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

FORLAN LA ROSA ALMEIDA

METODOLOGIA DE AJUSTE DE HISTÓRICO PROBABILÍSTICO E MULTIOBJETIVO INTEGRANDO DADOS DE PRODUÇÃO E SÍSMICA 4D

CAMPINAS
2016

FORLAN LA ROSA ALMEIDA

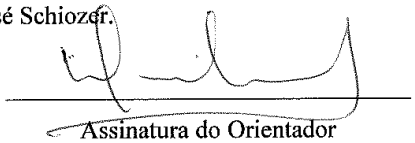
METODOLOGIA DE AJUSTE DE HISTÓRICO PROBABILÍSTICO E MULTIOBJETIVO INTEGRANDO DADOS DE PRODUÇÃO E SÍSMICA 4D

Dissertação de Mestrado apresentada à Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para obtenção do título de Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo, na área de Reservatórios e Gestão.

Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer

Coorientadora: Dra. Alessandra Davolio Gomes

Este exemplar corresponde à versão final da Dissertação defendida pelo aluno Forlan La Rosa Almeida e orientada pelo Prof. Dr. Denis José Schiozer.



Assinatura do Orientador

CAMPINAS

2016

Agência(s) de fomento e nº(s) de processo(s): Não se aplica.; Brasil/MS

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Elizangela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

AL64m

Almeida, Forlan La Rosa, 1991-
Metodologia de ajuste de histórico probabilístico e multiobjetivo integrando dados de produção e sísmica 4D / Forlan La Rosa Almeida. – Campinas, SP : [s.n.], 2016.

Orientador: Denis José Schiozer.
Coorientador: Alessandra Davolio Gomes.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências.

1. Engenharia de petróleo. 2. Reservatórios. 3. Calibração. 4. Incerteza. 5. Prospecção sísmica. I. Schiozer, Denis José,1963-. II. Davolio, Alessandra Gomes. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Methodology of probabilistic and multi-objective history matching integrating well data and 4D seismic
Palavras-chave em inglês:
Petroleum engineering
Reservoirs
Calibration
Uncertainty
Seismic prospection
Área de concentração: Reservatórios e Gestão
Titulação: Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo
Banca examinadora:
Denis José Schiozer [Orientador]
Osvair Vidal Trevisan
Valmir Francisco Risso
Data de defesa: 05-08-2016
Programa de Pós-Graduação: Ciências e Engenharia de Petróleo

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

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

METODOLOGIA DE AJUSTE DE HISTÓRICO PROBABILÍSTICO E MULTIOBJETIVO INTEGRANDO DADOS DE PRODUÇÃO E SÍSMICA 4D

Autor: Forlan La Rosa Almeida
Orientador: Prof. Dr. Denis José Schiozer
Coorientadora: Dra. Alessandra Davolio Gomes

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:

Prof. Dr. Denis José Schiozer, Presidente
Departamento de Energia / Divisão de Engenharia de Petróleo / Faculdade de Engenharia Mecânica / Universidade Estadual de Campinas

Prof. Dr. Osvair Vidal Trevisan
Departamento de Energia / Divisão de Engenharia de Petróleo / Faculdade de Engenharia Mecânica / Universidade Estadual de Campinas

Valmir Francisco Risso
Prof. Dr. Valmir Francisco Risso
Centro de Engenharias / Faculdade de Engenharia de Petróleo / Universidade Federal de Pelotas

Campinas, 05 de Agosto de 2016.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho às pessoas que mais amo nesta vida, meus pais Volandi e Eudocia, a minha irmã Giliane, meu sobrinho Miguel e a minha amada Raquel.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela vida e possibilidade de estar com as pessoas que mais amo.

Ao professor Dr. Denis José Schiozer pela orientação e oportunidade proporcionada, compartilhando seu conhecimento e experiência, a quem expresso minha profunda gratidão.

A Dra. Alessandra Davolio não somente pela coorientação, mas também por todo apoio, dedicação, empenho e compreensão que teve comigo neste período, a quem sou extremamente grato.

Aos membros do programa de pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, em especial a Michelle Fulaneto pela atenção tida comigo, e a toda equipe UNISIM, especialmente aos amigos Célio Maschio, Daniel Carvalho, Derek Vasconcelos, Eduin Mazzo, Gil Correia, Guilherme Tonin e Paulo Drummond, que auxiliaram grandemente o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas de mestrado e doutorado, pelo excelente convívio, pelos momentos de descontração e principalmente pelo apoio para alcançar este objetivo.

Ao Prof. Dr. Valmir Francisco Risso e a Prof. Dra. Fernanda Vaz Risso um agradecimento especial por terem acreditado em mim, por terem me mostrado um novo caminho e por terem me aberto às portas deste novo caminho. Expresso aqui a minha profunda gratidão.

Aos meus sogros Gilberto e Silvia, pelo carinho e cuidado que sempre tiveram comigo, me tratando como um filho.

A minha irmã Giliane e ao meu cunhado Rodrigo, pelo incentivo e pelo exemplo de dedicação. Aos meus sobrinhos Miguel e Isabela e ao meu afilhado Miguel, pela alegria que proporcionam e pelo novo sentido de vida que me trouxeram.

Aos meus pais Volandi e Eudocia, que são meus exemplos e a minha base forte, que me apoiaram incondicionalmente neste sonho, superando a distância e a saudade (que doeu muito). Sendo os meus exemplos de amor, carinho, perseverança e força. Quem eu amo tanto.

A minha amada Raquel, que me acompanhou em cada passo nesta caminhada, estando mesmo em momentos difíceis do meu lado, me ajudando e me incentivando a superar todas as dificuldades, me fazendo olhar o mundo de outra maneira. Quem me fez lutar cada dia mais pelo meu sonho, quem me proporcionou inúmeras alegrias e crescimento pessoal. Pessoa a qual dedico o meu hoje e o meu amanhã.

This work was carried out in association with the ongoing Project registered as "BG-07 Redução de incertezas através da incorporação de sísmica 4D na modelagem do reservatório" (UNICAMP/BG Brasil/ANP) funded by BG Brasil under the ANP R&D levy as "Compromisso de Investimentos com Pesquisa e Desenvolvimento". The authors thank also UNISIM, DE-FEM-UNICAMP, CEPETRO, and PRH/ANP 15 for supporting this work and CMG and Schlumberger for software licenses.

RESUMO

A modelagem numérica de reservatórios petrolíferos envolve muitas incertezas, as quais podem resultar na construção de modelos com previsões de produção distintas das observadas na unidade de produção fazendo com que estes não representem adequadamente a dinâmica de produção do reservatório. Na indústria do petróleo, o procedimento aplicado para reduzir os desvios observados e consequentemente obter modelos que representem adequadamente a dinâmica de produção é conhecido como ajuste de histórico. Devido à relevância do processo de ajuste de histórico, este tem sido exaustivamente estudado e aperfeiçoado, mas ainda apresenta diversos desafios. Com o objetivo de aumentar a robustez do processo, existem três abordagens que têm despertado interesse. A primeira está ligada a aplicação de processos probabilísticos, que possibilitam uma melhor avaliação das incertezas, sendo uma abordagem mais consistente do que a abordagem determinística tradicional. A segunda se refere ao uso de múltiplas funções-objetivo locais para mensurar a qualidade do ajuste; trabalhos recentes demonstram que esta abordagem é mais indicada do que o uso da função-objetivo global tradicional. A terceira refere-se ao uso de outras fontes de dados, como a sísmica 4D, para o melhor condicionamento dos modelos numéricos de simulação. Neste contexto, Maschio et al. (2015) formalizaram uma metodologia que visa incorporar todos estes aspectos, porém com passos ainda subjetivos. Com isso, o presente trabalho propõe uma extensão a esta metodologia com o propósito de sistematizar alguns passos do processo. A principal inovação apresentada está ligada ao processo de redução de incertezas proposto, o qual consiste na atualização dos atributos incertos baseado nos modelos de simulação que apresentaram os melhores ajustes, através de um processo sistemático. Baseado em um reservatório de média complexidade, a metodologia foi validada em duas fases de aplicação. Na Fase I, foi desenvolvido o processo de calibração e redução de incertezas, utilizando somente dados de poço como fonte de dados para o condicionamento dos múltiplos modelos de simulação, enquanto que na Fase II, mapas de variação de pressão (Δp) e de saturação de água (ΔS_w), oriundos da sísmica 4D, foram adicionados de forma quantitativa ao processo. Os resultados obtidos ilustraram a eficácia do processo proposto, o qual possibilitou uma redução acentuada das incertezas obtendo múltiplos modelos de simulação ajustados em um pequeno número de iterações.

Palavras Chave: Ajuste de Histórico; Redução de Incertezas; Sísmica 4D.

ABSTRACT

The numerical reservoir modelling is surrounded by uncertainties. These can lead to constructing numerical models which present production forecast different from observed production. In the petroleum industry, the procedure applied to reduce the observed differences, and consequently obtain adequate models, is known as history matching. Although this process has been exhaustively studied and improved, diverse challenges still exist. Aiming to improve the robustness of the process, three approaches have aroused interest: (1) application of probabilistic procedures that enables to evaluate uncertainties, a more consistent approach than the traditional deterministic one; (2) the evaluation of multiple local objective functions to measure the quality of the match, more suitable than the traditional global objective function; (3) the incorporation of additional observed data such as 4D seismic, to improve the conditioning of the numeric simulation models. In this context, Maschio et al. (2015) formalized a general methodology that aims to incorporate all these aspects, however, with subjective steps. The current work proposes an extension to this methodology with the goal of systematizing some of these steps. The main innovation is in the proposed uncertainty reduction process, which consists in updating the uncertain attributes based on the simulation models that presented the best matches. The validation of the proposed methodology is presented in two phases of application in a reservoir of medium complexity. In Phase I, the procedure of calibration and uncertainty reduction is developed using only well data to condition the multiple models; while in Phase II, the maps of pressure changes (Δp) and water saturation changes (ΔSw) from 4D seismic data are integrated in a quantitative way as additional constraints. The obtained results showed the efficiency of the proposed methodology, which provided a clear reduction of uncertainties, obtaining multiple matched models in few iterations.

Key Word: History Matching; Uncertainty Reduction; 4D Seismic

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Exemplo hipotético de ajuste determinístico. 29
Figura 2.2 - Exemplos de distribuições probabilísticas (Silva (2011)). 30
Figura 2.3 – Exemplo de discretização em níveis de incerteza (adaptado de Moura Filho (2006)). 30
Figura 2.4 – Fluxograma geral da metodologia (Maschio et al., 2015; modificado). 33
Figura 2.5 – (A) Curva de produção exemplificativa (B) Gráfico de AQNS. 39
Figura 2.6 - Comportamento dos desvios identificados utilizando o indicador AQNS. 41
Figura 3.1 – Detalhamento proposto para a etapa de atualização dos atributos. 48
Figura 3.2 - Detalhamento proposto para a etapa de revisão da caracterização. 48
Figura 3.3 – Exemplo hipotético – (A) Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite para o poço Y, (B) Gráfico de AQNS da função-objetivo X do poço Y. 49
Figura 3.4 – Classificação dos múltiplos modelos de simulação para a determinação dos "Melhores Modelos". 51
Figura 3.5 - Contagem da frequência de ocorrência dos níveis de incerteza dos atributos incertos. 51
Figura 3.6 – Redistribuição da probabilidade de ocorrência – (A) KRA (B) TFA. 53
Figura 3.7 - Esquematização do processo de combinação dos atributos incertos com variabilidade espacial. 54
Figura 4.1 - Reservatório Beta (distribuição de fácies, distribuição das falhas). 56
Figura 4.2 - Localização das falhas subsísmicas (em vermelho) no Modelo Referência. 58
Figura 4.3 – Comparação entre as dimensões dos blocos do modelo referência e do modelo de simulação (adaptado de Avansi, 2014). 59
Figura 4.4 - Malha de explotação (saturação de óleo inicial – Modelo Referência). 61
Figura 4.5 – Mapa de variação de pressão (Δp) da sísmica 4D 62
Figura 4.6 – Mapa de variação de saturação de água (ΔS_w) sísmica 4D 62
Figura 5.1 - Histograma volume poroso total - Fase I. 64
Figura 5.2 - Histograma volume poroso total - Fase I – Ajustado. 65
Figura 5.3 – Diagnóstico Inicial - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 67
Figura 5.4 – Atualização do atributo incerto Kra - (A) Diagnóstico Inicial (B) Frequência computada (C) Iteração 1 68

Figura 5.5 - *pdf* atributos Incertos - Iteração 1 (A) Kra (B) Krb (C) mKzKx (D) Tfa (E) Tfb (F) Tfc (G) Tfd (H) mKy. 68
Figura 5.6 - Iteração 1 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 69
Figura 5.7 – Redução dos desvios Diagnóstico Inicial (cinza) para Iteração 1c (verde) - (A) vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 70
Figura 5.8 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite regular para cada poço na Diagnóstico Inicial (cinza) e na Iteração 1 (verde). 71
Figura 5.9 – Funções-Objetivo limitantes - Diagnóstico Inicial (cinza) e na Iteração 1c (verde). 71
Figura 5.10 - Localização dos novos atributos incertos. 72
Figura 5.11 - Iteração 2 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 73
Figura 5.12 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite regular para cada poço na Diagnóstico Inicial (cinza); Iteração 1c (verde) e Iteração 2b (amarelo). 74
Figura 5.13 - Redução dos desvios Diagnóstico Inicial (cinza), Iteração 1c (verde) e Iteração 2b (amarelo) - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 75
Figura 5.14 - Principais Funções-Objetivo desajustadas – Diagnóstico Inicial (cinza); Iteração 1c (verde) e Iteração 2b (amarelo). 75
Figura 5.15 - Redução dos desvios Diagnóstico Inicial (cinza) e Modelos filtrados (verde) - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de Gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 76
Figura 5.16 - Avanço na redução dos desvios ao longo das iterações (A) Q_w Prod 3 (B) Q_w Prod 5 (C) Q_w Prod 10 (D) Q_w Prod 11. 77
Figura 5.17 – Comparação das curvas de produção do campo entre o Diagnóstico Inicial (cinza) e os Modelos filtrados (verde) - (A) Produção de óleo do campo (B) Injeção de água do campo (C) Produção de água do campo (D) Pressão média do reservatório. 77
Figura 5.18 - Atualização das *pdf* dos atributos incertos ao longo das iterações – Diagnóstico Inicial (cinza), Iteração 1c (verde), Iteração 2b (amarelo) e Modelo Referência (vermelho) (A) Kra (B) Krb (C) mKzKx (D) Tfa (E) Tfb (F) Tfc (G) Tfd (H) mKy. 78
Figura 5.19 - Localização das novas funções-objetivo definidas (vermelho) para avaliar a calibração dos múltiplos modelos em relação aos mapas de Δp oriundos da sísmica 4D. 80
Figura 5.20 - Redefinição das *pdf* dos atributos incertos Kra (A) e Tfa (B). 81
Figura 5.21 - Histograma volume poroso total - Fase II. 82

Figura 5.22 – AQNS Iteração 3 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 83
Figura 5.23 – Mapa médio de variação de pressão (Δp) dos modelos da Iteração 3. 84
Figura 5.24 – AQNS Iteração 3a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 85
Figura 5.25 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite bom para cada poço na Iteração 3b e Iteração 3c. 86
Figura 5.26 – Relação dos poços com maior porcentagem de desajustes e a porção sul do reservatório Beta. 87
Figura 5.27 – AQNS Iteração 3f - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 89
Figura 5.28 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite bom para cada poço na Iteração 3 (roxo); Iteração 3f (azul). 90
Figura 5.29 – AQNS Modelos Filtrados - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 91
Figura 5.30 – Mapa médio de variação de pressão dos modelos filtrados (Fase II – Parte I) e mapa de variação de pressão provindo da sísmica 4D. 92
Figura 5.31 - Atualização das *pdf* dos atributos incertos ao longo das Iterações 3 e 3f (A) Kra (B) Krb (C) mKzKx (D) Tfa (E) Tfb (F) Tfc (G) Tfd (H) mKy (I) RProd5 (J) RProd7 (K) RProd9 (L) RProd10 (M) RProd11. 93
Figura 5.32 - Redefinição das *pdf* dos atributos incertos mKy (A) e Tfc (B). 94
Figura 5.33 - Novas incertezas parametrizadas baseadas no mapa de variação de saturação oriundo da sísmica 4D. 95
Figura 5.34 - Erro absoluto total de ΔS_W dos modelos filtrados – Fase II – Parte I por camada. 96
Figura 5.35 - Erro total de ΔS_W dos modelos filtrados – Fase II. 97
Figura 5.36 - Localização das novas funções-objetivo (verde) definidas para avaliar a calibração dos múltiplos modelos numérico em relação à integração do mapa ΔSw ao processo de ajuste de histórico. 98
Figura 5.37– AQNS Iteração 4 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 100
Figura 5.38 – Comparação entre o mapa de variação de saturação da sísmica 4D e o mapa de variação média de saturação dos múltiplos modelos da Iteração 4. 101

Figura 5.39 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite excelente para cada poço na Iteração 4 e 4a. 102
Figura 5.40 – AQNS Iteração 4b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 103
Figura 5.41 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite excelente para cada poço na Iteração 4a e 4b. 104
Figura 5.42 - Localização do atributo RProd4. 104
Figura 5.43 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite excelente para cada poço na Iteração 4b e 5. 105
Figura 5.44 – AQNS Iteração 5a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 106
Figura 5.45 - Localização do atributo RProd10A..... 107
Figura 5.46 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite excelente para cada poço na Iteração 5a e 6. 108
Figura 5.47 – AQNS Iteração 6a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 109
Figura 5.48 – AQNS Iteração 6b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 111
Figura 5.49 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite Excelente para cada poço na Iteração 4 e 6a. 112
Figura 5.50 - *pdf* dos atributos incertos na Iteração 4 (A) Kra (B) Krb (C) mKzKx (D) Tfa (E) Tfb (F) Tfc (G) Tfd (H) mKy (I) RProd5 (J) RProd7 (K) RProd9 (L) RProd10 (M) RProd11 (N) RProd4 (O) RProd10A (P) Tf1 (Q) Tf2 (R) Tf3 (S) Tf4 (T) Tf5 (U) Tf6 (V) Tf7 (X) Tf8 (Z) Tf9. 113
Figura 5.51 – Redistribuição da probabilidade de ocorrência do atributo incerto mKzKx ao longo das iterações – (A) Diagnóstico Inicial (B) Iteração 2b (C) Iteração 3f e (D) Iteração 6b. 114
Figura 5.52 – AQNS Iteração 4 e Modelos Filtrados – Fase II – Parte II - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 115
Figura 5.53 – Comparação entre o mapa de variação de saturação da Sísmica 4D e o mapa de variação média de saturação dos modelos filtrados na Fase II – Parte II. 116

