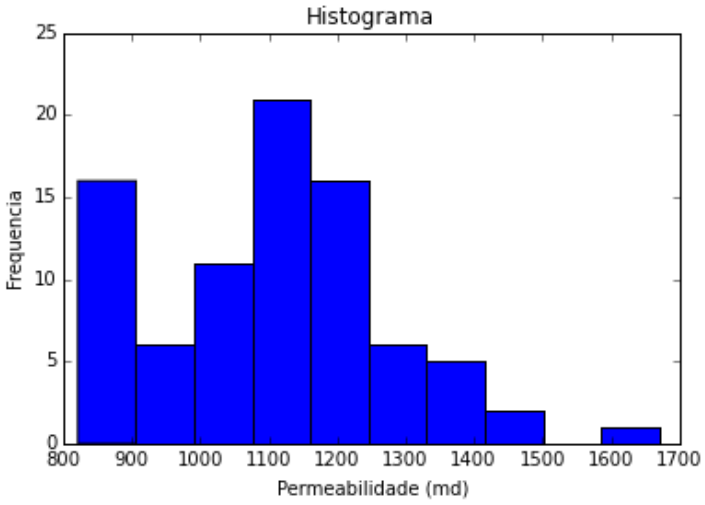
Fonte: A autora.

As duas propostas utilizadas, apesar de perseguirem a mesma realização de referência, resolvem o problema de ajuste ao histórico de forma diferente. A proposta A surge da situação em que não se tem acesso a amostras do reservatório de referência, apenas a um conjunto de realizações equiprováveis deste reservatório. Neste caso, se utiliza um novo campo de permeabilidade (gerado através das realizações equiprováveis) para se extrair os dados amostrais que serão

utilizados como dados de entrada na DSS. Desta forma, as estatísticas de variabilidade espacial que serão reproduzidas durante a DSS são referentes ao novo campo gerado, que possui valores suavizados. A proposta B refere-se à situação em que se tem acesso a dados amostrais coletados no próprio reservatório de referência. Assim, estes dados amostrais são utilizados como dados de entrada na DSS e consequentemente as estatísticas de variabilidade espacial reproduzidas durante o processo são referentes ao próprio campo de referência, mantendo-se assim os valores mais próximos à realidade.

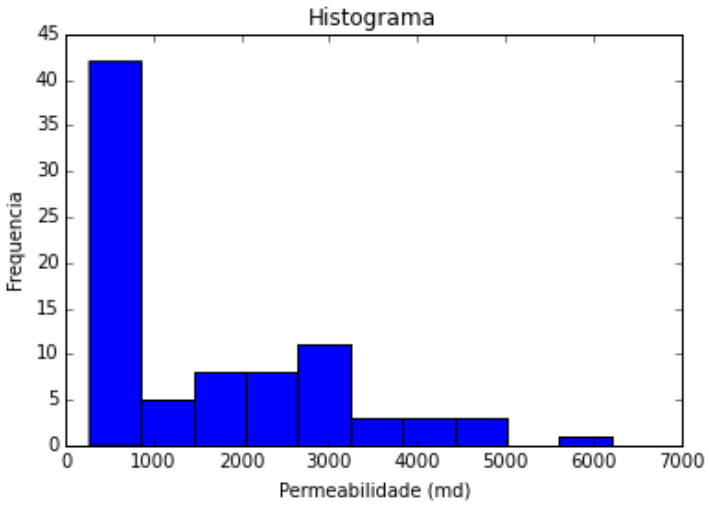
As posições das amostras utilizadas para a simulação geoestatística correspondem às posições dos poços. Esta escolha baseia-se no fato de que durante a perfuração dos poços, as amostras são coletadas, sendo assim a situação mais próxima da realidade. Dessa forma, o conjunto de amostras contém 84 valores, sendo os mesmos referentes aos 12 poços em 7 camadas distintas. Os histogramas dos conjuntos obtidos estão disponíveis nas Figura 3 e Figura 4. Os dados estatísticos obtidos através do software GEOMS2 estão disponíveis na Tabela 3.

Figura 3 – Histograma das amostras utilizadas na Proposta A



Fonte: A autora.

Figura 4 – Histograma das amostras utilizadas na Proposta B



Fonte: A autora.

Tabela 3 – Dados estatísticos das amostras

Dado estatístico	Proposta A	Proposta B
Média	1.104,55	1.629,92
Variância	29.664,96	1.964.792,00
Desvio Padrão	172,24	1.401,71
Valor Mínimo	821,12	272,60
Valor Máximo	1.670,61	6.202,50

Fonte: A autora.

Também através do GEOMS2 foi possível identificar os variogramas dos conjuntos, a fim de utilizá-los no processo de Simulação e Co-simulação Sequencial Direta. Ambas as propostas correspondem a campos de permeabilidade caracterizados por variogramas esféricos e anisotrópicos.

5.2 EXPERIMENTOS DE AJUSTE AO HISTÓRICO

Os experimentos de Ajuste ao Histórico realizados no âmbito deste trabalho estão resumidos na Tabela 4. Esta tabela traz de forma concisa as principais variáveis utilizadas na definição dos experimentos realizados, permitindo a identificação das semelhanças e diferenças entre eles.

As respostas dinâmicas utilizadas neste trabalho são dados de saída das simulações realizadas no IMEX. Estas respostas foram obtidas diretamente no IMEX tanto para os poços produtores individualmente quanto para o grupo produtor.

Tabela 4 – Resumo dos experimentos realizados

Exp	Caso	Estratégia	Parâmetro	Algoritmo	Proposta *Egg Model*	Tempo de simulação (dias)
1	1	- Grupo Produtor - Poços Produtores	- Corte de Água SC	- Global: Combinação de Imagem e Co-simulação	A	750
	2	- Grupo Produtor - Poços Produtores	- Corte de Água SC	- Global: Combinação de Imagem e Co-simulação	B	750
	3	- Grupo Produtor - Poços Produtores	- Corte de Água SC	- Global: Combinação de Imagem e Co-simulação	B	1020
2	Único	- Grupo Produtor	- Corte de Água SC - Taxa Mensal de Óleo SC - Óleo Acumulado SC - Água Acumulada SC - Taxa Diária de Óleo SC	- Global: Co-simulação Única - Global: Múltipla Co-simulação - Global: Combinação de Imagem e Co-simulação	B	750
3	Único	- Poços Produtores	- Corte de Água SC	- Regional	B	1020

Fonte: A autora.

5.2.1 Experimento 1: Dados do grupo produtor versus Dados dos poços produtores

Uma das hipóteses propostas por Mata-Lima (2008b) para a aplicação do algoritmo de perturbação global é de que o cálculo da função objetivo (OF) seja feito para apenas um poço produtor.

Neste trabalho, o algoritmo global é aplicado ao *Egg Model* (que possui 4 poços produtores) e assim duas estratégias são apresentadas e comparadas. A primeira consiste em tratar todos os poços produtores como um único poço, isto é, os dados do grupo produtor como um todo são utilizados no cálculo da função objetivo. A segunda estratégia considera as informações de cada poço separadamente, calculando a função objetivo individualmente e posteriormente somando os seus valores.

Para este estudo, a perturbação é feita por Combinação de Imagem e Co-simulação e o parâmetro de produção a ser minimizado é o Corte de Água SC (*Water Cut SC*). O ajuste ao histórico foi realizado com os primeiros 750 dias de simulação. As melhores realizações e realizações iniciais foram posteriormente

comparadas para um total de 3600 dias. O processo inicial de DSS gerou 15 realizações e cada iteração da co-simulação gerou 10 realizações. O processo de ajuste ao histórico foi realizado até o limite máximo de 15 iterações de co-simulação ou caso o valor da OF aumentasse mais que uma tolerância especificada (100% de aumento em relação ao valor anterior). Para esta comparação, ambas as estratégias foram aplicadas para o mesmo conjunto inicial das 15 realizações obtidas na DSS.

Este experimento foi realizado 4 vezes (4 ciclos independentes) para cada uma das Propostas do *Egg Model*. Em cada ciclo apresentado nas figuras, temos 4 históricos da evolução do valor da função objetivo, eles representam:

Estratégia de dados do grupo produtor:

- A OF é calculada a partir dos dados do grupo produtor, sendo esta OF utilizada no processo iterativo e chamada de OF Grupo – Estratégia: Grupo.
- Ao final deste processo, após identificado o campo de permeabilidade atingido a cada iteração, e com a finalidade apenas de um estudo comparativo, a OF é calculada para cada um desses campos a partir dos dados dos poços produtores e é chamada de OF Poços – Estratégia: Grupo.

Estratégia de dados dos poços produtores:

- A OF é calculada a partir dos dados dos poços produtores, sendo esta OF utilizada no processo iterativo e chamada de OF Poços – Estratégia: Poços.
- Ao final deste processo, após identificado o campo de permeabilidade atingido a cada iteração, e com a finalidade apenas de um estudo comparativo, a OF é calculada para cada um desses campos a partir dos dados do grupo produtor e é chamada de OF Grupo – Estratégia: Poços.

5.2.1.1 Experimento 1 – Caso 1: Dados Proposta A

Na Proposta A, ambas as estratégias (utilizando os dados do grupo produtor e os dados dos poços produtores) apresentaram resultados satisfatórios. Os valores da função objetivo para o grupo produtor e poços produtores utilizando ambas as estratégias estão na Figura 5.

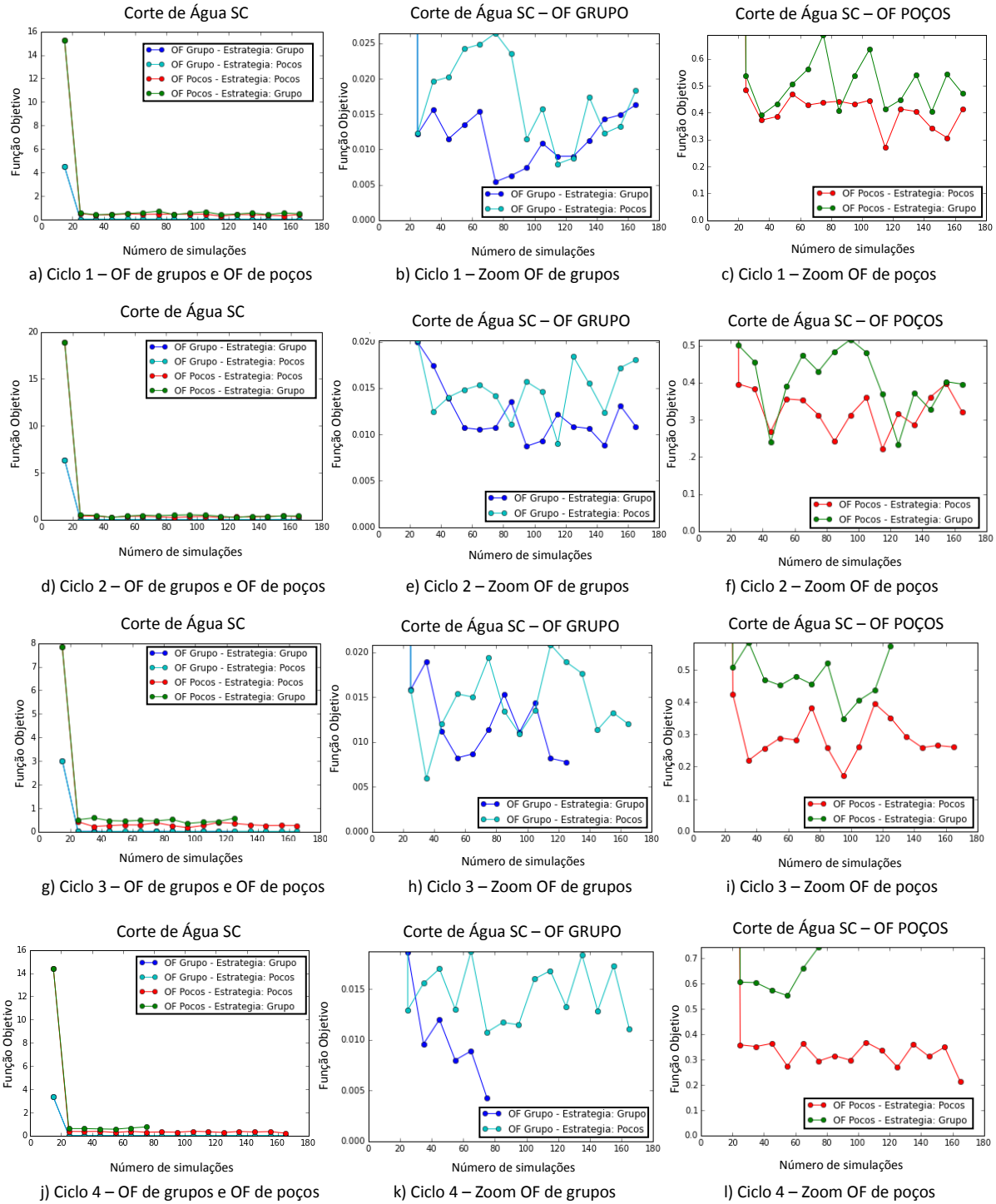
Utilizando ambas as estratégias, os valores das OFs para o Corte de Água SC do grupo produtor (Figura 5 (b), (e), (h), (k)) são inferiores quando comparados à soma das OFs para o Corte de Água SC dos poços individuais (Figura 5 (d), (f), (i), (l)). Este fato era esperado, visto que nos dados de produção do grupo um único valor representa o estado de diversos poços, que acabam se compensando.

A Figura 5 também mostra que na maior parte do tempo, o valor da OF do grupo produtor é menor quando a estratégia utilizada no processo iterativo é baseada nos dados do grupo produtor. O mesmo acontece com a soma dos valores das OFs dos poços produtores: esta soma é menor quando a estratégia utilizada é baseada nos dados dos poços produtores. Dessa forma, na situação estudada, percebe-se que mesmo com o conhecimento dos valores individuais de cada poço, se o interesse principal do estudo for o reservatório inteiro, melhores resultados de ajuste ao histórico são geralmente obtidos quando as informações globais do reservatório são levadas em consideração (dados do grupo produtor).

Na Figura 6, o Corte de Água SC calculado para as melhores realizações e realizações iniciais atingidas por ambas as estratégias no Ciclo 1 são apresentadas para os poços produtores e para o grupo produtor. É possível observar que as curvas representando as melhores iterações se aproximaram bastante dos valores de referência. Esta aproximação ocorreu no processo de ajuste ao histórico utilizando as duas estratégias sugeridas. Em seguida, na Figura 7, são apresentados os campos de permeabilidade correspondentes a estas realizações. Neste caso, as realizações iniciais de ambas estratégias foram as mesmas. Isto ocorreu pois ambas as estratégias partem do mesmo conjunto inicial de realizações e neste caso esta realização foi selecionada pelos dois algoritmos utilizados, não tratando-se assim de uma regra.

A partir da Figura 7, verifica-se também que, conforme esperado, os campos de permeabilidades obtidos a partir deste caso se assemelham ao campo da Figura 2. São campos bastante uniformes com permeabilidade entre 0 e 2000 md. Os estatísticos de variabilidade espacial do campo de permeabilidade foram reproduzidos ao longo das simulações. Assim, apesar do ajuste ao histórico apresentar excelentes resultados quanto à aproximação das curvas de produção do campo de permeabilidade de referência, os campos de permeabilidade obtidos não se assemelham ao campo de permeabilidade de referência (Figura 1) e sim ao campo de permeabilidade de coleta das amostras (Figura 2), como previsto pelo algoritmo.

Figura 5 – Evolução da Função Objetivo x Número de simulações – 4 ciclos independentes de Ajuste ao Histórico – Experimento 1 – Caso 1



a) Ciclo 1 – OF de grupos e OF de poços

b) Ciclo 1 – Zoom OF de grupos

c) Ciclo 1 – Zoom OF de poços

d) Ciclo 2 – OF de grupos e OF de poços

e) Ciclo 2 – Zoom OF de grupos

f) Ciclo 2 – Zoom OF de poços

g) Ciclo 3 – OF de grupos e OF de poços

h) Ciclo 3 – Zoom OF de grupos

i) Ciclo 3 – Zoom OF de poços

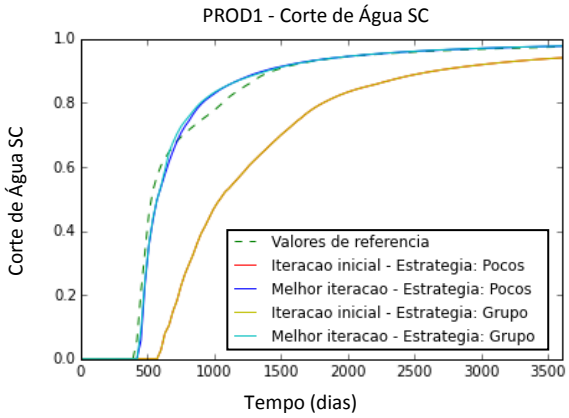
j) Ciclo 4 – OF de grupos e OF de poços

k) Ciclo 4 – Zoom OF de grupos

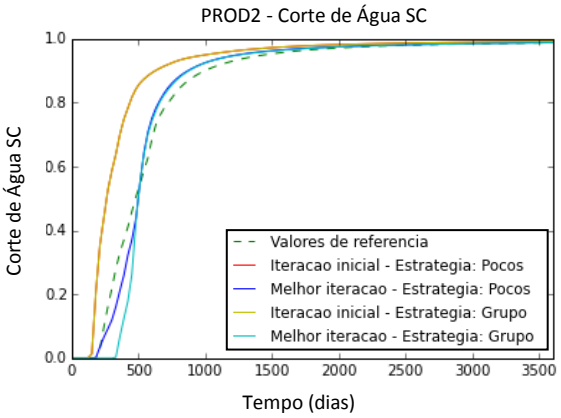
l) Ciclo 4 – Zoom OF de poços

Fonte: A autora.