Figura 5.54 – Comparação entre o mapa de variação de saturação da Sísmica 4D e o mapa de variação média de saturação da Iteração 4 e dos modelos filtrados na Fase II – Parte II para a região do Injetor 7.....116
Figura 5.55 – Evolução da *pdf* do atributo incerto Tf6. 117
Figura 5.56 – Previsão de produção - Curvas globais de produção (A) Produção de óleo do campo (B) Injeção de água do campo (C) Produção de água do campo (D) Pressão média do reservatório. 118
Figura 5.57 - Previsão de produção de água do poço produtor 10. 119
Figura 5.58 - Previsão de produção de água do poço produtor 3. 119
Figura 5.59 – Previsão de produção - (A) Produção de óleo do poço produtor 2 (B) Produção de água do poço produtor 2 (C) Produção de óleo do poço produtor 4 (D) Produção de água do poço produtor 4.....120
Figura A.1 – Curva cumulativa do número de funções-objetivo desajustadas por poço. 132
Figura C.2- AQNS Diagnóstico Inicial - (A) Vazão de Óleo (B) Vazão de Gás (C) Vazão de Água (D) Pressão de Fundo de Poço. 135
Figura C.3 - AQNS Iteração 1 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 136
Figura C.4- AQNS Iteração 1a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 136
Figura C.5 - AQNS Iteração 1b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 137
Figura C.6- AQNS Iteração 1c - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 137
Figura C.7 - AQNS Iteração 2 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 138
Figura C.8 - AQNS Iteração 2a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 138
Figura C.9 - AQNS Iteração 2b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço. 139
Figura C.10- AQNS Iteração 3 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 139
Figura C.11 - AQNS Iteração 3a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 140

Figura C.12 - AQNS Iteração 3b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 140
Figura C.13 - AQNS Iteração 3c - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 141
Figura C.14 - AQNS Iteração 3d - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 141
Figura C.15- AQNS Iteração 3e - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 142
Figura C.16- AQNS Iteração 3f - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão. 142
Figura C.17 - AQNS Iteração 4 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 143
Figura C.18 - AQNS Iteração 4a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 143
Figura C.19 - AQNS Iteração 4b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 144
Figura C.20 - AQNS Iteração 5 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 144
Figura C.21 - AQNS Iteração 5a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 145
Figura C.22 - AQNS Iteração 6 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 145
Figura C.23 - AQNS Iteração 6a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 146
Figura C.24- AQNS Iteração 6b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água. 146
Figura E.1– Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 1 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 1. 149
Figura E.2 – Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 2 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 2. 149
Figura E.3– Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 3 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 3. 150
Figura E.4– Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 4 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 4. 150

Figura E.5 – Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 5 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 5. 151
Figura E.6 – Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 6 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 6. 151
Figura E.7 – Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 7 (B) pressão de fundo de poço do poço injetor 7. 152
Figura E.8 – Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 8 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 8. 152
Figura E.9 – Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 1 (B) Produção de óleo do poço produtor 1 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 1. 153
Figura E.10 – Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 2 (B) Produção de óleo do poço produtor 2 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 2. 153
Figura E.11– Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 3 (B) Produção de óleo do poço produtor 3 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 3. 153
Figura E.12– Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 4 (B) Produção de óleo do poço produtor 4 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 4. 154
Figura E.13– Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 5 (B) Produção de óleo do poço produtor 5 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 5. 154
Figura E.14– Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 6 (B) Produção de óleo do poço produtor 6 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 6. 154
Figura E.15 – Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 7 (B) Produção de óleo do poço produtor 7 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 7. 155
Figura E.16 – Previsão de produção - (A) Produção de água do Poço Produtor 8 (B) Produção de óleo do poço produtor 8 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 8. 155
Figura E.17 – Previsão de produção - (A) Produção de água do Poço Produtor 9 (B) Produção de óleo do poço produtor 9 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 9. 155
Figura E.18– Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 10 (B) Produção de óleo do poço produtor 10 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 10. 156
Figura E.19 – Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 11 (B) Produção de óleo do poço produtor 11 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 11. 156

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Faixas de qualidade do ajuste (Maschio et al., 2015).....40
Tabela 4.1 - Variações das características permoporosas das fácies. 57
Tabela 4.2 - Malha Modelo Referência. 57
Tabela 4.3 – Malha do Modelo de Simulação. 58
Tabela 4.4 - Atributos incertos, níveis de incerteza e valores adotados. 60
Tabela 4.5 - Faixas de qualidade de ajuste – Modelo Beta. 63
Tabela 5.1 - Novos atributos incertos. 72
Tabela 5.2 – Posição das novas funções-objetivo Fase II – Parte I. 80
Tabela 5.3 - Valores adotados na redefinição dos atributos Kra e Tfa. 81
Tabela 5.4 - Valores adotados a redefinição dos atributos mKy e Tfc. 94
Tabela 5.5 - Níveis de Incerteza e valores adotados às novas incertezas mapeadas 96
Tabela 5.6 – Posição das novas funções-objetivo Fase II – Parte II. 98
Tabela 5.7 – Parametrização e valores dos multiplicadores adotados para o atributo incerto RProd 4. 105
Tabela 5.8 – Parametrização e valores dos multiplicadores adotados ao atributo incerto RProd10A. 107
Tabela 5.9 – Evolução de Modelos Filtrados ao longo das Iterações.....121
Tabela A.1 – Grupos Avaliados 131

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Afastamento Simples
A_M	Afastamento Simples (Mapas)
AH	Ajuste de Histórico
AQ	Afastamento Quadrático
AQ_M	Afastamento Quadrático (Mapas)
AQA	Afastamento Quadrático Aceitável
AQA_M	Afastamento Quadrático Aceitável (Mapas)
$AQNS$	Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal
$AQNS_M$	Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal (Mapas)
AQS	Afastamento Quadrático com Sinal
AQS_M	Afastamento Quadrático com Sinal (Mapas)
BHP	Pressão de fundo de poço (*Bottom Hole Pressure*)
C	Constante
C_M	Constante (Mapas)
Fre	Frequência de Ocorrência
FO	Função-objetivo
HLDG	Hipercubo Latino Discretizado com Realizações Geoestatísticas
$Hist$	Valor de Histórico
i	Tempo de Avaliação
INJ	Poço injetor
Kra	Permeabilidade Relativa óleo/água – Expoente de Corey – Fácies 1
Krb	Permeabilidade Relativa óleo/água – Expoente de Corey – Fácies 2
mKy	Multiplicador de Permeabilidade no eixo Y
mKzKx	Multiplicador da razão de Permeabilidade Vertical com Horizontal
m	Número de dados observados (mapas)
n	Número de dados observados (poços)
N_{MM}	Número de Melhores Modelos
$Npdf$	*pdf* Atualizada
pdf	Função Densidade de Probabilidade
$Porc$	Porcentagem de Ocorrência

PROD	Poço produtor
$Ppdf$	*pdf* Inicial da Iteração
S4D	Sísmica 4D
Sim	Valor obtido através da Simulação Numérica
Sis	Valor obtido através da Sísmica 4D
t0	Tempo 0 (0 Dias de Produção)
t1	Tempo 1 (1800 Dias de Produção)
Tfa	Transmissibilidade da falha A
Tfb	Transmissibilidade da falha B
Tfc	Transmissibilidade da falha C
Tfd	Transmissibilidade da falha D
Tol	Porcentagem de Tolerância de Desvio Aceitável
Tol_M	Porcentagem de Tolerância de Desvio Aceitável (Mapas)
Q_g	Vazão produzida de gás
Q_o	Vazão produzida de óleo
Q_w	Vazão produzida de água
Q_{wi}	Vazão de Água Injetada
x	Atributo Incerto
y	Nível de Incerteza do Atributo Incerto
Δp	Mapa de Variação de Pressão - Sísmica 4D
ΔS_w	Mapa de Variação de Saturação de Água - Sísmica 4D

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 23

1.1 Motivação 25

1.2 Objetivo 26

1.3 Premissas 26

1.4 Estrutura da dissertação 26

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA 28

2.1 Ajuste de Histórico (AH) 28

2.1.1 Função-Objetivo (FO) 31

2.2 Metodologia de Integração entre Ajuste de Histórico e Análise de Incertezas 33

2.2.1 Caracterização sobre incertezas 34

2.2.2 Tolerância e limite de normalização 34

2.2.3 Definição do processo (Redução de Incertezas ou Ajuste) 34

2.2.4 Geração de modelos 35

2.2.5 Diagnóstico 35

2.2.5.1 Séries Temporais 35

2.2.5.2 Mapas 37

2.2.6 Resultados Aceitáveis 42

2.2.7 Consistência dos Modelos Numéricos de Simulação 42

2.2.8 Mudar Parametrização e Revisão da Caracterização 42

2.2.9 Aumentar número de modelos 43

2.2.10 Filtro 43

2.2.11 Aplicação 43

2.3 Sísmica 4D 43

3 METODOLOGIA 47

3.1 Metodologia Geral 47

3.2 Metodologia de Ajuste 47

3.2.1 Funções-Objetivo Limitantes 48
3.2.2 Atualização dos atributos Incertos 50
3.2.2.1 Atributos discretos 51
3.2.2.2 Atributos com variabilidade espacial 53
3.2.3 Parametrização de Novas Incertezas 54
4 APLICAÇÃO 56
4.1 Modelo de Reservatório 56
4.1.1 Modelo Referência 57
4.1.2 Modelo de Simulação 58
4.2 Atributos Incertos 59
4.3 Estratégia de Explotação 60
4.4 Sísmica 4D 61
4.5 Parâmetros de Ajuste 62
5 RESULTADOS 64
5.1 FASE I 64
5.1.1 Diagnóstico Inicial 66
5.1.2 Iteração 1 68
5.1.3 Iteração 1a e 1b 69
5.1.4 Iteração 1c 70
5.1.5 Iteração 2 73
5.1.6 Iteração 2b 74
5.1.7 Modelos Filtrados – Fase I 76
5.2 FASE II 78
5.2.1 FASE II – Parte I 79
5.2.1.1 Iteração 3 82
5.2.1.2 Iteração 3a 84
5.2.1.3 Iteração 3b 86

5.2.1.4 Iteração 3c 86
5.2.1.5 Iteração 3d 86
5.2.1.6 Iteração 3e 87
5.2.1.7 Iteração 3f 87
5.2.1.8 Modelos filtrados – Fase II – Parte I 90
5.2.2 FASE II – Parte II 94
5.2.2.1 Iteração 4 99
5.2.2.2 Iteração 4a 101
5.2.2.3 Iteração 4b 102
5.2.2.4 Iteração 5 105
5.2.2.5 Iteração 5a 106
5.2.2.6 Iteração 6 108
5.2.2.7 Iteração 6a 109
5.2.2.8 Iteração 6b 110
5.2.2.9 Modelos Filtrados – Fase II – Parte II 114
5.3 Previsão de Produção 117
5.4 Considerações Finais 120
6 CONCLUSÕES 123
6.1 Recomendações para Trabalhos Futuros 124
REFERÊNCIAS 125
APÊNDICE A – NÚMERO DE MODELOS 130
A.1 Tempo Computacional 130
A.2 Amostragem adequada das incertezas 130
A.3 Definição da quantidade de modelos 132
APÊNDICE B – DEFINIÇÃO DA CONSTANTE A SER UTILIZADA PARA O CÁLCULO DE AQNS 133
APÊNDICE C – GRÁFICOS DE AQNS 135

APÊNDICE D – DEFINIÇÃO DOS NOVOS ATRIBUTOS INCERTOS 147
APÊNDICE E – GRÁFICOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO DOS MODELOS FILTRADOS 149

1 INTRODUÇÃO

A simulação numérica de reservatórios se apresenta como um dos principais recursos aplicados na indústria petrolífera para estimar a produção de um campo. Para que ela possa ser aplicada, é necessária a construção de modelos numéricos de simulação, nos quais se encontrem discretizados, os principais atributos que compõem o reservatório. Este processo envolve incertezas, devido à dificuldade em se obter informações sobre todo o reservatório.

A presença dessas incertezas pode ocasionar a geração de modelos que apresentem estimativas de produção muito distintas das observadas em campo. Este fato indica que o modelo numérico de simulação inicialmente modelado não representa adequadamente a dinâmica de produção do reservatório.

Esta falta de representatividade ilustra a necessidade da aplicação de um processo que seja capaz de reduzir as diferenças entre o estimado e o observado na unidade de produção com o objetivo de obter um modelo numérico de simulação mais representativo. Sendo este processo conhecido na indústria do petróleo como ajuste de histórico. Espera-se que a aplicação do processo de ajuste de histórico propicie modelos que apresentem estimativas de produção similares às observadas em campo e que permita desta maneira um aumento na credibilidade da previsão de produção obtida através do mesmo.

O processo de ajuste de histórico é um processo inverso de múltiplas respostas onde se busca a calibração dos modelos numéricos de simulação com os dados de produção observados em campo, alterando iterativamente os principais atributos incertos.

Tradicionalmente, o processo de ajuste de histórico é caracterizado por três aspectos: (1) processo determinístico, no qual, baseado em um único modelo numérico de simulação, se desenvolve o processo de otimização e avaliação das incertezas do reservatório; (2) utilização de dados de poço (vazões e pressão de fundo de poço) como fonte única de informação para a calibração do modelo numérico de simulação e; (3) aplicação de uma função-objetivo global no processo de avaliação da qualidade do ajuste.

Inúmeros avanços técnicos, corroborados pelo desenvolvimento computacional, permitiram o desenvolvimento de abordagens mais robustas ao processo de ajuste de histórico, aperfeiçoando os aspectos tradicionais. Em relação ao processo determinístico, por exemplo, verifica-se que sua grande desvantagem está ligada a unicidade de resposta obtida. Machado (2010) e Vasconcelos (2007) descrevem que a abordagem determinística tradicional, baseada em um único modelo, não é a mais adequada, pois o processo de ajuste de

histórico se caracteriza como um problema inverso e de múltiplas respostas e, portanto, diferentes cenários (modelos numéricos de simulação) podem reproduzir respostas de igual qualidade. Com o objetivo de superar esta limitação, iniciou-se o desenvolvimento de processos probabilísticos.

Dentro deste escopo, Moura Filho (2006), Becerra (2007) e Maschio et al. (2010) desenvolveram metodologias probabilísticas, que não tinham como objetivo obter o melhor ajuste determinístico, mas sim reduzir as incertezas dos atributos que compõem o reservatório. Tais metodologias permitiram avaliar e calibrar múltiplos modelos simultaneamente, obtendo modelos que apresentaram estimativas de produção com menores variabilidades.

No que se refere à avaliação da qualidade do ajuste obtida, verifica-se que tradicionalmente a mesma era mensurada através da avaliação de uma função-objetivo global, na qual todos os desvios observados eram combinados em um único valor para representar a qualidade do ajuste. Em processos de otimização baseado em uma função-objetivo global, observou-se que apesar de uma minimização global alcançada, determinadas séries de dados locais ainda apresentavam desvios acima do tolerável, levando a obter modelos com estimativas de produção distantes das aferidas nas unidades de produção. No intuito de reduzir este viés, iniciou-se o desenvolvimento de metodologias com multiobjetivos, como, por exemplo, as apresentadas por Hajizadeh et al. (2011), Avansi (2014) e Silva et al. (2015).

No processo multiobjetivo cada função-objetivo local avaliada tem seus desvios reduzidos a uma faixa de tolerância de erro aceitável, garantindo desta maneira, a calibração de todas as séries de dados avaliadas e não apenas um valor único representado por uma função-objetivo global.

Em relação à utilização tradicional de dados de poço (vazões de fluidos e pressão) como fonte única de informação para a calibração dos modelos numéricos de simulação, observa-se que ela se apresenta rica temporalmente, porém pobre espacialmente. Ida (2009), por exemplo, indica que os dados de produção oriundos dos poços não permitem identificar o caminho de fluxo da água injetada, como também da água produzida, indicando que a utilização de apenas dados de poço para a calibração dos modelos numéricos pode se apresentar insuficiente, especialmente nos primeiros anos de produção, para o condicionamento do modelo numérico de simulação.

Com o objetivo de reduzir as limitações existentes em relação à utilização exclusiva de dados de poço, outras fontes de dados foram avaliadas e utilizadas como fonte de dados

suplementares ao processo de ajuste de histórico, tais como: perfis de saturação (Grecco, 2008); análise de teste (Toledo et al., 2014); sísmica 4D (Ida, 2009), entre outras.

Dentre as fontes de dados adicionais avaliadas, verifica-se que a sísmica 4D tem tido destaque especial, devido sua capacidade de fornecer informações espaciais sobre a dinâmica de produção do reservatório, complementando diretamente as informações oriundas dos dados de poço. Como indicado por Ida (2009), a sísmica 4D apresenta várias vantagens como a identificação de comportamentos e a presenças de feições geoestruturais não mapeadas previamente, como, por exemplo, a identificação de zonas de aumento de pressão, canais preferenciais de fluxo e a presença de falhas selantes. Dados estes, que possibilitam reduzir significativamente o número de soluções possíveis dentro do processo de ajuste, além de serem essenciais para aumentar a qualidade da caracterização dos modelos numéricos de simulação.

1.1 Motivação

Devido a indústria do petróleo ter passado, nos últimos anos, por um declínio, causado por inúmeros fatores econômicos e políticos, que reduziram a sua capacidade financeira, os riscos econômicos da produção se tornaram ainda mais relevantes. Dentro da área de engenharia de reservatórios, essa percepção, tornou ainda mais evidente à necessidade da obtenção de modelos numéricos de simulação mais representativos, ressaltando a necessidade do desenvolvimento de processos de caracterização e de ajuste de histórico ainda mais robustos, que possibilitem a aquisição de modelos cada vez mais confiáveis.

Neste sentido, Avansi (2014), Almeida et al. (2014c) e Silva et al. (2015) apresentaram novos processos que visavam incorporar os avanços obtidos (probabilístico, multiobjetivo, inclusão de outras fontes de dados) em um único processo. Baseado nestes trabalhos, Maschio et al. (2015) formalizaram uma nova metodologia de ajuste de histórico probabilístico e multiobjetivo, descrevendo os principais procedimentos a serem adotados.

O processo proposto, entretanto, ainda segue passos gerais e, desta forma, com etapas ainda subjetivas. Com isso, a motivação do presente trabalho está relacionada há uma extensão da metodologia apresentada por Maschio et al. (2015) propondo o aperfeiçoamento e o detalhamento de algumas etapas do processo de ajuste de histórico previamente proposto visando principalmente diminuir a subjetividade e a generalização dos passos.

1.2 Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo apresentar uma extensão a metodologia de ajuste de histórico probabilística e multiobjetivo formalizada por Maschio et al. (2015), com o propósito de automatizar passos do processo. Neste sentido, propõe-se um processo sistemático de redução de incertezas, de fácil implementação, onde os principais atributos incertos são atualizados baseados nos modelos que apresentam o melhor grau de ajuste, utilizando dados de poço e de sísmica 4D de forma quantitativa para o condicionamento dos modelos de simulação.

Cabe destacar que a meta principal do trabalho proposto não se refere à geração de uma metodologia que obtenha o melhor ajuste determinístico, mas sim um processo consistente, que permita reduzir a incerteza dos atributos que compõem o modelo e assim obter cenários que representem adequadamente a dinâmica de produção do reservatório.

1.3 Premissas

Algumas premissas foram adotadas para o desenvolvimento do presente trabalho, sendo elas:

- A validação da metodologia é realizada em um caso sintético de média complexidade (Seção 4.1), do qual se conhece a resposta verdadeira, tendo esta premissa sido adotada com o objetivo de permitir a avaliação e consequente validação da metodologia proposta.
- Os dados observados utilizados para o condicionamento dos modelos de simulação não apresentam incertezas e foram gerados de forma determinística através do modelo referência (Seção 4.1.1).
- A sísmica 4D utilizada é sintética (Seção 4.4) oriunda de um processo simplificado de modelagem e inversão.

1.4 Estrutura da dissertação

A presente dissertação está estruturada em 6 capítulos. No primeiro capítulo, já apresentado, é definida a temática do trabalho como também são descritas as motivações e o objetivo da pesquisa desenvolvida.

No Capítulo 2 é desenvolvida uma breve exposição de conceitos teóricos, com o objetivo de proporcionar um melhor entendimento sobre os temas abordados pelo trabalho, apresentando definições acerca do processo de ajuste de histórico e sísmica 4D, como também

a exposição de trabalhos relevantes, que ilustram o desenvolvimento técnico dos tópicos que compõem a pesquisa.

A descrição detalhada de cada etapa do processo sistemático de redução de incertezas proposto é apresentada no Capítulo 3.

No Capítulo 4 são apresentadas as características do modelo sintético utilizado para a validação da metodologia, além da exposição dos parâmetros utilizados para a aplicação.

Os resultados obtidos através da validação da metodologia são apresentados no Capítulo 5.

Por fim, no sexto capítulo são discutidas as conclusões obtidas, indicando as principais contribuições alcançadas, como também sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Ajuste de Histórico (AH)

A modelagem de um reservatório petrolífero está associada a um grande número de incertezas. Devido a essas incertezas, observa-se que a realidade da dinâmica de produção observada em campo, comumente, não é representada adequadamente, através do modelo numérico de simulação inicialmente definido. Este fato evidencia a necessidade da aplicação de um processo de calibração, que seja capaz de reduzir as discrepâncias observadas entre o que foi estimado através da simulação numérica, com o observado em campo, no intuito de obter um modelo numérico mais representativo.

O processo responsável por esta calibração é conhecido como ajuste de histórico. Como descrito por Cancelliere et al. (2011), o processo de ajuste de histórico é um processo inverso, onde os principais atributos incertos que compõem o modelo são alterados iterativamente, até se obter um ajuste aceitável entre os resultados estimados através da simulação e os observados em campo.

Uma forma de exemplificar o processo de ajuste de histórico determinístico tradicional é apresentada na Figura 2.1, através de um exemplo hipotético. Nela, se apresenta um gráfico de vazão de óleo por tempo. A curva formada por pontos pretos representa o histórico de produção do campo, o qual foi mensurado diretamente na unidade de produção, enquanto, a curva em azul representa a estimativa obtida através da simulação numérica de fluxo do modelo de simulação inicialmente definido.

Observa-se na Figura 2.1, a existência de um grande desvio entre a estimativa de produção de óleo obtida através da simulação do modelo, em relação ao histórico de produção. Isto demonstra que o modelo inicialmente construído não representa adequadamente o reservatório e sua dinâmica de produção. Esta observação indica a necessidade da aplicação do processo de ajuste de histórico, com o objetivo de obter um modelo numérico de simulação mais representativo.

Com isso, são desenvolvidas iterações sucessivas, onde os principais atributos incertos que compõem o modelo, como porosidade, permeabilidade relativa entre outros, são alterados, até se obter um ajuste aceitável entre os resultados mensurados em campo com os estimados através da simulação numérica. Este processo iterativo, de modificação dos principais atributos incertos, é exemplificado pelas curvas em rosa (Iteração 1), vermelho (Iteração 2) e verde (Iteração 3).

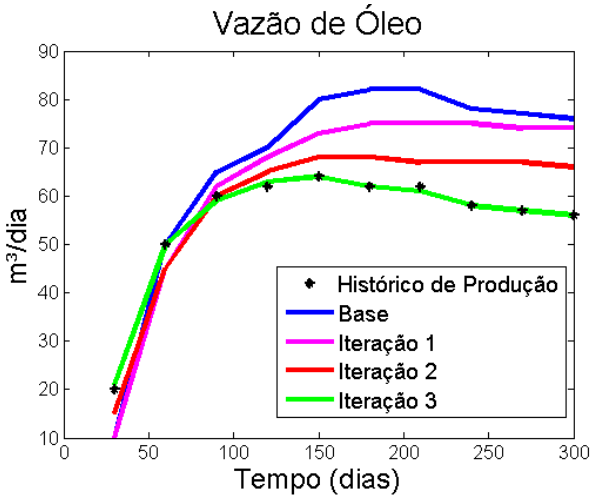


Figura 2.1 - Exemplo hipotético de ajuste determinístico.

Observa-se que, na Iteração 3 (curva verde) foi possível atingir o objetivo do processo de ajuste de histórico. Nesta iteração, foi obtido um modelo numérico de simulação com estimativa de produção similar ao observado em campo, se apresentando, portanto, como um modelo representativo.

O processo de ajuste de histórico é um problema inverso e de múltiplas respostas. Portanto, diferentes combinações dos atributos incertos podem fornecer resultados de mesma qualidade. Para superar este viés, foram propostas abordagens probabilísticas, onde múltiplos modelos numéricos de reservatório são ajustados simultaneamente, no intuito de avaliar e, consequentemente, reduzir as incertezas que compõem o reservatório.

Dentro do âmbito do processo de ajuste de histórico probabilístico, vários trabalhos foram desenvolvidos. Autores como Moura Filho (2006), Becerra (2007), Maschio et al. (2010), por exemplo, apresentaram metodologias de ajuste de histórico probabilístico que assumem como premissa, que o processo de ajuste de histórico probabilístico está diretamente ligado ao processo de redução de incertezas.

Como descrito por Moura Filho (2006), a maioria dos atributos avaliados para a modelagem dos modelos numéricos, apresentam incertezas. Em grande parte, as incertezas decorrem da insuficiência de dados para uma consistente modelagem. Desta forma, em processos de ajuste de histórico probabilísticos, costuma-se expressar a incerteza do atributo, através de funções de densidade de probabilidade (*pdf*) (Figura 2.2).

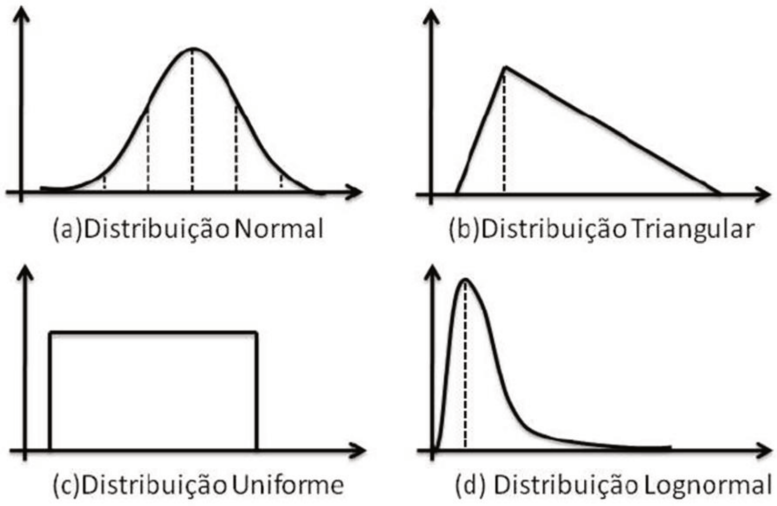


Figura 2.2 - Exemplos de distribuições probabilísticas (Silva (2011)).

Comumente estas distribuições são discretizadas em valores representativos, conhecidos como níveis de incerteza (Figura 2.3). O atributo incerto pode ser discretizado em diferentes números de níveis de incerteza, podendo variar entre poucos níveis para atributos discretos (e.g. permeabilidade relativa, transmissibilidade de falhas) a centenas de níveis para atributos com variabilidade espacial (e.g. porosidade, permeabilidade).

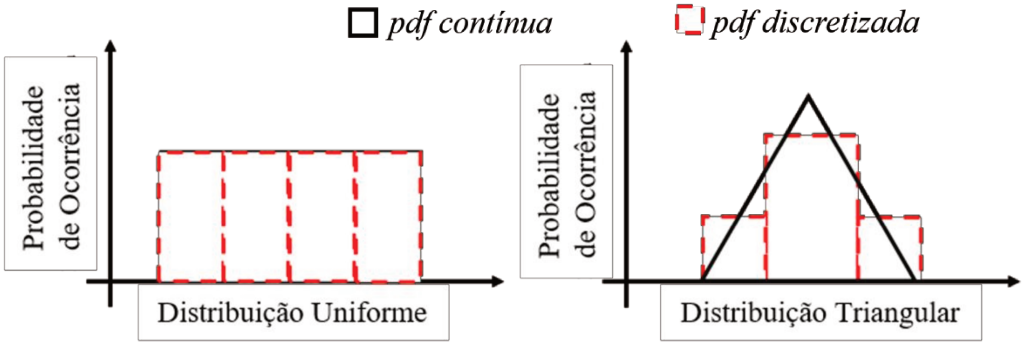


Figura 2.3 – Exemplo de discretização em níveis de incerteza (adaptado de Moura Filho (2006)).

O processo de redução de incertezas consiste na redução da amplitude de incertezas dos atributos incertos. Simplificadamente, o processo busca alterar a distribuição de probabilidade de ocorrência dos atributos de modo a intensificar os níveis de incerteza que levam os modelos numéricos a alcançarem os melhores ajustes.

Dentro deste escopo, Moura Filho (2006) apresentou um dos pioneiros trabalhos nacionais ligados à integração da análise de incertezas ao processo de ajuste de histórico. Moura Filho (2006) avaliou 4 métodos de redistribuição das probabilidades dos atributos incertos, evidenciando as vantagens e limitações de cada um deles. Por ter se tratado de um trabalho pioneiro, a pesquisa iniciada por Moura Filho (2006) teve continuidade, sendo

aplicada em reservatórios complexos, como apresentado por Silva (2011), como também passando por aperfeiçoamentos, como proposto por Becerra (2007).

Becerra (2007) propôs algumas alterações ao trabalho proposto por Moura Filho (2006). As alterações propostas estão ligadas principalmente à escolha da função-objetivo a ser adotada ao longo do processo de redistribuição das probabilidades, como também à determinação da faixa de incerteza e o tratamento probabilístico dos cenários obtidos. Cabe destacar que trabalhos como Moura Filho (2006) e Becerra (2007) enfatizam que o objetivo da metodologia de ajuste de histórico probabilístico não está ligado à obtenção do melhor ajuste determinístico, mas sim, em apresentar um processo que permita restringir a amplitude das incertezas, condicionando-as em função dos dados de histórico para obter modelos mais confiáveis.

Neste mesmo sentido, de restringir a amplitude das incertezas em função dos dados de histórico, Maschio et al. (2010) apresentaram um novo método de redução de incertezas que utiliza os dados de produção integrados a técnicas de amostragem. A ideia central da metodologia proposta está na utilização dos desvios observados como base de informação para a redistribuição da probabilidade de ocorrência dos atributos incertos, reduzindo a dispersão das respostas do reservatório e consequentemente mitigando riscos.

Processos mais modernos como o Filtro de Kalman também foram aplicados ao processo de ajuste de histórico probabilístico. Maucec et al. (2013), por exemplo, aplicaram o Filtro de Kalman a um reservatório localizado ao norte do Kuwait, obtendo expressivos resultados de redução de incertezas.

O desenvolvimento do processo de ajuste de histórico probabilístico apresentou uma revolução na indústria petrolífera, trabalhos como o apresentado por Dujardin et al. (2011) exemplificam isto. Neste trabalho foram demonstrados os resultados obtidos aplicando o processo de ajuste de histórico probabilístico a seis reservatórios do oeste da África. Segundo os autores, a aplicação do processo estocástico apresentou resultados superiores ao determinístico tradicional, pelo fato dos modelos ajustados probabilisticamente terem sido essenciais para aumentar a confiabilidade da otimização da estratégia da explotação (locação e condições operacionais) dos modelos.

2.1.1 Função-Objetivo (FO)

Para se calcular a qualidade das estimativas fornecidas pelo modelo numérico de simulação e, consequentemente, verificar se o mesmo representa adequadamente a dinâmica de produção do reservatório, deve-se inserir o conceito de função-objetivo (FO).

A função-objetivo é uma fórmula matemática que avalia a discrepância entre os dados observados em campo com os dados estimados através da simulação numérica. Conforme descrito por Bertolini et al. (2011) existe um grande conjunto de funções-objetivo que podem ser utilizadas para avaliar os desvios entre o modelo numérico e o histórico de produção, como por exemplo, o afastamento simples, o afastamento quadrático, entre outras.

Tradicionalmente, os desvios obtidos eram combinados, para mensurar a qualidade do ajuste obtido através de um indicador global, conhecido como função-objetivo global. A função-objetivo global consiste em um valor referente à média ou somatória de todos os desvios observados (normalizados) para todas as séries de dados avaliadas. No entanto, ao se fazer a combinação de todos os desvios em um único indicador pode-se mascarar a qualidade individual de ajuste de cada série.

Em ajustes de histórico que visam à minimização da função-objetivo global, verifica-se que apesar da minimização alcançada, determinadas séries de dados podem apresentar desvios acima de uma tolerância aceitável. Com isso, busca-se atualmente reduzir esta limitação medindo a qualidade do ajuste através da avaliação de múltiplas funções-objetivo locais.

A modificação na forma de avaliação da qualidade de ajuste para o caráter multiobjetivo visa proporcionar uma maior robustez ao processo de ajuste de histórico. Nesta forma de avaliação, o modelo numérico de simulação só será considerado ajustado (calibrado), quando os desvios de todas as múltiplas funções-objetivo locais avaliadas se localizarem dentro de uma faixa de erro tolerável previamente definida. Desta maneira, assegura-se uma maior confiabilidade às previsões de produção dos modelos ajustados.

Outra vantagem expressiva do caráter de avaliação multiobjetivo está ligada ao processo de integração de fontes adicionais de dados para o condicionamento dos modelos. Verifica-se em casos práticos, por exemplo, que a inserção da sísmica 4D no condicionamento dos modelos, causava uma perturbação ao ajuste de poço já alcançado (Almeida, 2014b). Com o caráter multiobjetivo este problema é superado, pois para que o modelo seja considerado ajustado tanto às funções-objetivo ligadas aos poços quanto às funções-objetivo ligadas a S4D devem estar dentro da faixa de erro tolerável previamente definida para considerar o modelo ajustado.

Aplicações de metodologias com caráter multiobjetivo foram avaliadas em alguns trabalhos. Hajizadeh et al. (2011), por exemplo, demonstraram a aplicabilidade e as vantagens desta forma de avaliação. Os autores, propuseram um algoritmo de otimização baseado no caráter multiobjetivo utilizando a técnica de Frente de Pareto, o qual foi combinado a um processo de quantificação de incertezas bayesiano. Os autores destacaram que a utilização de

múltiplas funções-objetivo aumentou a velocidade de convergência do algoritmo, como também propiciou uma estabilização aos intervalos bayesianos em poucas iterações.

Já Avansi (2014) apresentou uma metodologia de ajuste de histórico de múltiplas funções-objetivo que não faz uso de um processo de otimização computacional. O processo proposto por Avansi (2014) se desenvolve baseado nos valores observados de desvio de cada função-objetivo avaliada, como base para aplicar uma perturbação ao modelo geológico, através da utilização de poços virtuais.

No mesmo sentido, de utilizar a informação do desvio de cada função-objetivo para parametrizar o processo de ajuste, Silva et al. (2015) propuseram um processo sistemático que aplica estas informações a duas ferramentas quantitativas (Matriz de influência e Média global). O processo busca realizar uma análise completa dos desvios e definir quais devem ser as atividades a serem desenvolvidas para reduzir os mesmos.

2.2 Metodologia de Integração entre Ajuste de Histórico e Análise de Incertezas

Os trabalhos apresentados por Avansi (2014), Almeida et al. (2014c) e Silva et al. (2015) constituem um grupo de estudos voltado para o desenvolvimento de uma metodologia de ajuste de histórico probabilístico e multiobjetivo. Baseado nestes trabalhos, Maschio et al. (2015) formalizaram uma metodologia probabilística de caráter multiobjetivo. O fluxograma da Figura 2.4 representa as principais etapas da metodologia.

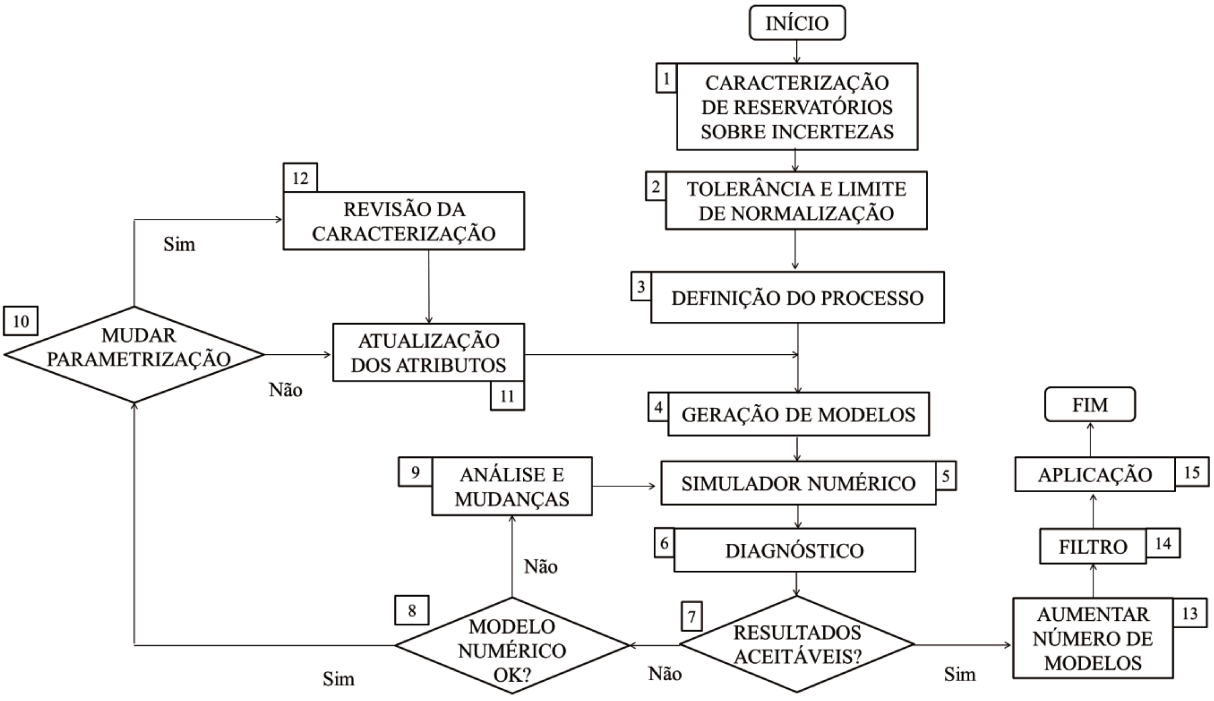


Figura 2.4 – Fluxograma geral da metodologia (Maschio et al., 2015; modificado).