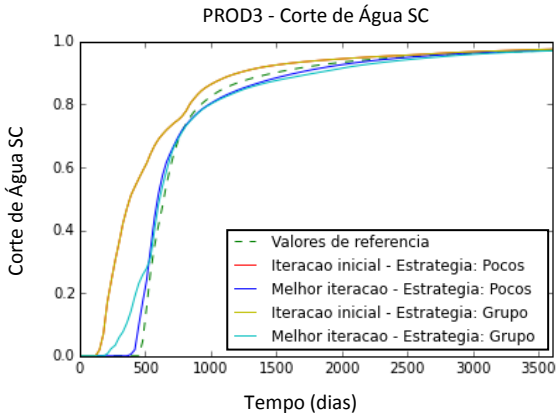
Figura 6 – Ajuste ao histórico usando: dados do grupo produtor versus dados dos poços produtores. Experimento 1 – Caso 1 – Ciclo 1



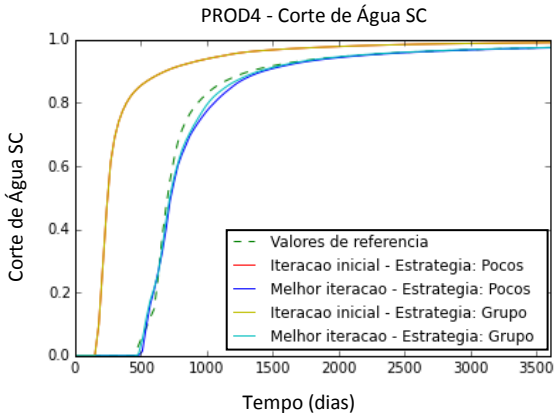
a) Corte de Água SC no Poço Produtor 1



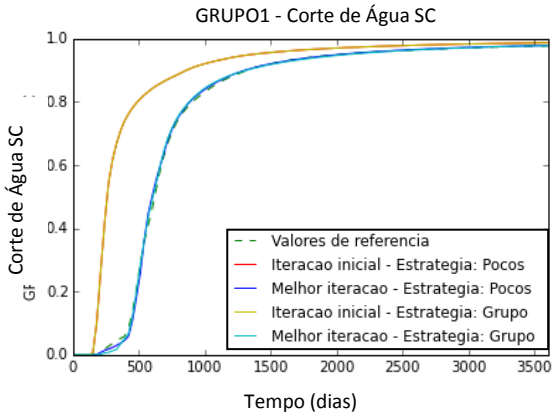
b) Corte de Água SC no Poço Produtor 2



c) Corte de Água SC no Poço Produtor 3



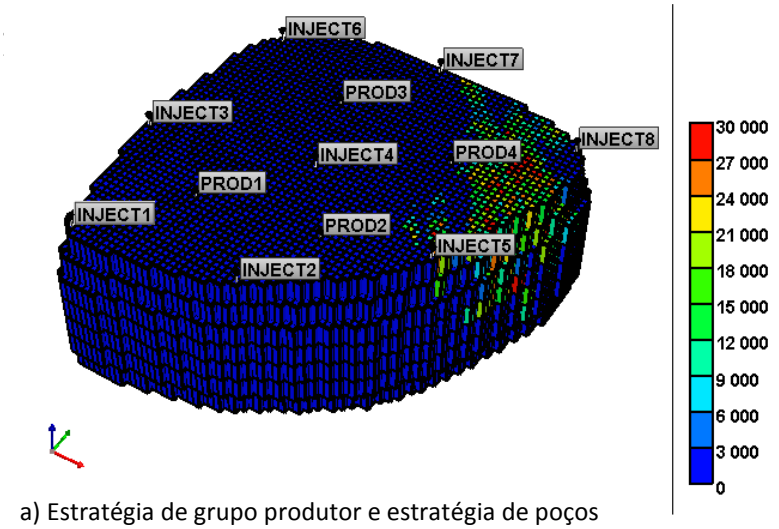
d) Corte de Água SC no Poço Produtor 4



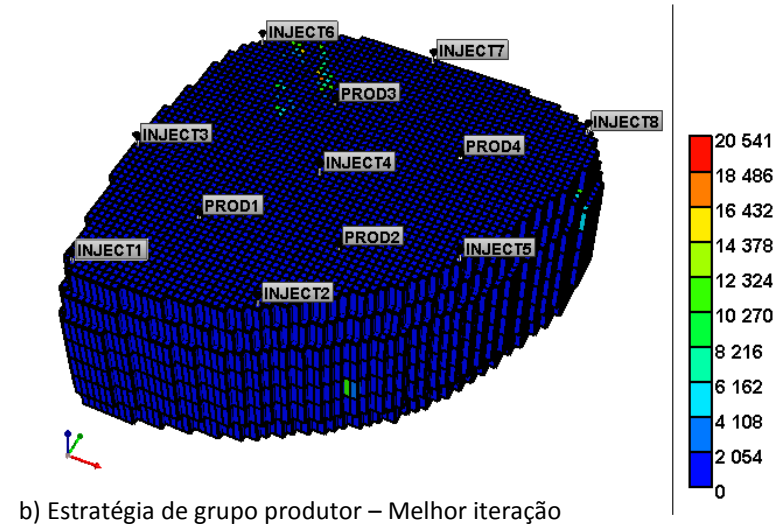
e) Corte de Água SC no Grupo Produtor 1

Fonte: A autora.

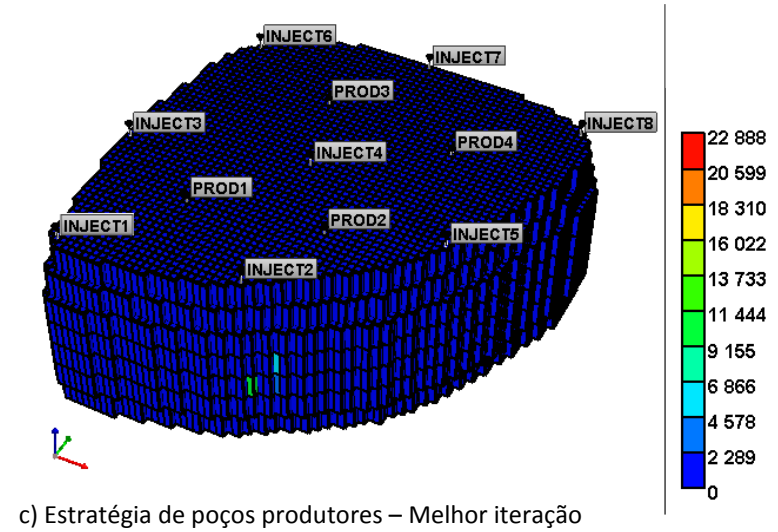
Figura 7 – Campos de Permeabilidade (md) na direção î obtidos ao longo do Experimento 1 – Caso 1 – Ciclo 1



a) Estratégia de grupo produtor e estratégia de poços produtores – Iteração inicial



b) Estratégia de grupo produtor – Melhor iteração



c) Estratégia de poços produtores – Melhor iteração

Fonte: A autora.

5.2.1.2 Experimento 1 – Caso 2: Dados Proposta B

Os valores da função objetivo para as estratégias de grupo produtor e poços produtores estão presentes na Figura 8. No Caso 2, assim como no Caso 1, os valores das OFs para o Corte de Água SC do grupo produtor (Figura 8 (b), (e), (h), (k)) são inferiores quando comparados à soma das OFs para o Corte de Água SC dos poços individuais (Figura 8 (d), (f), (i), (l)).

No entanto, diferentemente do Caso 1, no Caso 2 os valores da OF do grupo produtor atingiram valores mínimos utilizando o processo iterativo baseado nos dados dos poços produtores. Ao analisar os valores da OF do grupo produtor no processo baseado nos dados do grupo produtor (OF Grupo – Estratégia: Grupo), percebe-se que houve uma tendência de redução, como já esperado, visto que estes valores estão sendo minimizados. Essa tendência não ocorre com os valores da OF do grupo produtor no processo baseado nos dados dos poços produtores (OF Grupo – Estratégia: Poços), e isto é compreensível, visto que nesse caso deseja-se minimizar o valor da OF da soma dos poços produtores. No entanto, esta estratégia proporcionou os valores mínimos da OF do grupo produtor.

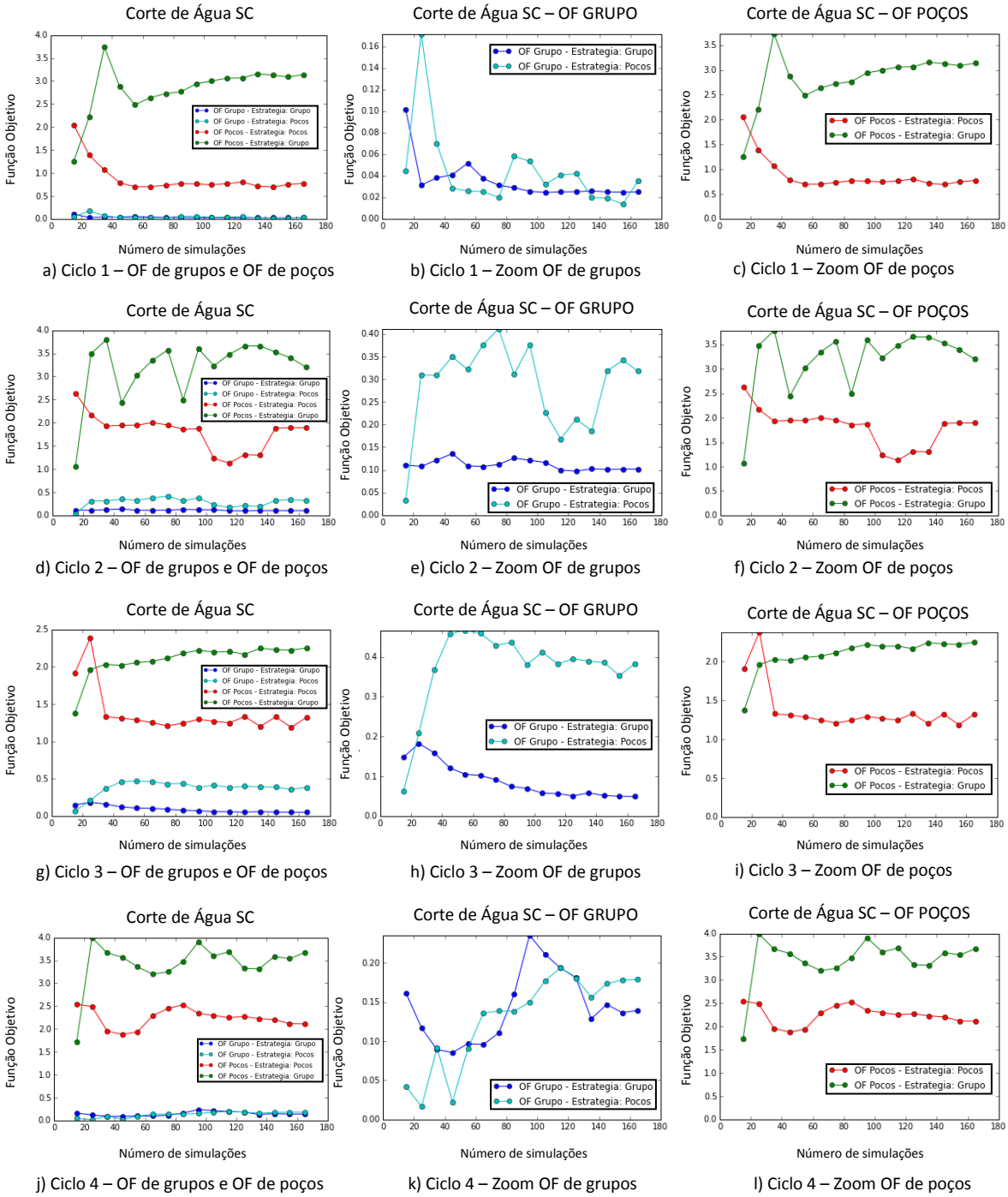
Em termos gerais, percebe-se que os valores da OF Poços – Estratégia: Grupo e OF Grupo – Estratégia: Poços aumentam ao longo das iterações. Ou seja, quando se faz o ajuste utilizando os dados do grupo produtor, há uma piora nas OFs individuais de cada poço e quando se faz o ajuste utilizando os dados dos poços produtores, há uma piora na OF do grupo produtor.

Assim, de acordo com os resultados obtidos, pode-se dizer que geralmente, se o interesse de um determinado estudo é o conhecimento individual de cada poço, recomenda-se o ajuste utilizando os dados dos poços produtores. Já se o interesse é do reservatório em geral, o ajuste utilizando os dados dos poços produtores e também dados do grupo produtor são recomendados.

Na Figura 9, as curvas de Corte de Água SC para as melhores realizações e realizações iniciais atingidas por ambas as estratégias no Ciclo 1 são apresentadas para os poços produtores e para o grupo produtor. Na Figura 10 tem-se os campos de permeabilidades obtidos durante no Ciclo 1. Diferentemente do Caso 1, os campos obtidos no Caso 2 se assemelham ao campo de referência (Figura 1), que é o mesmo utilizado na coleta das amostras e cujos estatísticos de variabilidade

espacial foram reproduzidos ao longo das simulações. Nota-se inclusive a existência de canais de maior permeabilidade em meio a regiões de baixa permeabilidade.

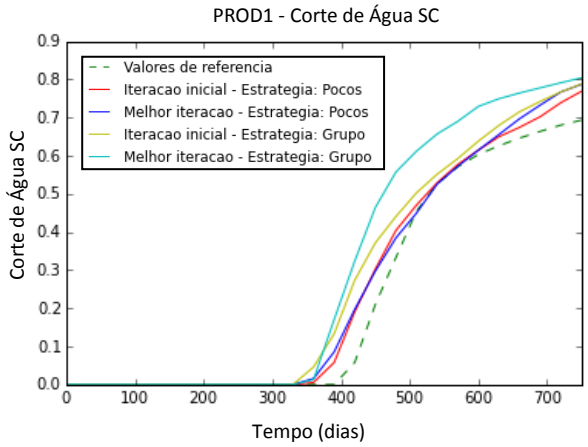
Figura 8 – Evolução da Função Objetivo x Número de simulações – 4 ciclos independentes de Ajuste ao Histórico – Experimento 1 – Caso 2



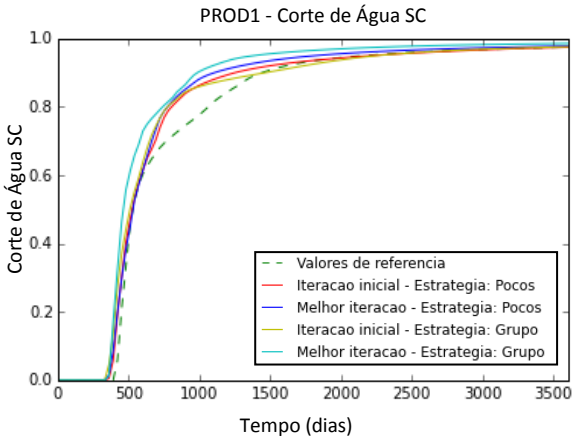
a) Ciclo 1 – OF de grupos e OF de poços
b) Ciclo 1 – Zoom OF de grupos
c) Ciclo 1 – Zoom OF de poços
d) Ciclo 2 – OF de grupos e OF de poços
e) Ciclo 2 – Zoom OF de grupos
f) Ciclo 2 – Zoom OF de poços
g) Ciclo 3 – OF de grupos e OF de poços
h) Ciclo 3 – Zoom OF de grupos
i) Ciclo 3 – Zoom OF de poços
j) Ciclo 4 – OF de grupos e OF de poços
k) Ciclo 4 – Zoom OF de grupos
l) Ciclo 4 – Zoom OF de poços

Fonte: A autora.

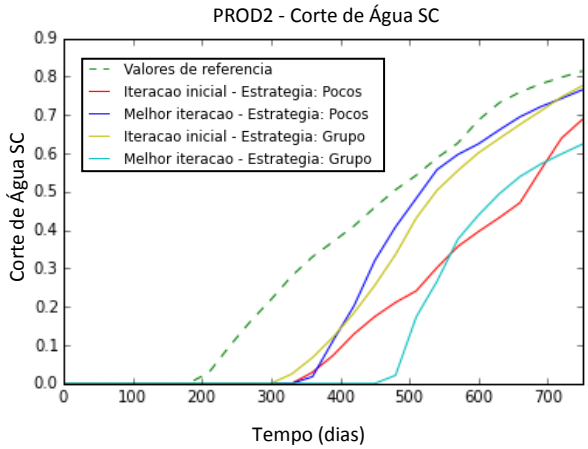
Figura 9 – Ajuste ao histórico usando: dados do grupo produtor versus dados dos poços produtores. Experimento 1 – Caso 2 – Ciclo 1



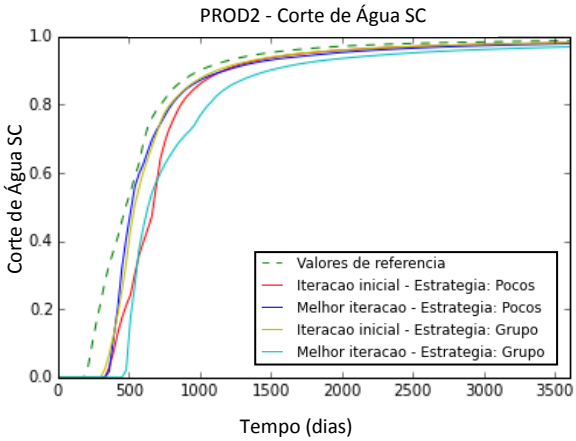
a) Poço Produtor 1 –750 dias



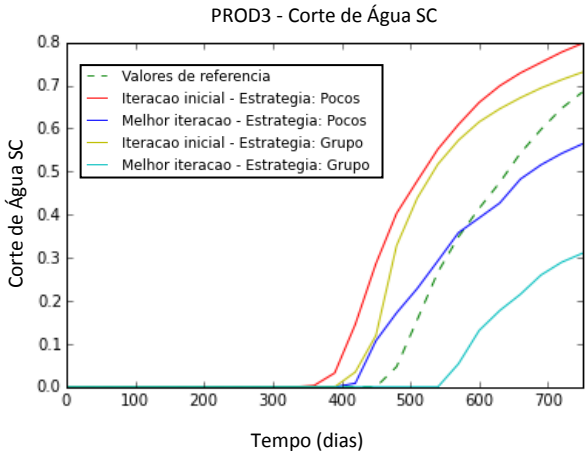
b) Poço Produtor 1 – 3600 dias



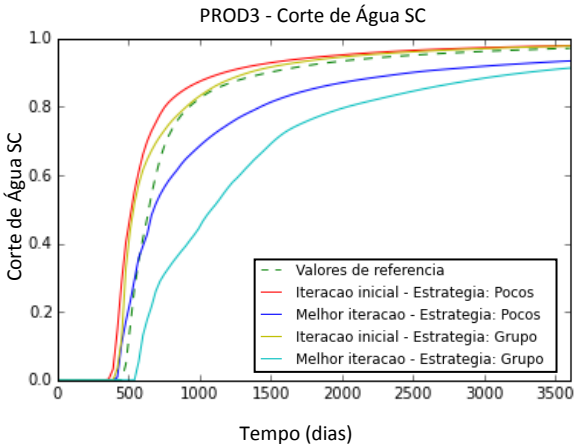
c) Poço Produtor 2 – 750 dias



d) Poço Produtor 2 – 3600 dias



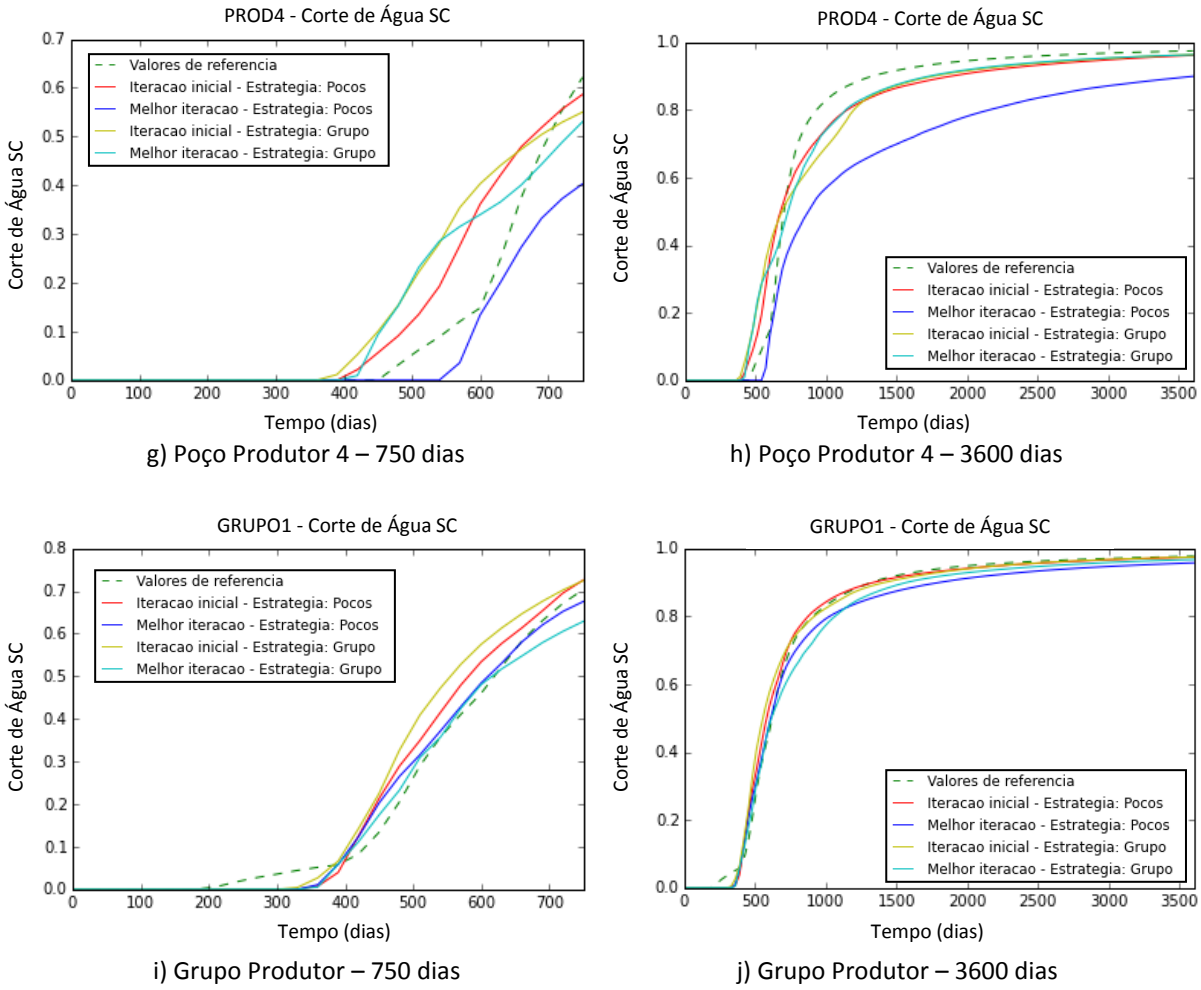
e) Poço Produtor 3 – 750 dias



f) Poço Produtor 3 – 3600 dias

Fonte: A autora.

Figura 9 (continuação) - Ajuste ao histórico usando: dados do grupo produtor versus dados dos poços produtores. Experimento 1 – Caso 2 – Ciclo 1



g) Poço Produtor 4 – 750 dias

h) Poço Produtor 4 – 3600 dias

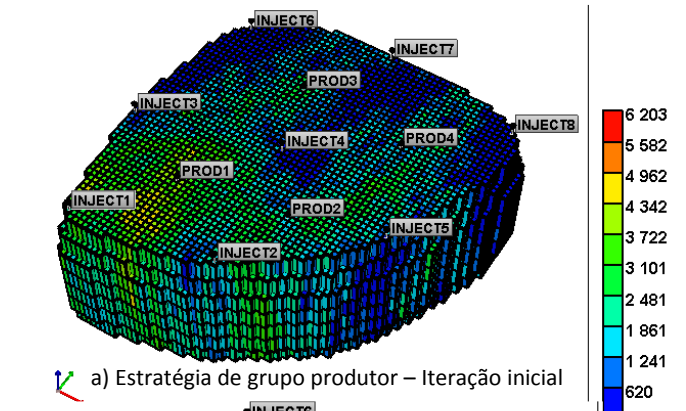
i) Grupo Produtor – 750 dias

j) Grupo Produtor – 3600 dias

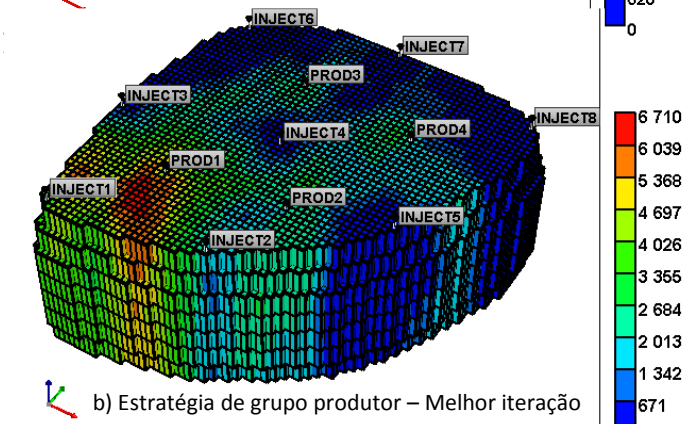
Fonte: A autora.

Como citado anteriormente, o ajuste ao histórico foi realizado com os primeiros 750 dias de simulação. Na Figura 9, tem-se as realizações para o período do ajuste ao histórico (Figura 9 (a), (c), (e), (g), (i)) e também as curvas referentes a estes campos de permeabilidade quando a simulação é feita para um período de 3600 dias (Figura 9 (b), (d), (f), (h), (j)). No entanto, percebe-se que as curvas da evolução temporal do Corte de Água SC não ficaram tão bem ajustadas como no Caso 1 (Figura 6). Isto vem do fato de que o campo de permeabilidade do Caso 1 é menos heterogêneo e consequentemente possui um comportamento mais facilmente ajustável.

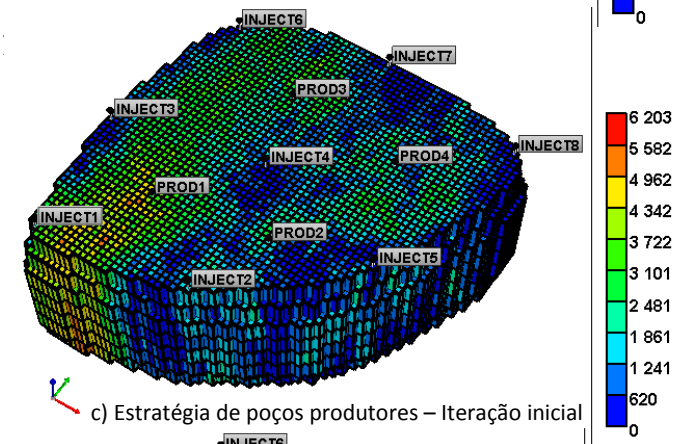
Figura 10 – Campos de Permeabilidade (md) na direção î obtidos ao longo do Experimento 1 – Caso 2 – Ciclo 1



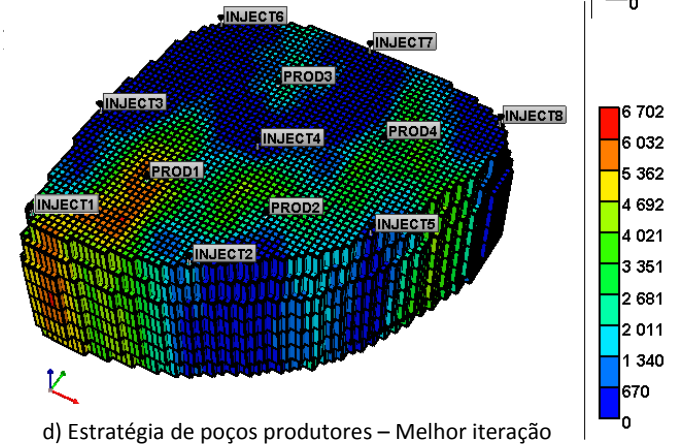
a) Estratégia de grupo produtor – Iteração inicial



b) Estratégia de grupo produtor – Melhor iteração



c) Estratégia de poços produtores – Iteração inicial



d) Estratégia de poços produtores – Melhor iteração

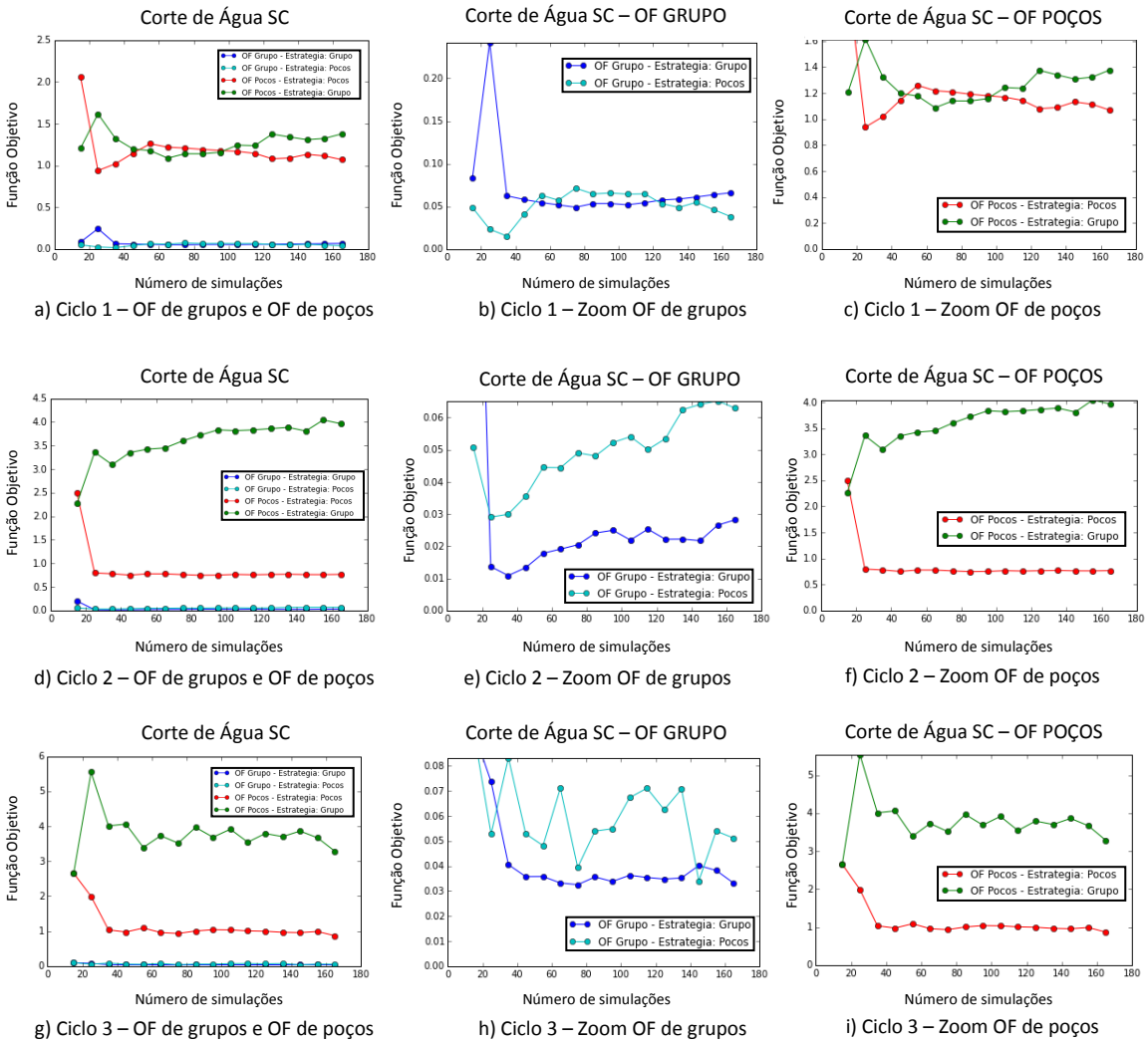
Fonte: A autora.

5.2.1.3 Experimento 1 – Caso 3: Dados Proposta B com maior tempo de ajuste

A fim de melhorar os resultados do Caso 2, um novo caso foi proposto, agora com o ajuste ao histórico realizado com os primeiros 1020 dias de simulação. Além disso, o processo de ajuste ao histórico foi realizado até o limite máximo de 15 iterações de co-simulação (como nos experimentos anteriores), ou caso o valor da OF aumentasse mais que uma tolerância especificada, que nesse caso foi utilizada uma tolerância muito grande (500% de aumento em relação ao valor anterior) a fim de permitir as 15 iterações.

Este experimento foi realizado 3 vezes (3 ciclos independentes) e os valores da função objetivo estão presentes na Figura 11. Na Figura 12, as melhores realizações e realizações iniciais atingidas por ambas as estratégias no Ciclo 3 são apresentadas para os poços produtores e para o grupo produtor. Na Figura 13, tem-se os campos de permeabilidades obtidos.

Figura 11 – Evolução da Função Objetivo x Número de simulações – 3 ciclos independentes de Ajuste ao Histórico – Experimento 1 – Caso 3



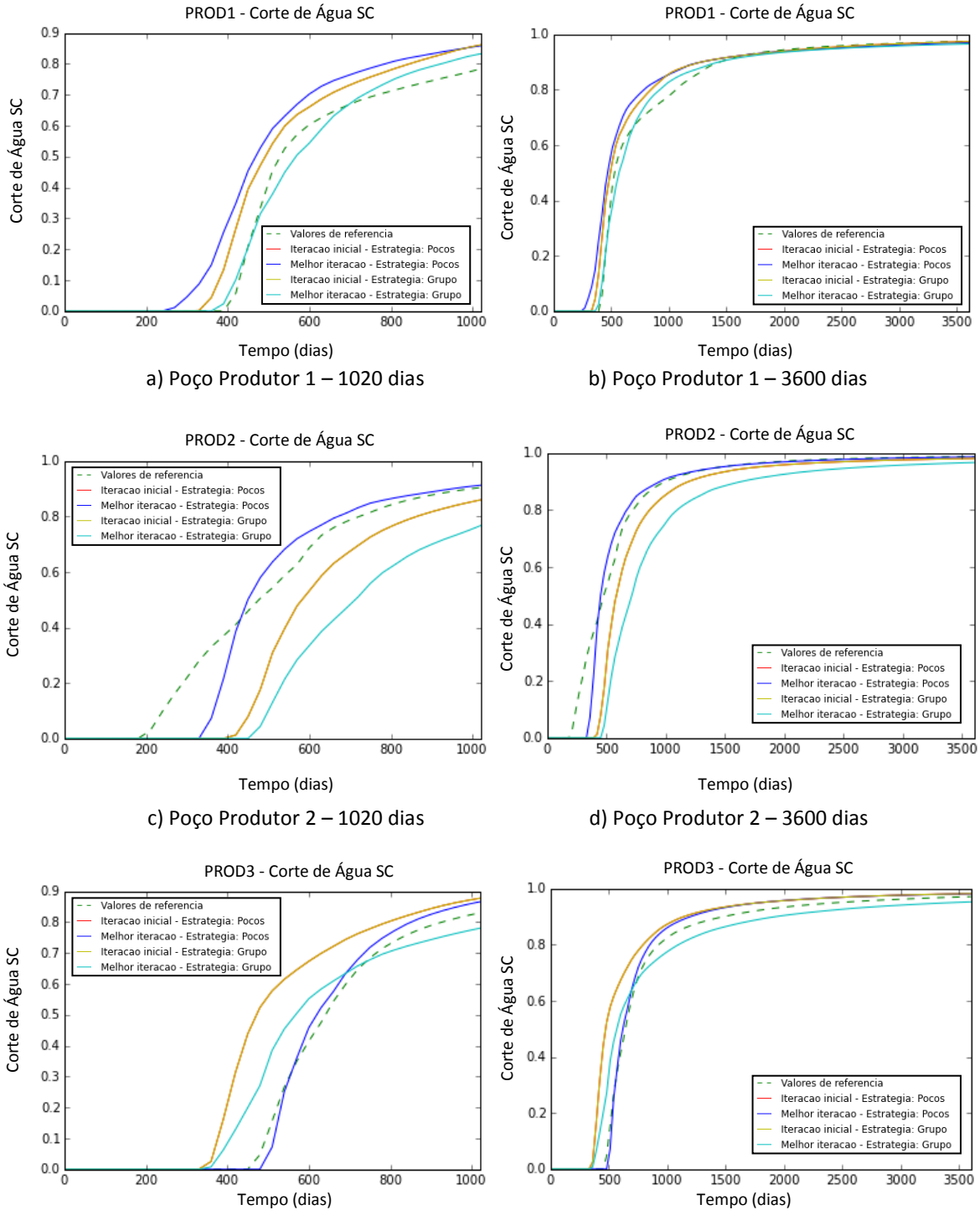
a) Ciclo 1 – OF de grupos e OF de poços
b) Ciclo 1 – Zoom OF de grupos
c) Ciclo 1 – Zoom OF de poços

d) Ciclo 2 – OF de grupos e OF de poços
e) Ciclo 2 – Zoom OF de grupos
f) Ciclo 2 – Zoom OF de poços

g) Ciclo 3 – OF de grupos e OF de poços
h) Ciclo 3 – Zoom OF de grupos
i) Ciclo 3 – Zoom OF de poços

Fonte: A autora.