2.2.1 Caracterização sobre incertezas

O primeiro procedimento se relaciona com a caracterização do reservatório a ser avaliado considerando incertezas. Nesta etapa, devem ser mapeados os principais atributos incertos que compõem o reservatório (transmissibilidade das falhas, a distribuição da porosidade e da permeabilidade, por exemplo). Nesta fase, deve-se também avaliar e determinar a faixa de variação fisicamente possível de cada atributo incerto mapeado, discretizando os mesmos em níveis de incerteza, como também atribuir uma função densidade de probabilidade (*pdf*) inicial para cada parâmetro incerto mapeado.

2.2.2 Tolerância e limite de normalização

Discretizados os principais atributos incertos, o segundo procedimento a ser adotado se refere à determinação da tolerância de desvio que será considerada aceitável para cada função-objetivo local avaliada (como vazões de fluidos e pressão dos poços). Como descrito por Almeida et al. (2014c) a definição da porcentagem de tolerância está diretamente relacionada à qualidade dos dados a serem utilizados para o processo de condicionamento dos modelos numéricos de simulação, como também à complexidade do reservatório a ser ajustado e acurácia requerida. Portanto, diferentes séries de dados avaliadas podem possuir diferentes porcentagens de tolerância.

Outro fator que pode impactar na definição das taxas de tolerância são as condições de contorno informadas ao simulador numérico. Devido estas informações condicionarem a aplicação do processo de simulação numérica, deve-se atribuir uma tolerância de erro menor a essas, do que a definida às demais.

Cabe destacar, como descrito por Schiozer et al. (2015), que para a integração de uma nova fonte de dados ao condicionamento dos múltiplos modelos de simulação, deve-se definir um novo grupo de funções-objetivo a serem acrescentadas às funções-objetivo definidas previamente.

2.2.3 Definição do processo (Redução de Incertezas ou Ajuste)

Como descrito por Maschio et al. (2015), embora estejam correlacionados os processos de ajuste de histórico e redução de incertezas, cada um possui um objetivo específico diferente. No caso do processo de redução de incertezas o objetivo está em redefinir os atributos com base nos dados observados envolvendo a redistribuição de probabilidade dos

níveis de incerteza, enquanto o objetivo do processo de ajuste de histórico é encontrar os modelos melhores ajustados.

2.2.4 Geração de modelos

Combinar as principais incertezas e gerar múltiplos modelos numéricos de simulação caracteriza a quarta etapa da metodologia. Dentre as várias técnicas existentes para o desenvolvimento deste processo (Monte Carlo, Árvore de Derivação, entre outras) a metodologia formalizada por Maschio et al. (2015) recomenda o uso da técnica Hipercubo Latino Discretizado com Realizações Geoestatísticas (HLDG) proposta por Schiozer et al. (2016).

Esta nova técnica apresenta vantagens, destacando-se a redução do tempo computacional, devido ser necessária uma quantidade menor de combinações para representar adequadamente as incertezas, a capacidade de trabalhar com atributos com variabilidade espacial (imagens), e a possibilidade de inserção de novos atributos incertos ao longo do processo (Silva et al., 2015).

2.2.5 Diagnóstico

O diagnóstico dos resultados se trata da sexta etapa. Nesta etapa, devem ser mensurados os desvios entre os dados condicionantes (dados de poço, sísmica 4D, entre outros) em relação aos estimados através da simulação dos múltiplos modelos. A metodologia apresentada por Maschio et al. (2015) propõe a utilização do afastamento quadrático normalizado com sinal (AQNS), apresentada por Avansi, (2014) para a mensuração dos desvios observados de cada função-objetivo local avaliada.

A grande vantagem da aplicação do AQNS se refere à avaliação de múltiplas funções-objetivo de múltiplos modelos de simulação simultaneamente em um único gráfico, devido ao fato dos desvios serem normalizados. As equações que compõem o cálculo do indicador AQNS para séries temporais como dados de poço e para mapas, como no caso da integração da sísmica 4D, são apresentadas a seguir:

2.2.5.1 Séries Temporais

- **Afastamento Simples**

O afastamento simples (Equação (2-1)) se trata do somatório das diferenças observadas entre os dados de histórico e da simulação numérica para cada tempo previamente definido.

$$A = \sum_{i=1}^{n}(Sim_i - Hist_i). \quad (2\text{-}1)$$

sendo A o afastamento simples[1], $Hist$ o valor de histórico dos dados de produção, Sim o valor obtido na simulação numérica e n o número de dados observados.

- **Afastamento Quadrático**

O quadrado da diferença entre os dados de histórico e da simulação numérica para cada tempo previamente definido se trata do afastamento quadrático (Equação(2-2)).

$$AQ = \sum_{i=1}^{n}(Sim_i - Hist_i)^2. \quad (2\text{-}2)$$

sendo AQ o afastamento quadrático.

- **Afastamento Quadrático com Sinal**

Unindo as equações (2-1) e (2-2), é possível obter o afastamento quadrático com sinal (Equação (2-3)), sendo a formulação matemática que proporciona a avaliação do sentido do desvio como também a magnitude do mesmo.

$$AQS = \sum_{i=1}^{n}\frac{A}{|A|}(Sim_i - Hist_i)^2. \quad (2\text{-}3)$$

sendo AQS o afastamento quadrático com sinal.

- **Afastamento Quadrático Aceitável**

A normalização dos desvios se torna possível através da determinação do afastamento quadrático aceitável para cada função-objetivo, o qual pode ser determinado através da Equação (2-4).

$$AQA = \sum_{i=1}^{n}(Tol * Hist_i + C)^2. \quad (2\text{-}4)$$

sendo AQA o afastamento quadrático aceitável, Tol a porcentagem de tolerância de desvio aceitável e C uma constante a ser acrescentada a série de dados de histórico.

Em relação ao acréscimo da constante C é destacado que a mesma só deve ser utilizada em séries de dados que possuem valores nulos no período de histórico avaliado, como, por exemplo, séries de dados de vazão de água em poços produtores que não apresentam produção de água durante o período de histórico.

[1] Quando A=0, AQNS=0.

O acréscimo da constante evita divisão por zero, como também permite avaliar modelos com desvios muito baixos. Cabe ressaltar, que como descrito por Almeida et al. (2014c) o valor da constante deve seguir uma avaliação global e a determinação da mesma deve ser cuidadosa para não se gerar um artificio ao processo de ajuste.

- **Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal**

Das equações (2-3) e (2-4) definimos o afastamento quadrático normalizado com sinal (Equação 2-5):

$$AQNS = \frac{AQS}{AQA}. \tag{2-5}$$

sendo $AQNS$ o afastamento quadrático normalizado com sinal.

2.2.5.2 Mapas

Quando a função-objetivo é composta por dados espaciais no formato de mapas (como no caso da sísmica 4D), a formulação matemática usada é similar à aplicada a series de dados de poço, tendo alguns ajustes para representar os blocos da malha. Para estes casos, as funções-objetivo se tratam de regiões que, em grande parte dos casos, são definidas ao redor dos poços levando em consideração a área de influência.

- **Afastamento Simples**

$$A_M = \sum_{j=1}^{b}\left(Sim_j^M - Hist_j^M\right). \tag{2-6}$$

sendo A_M o afastamento simples (Mapas), Sim_j^M a propriedade simulada no bloco j em um determinado tempo, $Hist_j^M$ propriedade observada em um determinado tempo e b o número total de blocos avaliados.

- **Afastamento Quadrático**

$$AQ_M = \sum_{j=1}^{b}\left(Sim_j^M - Hist_j^M\right)^2. \tag{2-7}$$

sendo AQ_M o afastamento quadrático (Mapas).

- **Afastamento Quadrático com Sinal**

$$AQS_M = \sum_{j=1}^{b}\frac{A_M}{|A_M|}\left(Sim_j^M - Hist_j^M\right)^2. \tag{2-8}$$

sendo AQS_M o afastamento quadrático com sinal (Mapas).

- **Afastamento Quadrático Aceitável**

$$AQA_M = \sum_{i=1}^{n} \left(Tol_M * Hist_j^M + C_M\right)^2. \quad (2\text{-}9)$$

sendo AQA_Mo afastamento quadrático aceitável (Mapas), Tol_M a porcentagem de tolerância de desvio aceitável e C_M uma constante adimensional a ser acrescentada ao mapa.

- **Afastamento Quadrático Normalizado com Sinal**

$$AQNS_M = \frac{AQS_M}{AQA_M}. \quad (2\text{-}10)$$

sendo $AQNS_M$ o afastamento quadrático normalizado com sinal (Mapas).

A Figura 2.5 exemplifica graficamente o afastamento quadrático com sinal. Na Figura 2.5a é apresentada uma curva de produção de óleo hipotética. Em círculos pretos são apresentados os valores de histórico de produção, enquanto as linhas tracejadas em preto representam os limites em que os resultados serão considerados aceitáveis e em azul o resultado obtido através da simulação de um modelo.

Observa-se, através da Figura 2.5a, que o modelo numérico encontra-se devidamente ajustado. O mesmo comportamento é representado na Figura 2.5b, através do gráfico de AQNS.

Para a construção do gráfico de AQNS, é mensurado o desvio entre resultado estimado através da simulação e o histórico de produção, através dos equacionamentos expostos na seção (2.2.5.1). Através da resolução dos equacionamentos, é obtido o valor de AQNS, o qual é representado através do quadrado em azul na Figura 2.5b. Cabe ressaltar, que as linhas tracejadas na Figura 2.5b representam diretamente as linhas tracejadas na Figura 2.5a.

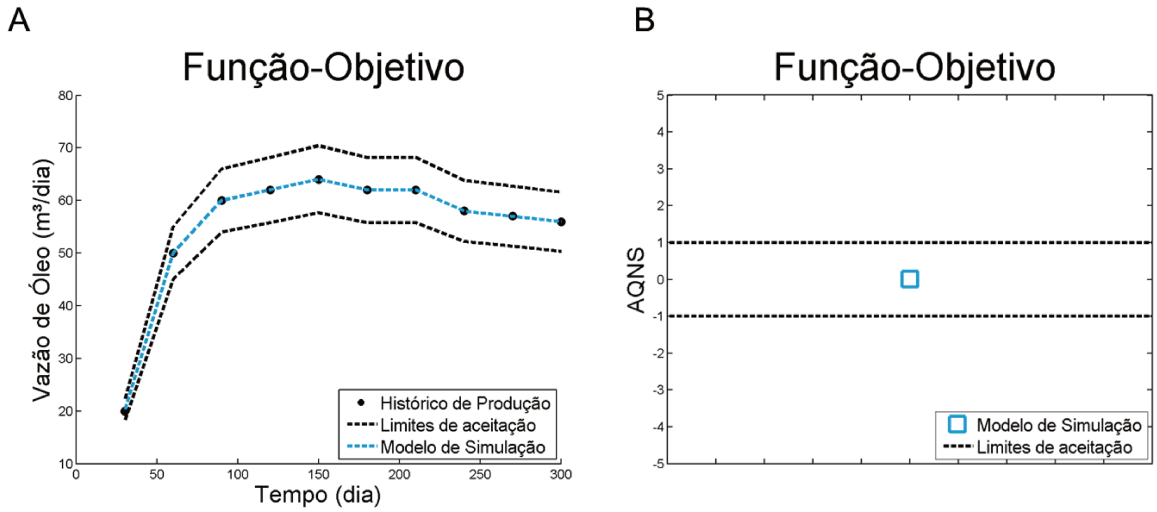


Figura 2.5 – (A) Curva de produção exemplificativa (B) Gráfico de AQNS.

Dentro do contexto multiobjetivo, para que o modelo seja considerado calibrado, todas as múltiplas funções-objetivo locais avaliadas devem se encontrar dentro da faixa de aceite previamente definida. Utilizando o indicador AQNS, aplica-se como padrão, o intervalo entre [-1; +1], como faixa de aceite para considerar a função-objetivo ajustada, pois este intervalo representa diretamente a porcentagem de tolerância de desvio definida (linhas tracejadas em preto na Figura 2.5b).

Porém, como descrito por Avansi (2014), dependendo do estágio do processo de ajuste, como também dos tipos de dados utilizados para o condicionamento dos múltiplos modelos, limites mais amplos podem ser utilizados, indicando níveis de qualidade para o ajuste. Com isso, Maschio et al. (2015) definiram cinco faixas de aceite (Tabela 2.1), baseado no módulo de AQNS, que representam diferentes qualidades de ajuste. Cabe destacar, que esta pode ser alterada baseada na complexidade do reservatório a ser ajustado.

Em relação à disposição gráfica dos desvios obtidos, quatro comportamentos podem ser observados através do gráfico de AQNS, como ilustrado na Figura 2.6.

Na Figura 2.6a, é apresentado o Caso 1, que representa o comportamento com maiores desvios dos múltiplos modelos. Observa-se que os valores de desvios obtidos se encontram distribuídos acima e abaixo da faixa de aceite. Esta distribuição dos resultados de AQNS ilustra que a parametrização inicialmente definida não foi eficaz.

Baseado nesta interpretação recomenda-se a parametrização de novas incertezas e/ou a abertura da faixa de ocorrência das incertezas previamente mapeadas. A aplicação destes procedimentos tem como objetivo corrigir o comportamento, buscando obter modelos numéricos que apresentem resultados de AQNS dentro da faixa de aceite.

Tabela 2.1 - Faixas de qualidade do ajuste (Maschio et al., 2015).

Faixa de Aceitação do Módulo de AQNS	Qualidade de Ajuste
Menor ou igual a 1	Excelente
]1 3]	Bom
]3 5]	Regular
]5 10]	Ruim
Maior que 10	Inaceitável

Já na distribuição de AQNS observada na Figura 2.6b (Caso 2) verifica-se que os desvios observados se encontram fora da faixa de aceite e deslocados em um único sentido (no caso exemplificativo, acima da faixa de aceite). Neste caso, recomenda-se, as mesmas atividades propostas para a correção do comportamento do caso 1, parametrizando novas incertezas e/ou ampliando a faixa de ocorrência de incerteza dos atributos previamente mapeados.

A Figura 2.6c ilustra o Caso 3, onde a distribuição de AQNS ocorre dentro e fora da faixa de aceite. Para esta distribuição, recomenda-se a aplicação de um processo de redução de incertezas, no intuito de concentrar os resultados dentro da faixa de aceite.

O resultado observado na Figura 2.6d (Caso 4) exemplifica o caso ideal. Neste caso, todos os modelos simulados apresentam desvios dentro da faixa de aceite definida.

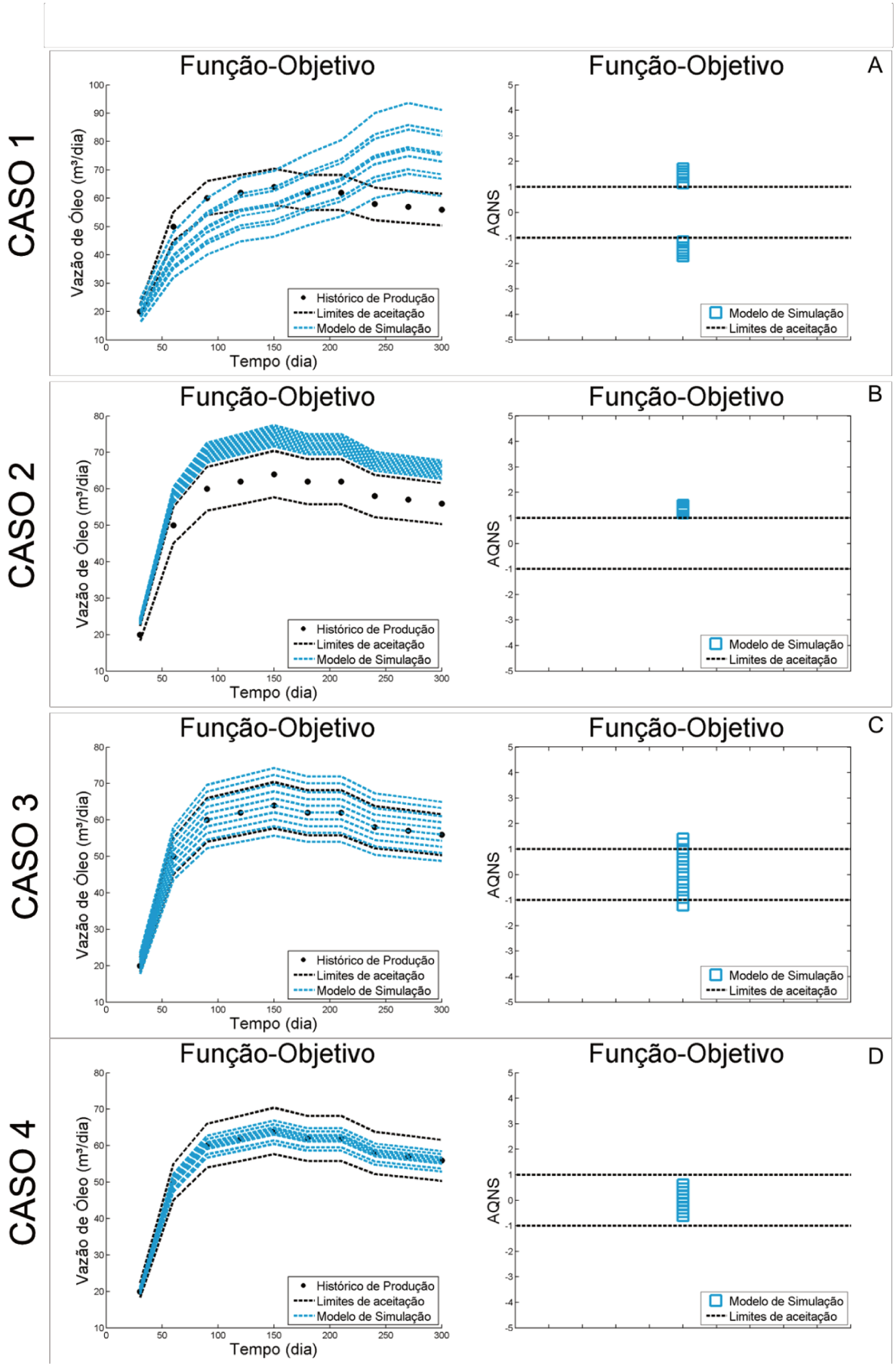


Figura 2.6 - Comportamento dos desvios identificados utilizando o indicador AQNS.