Figura 12 – Ajuste ao histórico usando: dados do grupo produtor versus dados dos poços produtores. Experimento 1 – Caso 3 – Ciclo 3



a) Poço Produtor 1 – 1020 dias

b) Poço Produtor 1 – 3600 dias

c) Poço Produtor 2 – 1020 dias

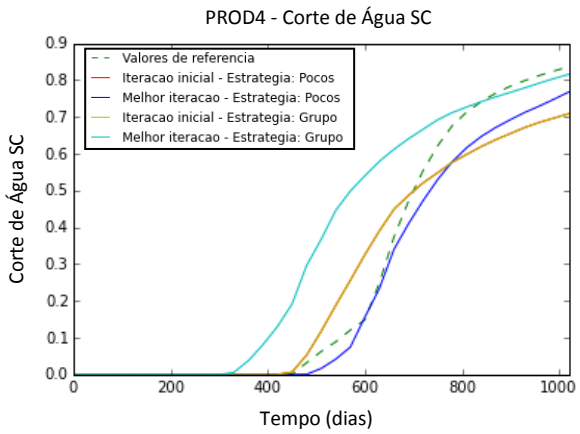
d) Poço Produtor 2 – 3600 dias

e) Poço Produtor 3 – 1020 dias

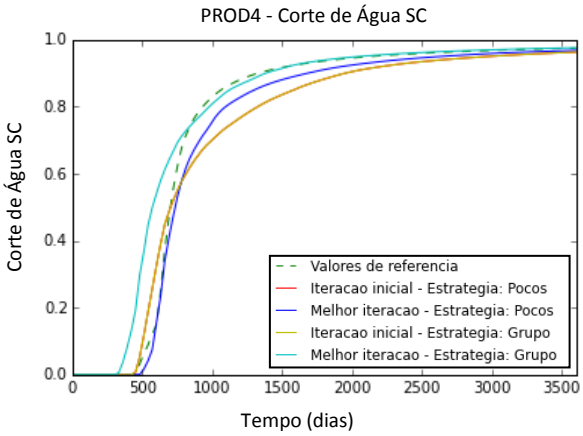
f) Poço Produtor 3 – 3600 dias

Fonte: A autora.

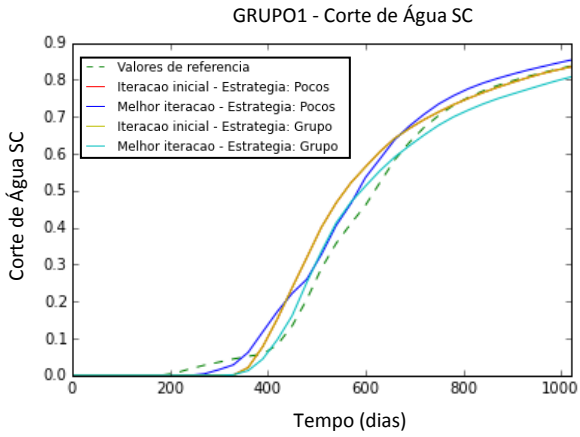
Figura 12 (continuação) – Ajuste ao histórico usando: dados do grupo produtor versus dados dos poços produtores. Experimento 1 – Caso 3 – Ciclo 3



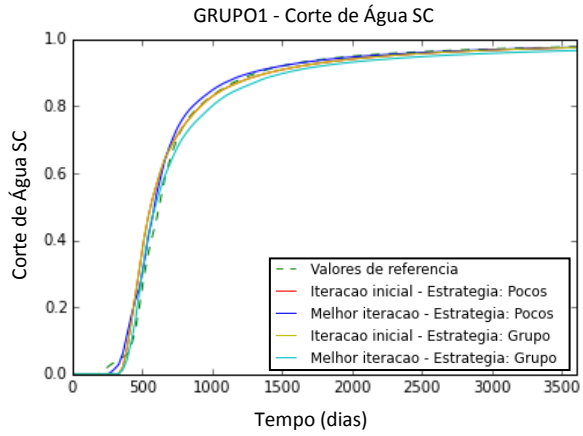
g) Poço Produtor 4 – 1020 dias



h) Poço Produtor 4 – 3600 dias



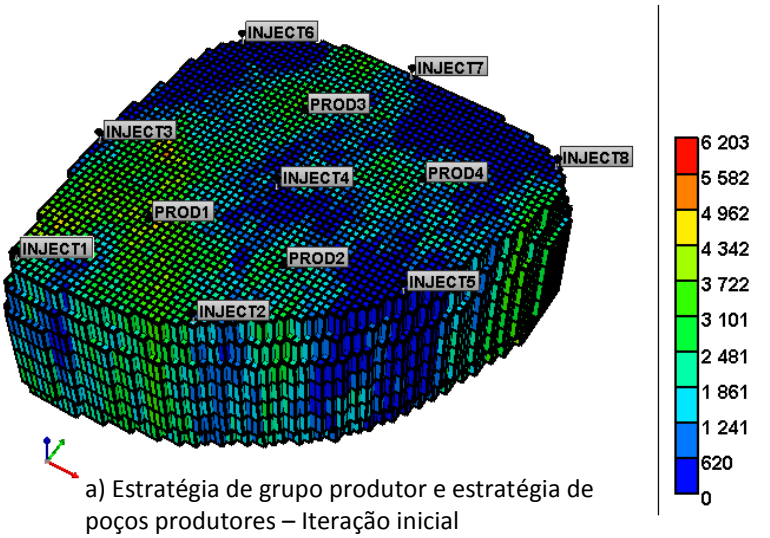
i) Grupo Produtor – 1020 dias



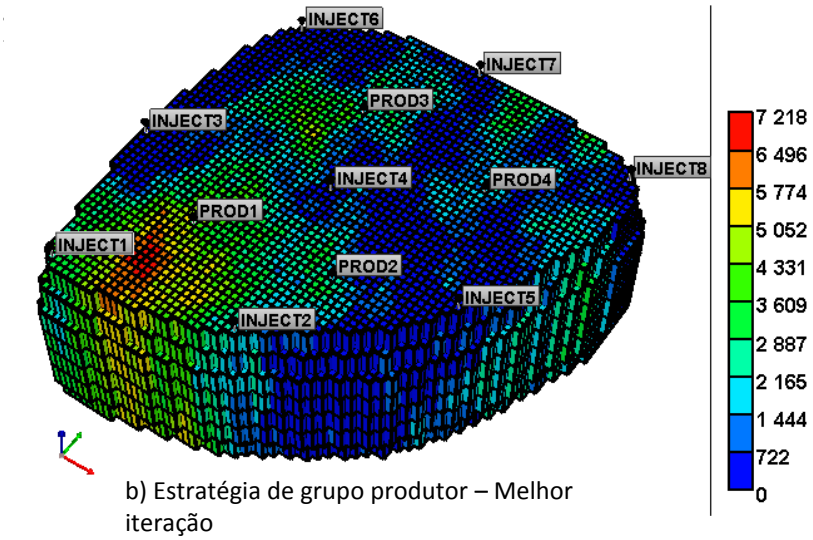
j) Grupo Produtor – 3600 dias

Fonte: A autora.

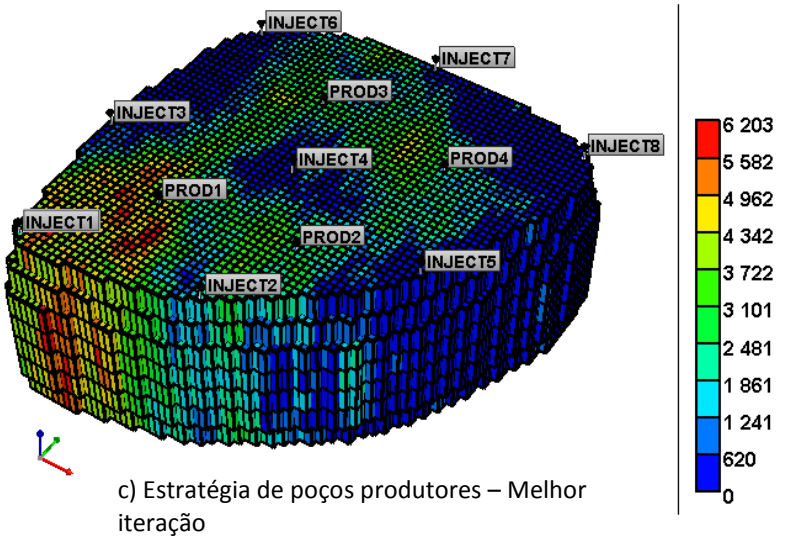
Figura 13 – Campos de Permeabilidade (md) na direção î obtidos ao longo do Experimento 1 – Caso 3 – Ciclo 3



a) Estratégia de grupo produtor e estratégia de poços produtores – Iteração inicial



b) Estratégia de grupo produtor – Melhor iteração



c) Estratégia de poços produtores – Melhor iteração

Fonte: A autora.

5.2.1.4 Estudo comparativo

A Tabela 5 mostra um comparativo entre os três casos apresentados no Experimento 1, considerando os valores obtidos para o OF Grupo – Estratégia: Grupo e do OF Poços – Estratégia: Poços. Ela está estruturada da seguinte forma:

- Caso: caso do Experimento 1 apresentado.
- Ciclo: número do ciclo de ajuste ao histórico realizado. Cada ciclo representa um processo completo de ajuste ao histórico.
- Estratégia utilizada para o cálculo da OF durante o processo de ajuste ao histórico. Pode ser Grupo (OF Grupo – Estratégia: Grupo) ou Poços (OF Poços – Estratégia: Poços).
- OF inicial: valor inicial da OF, obtido através de uma realização da DSS.
- OF mínima: valor mínimo da OF atingido durante o processo de ajuste ao histórico, podendo este ser obtido através de uma realização da DSS ou da Co-DSS.
- Redução OF: redução da OF obtida através da Co-DSS. Este campo é calculado como: OF inicial - OF mínima.
- Simulações (DSS + Co-DSS): quantidade total de simulações executadas durante o processo de ajuste ao histórico até a obtenção da OF mínima, incluindo então simulações de realizações da DSS e da Co-DSS.
- Simulações (Co-DSS): quantidade de simulações de realizações da Co-DSS executadas durante o processo de ajuste ao histórico até a obtenção da OF mínima.
- Velocidade de Redução (Co-DSS): velocidade com a qual houve redução da OF através da Co-DSS. Este campo é calculado como: Redução OF / Simulações (Co-DSS).

Como já citado, nota-se que o Caso 1 atingiu valores da OF inferiores aos Casos 2 e 3, o que pode ser explicado pelo fato de que as realizações estocásticas geram, no Caso 1, um campo menos heterogêneo e mais simples de ser ajustado.

Nota-se também que, apesar do Caso 3 utilizar uma série temporal maior que o Caso 2, os valores mínimos da OF obtidos no Caso 3 são menores, o que significa que são resultados melhores mesmo sendo o ajuste ao histórico de mais dados. Acredita-se que esses resultados foram melhores pois, no Caso 3, a OF foi calculada para um período onde a curva de Corte de Água SC já apresentava um

comportamento mais definido e consequentemente mais facilmente reprodutível, ou seja, havia mais dados disponíveis para auxiliar na identificação das curvas.

Tabela 5 – Corte de Água SC - Experimento 1

Caso	Ciclo	Estratégia	OF inicial	OF mínima	Redução OF	Simulações (DSS + Co-DSS)	Simulações (Co-DSS)	Velocidade de Redução (Co-DSS)
1	1	Grupo	4,47E+00	5,42E-03	4,47E+00	75	60	7,45E-02
		Poços	1,52E+01	2,71E-01	1,50E+01	115	100	1,50E-01
	2	Grupo	6,35E+00	8,72E-03	6,34E+00	95	80	7,93E-02
		Poços	1,89E+01	2,22E-01	1,87E+01	115	100	1,87E-01
	3	Grupo	3,02E+00	7,78E-03	3,01E+00	125	110	2,74E-02
		Poços	7,82E+00	1,72E-01	7,65E+00	95	80	9,57E-02
	4	Grupo	3,32E+00	4,30E-03	3,32E+00	75	60	5,53E-02
		Poços	1,44E+01	2,12E-01	1,42E+01	165	150	9,47E-02
2	1	Grupo	1,01E-01	2,45E-02	7,69E-02	105	90	8,55E-04
		Poços	2,05E+00	6,93E-01	1,36E+00	145	130	1,04E-02
	2	Grupo	1,11E-01	9,74E-02	1,33E-02	125	110	1,21E-04
		Poços	2,64E+00	1,13E+00	1,51E+00	115	100	1,51E-02
	3	Grupo	1,48E-01	4,89E-02	9,89E-02	165	150	6,59E-04
		Poços	1,91E+00	1,19E+00	7,26E-01	155	140	5,19E-03
	4	Grupo	1,61E-01	8,55E-02	7,54E-02	45	30	2,51E-03
		Poços	2,54E+00	1,88E+00	6,63E-01	45	30	2,21E-02
3	1	Grupo	8,32E-02	4,90E-02	3,42E-02	75	60	5,70E-04
		Poços	2,06E+00	9,37E-01	1,12E+00	25	10	1,12E-01
	2	Grupo	1,96E-01	1,09E-02	1,86E-01	35	20	9,28E-03
		Poços	2,49E+00	7,45E-01	1,74E+00	85	70	2,49E-02
	3	Grupo	9,38E-02	3,25E-02	6,13E-02	75	60	1,02E-03
		Poços	2,65E+00	8,67E-01	1,79E+00	165	150	1,19E-02

Fonte: A autora.

5.2.2 Experimento 2: Dados de diferentes parâmetros dinâmicos

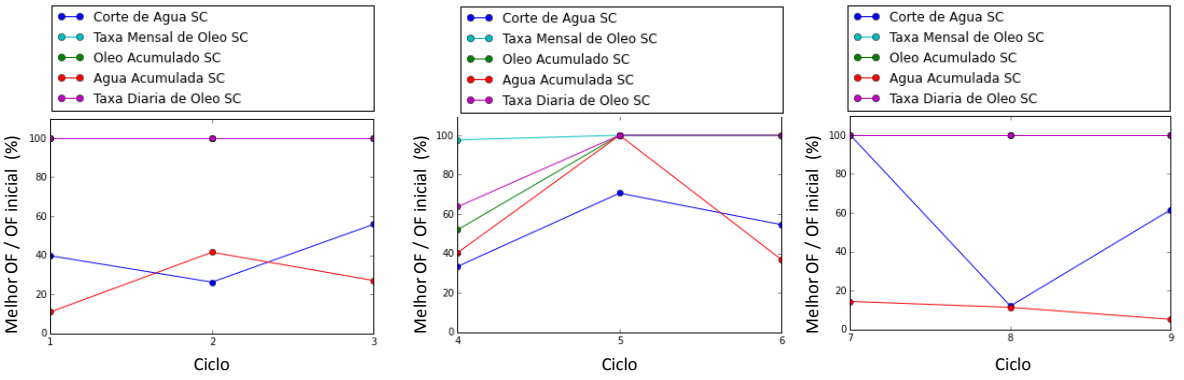
De acordo com Mata-Lima (2008a), o Corte de Água é o parâmetro utilizado com mais frequência no processo de ajuste ao histórico, porém outros parâmetros dinâmicos também podem ser utilizados, como pressão, produção acumulada de óleo e taxa de óleo. A fim de comparar a eficácia de diferentes parâmetros dinâmicos durante o ajuste ao histórico, cinco deles foram selecionados para o

cálculo da OF: Corte de Água SC, Taxa Mensal de Óleo SC, Óleo Acumulado SC, Água Acumulada SC e Taxa Diária de Óleo SC. Para isto, os três algoritmos globais apresentados foram testados e o processo iterativo foi realizado utilizando os dados do grupo produtor.

Este experimento foi realizado utilizando a Proposta B de ajuste ao histórico, ou seja, o próprio campo de permeabilidade definido como referência foi utilizado na extração das amostras. Esta escolha foi baseada no fato de que se deseja obter não somente valores de produção compatíveis com a referência, mas também um campo de permeabilidade próximo à realidade.

Três ciclos independentes foram realizados para cada algoritmo, totalizando nove ciclos. Em cada um, o mesmo conjunto inicial de realizações (gerado por DSS) foi usado para o ajuste ao histórico baseado nos diferentes parâmetros dinâmicos citados acima. O ajuste ao histórico foi realizado com os primeiros 750 dias de simulação. As realizações iniciais e realizações com melhores valores de OF foram posteriormente comparadas para um total de 3600 dias. As razões entre os valores da OF (calculada para 750 dias) obtidos com a melhor realização e a realização inicial estão presentes na Figura 14.

Figura 14 – Razão, em valores percentuais: OF melhor realização / OF realização inicial



a) Co-simulação Única b) Múltipla Co-simulação c) Combinação de Imagem e Co-simulação

Fonte: A autora.

Nestes gráficos, quanto menor for a razão (OF melhor realização / OF realização inicial), maior a redução do OF e consequentemente, mais eficaz foi o processo de ajuste ao histórico. Através da Figura 14, percebe-se que o processo de

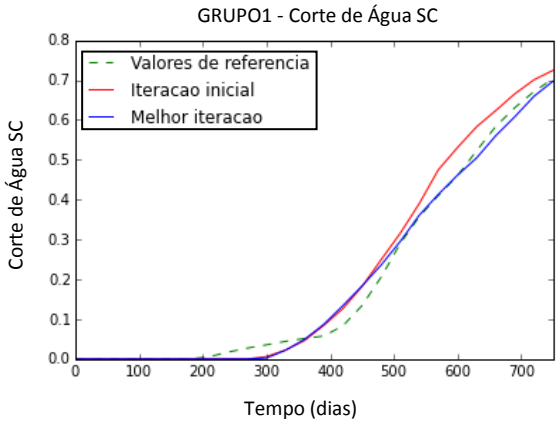
ajuste ao histórico obteve resultados satisfatórios quando foram utilizados o Corte de Água SC (curva azul) e Água Acumulada SC (curva vermelha). Para os demais parâmetros, basicamente não houve redução da OF, exceto no ciclo 4.

No caso de Co-simulação Única, o processo inicial de DSS gerou 3 realizações e cada iteração da co-simulação gerou 15 realizações. O ajuste ao histórico foi realizado até um máximo de 8 iterações de co-simulação. Este algoritmo é flexível e permite que novas co-simulações com maiores coeficientes de correlação sejam realizadas quando o valor da OF aumenta entre duas iterações. Neste trabalho, um máximo de 3 diferentes coeficientes de correlação por iteração foi determinado. Para o ciclo 3, são apresentadas as Figura 15 e Figura 16, que mostram, respectivamente, as curvas dos parâmetros obtidas através do ajuste ao histórico e a evolução da OF para os parâmetros onde houve redução.