2.2.6 Resultados Aceitáveis

Devidamente realizado o diagnóstico dos múltiplos modelos de simulação, deve-se observar se a iteração avaliada apresenta um número representativo de modelos com resultados aceitáveis (Etapa 7).

Pelo carácter multiobjetivo da metodologia, considera-se que um modelo apresenta resultados aceitáveis, somente quando o mesmo apresentar todas as funções-objetivo avaliadas, com desvios dentro da faixa de aceite previamente definida. Contudo, como destacado por Avansi (2014), fatores como: curto tempo de execução; existência de uma série de dados de complexo ajuste; e funções-objetivo de baixo nível de importância para o projeto, podem representar situações, em que valores maiores dos limites que definem resultados aceitáveis podem ser admitidos.

Todavia, cabe destacar, que os níveis de aceitação e as porcentagens de tolerâncias adotadas previamente, devem permanecer inalterados até o fim do processo de calibração.

2.2.7 Consistência dos Modelos Numéricos de Simulação

Caso a iteração avaliada, não apresente modelos com resultados aceitáveis, ou apresente um número insuficiente de modelos, deve-se partir para avaliação da consistência dos modelos de simulação (Etapa 8). Neste passo devem ser avaliados aspectos referentes ao uso do simulador, observando aspectos como a completação dos poços, o índice de produtividade, tamanho do *timestep* máximo adotado, entre outros, observando a existência ou não de falhas.

Na verificação de falhas, devem ser propostas modificações aos modelos numéricos (Etapa 9) realizando uma análise numérica e física para que mudanças possam ser propostas e executadas (Avansi, 2014).

2.2.8 Mudar Parametrização e Revisão da Caracterização

Verificado que o modelo de simulação se apresenta consistente, o passo a ser seguido é avaliar se a parametrização adotada é suficiente para atingir o objetivo desejado (Etapa 10). Caso a resposta seja positiva, deve-se partir para o tratamento das incertezas, atualizando os atributos incertos (Etapa 11), através da redistribuição das probabilidades de ocorrência, por exemplo. Caso a resposta seja negativa, o processo a ser seguido se remete à revisão da caracterização proposta (Etapa 12), ampliando os limites de variação dos atributos incertos e/ou inserindo novos atributos.

2.2.9 Aumentar número de modelos

Quando a etapa de diagnóstico indicar, que a iteração vigente, apresenta modelos com resultados aceitáveis, recomenda-se, como descrito por Maschio et al. (2015), gerar um novo grupo de modelos (Etapa 13) baseado nos modelos que apresentaram resultados aceitáveis. Tendo este processo como objetivo aumentar o número de cenários representativos.

2.2.10 Filtro

Após o incremento no número de cenários, deve-se partir para a etapa de filtro (Etapa 14). O processo de filtragem se mostra necessário, pois, como descrito por Maschio et al. (2015), embora as incertezas dos atributos sejam diminuídas ao longo dos passos anteriores, algumas combinações (cenários) podem não honrar o histórico e devem ser eliminadas da previsão.

2.2.11 Aplicação

De posse de múltiplos modelos com resultados aceitáveis, deve-se partir para etapa de previsão de produção sob incertezas (Etapa 15), destes modelos. Nesta etapa, espera-se obter, destes modelos, estimativas de produção, que apresentem uma menor variabilidade do que se obteria através dos modelos iniciais. Esta redução na variabilidade denota uma maior confiabilidade aos resultados estimados, e consequentemente uma maior segurança para o desenvolvimento de atividades de gerenciamento da produção.

2.3 Sísmica 4D

A sísmica 4D (S4D) é definida como a repetição de um ou mais levantamentos sísmicos (2D/3D) sobre uma mesma região do reservatório, em diferentes tempos de produção. Como descrito por Johnston (2013), a explotação do reservatório causa mudanças na saturação de fluidos e pressão do mesmo, as quais podem ser detectadas através da sísmica 4D, devido ao fato, de que variações nas propriedades dinâmicas do reservatório, resultam em modificações nas propriedades elásticas do meio. Com isso, quando comparados dois levantamentos sísmicos obtidos em tempos distintos, através da diferença entre ambos, se torna possível estimar espacialmente a variação da propriedade elástica do meio e assim, consequentemente, estimar o comportamento espacial da dinâmica de produção do reservatório.

A capacidade dos dados de sísmica 4D proverem informações espaciais sobre a dinâmica do reservatório, preencheu uma lacuna existente ao condicionamento dos modelos

baseado exclusivamente em dados de poço. A integração da sísmica 4D, possibilitou a identificação de falhas selantes, zonas de aumento de pressão, canais preferenciais de fluxo, entre outros fatores, que não eram possíveis serem identificados através dos dados de poço (Ida, 2009). Com isso, a sísmica 4D ganhou espaço, sendo incorporada continuamente no processo de ajuste de histórico, permitindo aprimorar a caracterização do reservatório, e consequentemente, possibilitando um incremento de confiabilidade às previsões de produção estimadas através dos modelos ajustados com este tipo de informação.

Fundamentado nas possibilidades apresentadas pela integração da sísmica 4D, Arenas et al. (2001) apresentaram um processo semiautomático de integração da sísmica 4D ao processo de ajuste de histórico, o qual se baseia na informação da sísmica 4D e dados de produção para reduzir o número de parâmetros incertos utilizando a técnica de pontos pilotos. No mesmo sentido, de reduzir os parâmetros incertos, Gervais & Roggero (2010) propuseram uma nova técnica de parametrização local, adaptada a partir dos dados de sísmica 4D, na qual busca-se definir as regiões que apresentam as maiores incertezas.

Um dos trabalhos mais expressivos na área de integração da sísmica 4D ao processo de ajuste de histórico foi proposto por Gosselin et al. (2003). No trabalho apresentado, os autores propuseram um novo algoritmo denominado HUTS (*History Matching Using Time-Lapse Seismic*), que busca de forma consistente, integrar os dados de produção e sísmica 4D para o condicionamento do modelo numérico. A grande inovação do trabalho proposto por Gosselin et al. (2003) estava ligada à incorporação quantitativa da sísmica 4D ao processo de ajuste, através da definição de funções-objetivo em termos de parâmetros elásticos.

No âmbito nacional uma das pioneiras metodologias de integração da sísmica 4D ao processo de ajuste de histórico foi apresentada por Risso & Schiozer (2006). No trabalho apresentado os autores demonstraram as vantagens da integração da sísmica 4D, utilizando o mapa de variação de saturação de água, como fonte de dado para o condicionamento do modelo numérico de simulação, a qual permitiu a identificação de canais preferenciais de fluxo, como também a presença de barreiras de fluxo.

Outro trabalho nacional desenvolvido no intuito de integrar a sísmica 4D ao processo de ajuste de histórico foi proposto por Ida (2009), o qual tinha como objetivo aferir as heterogeneidades do reservatório através da integração concomitante de dados de produção com dados de impedância acústica obtida através da sísmica 4D. A metodologia proposta apresentou um processo sistemático composto por uma sequência de nove etapas, sendo as principais contribuições apresentadas ligadas ao processo de análise de sensibilidade dos parâmetros do modelo petro-elástico.

Como descrito, uma das grandes vantagens propiciadas pela sísmica 4D está ligada à aquisição de dados para a melhoria da caracterização do reservatório. Neste sentido, alguns trabalhos foram propostos, como os apresentados por Mezghani et al. (2012) e Davolio et al. (2013).

Mezghani et al. (2012) apresentaram uma metodologia para a melhoria da caracterização de reservatórios petrolíferos, através de um esquema de inversão petro-elástica que integra dados de produção e sísmica 4D em simultâneos processos de ajuste de histórico. Já Davolio et al. (2013) apresentaram uma forma simples de incorporação de dados de sísmica 4D quantitativamente ao processo de ajuste, para a melhoria na caracterização do reservatório. O processo consiste em alterar o modelo base, nas regiões definidas, com as propriedades petrofísicas das realizações geoestatísticas que apresentaram o menor desvio quando comparadas com a sísmica 4D.

Atualmente a integração da sísmica 4D ao processo de ajuste de histórico se mostra uma realidade. Grandes empresas observaram as vantagens propiciadas pela integração da sísmica e aplicam esta técnica continuamente em seus campos de produção, havendo inúmeros trabalhos na literatura que ilustram aplicações com sucesso.

No âmbito nacional a integração da sísmica 4D ao processo de ajuste de histórico pode ser exemplificada pelo trabalho de Oliveira et al. (2008). Neste trabalho, Oliveira et al. (2008) demonstraram que baseado na aplicação da sísmica 4D, foi possível identificar feições geológicas que auxiliaram, de forma expressiva, a caracterização da permeabilidade horizontal do reservatório de Marlin, como também uma elevada anisotropia da distribuição de água na porção inferior do reservatório.

Já no âmbito internacional, pode-se destacar os trabalhos pioneiros aplicados ao campo de Girassol na Angola apresentado por Berthet et al. (2008) e ao campo de Ekofisk apresentado por Tolstukhin et al. (2012), que ilustraram as vantagens da integração da sísmica 4D aperfeiçoando os modelos de fluxo já existente dos campos, identificando os principais mecanismos de produção e as principais anisotropias que compõe o reservatório.

No entanto, ainda existem vários desafios para integração da sísmica 4D ao processo de ajuste de histórico. Desde o domínio de avaliação, quanto à diferença de escala entre a sísmica 4D e o modelo de simulação. Contudo, um dos grandes desafios atuais, da integração da sísmica 4D ao processo de ajuste de histórico, está ligado à definição da função-objetivo destinada a avaliação da discrepância entre a sísmica 4D e o modelo numérico de simulação.

Tradicionalmente, no processo de ajuste de histórico, eram avaliadas somente discrepâncias entre os modelos numéricos e os dados de produção dos poços, que se tratam de

séries de dados com informações temporais e espacialmente pontuais. Com a incorporação quantitativa da sísmica 4D ao processo de ajuste, exigiu-se a inserção de funções-objetivo que avaliem as discrepâncias de forma espacial através de mapas.

Alguns trabalhos, como o de Derfoul et al. (2013), propõem novas formulações matemáticas para a mensuração dos desvios entre os dados de sísmica 4D e os modelos numéricos, porém essas novas funções-objetivo avaliam os desvios de forma global, se distanciando da abordagem atual que possui um caráter multiobjetivo local. Com isso, trabalhos como o de Avansi (2014) propuseram adaptações às funções-objetivo tradicionalmente destinadas à avaliação da discrepância em dados pontuais para avaliação de desvios de forma espacial com um caráter local, como demonstrado na Seção 2.2.5.

3 METODOLOGIA

3.1 Metodologia Geral

A metodologia desenvolvida no presente trabalho, baseia-se diretamente no processo apresentado por Maschio et al. (2015), descrito na Seção 2.2. A principal contribuição do presente trabalho concerne o processo de redução de incertezas proposto, que representa uma extensão às Etapas 10, 11 e 12 do fluxograma apresentado por Maschio et al. (2015).

A metodologia é aplicada em duas fases, sendo:

- Fase I – Referente à utilização exclusiva de dados de produção, para o condicionamento dos modelos numéricos, reduzindo as incertezas iniciais, para a posterior integração da sísmica 4D.
- Fase II – Referente à utilização da sísmica 4D de forma quantitativa como fonte adicional de dados para a calibração dos modelos numéricos. Devido à sísmica 4D ser empregada como fonte condicionante em dois domínios, variação de pressão (Δp) e variação de saturação de água (ΔS_w), o processo foi desmembrado em duas partes:
    - Parte I – Integração do mapa de Δp; e
    - Parte II – Integração do mapa de ΔS_w.

As informações oriundas dos dados de sísmica 4D foram utilizadas qualitativamente para a identificação de incertezas que não foram previamente mapeadas, e também quantitativamente, sendo utilizadas como referência para avaliação da dinâmica espacial de produção.

O mapa de variação de pressão é integrado inicialmente (Fase II - Parte I), devido, ao fato, deste apresentar um comportamento global e mais homogêneo quando comparado com o mapa de ΔS_w. O mapa de Δp não apresenta variações abruptas bloco a bloco, enquanto o mapa de ΔS_w apresenta informações mais locais próximas aos poços com variações expressivas bloco a bloco.

3.2 Metodologia de Ajuste

A principal contribuição do presente trabalho está ligada ao processo de redução de incerteza proposto, o qual foi concebido baseado nos trabalhos apresentados por Moura Filho (2006), Becerra (2007) e Maschio et al. (2010), onde os desvios mensurados durante o processo de ajuste são levados em consideração, para a atualização dos atributos incertos.

O processo aqui proposto abrange as Etapas 10, 11 e 12 do fluxograma da Figura 2.4. Foram propostas extensões a cada uma dessas etapas, com o objetivo de sistematizar o processo e reduzir subjetividades.

As Figuras 3.1 e 3.2 mostram as extensões propostas neste trabalho. Especificamente, o detalhamento proposto para as etapas de atualização dos atributos (Etapa 11) e revisão da caracterização (Etapa 12), respectivamente. As extensões propostas são apresentadas nos retângulos em verde.

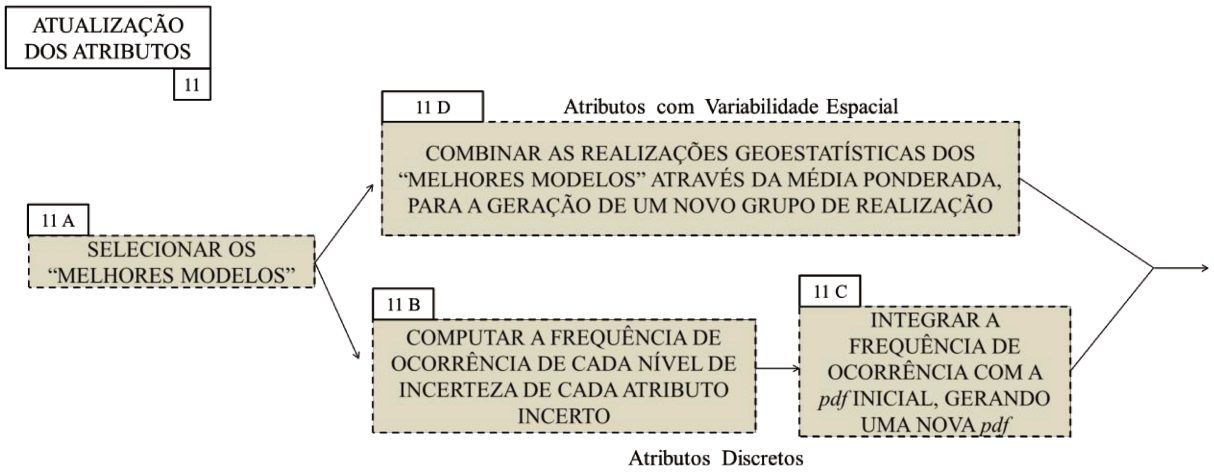


Figura 3.1 – Detalhamento proposto para a etapa de atualização dos atributos.

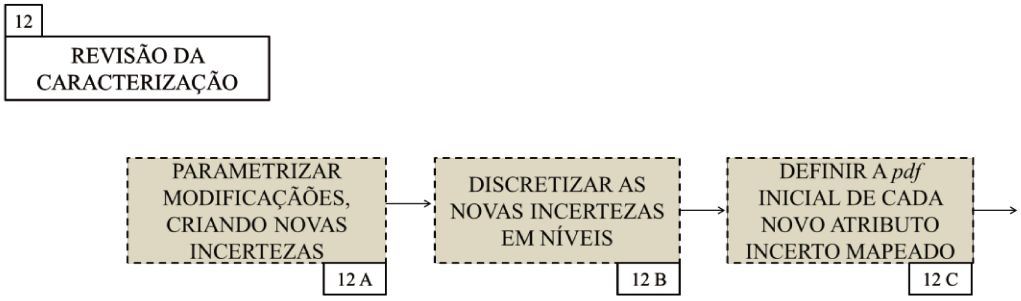


Figura 3.2 - Detalhamento proposto para a etapa de revisão da caracterização.

3.2.1 Funções-Objetivo Limitantes

O primeiro processo dentro da extensão proposta está relacionado à identificação de funções-objetivo que limitam o processo de ajuste. Este passo corresponde à Etapa 10 do fluxograma apresentado por Maschio et al. (2015), destinada à identificação da necessidade de modificação da parametrização inicialmente adotada.

É proposto um processo dinâmico, para estimar, se determinada função-objetivo, se apresenta ou não, como um limitante ao processo de ajuste. O processo consiste em uma

avaliação conjunta do diagnóstico dos desvios obtidos com o indicador AQNS e da avaliação da porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite. A Figura 3.3 exemplifica a avaliação conjunta que deve ser realizada.

A Figura 3.3a apresenta o gráfico de porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite, para um poço hipotético Y. Como se pode observar na Iteração A, 50% das funções-objetivos avaliadas apresentam resultados fora da faixa de aceite, já na iteração seguinte (Iteração B), esta porcentagem aumenta significativamente para 75%.

A Figura 3.3b apresenta gráfico de AQNS para uma função-objetivo X do poço Y. Como se pode observar, a iteração A apresenta valores de AQNS fora e dentro da faixa de aceite, enquanto a iteração seguinte (Iteração B) apresenta um aumento na dispersão dos desvios, reduzindo a concentração de resultados dentro da faixa de aceite.

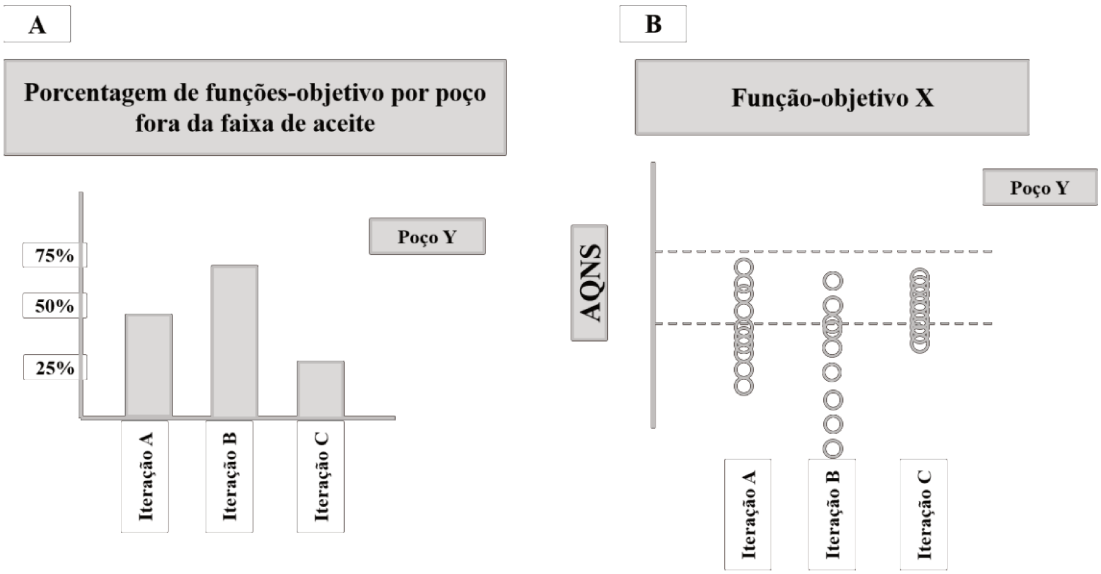


Figura 3.3 – Exemplo hipotético – (A) Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite para o poço Y, (B) Gráfico de AQNS da função-objetivo X do poço Y.

O incremento observado, tanto na porcentagem de funções-objetivos fora da faixa de aceite, como também, na dispersão do indicador AQNS, da iteração A para a iteração B, ilustram que a função-objetivo X do poço Y está limitando o processo de ajuste. A limitação dá-se, pelo fato de que a parametrização existente está evoluindo em direção a obter cenários que não apresentam correspondência dinâmica com o observado na unidade de produção.

Esta limitação evidencia a necessidade do desenvolvimento de um processo de reparametrização, que vise corrigir a dispersão dos desvios e concentrar os resultados dentro da faixa de aceite. A Iteração C ilustra o efeito positivo desta reparametrização, apresentando uma redução acentuada na porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite, como também, a concentração dos desvios de AQNS dentro da faixa de aceite.

3.2.2 Atualização dos atributos Incertos

Caso não se identifique funções-objetivo que limitem o processo de ajuste, deve-se partir para a atualização dos atributos (Etapa 11). É proposta no presente trabalho, uma forma sistemática de atualização dos principais atributos incertos, a qual se baseia nos modelos que apresentam o menor grau de desajuste. Sendo o processo de atualização proposto dividido em duas formas de aplicação, dependendo da natureza do atributo incerto (Atributos discretos, atributos com variabilidade espacial).

Convencionou-se denominar o grupo de modelos que apresentaram o menor grau de desajuste de "melhores modelos" (Etapa 11A). Os "melhores modelos" se tratam de uma porcentagem significativa dos múltiplos modelos da iteração vigente que apresentaram os melhores resultados de ajuste.

Para a determinação dos "melhores modelos", a metodologia propõe a utilização da soma de AQNS dos valores absolutos de todas as funções-objetivo avaliadas para cada um dos múltiplos modelos. Baseado no somatório classifica-se os modelos, sendo o "melhor modelo" aquele que apresentar o menor valor de somatório.

A Figura 3.4 exemplifica o processo de definição dos "melhores modelos" proposto. A primeira coluna se refere aos múltiplos modelos avaliados na iteração vigente (6 modelos neste exemplo). Já a segunda coluna se refere às 3 funções-objetivo avaliadas (Q_o, Q_w e BHP), enquanto que a terceira coluna se refere ao somatório de AQNS dos valores absolutos de todas as funções-objetivo avaliadas do modelo numérico.

Neste caso hipotético, pode-se dizer que, o "melhor modelo" se trata do modelo "IM3KRA1TFA1[2]", pois o mesmo apresentou o menor somatório absoluto dentre os cenários avaliados.

Como indicado, os "melhores modelos" se referem a uma porcentagem significativa de modelos. No caso exemplificativo aqui apresentado, foi determinada uma porcentagem hipotética de 50% para a seleção dos modelos que comporiam os "melhores modelos". Sendo, portanto, os modelos "IM3KRA1TFA1"; "IM4KRA1TFA1" e "IM1KRA2TFA1".

[2] O nome "IM3KRA1TFA1" dado ao modelo avaliado representa a combinação dos atributos incertos e os níveis de incerteza que compõem o modelo. No exemplo, o melhor modelo é composto pela imagem do nível de incerteza 3, pela permeabilidade relativa à facies A no nível de incerteza 1 e pela transmissibilidade da falha A também no nível de incerteza 1.

Modelos Numéricos de Simulação	Funções-Objetivo (AQNS)			Somatório Absoluto
	Q_O	Q_W	BHP	
IM0KRA1TFA2	3	-10	4	17
IM1KRA2TFA1	-2	-7	5	14
IM2KRA2TFA2	5	-15	8	28
IM3KRA1TFA1	-1	-3	2	6
IM4KRA1TFA1	-4	-1	3	8
IM5KRA1TFA2	4	9	-2	15

Figura 3.4 – Classificação dos múltiplos modelos de simulação para a determinação dos "Melhores Modelos".

3.2.2.1 Atributos discretos

Para atributos discretos, como permeabilidade relativa e transmissibilidade de falhas, o processo seguinte após a definição dos “melhores modelos” se trata da contagem da frequência de ocorrência de cada nível de incerteza de cada atributo incerto avaliado (Etapa 11B). A Figura 3.5 exemplifica o processo aos atributos discretos KRA e TFA (Atributos discretos do caso hipotético).

“Melhores Modelos”
IM1KRA2TFA1
IM3KRA1TFA1
IM4KRA1TFA1

	Atributos Incertos			
	KRA		TFA	
Níveis de Incerteza	1	2	1	2
Frequência de Ocorrência Computada	2	1	3	0
Porcentagem	67%	33%	100%	0%

Figura 3.5 - Contagem da frequência de ocorrência dos níveis de incerteza dos atributos incertos.

Como ilustrado na Figura 3.5, é possível identificar que somente o nível de incerteza 1 do atributo incerto TFA está presente no grupo de “melhores modelos”. Isto indica que este nível de incerteza do atributo incerto compõe os modelos numéricos que alcançaram os

resultados mais similares aos dados de histórico. Informação esta que será considerada na etapa seguinte para a redistribuição da probabilidade de ocorrência do atributo incerto, através da integração da porcentagem de ocorrência do atributo incerto dos "melhores modelos" a *pdf* inicial do atributo incerto (Etapa 11C).

A formulação matemática para definição da porcentagem de ocorrência é apresentada na Equação (3-1),

$$Porc_{xy} = \frac{Fre_{xy}}{N_{MM}}. \tag{3-1}$$

sendo x o atributo incerto avaliado, y o nível de incerteza avaliado, $Porc$ a porcentagem de ocorrência, Fre a frequência de ocorrência computada (considerando apenas os "melhores modelos") e N_{MM} a quantidade de "melhores modelos" selecionados.

A nova *pdf* que será utilizada na iteração seguinte é obtida por uma combinação entre $Porc_{xy}$ e a *pdf* da iteração vigente, como descrito na Equação 3-2.

$$Npdf_{xy} = \frac{Ppdf_{xy}+Porc_{xy}}{2}. \tag{3-2}$$

sendo $Npdf$ a *pdf* atualizada e $Ppdf$ a função densidade de probabilidade da iteração vigente. Este processo, de atualização das *pdfs*, é ilustrado graficamente nas Figura 3.6A e B, usando os mesmos exemplos das Figura 3.4 e 3.5.

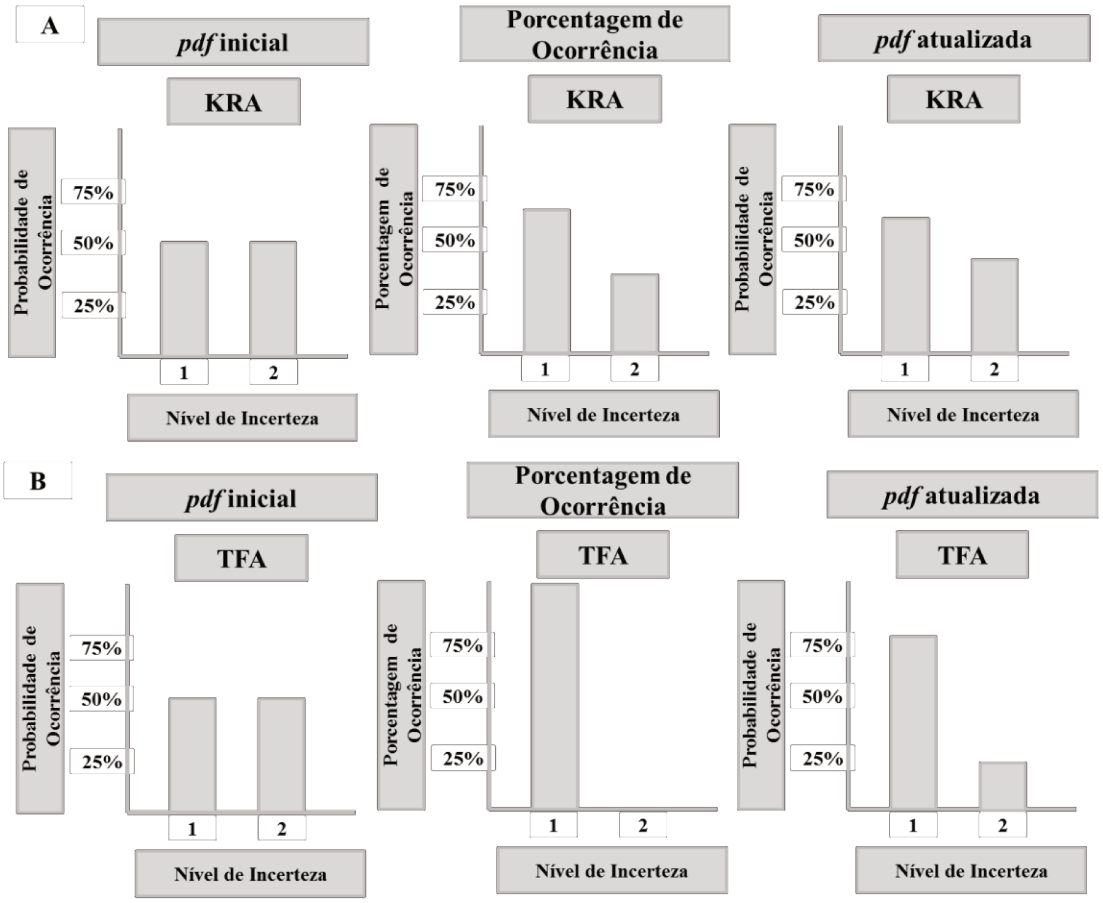


Figura 3.6 – Redistribuição da probabilidade de ocorrência – (A) KRA (B) TFA.

Deve-se destacar que a metodologia de redistribuição da probabilidade de ocorrência proposta foi desenvolvida de maneira a reduzir as incertezas gradativamente, evitando eliminar algum nível de incerteza prematuramente, conforme sugerido por Vasconcelos (2007). Isto pode ser visualizado no exemplo dado, onde apesar do nível de incerteza 2 do atributo incerto TFA não estar presente nos "melhores modelos", a *pdf* resultante da redistribuição da probabilidade não eliminou o nível incerteza, apenas penalizou-o, reduzindo sua probabilidade de ocorrência.

3.2.2.2 Atributos com variabilidade espacial

Um procedimento similar de atualização da *pdf* para atributos discretos pode ser aplicado a atributos com variabilidade espacial como, porosidade e permeabilidade. Para os atributos com variabilidade espacial é apresentado neste trabalho um processo de atualização, que visa combinar as realizações geoestatísticas presentes nos "melhores modelos" através da média ponderada entre elas, e assim gerar um novo grupo de realizações a serem avaliadas,

que enfatizem as características que levaram os modelos a alcançar o melhor ajuste (Etapa 11D).

O processo proposto se baseia no conceito descrito por Caers, (2002) que diz que uma realização geoestatística média das realizações geoestatística equiprováveis, também se apresenta como uma realização geoestatística possível. O processo de combinação dos atributos com variabilidade espacial é exemplificado na Figura 3.7.

Destaca-se que devido ao fato de os atributos petrofísicos serem correlacionados, deve-se aplicar, dentro do processo de combinação através da média ponderada, o mesmo peso para cada uma das realizações geoestatísticas. Por exemplo, caso o peso aleatório definido seja 0.1 para porosidade de um determinado "melhor modelo" em uma determinada iteração, deve-se aplicar o mesmo peso de 0.1 às propriedades correlacionadas, como por exemplo, permeabilidade e *net-to-gross*. Também se deve ressaltar que o somatório dos pesos deve ser sempre igual a 1, para manter os valores dentro da faixa de incerteza previamente definida.

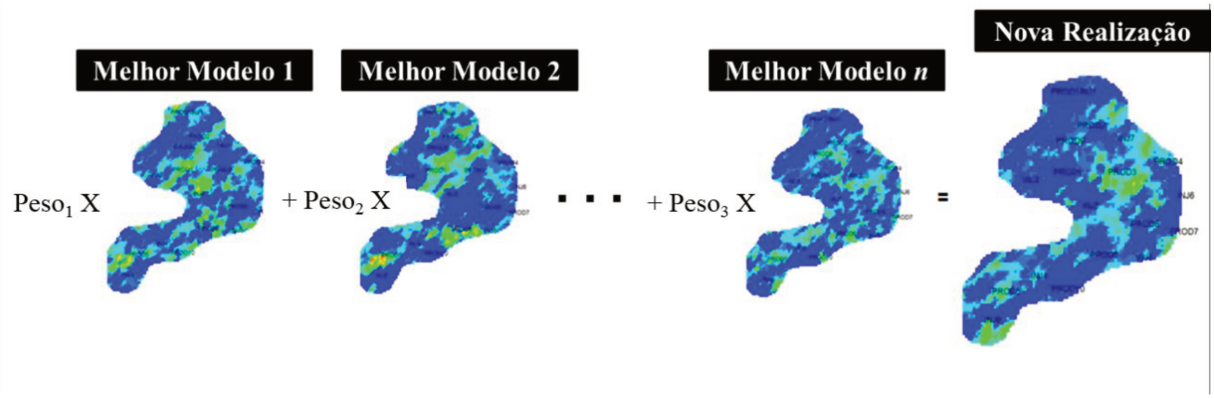


Figura 3.7 - Esquematização do processo de combinação dos atributos incertos com variabilidade espacial.

Atualizados os principais atributos incertos, se conclui o ciclo de uma iteração e se inicia um novo ciclo através de uma nova iteração, partindo para a Etapa 4, utilizando as *pdf*s atualizadas e as novas imagens geoestatísticas para a geração de um novo conjunto de cenários através da técnica HLDG.

3.2.3 Parametrização de Novas Incertezas

Caso sejam identificadas funções-objetivo limitantes, devem ser propostas novas parametrizações, revisando a caracterização previamente definida (Etapa 12 do fluxograma apresentado por Maschio et al. 2015). No intuito de reduzir os desvios observados das funções-objetivo limitantes, as novas parametrizações propostas podem ocorrer através do

aumento da amplitude de incerteza de determinado atributo incerto e\ou a inserção de parametrizações locais.

Na metodologia aqui apresentada se propõe a aplicação de três passos destinados à geração de novas incertezas locais que serão avaliadas probabilisticamente ao longo do processo de ajuste. A primeira etapa se refere à definição da parametrização local a ser aplicada (Etapa 12A), podendo ser esta parametrização, por exemplo, a inserção de uma anisotropia local na distribuição de permeabilidade através do uso de um multiplicador. Posteriormente este novo parâmetro deve ser discretizado em níveis de incerteza (Etapa 12B) e ter indexado uma *pdf* inicial (Etapa 12C).

Definidos os novos atributos, deve-se integrar os mesmos aos demais atributos incertos que compõem a parametrização inicial. Atributos os quais passaram pelo processo de atualização descrito na Seção 3.2.2.

4 APLICAÇÃO

4.1 Modelo de Reservatório

A extensão proposta foi validada através de sua aplicação ao reservatório sintético com características reais do tipo *Black-Oil*, denominado Beta. O reservatório Beta (Figura 4.1) possui uma feição geoestrutural semelhante a uma anticlinal e é composto por duas fácies, sendo a fácies A composta por arenitos com boa seleção de grãos, representando a fácies produtora, e a fácies B, que representa a fácies de menor qualidade do reservatório, sendo composta por arenitos intercalados com folhelhos. Destaca-se que o modelo Beta possui 4 falhas mapeadas (Falha A, Falha B, Falha C, Falha D) que cortam o reservatório. Maiores detalhes sobre o modelo Beta podem ser observadas em Almeida (2014a).

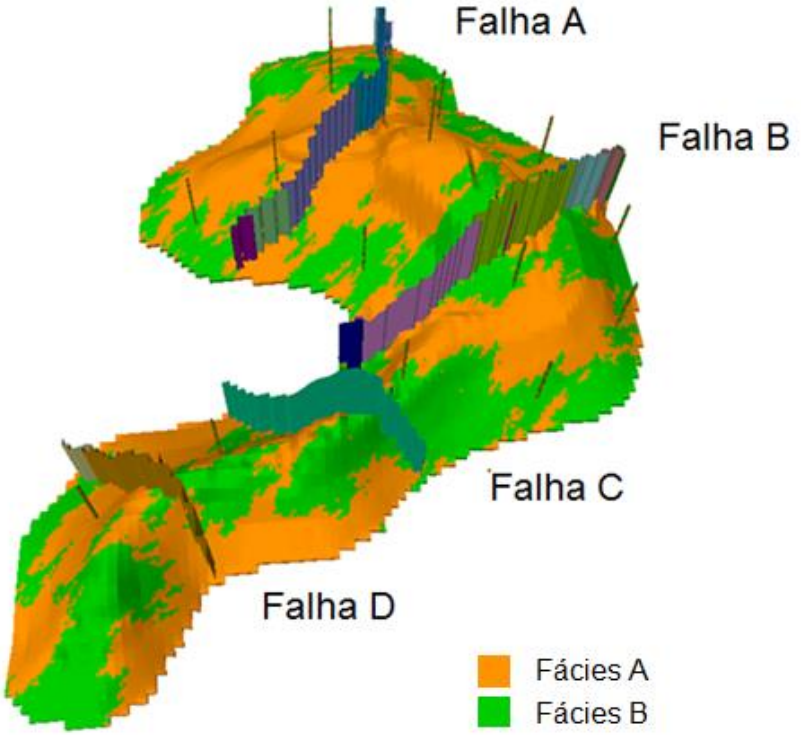


Figura 4.1 - Reservatório Beta (distribuição de fácies, distribuição das falhas).