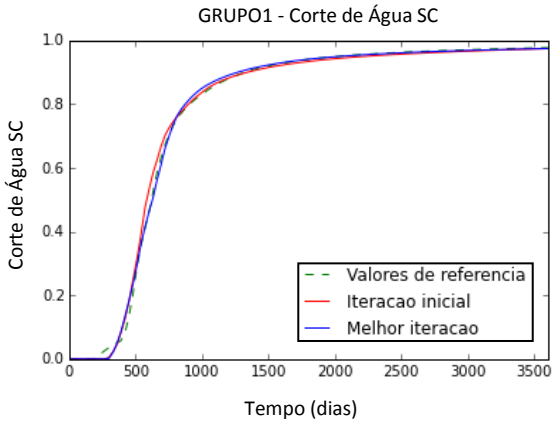
No caso da Múltipla Co-simulação, a DSS gerou 3 realizações. Posteriormente, nove coeficientes de correlação foram utilizados no processo de co-simulação: 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8 e 0.9. Para cada coeficiente, 5 realizações foram geradas, totalizando 45 realizações a cada iteração da co-simulação. O processo de ajuste ao histórico foi realizado até o limite máximo de 5 iterações de co-simulação ou caso o valor da OF aumentasse mais que uma tolerância especificada (100% de aumento em relação ao valor anterior). Para o ciclo 4, são apresentadas a Figura 17 e a Figura 18, que mostram, respectivamente, as curvas dos parâmetros obtidas através do ajuste ao histórico e a evolução da OF para os parâmetros onde houve redução.

No caso da Combinação de Imagem e Co-simulação, a DSS gerou 15 realizações e cada iteração da Co-simulação gerou 10 realizações. O processo de ajuste ao histórico foi realizado até o limite máximo de 10 iterações de co-simulação ou caso o valor da OF aumentasse mais que uma tolerância especificada (100% de aumento em relação ao valor anterior). Para o ciclo 8, são apresentadas as Figura 19 e Figura 20, que mostram, respectivamente, as curvas dos parâmetros obtidas através do ajuste ao histórico e a evolução da OF para os parâmetros onde houve redução.

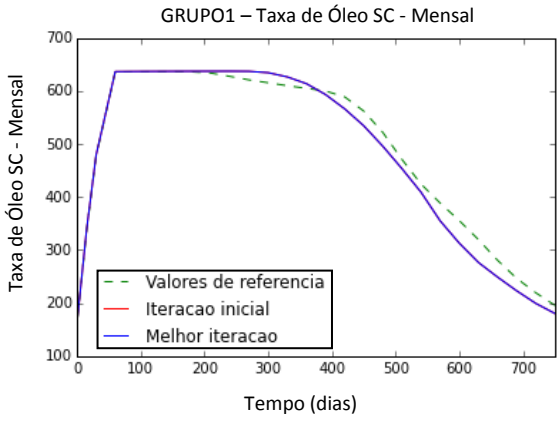
Figura 15 – Co-simulação Única – Ajuste ao histórico – Experimento 2 – Ciclo 3



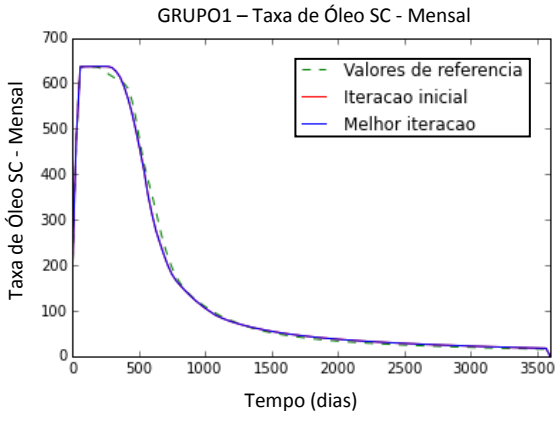
a) Ciclo 1 – Corte de Água SC – 750 dias



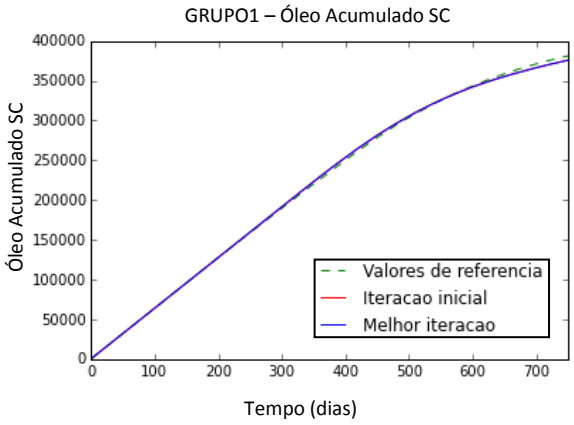
b) Ciclo 1 – Corte de Água SC – 3600 dias



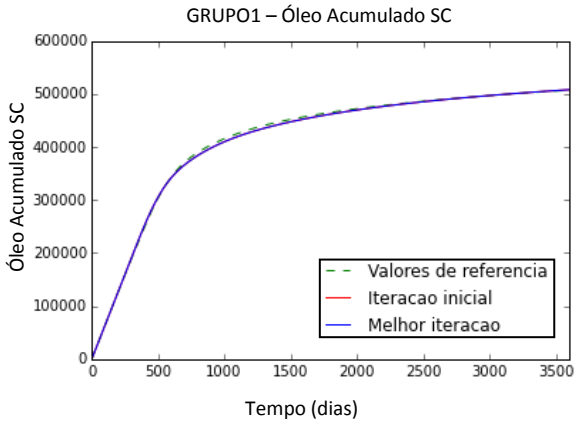
c) Ciclo 1 – Taxa de Óleo SC – Mensal (m³/dia) – 750 dias



d) Ciclo 1 – Taxa de Óleo SC – Mensal (m³/dia) – 3600 dias



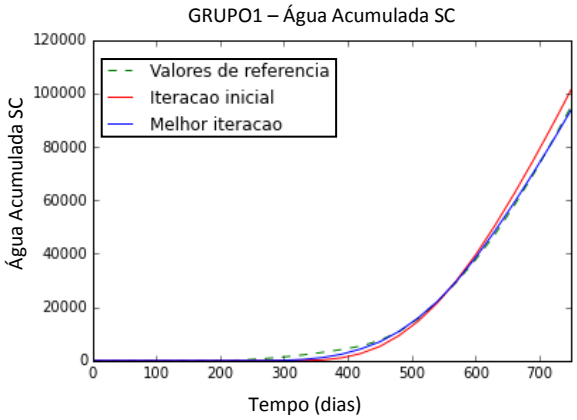
e) Ciclo 1 – Óleo Acumulado SC (m³) – 750 dias



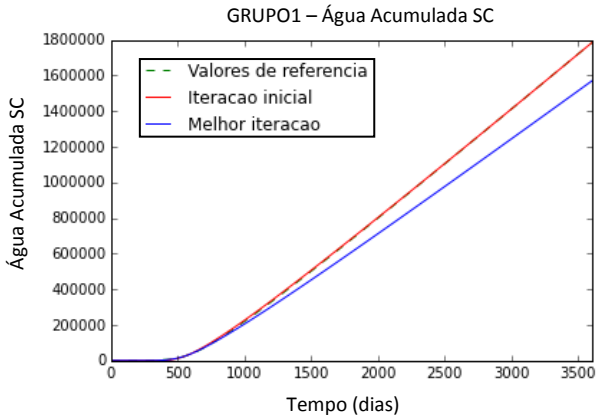
f) Ciclo 1 – Óleo Acumulado SC (m³) – 3600 dias

Fonte: A autora.

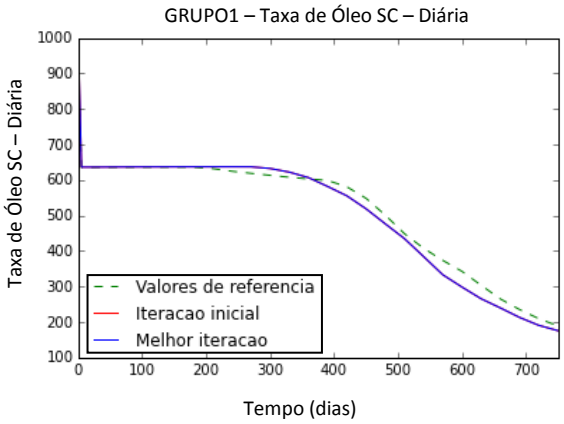
Figura 15 (continuação) – Co-simulação Única – Ajuste ao histórico – Experimento 2 – Ciclo 3



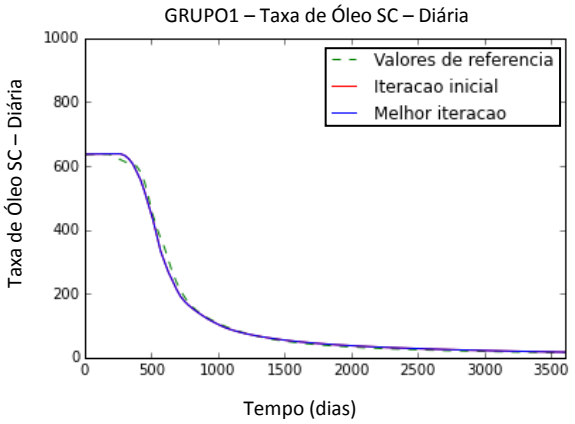
g) Ciclo 1 – Água Acumulada SC (m³) – 750 dias



h) Ciclo 1 – Água Acumulada SC (m³) – 3600 dias



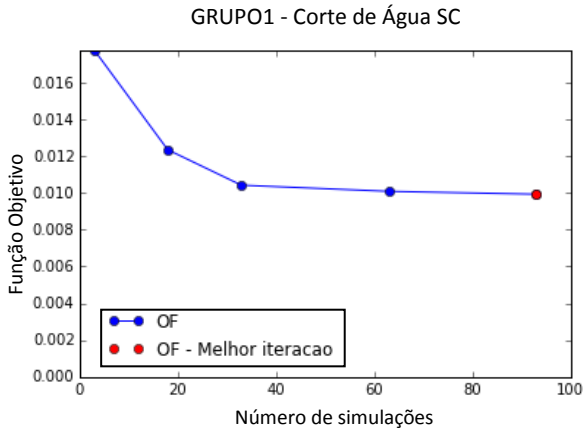
i) Ciclo 1 – Taxa de Óleo SC – Diária (m³/dia) – 750 dias



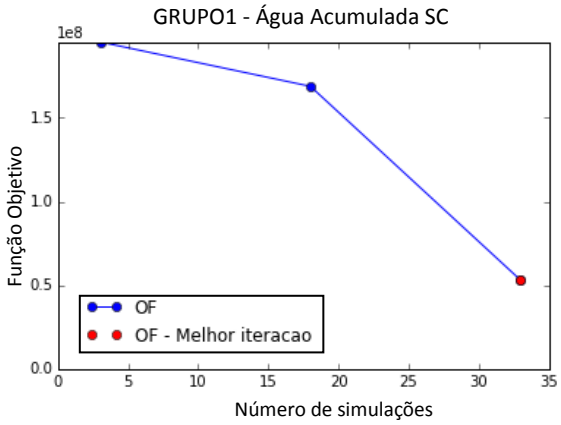
j) Ciclo 1 – Taxa de Óleo SC – Diária (m³/dia) – 3600 dias

Fonte: A autora.

Figura 16 – Co-simulação Única – Evolução da OF – Experimento 2 – Ciclo 3



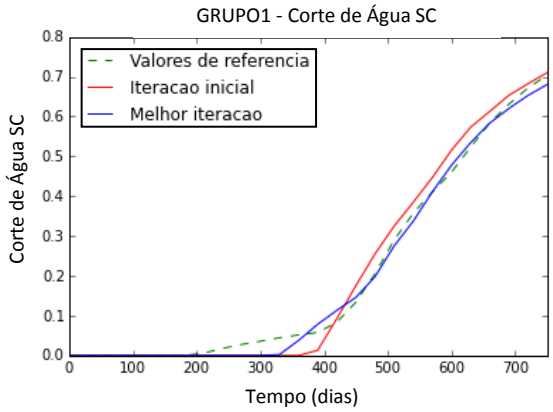
a) Ciclo 3 - Corte de Água SC



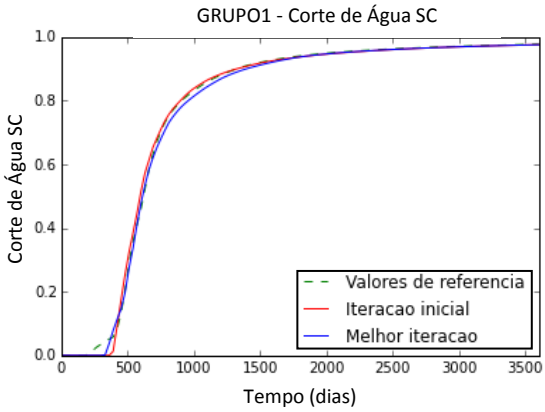
b) Ciclo 3 - Água Acumulada SC

Fonte: A autora.

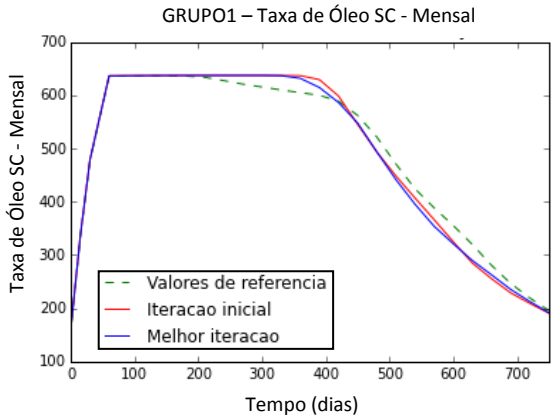
Figura 17 – Múltipla Co-simulação – Ajuste ao histórico – Experimento 2 – Ciclo 4



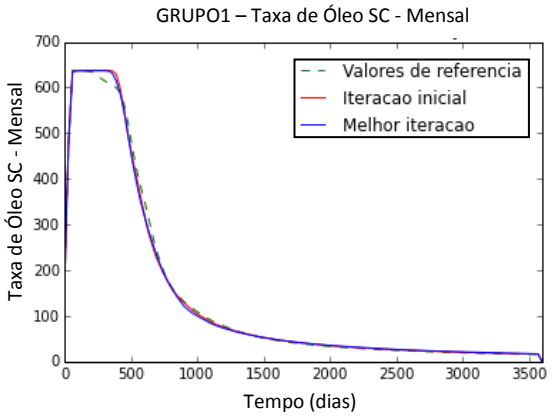
a) Ciclo 4 – Corte de Água SC – 750 dias



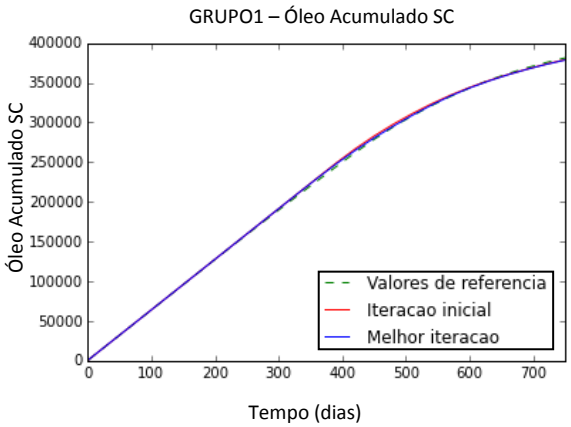
b) Ciclo 4 – Corte de Água SC – 3600 dias



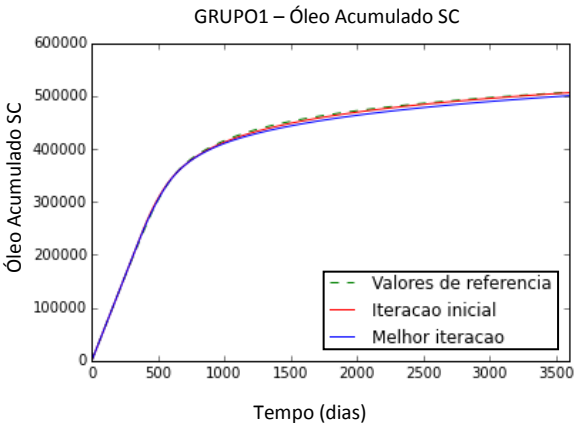
c) Ciclo 4 – Taxa de Óleo SC – Mensal (m³/dia) – 750 dias



d) Ciclo 4 – Taxa de Óleo SC – Mensal (m³/dia) – 3600 dias



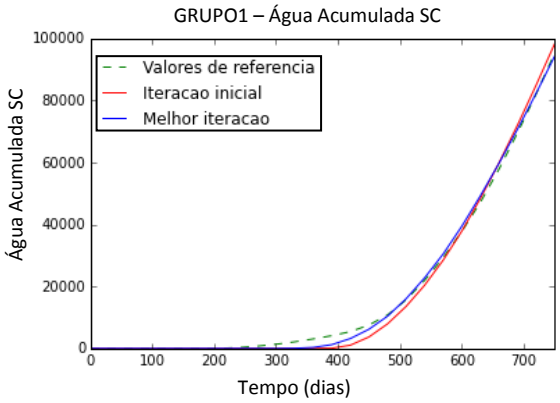
e) Ciclo 4 – Óleo Acumulado SC (m³) – 750 dias



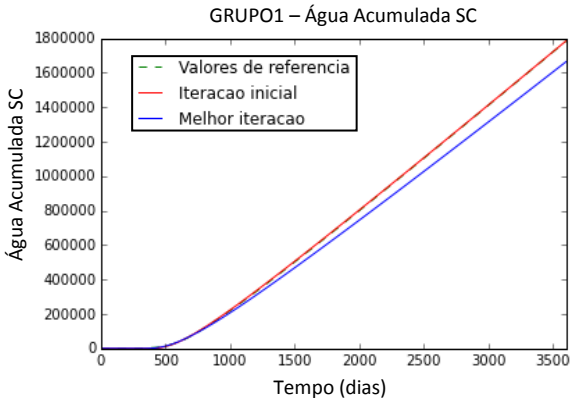
f) Ciclo 4 – Óleo Acumulado SC (m³) – 3600 dias

Fonte: A autora.