O processo de modelagem do modelo Beta teve seu inicio através da modelagem das fácies. A modelagem das fácies foi realizada através do método de simulação por indicatriz. Com base na distribuição das fácies, foram modeladas, através da técnica de simulação sequencial gaussiana, as distribuições de porosidade, espessura porosa e permeabilidade horizontal. Destaca-se que cada fácies apresenta distintas amplitudes de variações das

características permoporosas, como ilustrado na Tabela 4.1. Maiores detalhes sobre o processo de geração do modelo Beta podem ser observados no trabalho de Correia et al. (2016).

Tabela 4.1 - Variações das características permoporosas das fácies.

Fácies	Porosidade	Permeabilidade
Fácies A	8% e 31%	26 mD e 3284 mD
Fácies B	2% e 23%.	16 mD a 168 mD

4.1.1 Modelo Referência

Por se tratar de um modelo sintético, inicialmente foi construído o modelo referência, que representa o modelo "verdadeiro" do campo. O modelo referência foi construído em uma malha refinada com aproximadamente 1.603.800 blocos. A discretização do número de blocos e dimensões é apresentada na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Malha Modelo Referência.

Eixo	Quantidade de Blocos	Dimensão de cada eixo
X	270	20 m
Y	330	20 m
Z	18	3,3 m

O modelo de referência foi utilizado para gerar os dados de histórico de produção, como também os dados de sísmica 4D representados por mapas de Δp e ΔS_w. Cabe destacar que o procedimento adotado para a geração dos mapas de Δp e ΔS_w da sísmica 4D utilizados no presente trabalho, seguiu a metodologia de inversão apresentada por Correia et al. (2016). Destaca-se também, que o modelo referência contém 13 falhas subsísmicas (Figura 4.2) que não foram mapeadas inicialmente, se apresentando como incertezas desconhecidas.

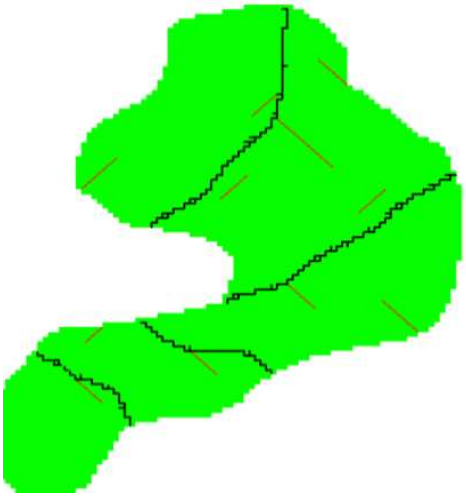


Figura 4.2 - Localização das falhas subsísmicas (em vermelho) no Modelo Referência.

4.1.2 Modelo de Simulação

A aplicação da metodologia foi realizada em modelos de simulação que apresentam uma malha mais grosseira se comparada à do modelo referência. Os modelos de simulação possuem uma malha com 89.100 blocos, equivalente a 6% do número de blocos presentes no modelo referência. A discretização da malha dos modelos de simulação se encontra na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Malha do Modelo de Simulação.

Eixo	Quantidade de Blocos	Dimensão de cada eixo
X	90	60 m
Y	110	60 m
Z	9	6,6 m

Observa-se através da Tabela 4.3, que a malha do modelo de simulação é 3 vezes mais grosseira nos eixos horizontais e duas vezes no eixo vertical. Esta diferença é melhor observada através da Figura 4.3, a qual ilustra que um bloco do modelo de simulação corresponde a 18 blocos no modelo referência.

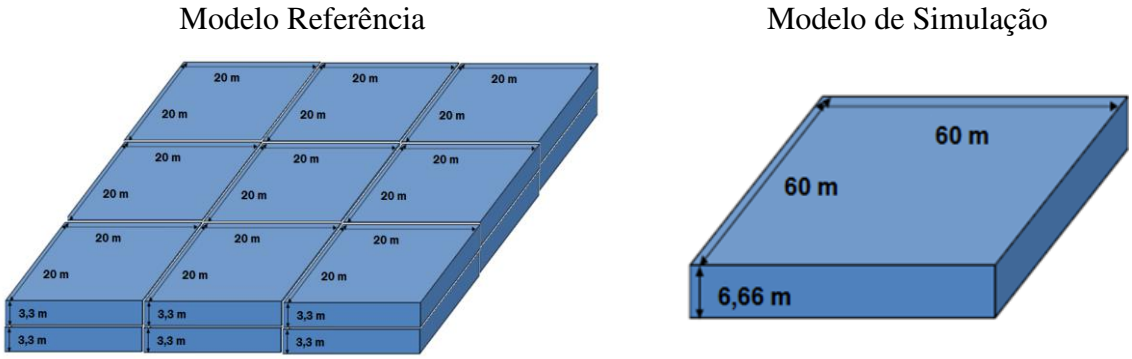


Figura 4.3 – Comparação entre as dimensões dos blocos do modelo referência e do modelo de simulação (adaptado de Avansi, 2014).

4.2 Atributos Incertos

Como atributos incertos, foram definidos inicialmente doze atributos que compõe o reservatório Beta passíveis de ajuste, sendo dez referentes às características geológicas que compõem o modelo e dois ligados à relação entre fluídos (dados de entrada do *benchmark*). Destaca-se que os quatro atributos incertos ligados às realizações geoestatísticas (porosidade, permeabilidade, espessura porosa e fácies) foram tratados conjuntamente devido à correlação existente entre eles.

Os atributos incertos foram discretizados em diferentes níveis de incerteza baseados em sua complexidade. A Tabela 4.4 indica os atributos incertos avaliados, o número de níveis de incerteza definidos, os valores referentes a cada nível de incerteza, como também os valores de cada atributo incerto no modelo referência. Ressalta-se que o multiplicador de permeabilidade no eixo Y (mKy), não se trata de um *input* inicial do *benchmark*, tendo sido incluído como atributo incerto, no intuito de possibilitar uma anisotropia de permeabilidade entre os eixos horizontais, já que as realizações geoestatísticas referentes à permeabilidade eram iguais no *input* inicial do *benchmark* para os eixos horizontais.

Tabela 4.4 - Atributos incertos, níveis de incerteza e valores adotados.

Atributo Incerto	Níveis de Incerteza	Valores adotados							Modelo Referência
		0	1	2	3	4	5	6	
Permeabilidade Relativa óleo/água – Expoente de Corey - Fácies A (Kra)	5	1	2	3	4	5			3.8170
Permeabilidade Relativa óleo/água – Expoente de Corey - Fácies B (Krb)	5	1	2	3	4	5			4.6
Multiplicador de Permeabilidade no eixo Y (mky)	7	0.5	0.75	1	1.25	1.5	1.75	2	----
Razão permeabilidade Vertical com Horizontal (mKzKx)	5	0.020	0.090	0.160	0.230	0.300			0.0500
Transmissibilidade da Falha A (Tfa)	5	0	0.001	0.01	0.1	1			0.466
Transmissibilidade da Falha B (Tfb)	5	0	0.001	0.01	0.1	1			0.000
Transmissibilidade da Falha C (Tfc)	5	0	0.001	0.01	0.1	1			0.0333
Transmissibilidade da Falha D (Tfd)	5	0	0.001	0.01	0.1	1			0.8333
Porosidade, Permeabilidade, Fácies, Espessura Porosa (integradas)	500	Imagens geoestatísticas							----

4.3 Estratégia de Explotação

A explotação do reservatório Beta (Figura 4.4) é realizada por um grupo de 19 poços, sendo composto por:

- 11 poços produtores verticais, completados nas 4 primeiras camadas[3] do reservatório; e
- 8 poços injetores verticais de água, completados nas últimas 5 camadas[3] do reservatório.

[3] Malha do modelo de simulação.

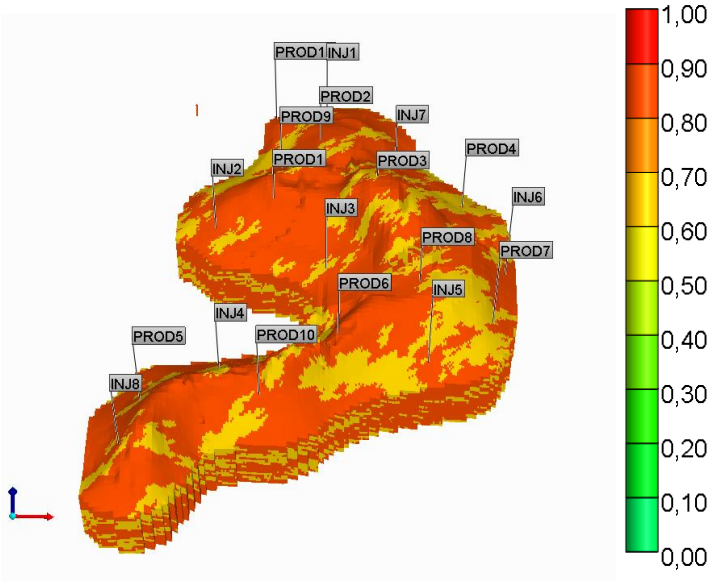


Figura 4.4 - Malha de explotação (saturação de óleo inicial – Modelo Referência).

Cabe destacar, que a produção do reservatório Beta tem seu início em 1º de Janeiro de 2000 e que cada poço é aberto a cada sessenta dias.

4.4 Sísmica 4D

Como descrito, o reservatório Beta é um modelo sintético. Com isso, os dados de sísmica 4D foram obtidos baseados na simulação do modelo referência. Os mapas de sísmica 4D foram obtidos através do processo de inversão apresentado e aplicado por Correia et al. (2016).

Em Correia et al. (2016) o volume S4D foi obtido inicialmente na escala da simulação e posteriormente ele foi transferido para uma escala mais grosseira verticalmente, com o objetivo de ter um dado mais similar com o que é observado em casos reais. Sendo estes volumes na escala grosseira utilizados no presente trabalho.

A sísmica 4D é integrada no processo de ajuste em dois domínios, o da pressão e da saturação. Os mapas representativos a estes domínios são apresentados respectivamente nas Figura 4.5 e Figura 4.6.

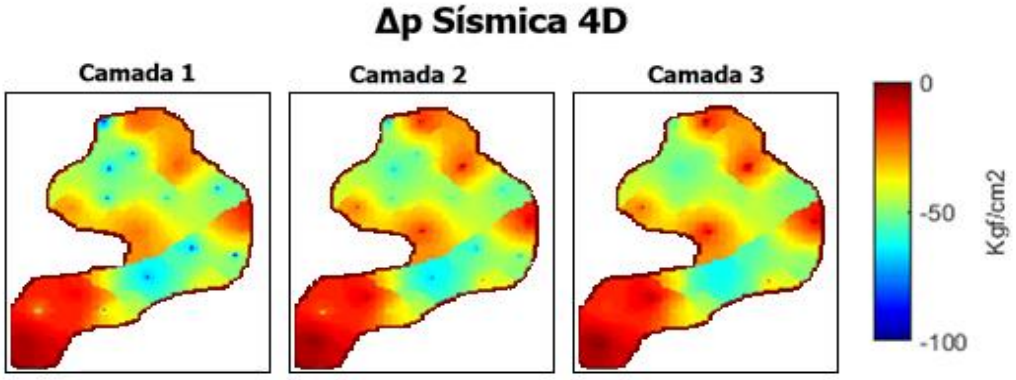


Figura 4.5 – Mapa de variação de pressão (Δp) da sísmica 4D .

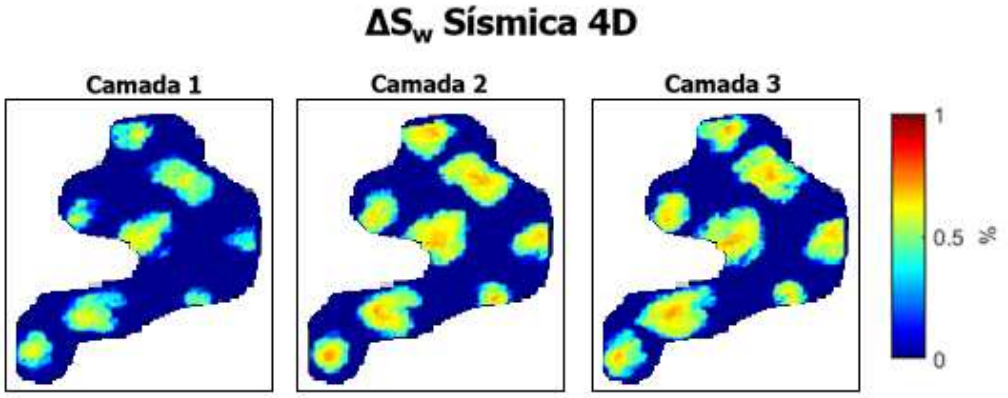


Figura 4.6 – Mapa de variação de saturação de água (ΔS_w) sísmica 4D .

Os mapas de Δp e ΔS_w apresentam uma malha de 90x110x3 blocos. Quando comparada com a malha dos modelos de simulação, ambas apresentam a mesma escala horizontal, porém a sísmica 4D apresenta uma malha três vezes mais grosseira no eixo vertical, fato este que se apresenta, como um dos primeiros desafios de integração quantitativa da sísmica 4D.

Para possibilitar a comparação entre os mapas da sísmica 4D e os modelos de simulação, adotou-se computar a média no eixo vertical dos mapas de variação de pressão e saturação provenientes dos modelos numéricos de simulação, transferindo-os para a mesma escala da sísmica 4D, obtendo-se portanto, mapas de Δp e ΔS_w dos modelos numéricos de simulação em uma malha de 90x110x3 blocos.

4.5 Parâmetros de Ajuste

Convencionou-se para o processo de ajuste, a utilização de 500 modelos a serem avaliados em cada iteração realizada, não estando o modelo referência dentro do grupo de modelos avaliados. A definição do número de cenários se deu através de um estudo da

quantidade de cenários necessários para representar adequadamente as incertezas, como também, baseado no tempo computacional para a simulação de cada. Maiores detalhes sobre a definição do número de modelos são apresentados no Apêndice A.

Definiu-se como “melhores modelos”, os 20% da amostragem que apresentaram o menor valor de somatório de AQNS na iteração vigente, o que equivale a 100 modelos de simulação. O período de histórico avaliado é de 1800 dias (5 anos), sendo que os dados de sísmica 4D foram gerados considerando duas aquisições, uma realizada no período pré-produção (t0) e outra em 1800 dias (t1). A extrapolação para a previsão é de 25 anos.

A Tabela 4.5 ilustra as faixas de qualidade adotadas para o desenvolvimento do trabalho. Observa-se que as mesmas, se apresentam mais estreitas do que as definidas por Maschio et al. (2015). Isto se deve ao fato, de o início do trabalho aqui apresentado ter sido pretérita a esta definição, como também, devido à aplicação ocorrer em um reservatório de média complexidade, que possibilita o uso de faixas mais estreitas.

Tabela 4.5 - Faixas de qualidade de ajuste – Modelo Beta.

Faixa de Aceitação do Módulo de AQNS	Qualidade de Ajuste
Menor ou igual a 1	Excelente
]2 1]	Bom
]3 2]	Regular
]5 3]	Ruim
Maior que 5	Inaceitável

Destaca-se que o simulador adotado para o desenvolvimento do trabalho foi o IMEX® (*Implicit and Explicit Black-Oil Simulator*) na sua versão 2012.1 da empresa canadense CMG GROUP® e que a combinação das incertezas, geração dos cenários e cálculos dos desvios se deram através do *software* Mero, desenvolvido pelo grupo UNISIM.

5 RESULTADOS

Na presente seção, são apresentados os resultados obtidos durante a validação da metodologia proposta. Inicialmente são apresentados os resultados obtidos em relação à calibração dos modelos utilizando somente dados de produção (Fase I). Posteriormente são ilustrados os resultados alcançados na aplicação da Fase II (Parte I e Parte II) utilizando à sísmica 4D, como fonte adicional de dados para o condicionamento dos modelos. Como resultados finais, são expostas e comparadas às previsões de produção sob incertezas dos modelos calibrados em ambas as fases.

5.1 FASE I

O primeiro procedimento desenvolvido durante o ajuste de histórico probabilístico foi à avaliação do volume poroso das 500 realizações geoestatísticas iniciais de porosidade. Este procedimento foi realizado, baseado em aspectos identificados em trabalhos anteriores aplicados ao reservatório Beta, como o de Almeida et al. (2014b), onde em condições ajustadas de injeção e produção, a pressão média do campo se apresentava abaixo do valor de histórico, indicando um possível desajuste ligado ao volume poroso das realizações geoestatísticas de porosidade utilizadas.

A Figura 5.1 demonstra que o centro da distribuição do volume poroso das realizações geoestatísticas iniciais se apresenta deslocado à esquerda em relação à estimativa de volume poroso do modelo referência. Destaca-se, que em casos reais, a estimativa de volume para comparação poderia ser obtida, por exemplo, através de estudos de balanço de massa.

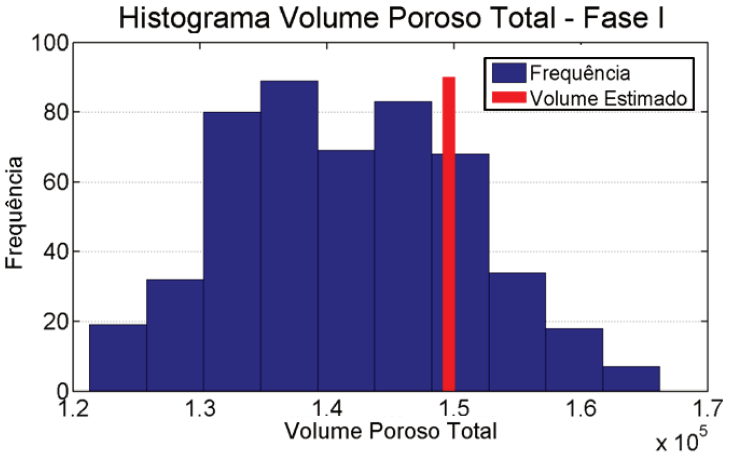


Figura 5.1 - Histograma volume poroso total - Fase I.

Observado o desvio na distribuição dos volumes porosos em relação ao valor estimado, adotou-se a aplicação de um multiplicador de porosidade global no valor de 1.06 (incremento de 6% em relação ao volume original) com o objetivo de centralizar a distribuição com o valor estimado. O resultado desta aplicação é demonstrado na Figura 5.2.