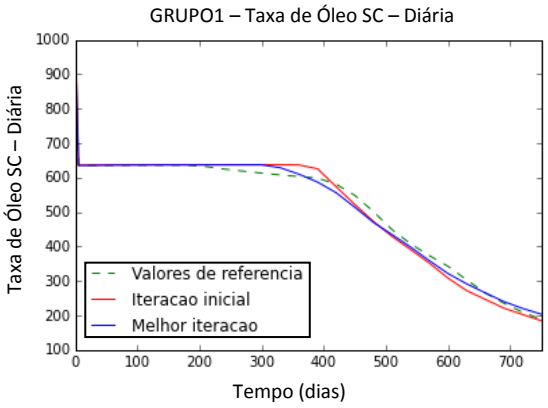
Figura 17 (continuação) – Múltipla Co-simulação – Ajuste ao histórico – Experimento 2 – Ciclo 4



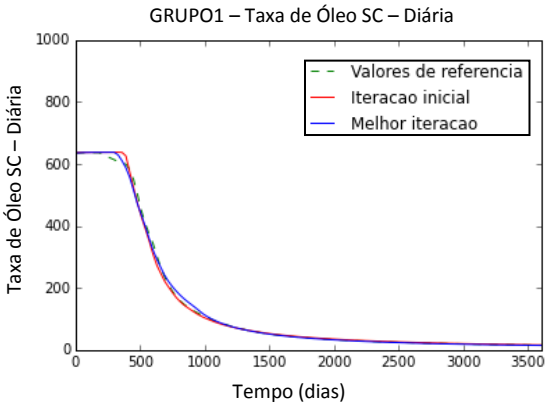
g) Ciclo 4 – Água Acumulada SC (m³) – 750 dias



h) Ciclo 4 – Água Acumulada SC (m³) – 3600 dias



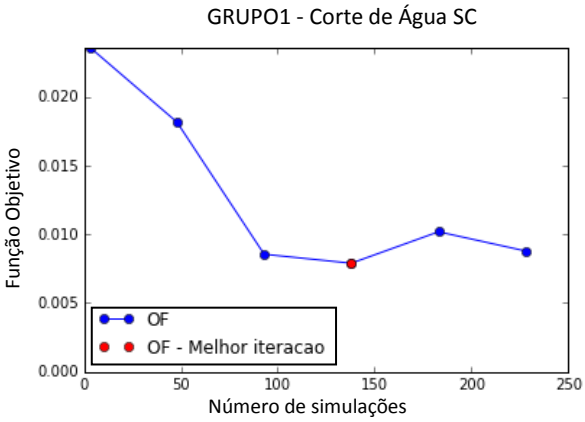
i) Ciclo 4 – Taxa de Óleo SC – Diária (m³/dia) – 750 dias



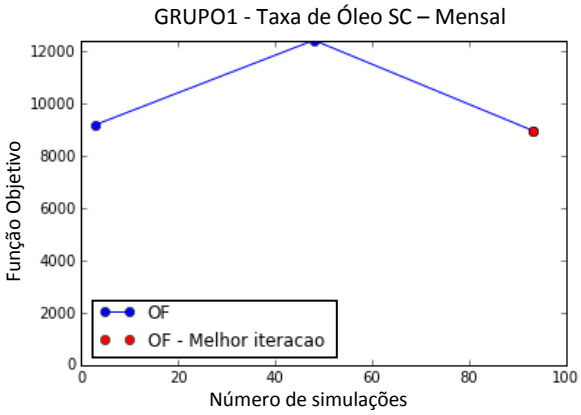
j) Ciclo 4 – Taxa de Óleo SC – Diária (m³/dia) – 3600 dias

Fonte: A autora.

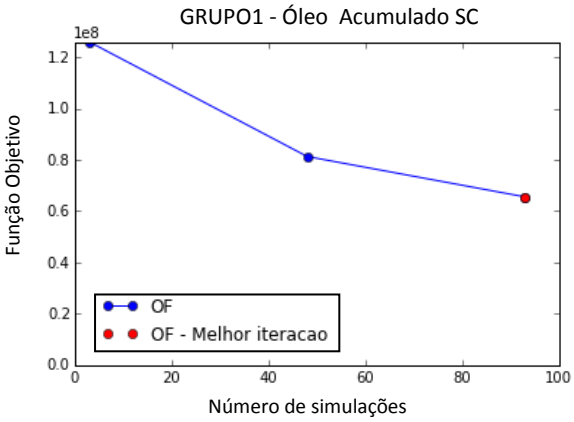
Figura 18 – Múltipla Co-simulação – Evolução da OF – Experimento 2 – Ciclo 4



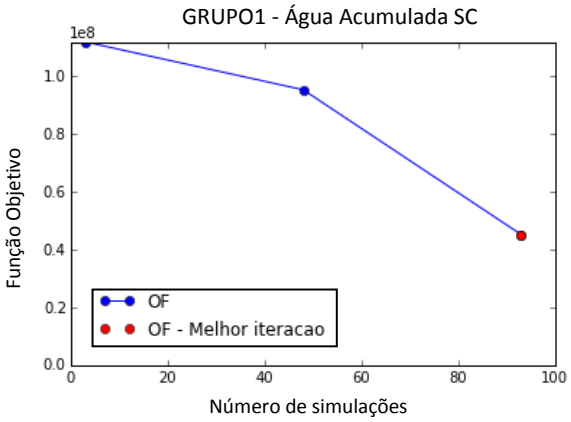
a) Ciclo 4 - Corte de Água SC



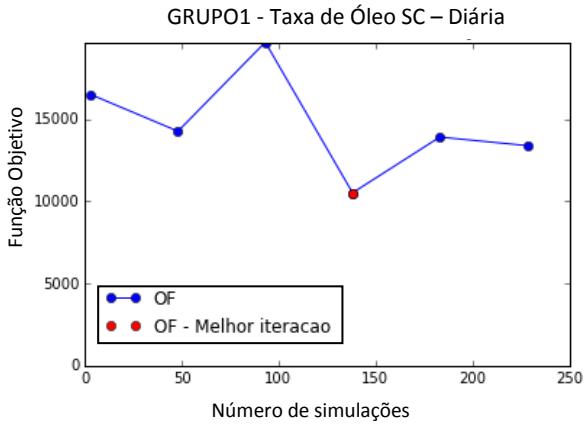
b) Ciclo 4 - Taxa de Óleo SC – Mensal



c) Ciclo 4 - Óleo Acumulado SC



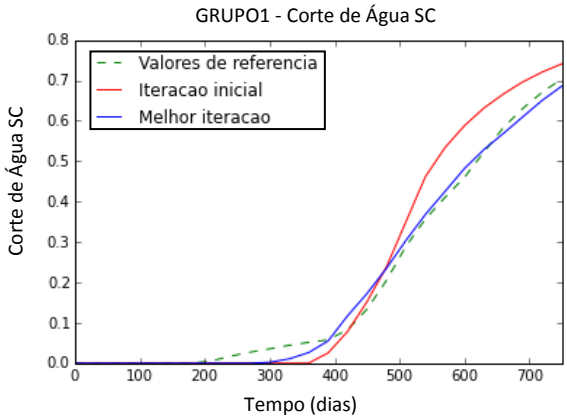
d) Ciclo 4 - Água Acumulada SC



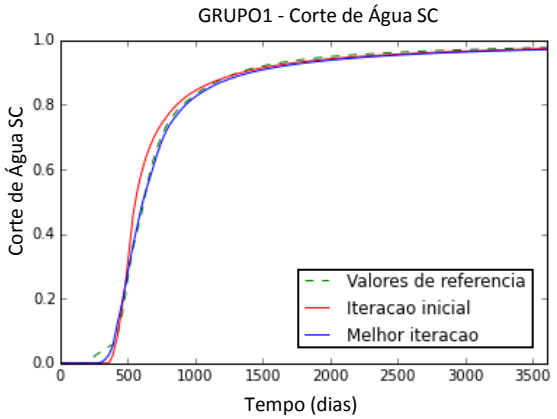
e) Ciclo 4 - Taxa de Óleo SC – Diária

Fonte: A autora.

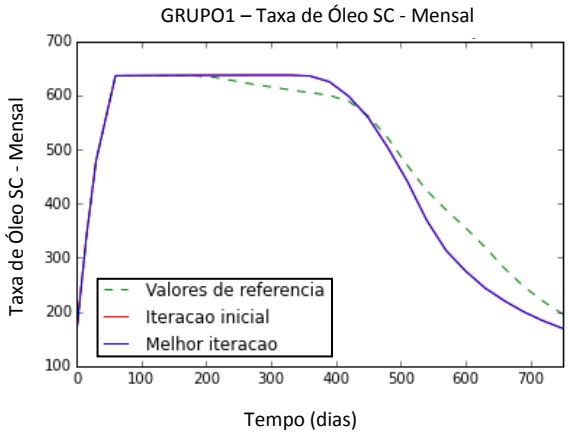
Figura 19 – Combinação de Imagem e Co-simulação – Ajuste ao histórico – Experimento 2 – Ciclo 8



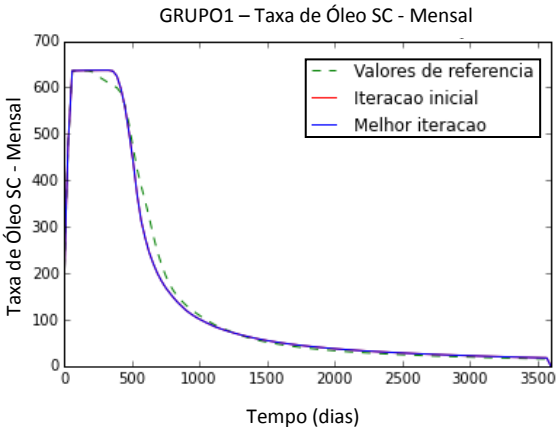
a) Ciclo 8 – Corte de Água SC – 750 dias



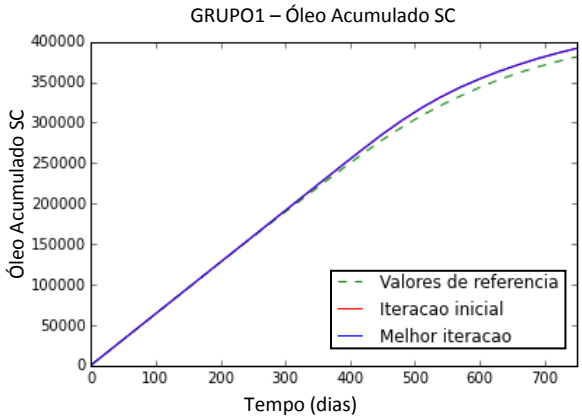
b) Ciclo 8 – Corte de Água SC – 3600 dias



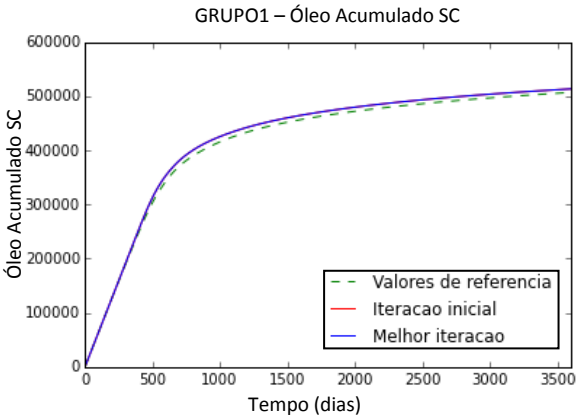
c) Ciclo 8 – Taxa de Óleo SC – Mensal (m³/dia) – 750 dias



d) Ciclo 8 – Taxa de Óleo SC – Mensal (m³/dia) – 3600 dias



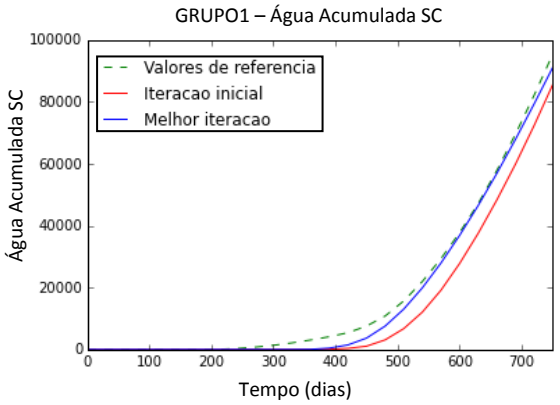
e) Ciclo 8 – Óleo Acumulado SC (m³) – 750 dias



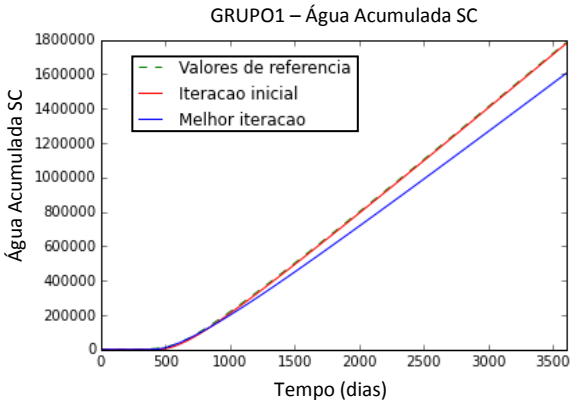
f) Ciclo 8 – Óleo Acumulado SC (m³) – 3600 dias

Fonte: A autora.

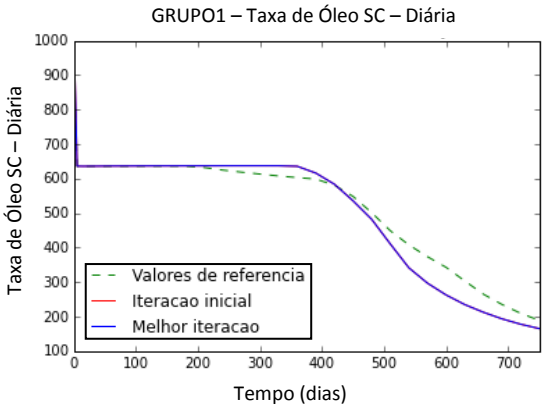
Figura 19 (continuação) – Combinação de Imagem e Co-simulação – Ajuste ao histórico – Experimento 2 – Ciclo 8



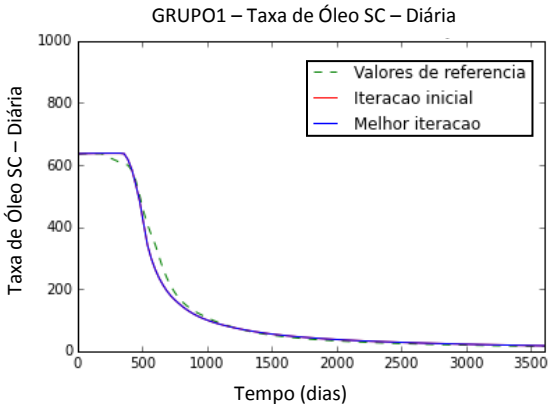
g) Ciclo 8 – Água Acumulada SC (m³) – 750 dias



h) Ciclo 8 – Água Acumulada SC (m³) – 3600 dias



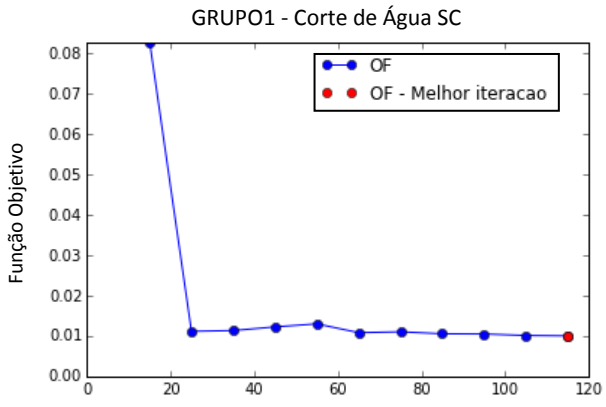
i) Ciclo 8 – Taxa de Óleo SC – Diária (m³/dia) – 750 dias



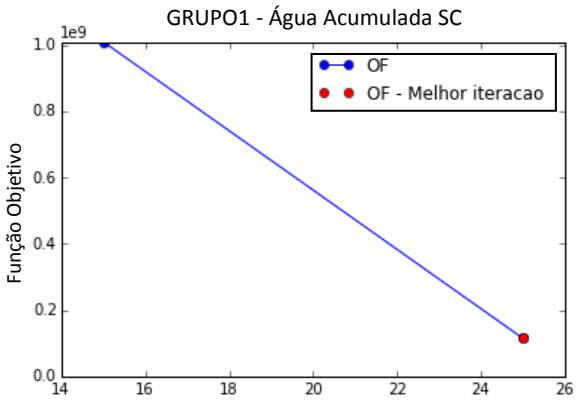
j) Ciclo 8 – Taxa de Óleo SC – Diária (m³/dia) – 3600 dias

Fonte: A autora.

Figura 20 – Combinação de Imagem e Co-simulação – Evolução da OF – Experimento 2 – Ciclo 8



a) Ciclo 8 - Corte de Água SC



b) Ciclo 8 - Água Acumulada SC

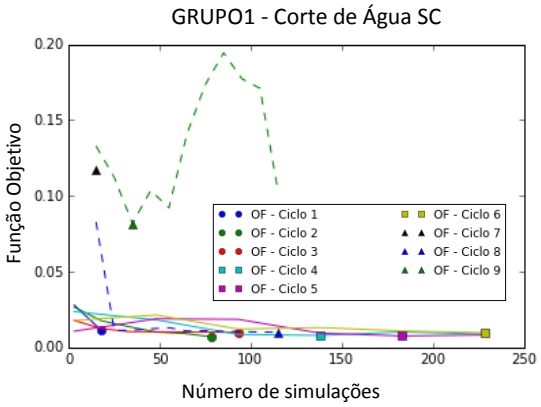
Fonte: A autora.

Para cada parâmetro dinâmico, as curvas mostrando a Evolução da OF x Número de Simulações para os 9 ciclos apresentados estão disponíveis na Figura 21. Como já havia sido observado através da Figura 14, o Corte de Água SC e Água Acumulada SC foram os únicos parâmetros dentre os cinco avaliados em que o processo de ajuste ao histórico obteve sucesso. Isto pode ser verificado novamente na Figura 21.

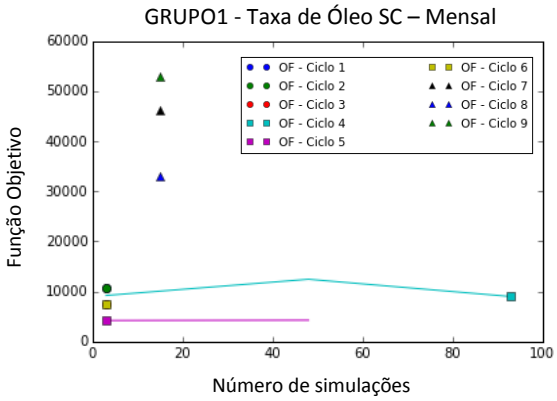
Dessa forma, a Tabela 6 e a Tabela 7 foram elaboradas a fim de melhor avaliar o Corte de Água SC e a Água Acumulada SC, respectivamente. Elas estão estruturadas da seguinte forma:

- Algoritmo: algoritmo global de perturbação do campo de permeabilidade utilizado.
- Ciclo: número do ciclo de ajuste ao histórico realizado. Cada ciclo representa um processo completo de ajuste ao histórico.
- OF inicial: valor inicial da OF, obtido através de uma realização da DSS.
- OF mínima: valor mínimo da OF atingido durante o processo de ajuste ao histórico, podendo este ser obtido através de uma realização da DSS ou da Co-DSS.
- Redução OF: redução da OF obtida através da Co-DSS. Este campo é calculado como: OF inicial - OF mínima.
- Simulações (DSS + Co-DSS): quantidade total de simulações executadas durante o processo de ajuste ao histórico até a obtenção da OF mínima, incluindo então simulações de realizações da DSS e da Co-DSS.
- Simulações (Co-DSS): quantidade de simulações de realizações da Co-DSS executadas durante o processo de ajuste ao histórico até a obtenção da OF mínima.
- Velocidade de Redução (Co-DSS): velocidade com a qual houve redução da OF através da Co-DSS. Este campo é calculado como: Redução OF / Simulações (Co-DSS).

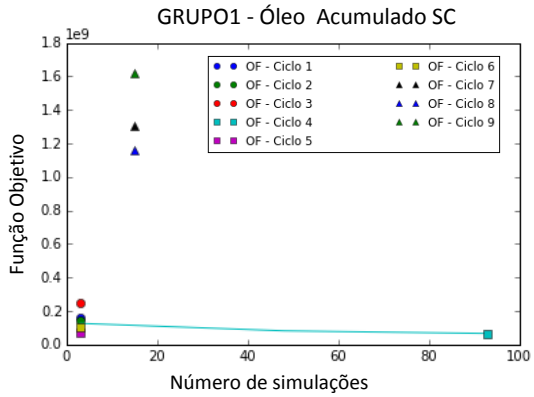
Figura 21 – Evolução da OF x Número de Simulações – Experimento 2



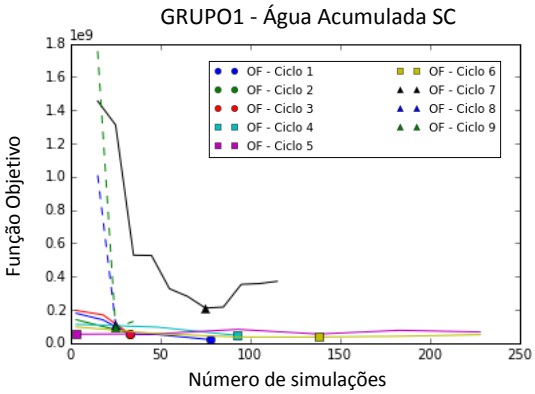
a) Corte de Água SC



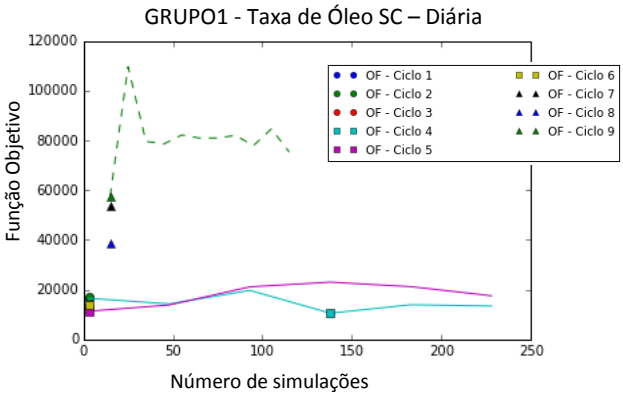
b) Taxa de Óleo SC – Mensal



c) Óleo Acumulado SC



d) Água Acumulada SC



e) Taxa de Óleo SC – Diária

Fonte: A autora.

As tabelas citadas evidenciam que os ciclos de Múltipla Co-simulação foram os que apresentaram menores Velocidades de Redução (Co-DSS). Apesar de atingir valores de OF tão bons quanto os algoritmos de Co-simulação Única, eles necessitaram de uma maior quantidade de simulações para tal, o que implica um maior esforço computacional.

Tabela 6 – Corte de Água SC - Experimento 2

Algoritmo	Ciclo	OF inicial	OF mínima	Redução OF	Simulações (DSS + Co-DSS)	Simulações (Co-DSS)	Velocidade de Redução (Co-DSS)
Co-simulação Única	1	2,79E-02	1,11E-02	1,68E-02	18	15	1,12E-03
	2	2,66E-02	6,98E-03	1,96E-02	78	75	2,61E-04
	3	1,78E-02	9,93E-03	7,85E-03	93	90	8,72E-05
Múltipla Co-simulação	4	2,36E-02	7,89E-03	1,57E-02	138	135	1,16E-04
	5	1,07E-02	7,53E-03	3,13E-03	183	180	1,74E-05
	6	1,77E-02	9,69E-03	8,05E-03	228	225	3,58E-05
Combinação de	7	1,17E-01	1,17E-01	0,00E+00	15	0	-
Imagem e	8	8,27E-02	9,99E-03	7,27E-02	115	100	7,27E-04
Co-simulação	9	1,33E-01	8,18E-02	5,11E-02	35	20	2,55E-03

Fonte: A autora.

Tabela 7 – Água Acumulada SC - Experimento 2

Algoritmo	Ciclo	OF inicial	OF mínima	Redução OF	Simulações (DSS + Co-DSS)	Simulações (Co-DSS)	Velocidade de Redução (Co-DSS)
Co-simulação Única	1	1,78E+08	1,97E+07	1,59E+08	78	75	2,12E+06
	2	1,40E+08	5,81E+07	8,16E+07	33	30	2,72E+06
	3	1,95E+08	5,29E+07	1,42E+08	33	30	4,75E+06
Múltipla Co-simulação	4	1,12E+08	4,52E+07	6,67E+07	93	90	7,41E+05
	5	5,29E+07	5,29E+07	0,00E+00	3	0	-
	6	9,67E+07	3,56E+07	6,10E+07	138	135	4,52E+05
Combinação de	7	1,45E+09	2,10E+08	1,24E+09	75	60	2,07E+07
Imagem e	8	1,01E+09	1,15E+08	8,94E+08	25	10	8,94E+07
Co-simulação	9	1,75E+09	9,20E+07	1,66E+09	25	10	1,66E+08

Fonte: A autora.

Por outro lado, os ciclos de Combinação de Imagem e Co-simulação apresentaram as maiores Velocidades de Redução (Co-DSS). Isto pode ser parcialmente explicado pelo fato de que a realização inicial utilizada neste algoritmo não é a melhor realização da DSS. De acordo com Mata-Lima (2008b), a realização inicial da DSS selecionada é a mais distante da referência. De acordo com a análise realizada pelo mesmo, entre os algoritmos globais apresentados, Combinação de Imagem e Co-simulação é o mais rápido. Através da Figura 15, da Figura 17 e da Figura 19, pode-se observar quão distantes dos valores reais (referência) as realizações iniciais (obtida pela DSS) se encontram. Neste trabalho, um baixo número (três) de realizações na DSS foi utilizado na Co-simulação Única e na

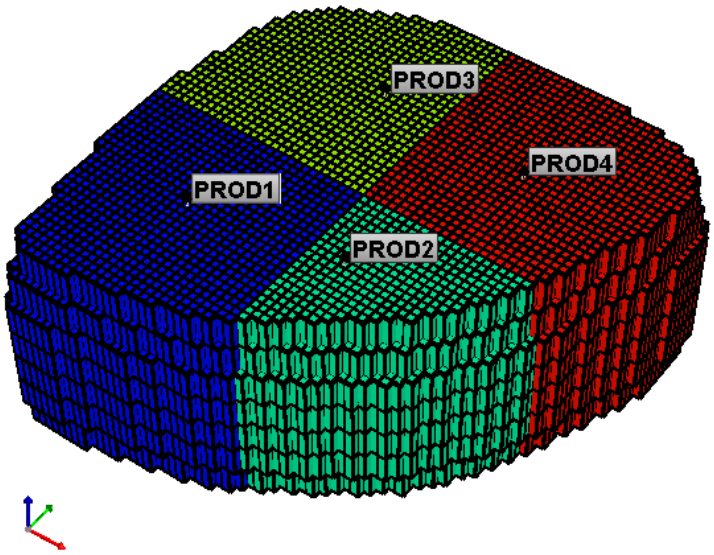
Múltipla Co-simulação a fim de tornar mais visível a convergência obtida através da co-simulação.

No entanto, através das Figura 15, Figura 17 e Figura 19, é possível verificar que, em alguns casos, mesmo havendo redução da OF no período de cálculo do algoritmo (750 dias), a comparação dos resultados para um período maior (3600 dias) mostra que a realização inicial reproduziu o comportamento do reservatório melhor que a realização ajustada. Isto evidencia a necessidade de se controlar continuamente a produção de óleo e se realizar processos de ajuste ao histórico periodicamente, na medida em que se obtêm mais dados históricos.

5.2.3 Experimento 3: Perturbação Regional

O ajuste ao histórico também foi realizado utilizando a estratégia de perturbação regional proposta por Mata-Lima (2008b), na qual os dados de produção são conhecidos para mais de um poço produtor. Sendo conhecidos os dados dos 4 poços produtores do *Egg Model*, o modelo foi dividido em 4 regiões (quadrantes). Esta divisão foi baseada em critérios geométricos e está apresentada na Figura 22.

Figura 22 – Divisão do *Egg Model* em regiões



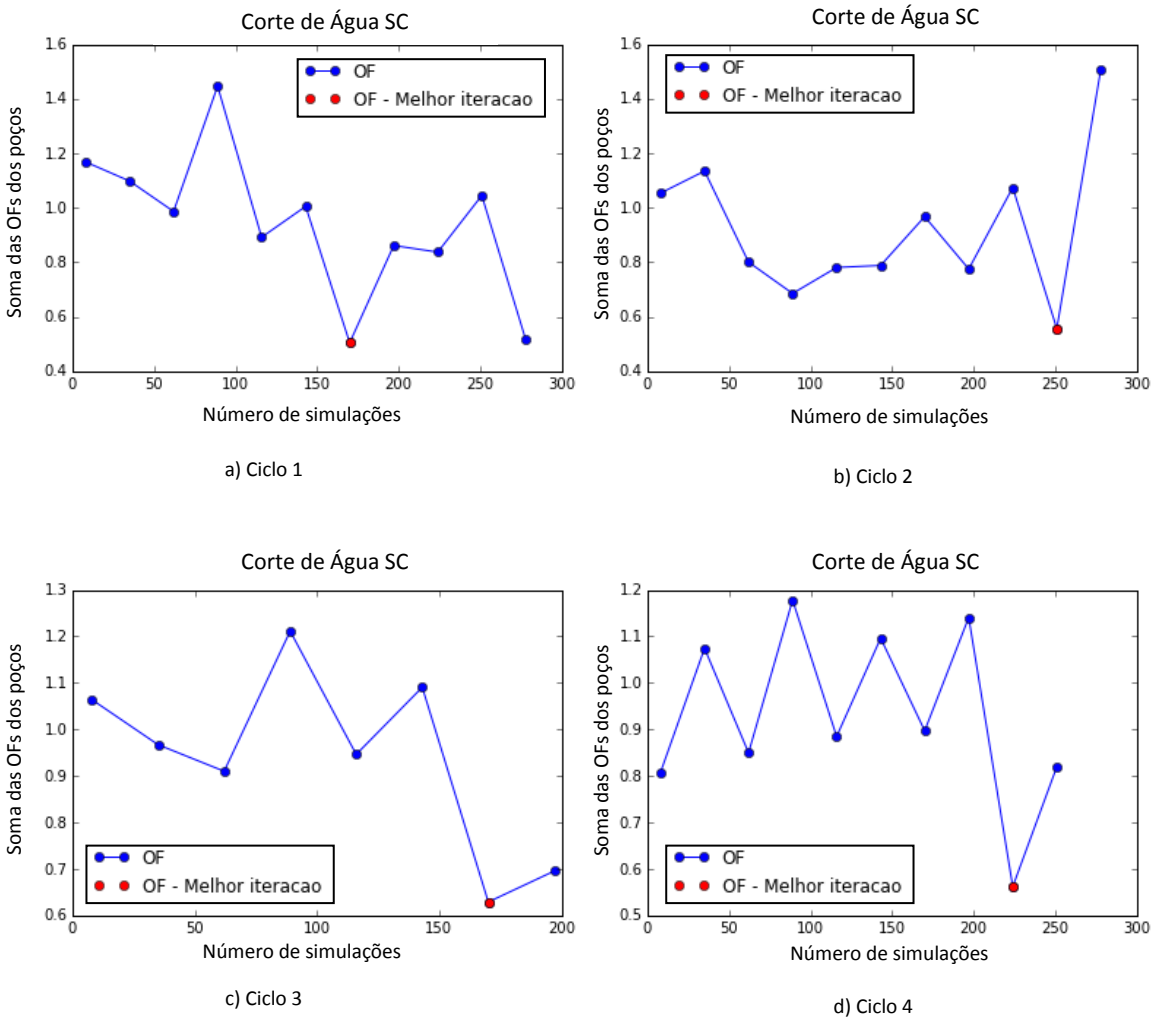
Fonte: A autora.

Neste experimento, o parâmetro de produção minimizado foi o Corte de Água SC (*Water Cut SC*) e o ajuste ao histórico foi realizado com os primeiros 1020 dias

de simulação. O processo inicial de DSS gerou 8 realizações e, em seguida, nove coeficientes de correlação foram utilizados no processo de co-simulação: 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 0.7, 0.8 e 0.9. Para cada coeficiente, 3 realizações foram geradas, totalizando 27 realizações a cada iteração da co-simulação. O processo de ajuste ao histórico foi realizado até o limite máximo de 10 iterações ou caso o valor da OF de qualquer poço produtor aumentasse mais que 500% em relação ao valor anterior.

Este experimento foi realizado 4 vezes (4 ciclos independentes) para a Proposta B do *Egg Model* e a evolução da OF para cada ciclo realizado está apresentada na Figura 23.

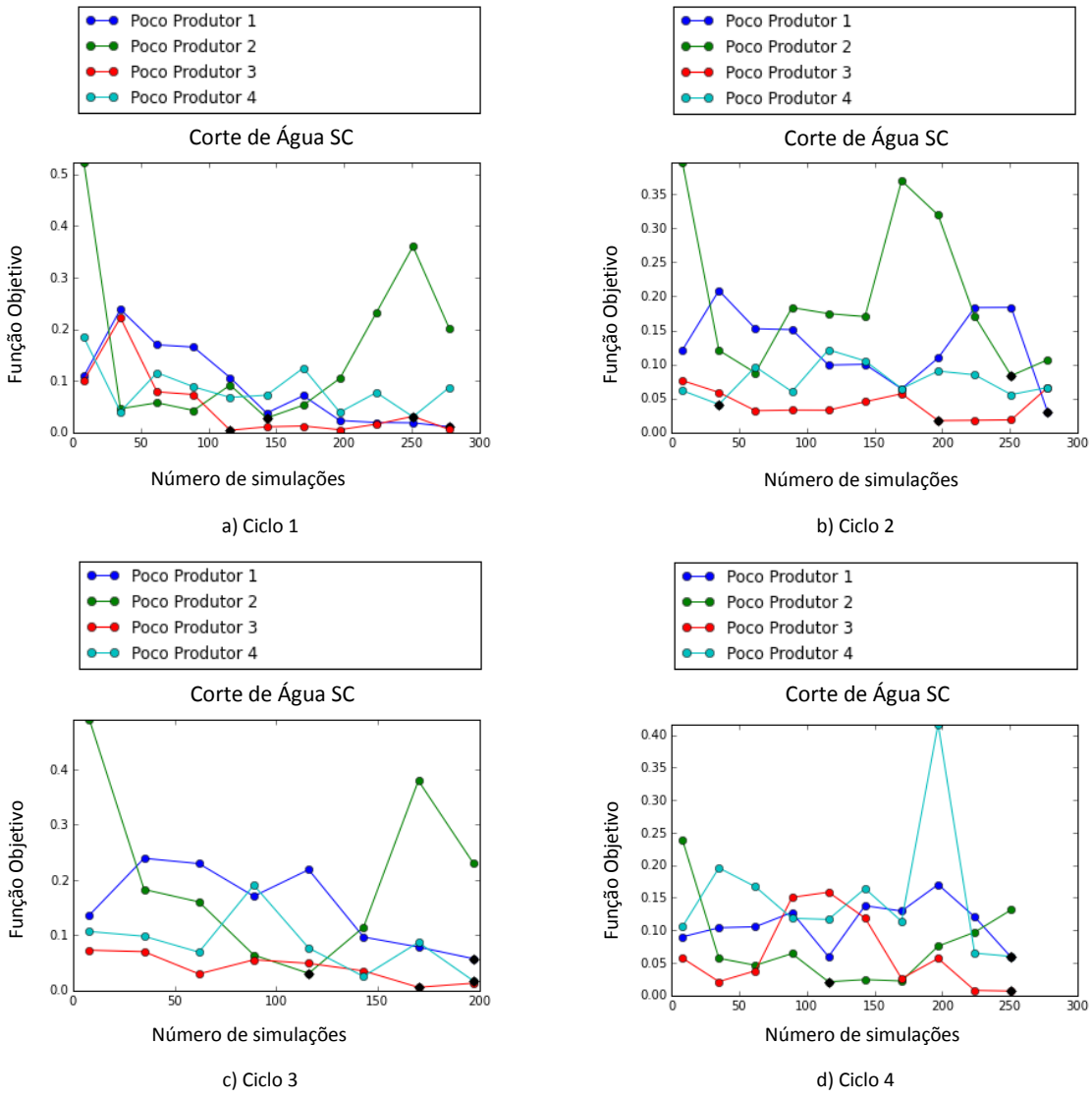
Figura 23 – Evolução da Função Objetivo x Número de simulações – 4 ciclos independentes de Ajuste ao Histórico através de Perturbação Regional



Fonte: A autora.

Diferentemente da abordagem de Mata-Lima (2008b), os valores da OF mostrados correspondem a uma realização que permite um menor valor total da OF (soma das OFs individuais de cada poço que podem ser obtidas simultaneamente). Na Figura 24 tem-se uma abordagem similar à Mata-Lima (2008b): são mostrados os valores mínimos da OF obtidos individualmente para cada poço, sendo obtidos através de realizações distintas. Esses valores foram utilizados no processo iterativo a fim de gerar as imagens secundárias. Na Figura 23 valor mínimo da OF obtido ao longo do processo de ajuste ao histórico está identificado por um círculo vermelho, enquanto que na Figura 24 os círculos pretos identificam os valores mínimos obtidos por cada poço durante o processo.

Figura 24 – Função Objetivo Individual dos Poços x Número de simulações – 4 ciclos independentes de Ajuste ao Histórico através de Perturbação Regional



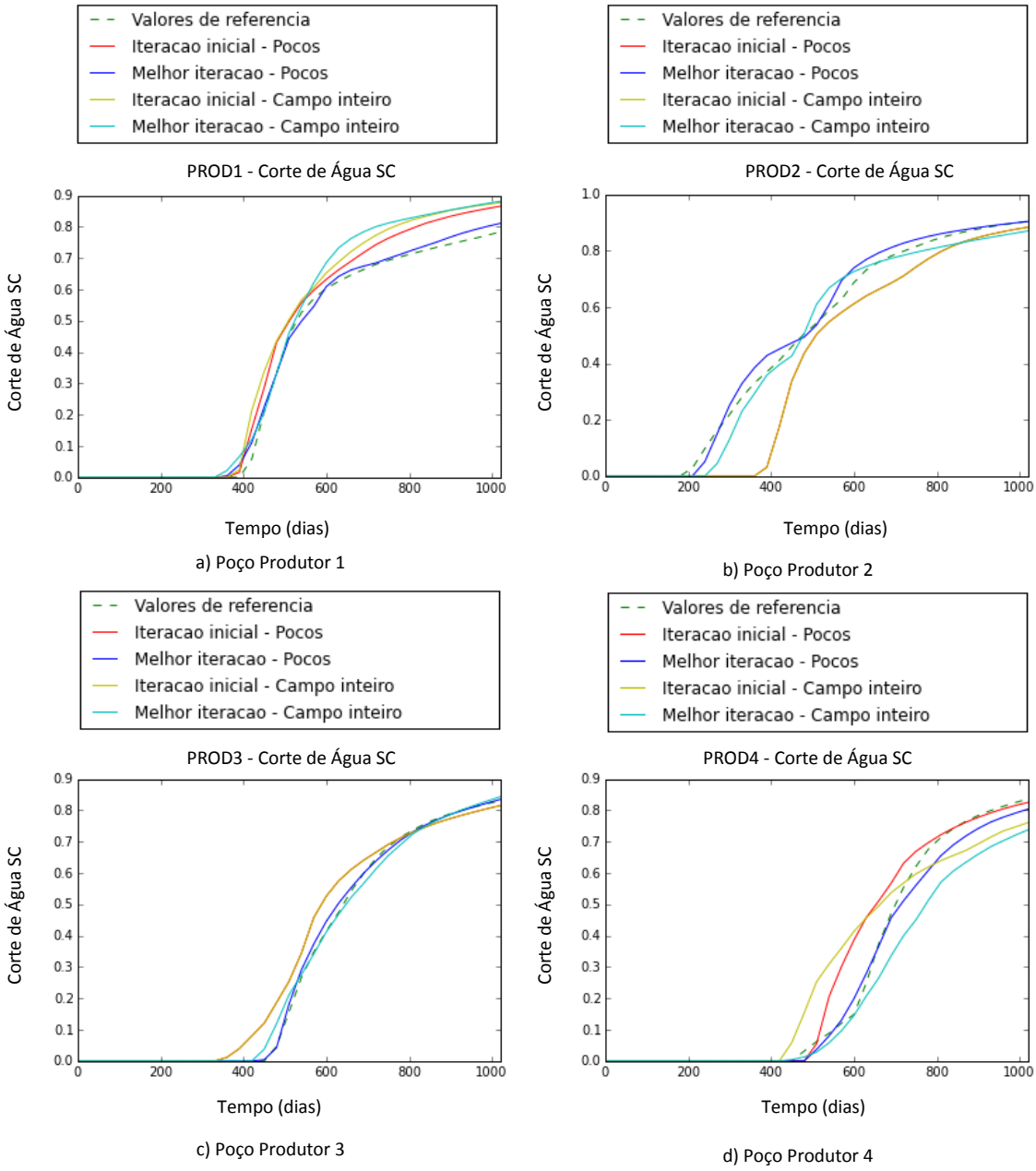
Fonte: A autora.

A Figura 25 retrata a evolução do Corte de Água (valores iniciais e melhores valores) obtido para os 4 poços produtores durante o ciclo 1. Ela mostra a diferença entre estes valores quando se considera o melhor OF obtido para cada poço individualmente durante o processo (indicados na Figura 24 (a)) e quando se leva em consideração o melhor OF obtido para todos os poços produtores simultaneamente (indicado na Figura 23 (a)). Nota-se que os valores em azul escuro (representando os melhores valores obtidos individualmente para cada poço) estão mais próximos da curva verde (que indica os valores de referência) do que os valores em azul claro (representando uma condição de menor OF para o conjunto dos poços, ou seja, o campo inteiro). Esta diferença é considerável e é importante utilizar as curvas do campo inteiro (amarelo e azul claro) como comparativo de aproximação, pois ela representa o mesmo campo de permeabilidade em todos os poços.

A fim de avaliar o desempenho do algoritmo regional proposto, a Tabela 8 foi elaborada, de forma similar às Tabela 6 e Tabela 7.

A partir do Experimento 3 e do Experimento 1 – Caso 3, verifica-se comportamento do algoritmo de perturbação regional em relação ao algoritmo de Combinação de Imagem e Co-simulação (perturbação global) quando se utiliza dados dos poços produtores. Através das Tabela 5 e Tabela 8, conclui-se que os valores da OF obtidos com o algoritmo regional foram inferiores aos do algoritmo global, no entanto com um custo computacional superior.

Figura 25 – Ajuste ao Histórico do Corte de Água SC realizado durante o Ciclo 1



Fonte: A autora.

Tabela 8 – Corte de Água SC - Experimento 3

Algoritmo	Ciclo	OF inicial	OF mínima	Redução OF	Simulações (DSS + Co-DSS)	Simulações (Co-DSS)	Velocidade de Redução (Co-DSS)
Regional	1	1,17E+00	5,05E-01	6,64E-01	170	162	4,10E-03
	2	1,05E+00	5,57E-01	4,97E-01	251	243	2,04E-03
	3	1,06E+00	6,29E-01	4,35E-01	170	162	2,69E-03
	4	8,08E-01	5,62E-01	2,46E-01	224	216	1,14E-03

Fonte: A autora.

5.2.4 Discussão

De forma geral, todos os algoritmos utilizados nos experimentos foram eficazes no processo de ajuste ao histórico. No entanto, no que diz respeito aos parâmetros de produção, apenas o Corte de Água SC e a Água Acumulada SC produziram resultados satisfatórios. Os demais parâmetros dinâmicos utilizados na minimização da OF (Taxa Mensal de Óleo SC, Óleo Acumulado SC e Taxa Diária de Óleo SC) são mais complexos de serem ajustados e requerem de uma metodologia diferente.

Quanto aos dados de produção utilizados (grupo ou poços), a utilização dos dados dos poços se mostrou importante tanto no estudo do reservatório como um todo como no estudo específico dos poços. Já os dados do grupo são importantes quando o interesse de estudo é o comportamento geral do reservatório.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo explorar novas possibilidades de algoritmos e parâmetros que podem ser utilizados no processo de ajuste ao histórico através de técnicas geoestatísticas. Para isto, foi utilizada a metodologia iterativa de Co-simulação Sequencial Direta desenvolvida por Mata-Lima (2008a, 2008b). Esta metodologia foi implementada e adaptada através da linguagem de programação *Python*, que permitiu a interação deste algoritmo com os programas GEOMS2 (CENTRO DE RECURSOS NATURAIS E AMBIENTE, 2013) e IMEX (COMPUTER MODELLING GROUP LTD., 2016a).

Os programas desenvolvidos foram aplicados ao *Egg Model*, em duas propostas diferentes de extração de dados:

- Proposta A: 99 realizações equiprováveis são utilizadas para gerar, através da média para cada bloco, um novo campo de permeabilidade de onde são retiradas as amostras.
- Proposta B: a extração de amostras é realizada no próprio campo de permeabilidade de referência.

Três experimentos foram desenvolvidos a fim de comparar os parâmetros utilizados na função objetivo e os algoritmos de ajuste ao histórico. O Experimento 1 foi utilizado na comparação de ajustes utilizando dados por grupo de poços e dados por poços, sendo aplicado tanto para a Proposta A como para a Proposta B de extração de dados do modelo. O Experimento 2 promoveu a comparação de ajustes com 5 diferentes parâmetros de produção, aplicando-os para 3 algoritmos globais da metodologia iterativa de Co-simulação Sequencial Direta (Mata-Lima, 2008b). O Experimento 3 foi utilizado para o ajuste ao histórico através do algoritmo regional proposto por Mata-Lima (2008a, 2008b), com algumas adaptações.

As observações e conclusões obtidas seguem abaixo:

- Através do Experimento 1, verificou-se que os valores das OFs utilizando os dados do grupo de poços são menores que a soma das OFs utilizando os dados dos poços. Este fato era esperado, visto que nos dados de produção do grupo um único valor representa o estado de diversos poços e as diferenças presentes em cada poço se compensam. Este comportamento pode ser observado nos Casos 1, 2 e 3 do Experimento 1.

- No Experimento 1 – Caso 1, verifica-se que os campos de permeabilidades obtidos se assemelham ao campo da Proposta A (campo bastante uniforme com permeabilidade entre 0 e 2000 md). Assim, apesar do ajuste ao histórico apresentar excelentes resultados quanto à aproximação das curvas de produção do campo de permeabilidade de referência, os campos de permeabilidade obtidos não se assemelham ao campo de permeabilidade de referência e sim ao campo de permeabilidade de coleta das amostras, como previsto pelo algoritmo.
- No Experimento 1 – Caso 1, nota-se também que na maior parte do tempo, o valor da OF do grupo produtor é menor quando a estratégia de minimização da OF é baseada nos dados do grupo produtor, assim como a soma dos valores das OFs dos poços produtores é menor quando a estratégia é baseada nos dados dos poços produtores. Na situação estudada, percebe-se que mesmo com o conhecimento dos valores individuais de cada poço, se o interesse principal do estudo for o reservatório inteiro, melhores resultados são geralmente obtidos quando as informações globais do reservatório são levadas em consideração.
- Os campos de permeabilidade obtidos no Experimento 1 - Caso 2 se assemelham ao campo de referência, que é o mesmo utilizado na coleta das amostras. Nota-se inclusive a existência de canais de maior permeabilidade em meio a regiões de baixa permeabilidade. No entanto, as curvas dos dados de produção não ficaram tão bem ajustadas como no Experimento 1 - Caso 1, que possui comportamento mais previsível devido a menor heterogeneidade.
- Na situação estudada no Experimento 1 – Caso 2, pode-se dizer que geralmente, se o interesse de um determinado estudo é o conhecimento individual de cada poço, recomenda-se o ajuste utilizando os dados dos poços produtores. Já se o interesse é do reservatório em geral, o ajuste utilizando os dados dos poços produtores e também dados do grupo produtor são recomendados.
- A partir da comparação entre os Casos 2 e 3 do Experimento 1, verifica-se que o valor da OF pode diminuir mesmo quando se aumenta a quantidade de dados a serem ajustados. Acredita-se que isto ocorre devido à qualidade dos dados acrescentados, que auxiliam na identificação e definição das curvas.

- No Experimento 2, cinco diferentes parâmetros dinâmicos foram utilizados no processo de ajuste ao histórico: Corte de Água SC, Taxa Mensal de Óleo SC, Óleo Acumulado SC, Água Acumulada SC e Taxa Diária de Óleo SC. No entanto, o processo obteve resultados satisfatórios apenas quando foram utilizados o Corte de Água SC e Água Acumulada SC.
- No Experimento 2, os ciclos de Múltipla Co-simulação apresentaram as menores Velocidades de Redução (Co-DSS). Já os ciclos de Combinação de Imagem e Co-simulação apresentaram as maiores Velocidade de Redução (Co-DSS), o que confirma a análise de Mata-Lima (2008b), segundo o qual, dentre os algoritmos globais apresentados, Combinação de Imagem e Co-simulação é o mais rápido.
- No Experimento 2, evidencia-se a necessidade de se controlar continuamente a produção de óleo e realizar processos de ajuste ao histórico periodicamente, à medida que se obtém mais dados históricos.
- No Experimento 3, uma adaptação do algoritmo regional de Mata-Lima (2008b) foi apresentada. Desta forma, verifica-se a diferença entre os valores da OF quando se considera o melhor OF obtido para cada poço individualmente e quando se leva em consideração o melhor OF obtido para todos os poços simultaneamente. Esta diferença é considerável e é importante utilizar as curvas do conjunto de poços como comparativo de aproximação, pois somente ela representa uma situação possível.
- A partir do Experimento 3 e do Experimento 1 – Caso 3, verifica-se que os valores da OF obtidos através da Perturbação Regional foram inferiores aos obtidos pelo Perturbação Global de Combinação de Imagem e Co-simulação utilizando dados dos poços produtores. No entanto, houve um maior esforço computacional.

2.1 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestão para a continuidade deste trabalho, tem-se:

- Utilizar outros valores estatísticos como função objetivo durante o processo de ajuste ao histórico. Algumas possibilidades foram estudadas por Mata-Lima (2011), tais como: Raiz do Erro Quadrático Médio, Raiz do Valor Quadrático Médio, Soma do Valor Absoluto dos Resíduos e Erro Relativo.

- Para os ajustes ao histórico baseados no Corte de Água SC, utilizar a variável de lag time na composição da OF, conforme sugerido por Mata-Lima (2008a, 2008b). Para os demais parâmetros, identificar quais variáveis são importantes na identificação das curvas e utilizá-las na composição da OF.
- Elaborar uma ferramenta que realize ajustes ao histórico periodicamente, a fim de integrar continuamente os dados de produção obtidos ao longo do ciclo produtivo dos reservatórios.
- Realizar os experimentos citados em um modelo de reservatório mais complexo que o *Egg Model*.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis,** Rio de janeiro: ANP, 2017. 263 p. ISSN 1983-5884.

AGUIAR, A. M. P. O.; WILLMERSDORF, R. B. Reservoir history matching using a geostatistical methodology: the influence of dynamic response parameters. In: CILAMCE - Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, XXXVIII., 2017, Florianópolis. **Proceedings.** Disponível em: <http://dx.doi.org/10.20906/CPS/CILAMCE2017-0781>. Acesso em: 10 maio 2018.

ANDRIOTTI J. L. S. **Fundamentos de Estatística e Geoestatística**. 1 ed. São Leopoldo: Editora da Universidade do Vale do Rio dos Sinos, 2003.

CAEIRO, M. H.; DEMYANOV, V.; SOARES, A. Optimized History Matching with Direct Sequential Image Transforming for Non-Stationary Reservoirs. **Mathematical Geosciences**, v. 47, p. 975–994, 2015.

CENTRO DE RECURSOS NATURAIS E AMBIENTE - CERENA. **Geostatistics and geosciences modeling software - GEOMS2**. Versão beta V057 0.5, 2013. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/geoms2/>. Acesso em: 10 mar. 2017.

CHEN, Z.; HUAN, G.; MA, Y. **Computational methods for multiphase flows in porous media**. 1 ed. Dallas: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. - CMG. **IMEX Simulator.** Versão 2016. Calgary: CMG, 2016a.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. - CMG. **IMEX User Guide – Three-phase, Black-oil Reservoir Simulator**. Versão 2016. Calgary: CMG, 2016b.

DEUTSCH, C. V. **Geostatistical reservoir modeling**. 1 ed. New York: Oxford University Press, 2002.

GOOVAERTS, P. **Geostatistics for natural resources evaluation**. 1 ed. New York: Oxford University Press, 1997.

HORTA, A. et al. Simulation of continuous variables at meander structures: application to contaminated sediments of a lagoon. In: ATKINSON, P. (Ed.); LLOYD, C. (Ed.). geoENV VII - Geostatistics for environmental applications. **Quantitative Geology and Geostatistics**, v. 16, p. 161–172. Dordrecht: Springer, 2010.

JANSEN, J. D. et al. The egg model – a geological ensemble for reservoir simulation. **Geoscience Data Journal**, v. 1, p. 192–195, 2014.

JOURNEL, A. G. Modeling uncertainty: some conceptual thoughts. In: DIMITRAKOPOULOS, R. (Ed.). Geostatistics for the Next Century. **Quantitative Geology and Geostatistics**, v. 6, p. 30–43. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1994.

MATA-LIMA, H. Reducing uncertainty in reservoir modelling through efficient history matching. **Oil Gas European Magazine**, v. 34, p. 143–148, 2008a.

MATA-LIMA, H. Reservoir characterization with iterative direct sequential co-simulation: Integrating fluid dynamic data into stochastic model. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 62, p. 59–72, 2008b.

MATA-LIMA, H. Evaluation of the objective functions to improve production history matching performance based on fluid flow behaviour in reservoirs. **Journal of Petroleum Science and Engineering,** v. 78, p. 42–53, 2011.

OLEA, R. A.. **Geostatistics for engineers and Earth scientists**. 1 ed. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1999.

OLIVEIRA, G. S. et al. Reducing uncertainty in reservoir parameters combining history matching and conditioned geostatistical realizations. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 156, p. 75-90, 2017.

OLIVER, D. S.; CHEN, Y. Recent progress on reservoir history matching: a review. **Computational Geosciences**, v. 15, p. 185–221, 2010.

SOARES, A. Direct Sequential Simulation and Cosimulation. **Mathematical Geology**, v. 33, n. 8, p. 911–926, 2001.

SOARES, A. **Geoestatística para as Ciências da Terra e do Ambiente.** 3 ed. Lisboa: Editora IST Press, 2014.

WELLANO, J.; AFONSO, S. M. B.; WILLMERSDORF, R. B. Uma abordagem para consideração de otimização robusta em reservatório de petróleo. In: CILAMCE - Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering, XXXVII., 2016, Brasília. **Proceedings.** Disponível em: <http://www.periodicos.unb.br/index.php/ripe/article/download/24014/17145>. Acesso em: 10 maio 2018.

YAMAMOTO, J. K.; LANDIM, P. M. B. **Geoestatística: conceitos e aplicações**. 1 ed. São Paulo: Editora Oficina de Textos, 2013.