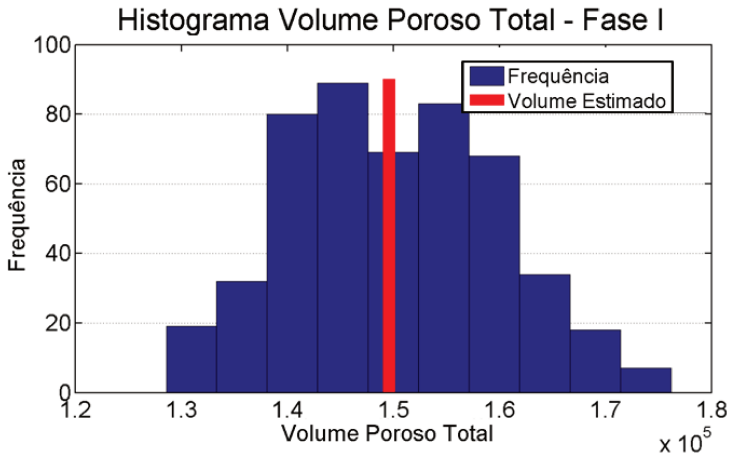


Figura 5.2 - Histograma volume poroso total - Fase I – Ajustado.

Para a aplicação da Fase I, foram determinadas sessenta funções-objetivo locais (Seção 2.2.2), sendo:

- 4 para cada poço produtor, totalizando 44 funções-objetivo:
  - Vazão de óleo (Q_o); Vazão de água (Q_w); Vazão de gás (Q_g) e Pressão de Fundo de Poço (BHP);
- 2 para cada poço injetor de água, totalizando 16 funções-objetivo:
  - Vazão de água Injetada (Q_{wi}) e Pressão de Fundo de Poço (BHP) para cada um dos poços injetores.

Baseado nos conceitos apresentados na seção (2.2.2) definiu-se como tolerância para o cálculo do AQNS 5% para Q_o e Q_{wi}, pelo fato das mesmas serem informadas como condições de contorno ao simulador numérico e de 10% para as demais funções-objetivo (Q_w; Q_g; BHP). Como constante a ser adicionada, definiu-se um valor igual 25 m³/dia, baseado no histórico de produção e avaliação global do reservatório, maiores detalhes são apresentados no Apêndice B. Ressalta-se, que a constante foi adicionada somente em série de dados de Q_w na qual se apresentavam valores iguais à zero.

Por se tratar de uma fase inicial de condicionamento dos múltiplos modelos, adotou-se a faixa de aceite Regular para considerar os modelos com resultados aceitáveis na Fase I.

A geração dos múltiplos modelos (Seção 2.2.4) foi realizada através da técnica HLDG proposta por Schiozer et al. (2016). Foram gerados 500 modelos de simulação, combinando os principais atributos incertos apresentados na Tabela 4.4. Destaca-se que foi considerada, inicialmente, uma *pdf* uniforme para todos os atributos incertos.

5.1.1 Diagnóstico Inicial

Simulados os múltiplos modelos, desenvolveu-se o primeiro diagnóstico (Seção 2.2.5) utilizando o indicador AQNS. Os resultados do primeiro diagnóstico são apresentados na Figura 5.3.

Como se pode verificar na Figura 5.3, o AQNS permite avaliar múltiplos modelos numéricos e múltiplas funções-objetivo simultaneamente, de forma concisa em um grupo pequeno de gráficos. Como também permite verificar aspectos globais, regionais e locais conjuntamente.

O grupo de modelos numéricos de simulação referente ao diagnóstico inicial apresentou grandes desvios, especialmente ligado aos poços produtores. Quando analisadas as séries de dados é claro que os desvios que apresentam maior magnitude estão relacionados à vazão de água, como ilustrado na Figura 5.3c.

No grupo de modelos numéricos de simulação do diagnóstico inicial não foi obtido nenhum modelo que apresentasse todos os desvios dentro da faixa de aceite Regular (Seção 2.2.6). Também não foram observadas falhas na discretização do modelo numérico (Seção 2.2.7).

Aplicando a metodologia proposta, buscou-se observar a existência de funções-objetivo que limitassem o processo de ajuste (Seção 2.2.8), o que não foi constatado. Com isso, iniciou-se o processo de redução de incertezas, através da atualização das *pdf* dos atributos incertos baseada nos “melhores modelos”.

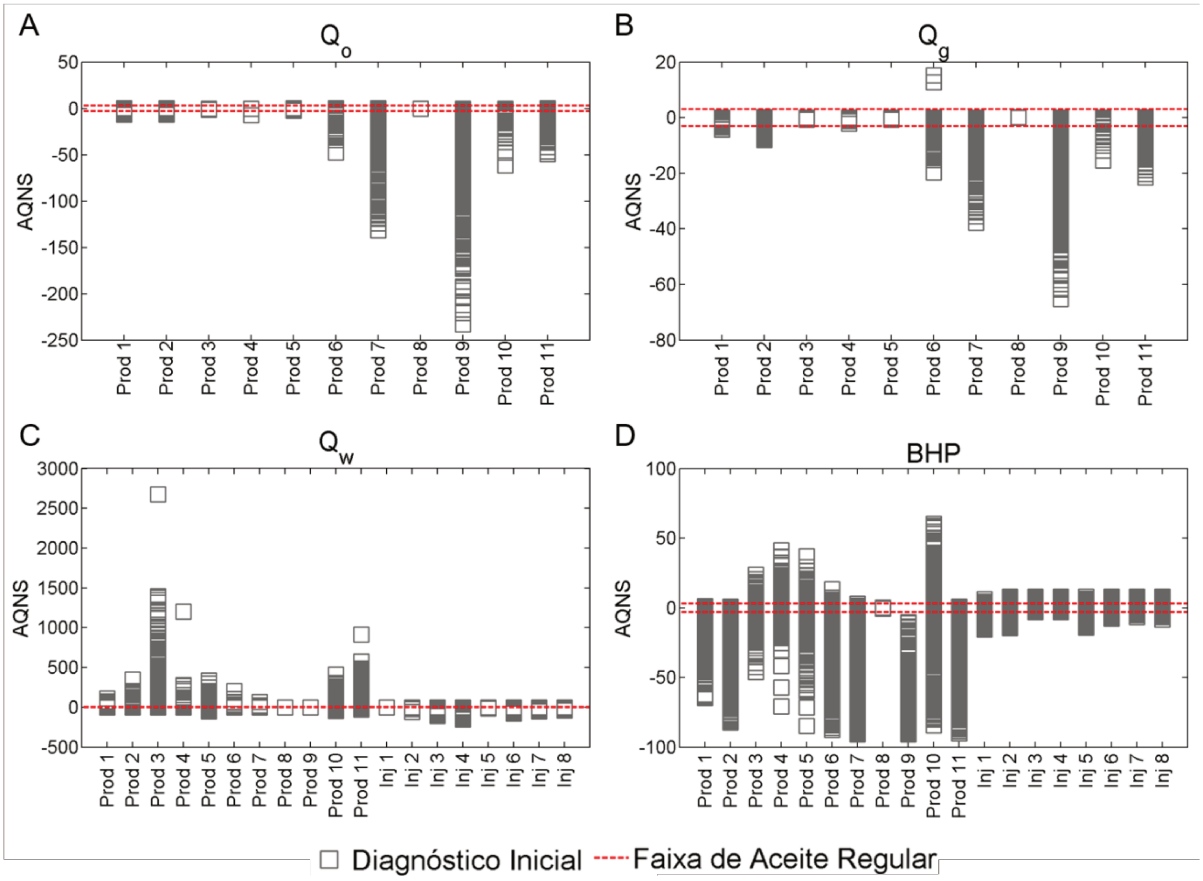


Figura 5.3 – Diagnóstico Inicial - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

Como indicado pela metodologia de ajuste proposta (Seção 3.2.2), foram selecionados os 100 “melhores modelos” que apresentaram o menor valor do somatório absoluto de AQNS. Seguindo os procedimentos indicados na seção (3.2.2.1), foram computadas as frequências de ocorrência de cada nível de incerteza de cada atributo incerto e combinadas, às mesmas, com as *pdf* iniciais da iteração vigente de cada atributo, obtendo assim as novas probabilidades de ocorrência de cada atributo incerto a ser utilizada na iteração seguinte.

Um exemplo da combinação é apresentado para o atributo Kra na Figura 5.4. O resultado da atualização para os demais atributos são apresentados na Figura 5.5.

Cabe destacar que as propriedades petrofísicas (porosidade, permeabilidade, espessura porosa e fácies), nesta fase tiveram apenas os níveis presentes nos “melhores modelos” selecionados para a iteração seguinte, não sendo atualizadas, conforme descrito na seção 3.2.2.2.

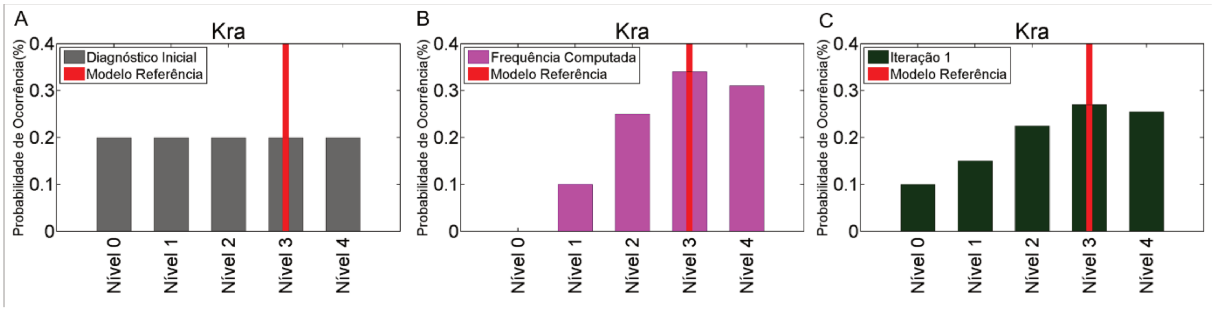


Figura 5.4 – Atualização do atributo incerto Kra - (A) Diagnóstico Inicial (B) Frequência computada (C) Iteração 1

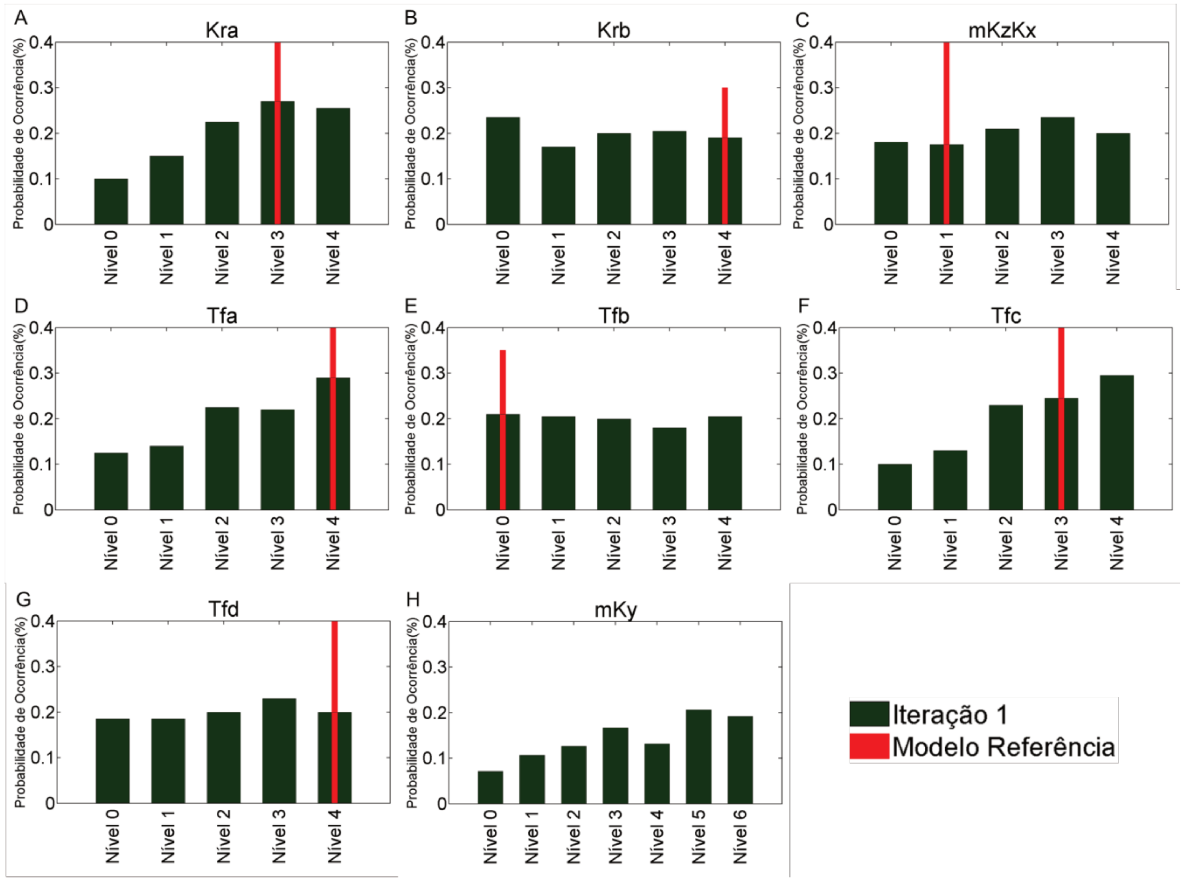


Figura 5.5 - *pdf* atributos Incertos - Iteração 1 (A) Kra (B) Krb (C) mKzKx (D) Tfa (E) Tfb (F) Tfc (G) Tfd (H) mKy.

A Figura 5.5 ilustra a modificação do comportamento das *pdf*s dos atributos incertos através da atualização das mesmas utilizando os "melhores modelos". Verificam-se variações mais acentuadas nos atributos: Kra (Figura 5.5a); Tfa (Figura 5.5d) e Tfc (Figura 5.5f).

5.1.2 Iteração 1

O novo ciclo de ajuste, denominado Iteração 1, inicia-se na geração de um novo grupo de 500 modelos utilizando a técnica HLDG, baseado nas *pdf*s atualizadas (Figura 5.5). Os

modelos foram simulados e tiveram seus desvios mensurados utilizando o indicador AQNS. Os resultados do diagnóstico podem ser observados na Figura 5.6.

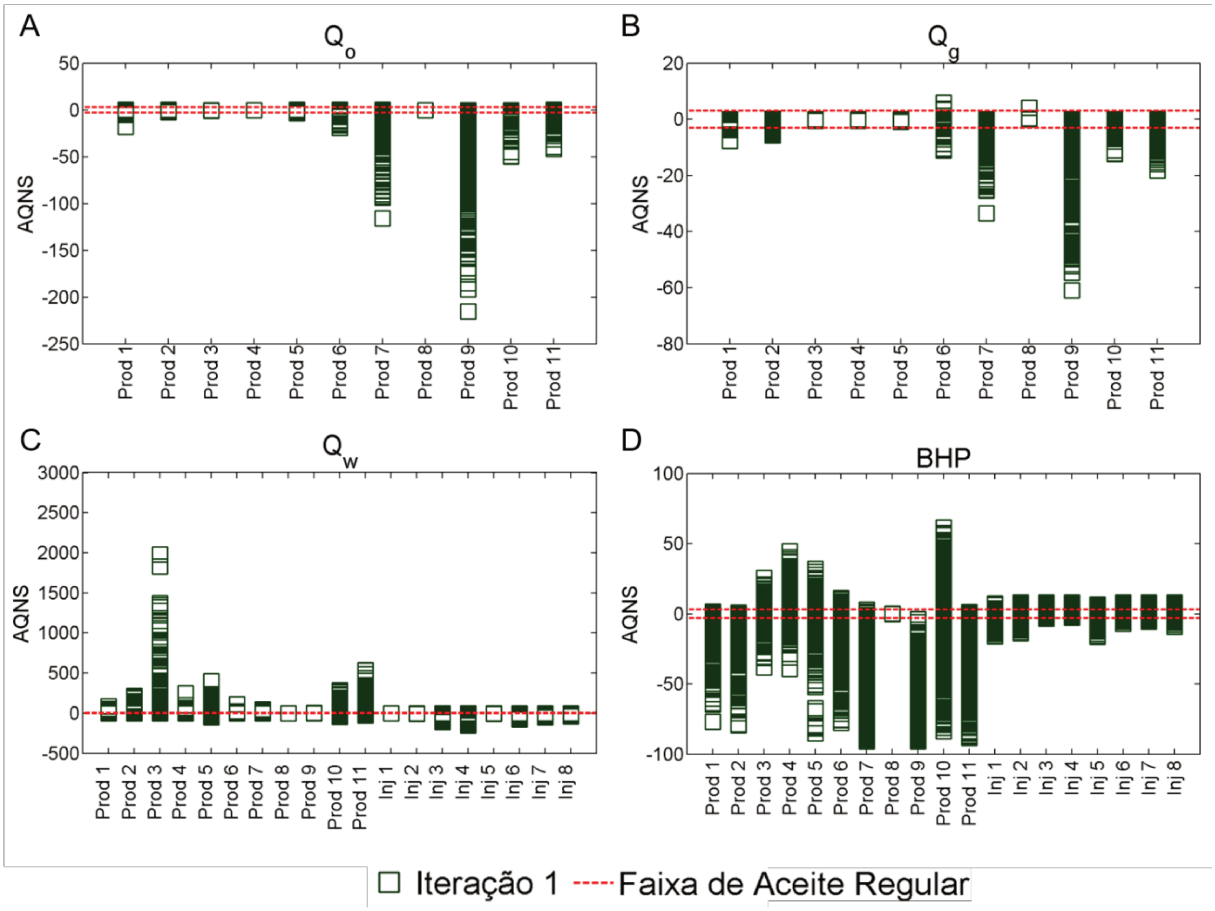


Figura 5.6 - Iteração 1 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

A Iteração 1 não apresentou nenhum modelo com resultados aceitáveis, como também nenhuma função-objetivo que limitasse o processo ajuste. Com isso, prosseguiu-se com o processo de redução de incertezas, atualizando as probabilidades de ocorrência dos atributos incertos.

5.1.3 Iteração 1a e 1b

Convencionou-se indicar o *loop* dentro do processo de atualização das *pdf*s dos atributos incertos por um indicador alfabético. Com isso, a Iteração 1a representa o primeiro *loop* dentro do processo de atualização das *pdf*s, a Iteração 1b representa o segundo *loop* e assim por diante.

As Iterações 1a e 1b apresentaram uma redução expressiva nos desvios observados, porém, não o suficiente para apresentar modelos com resultados aceitáveis dentro da faixa de aceite Regular. Em ambas as iterações, também não foi observada à existência de funções-

objetivo limitantes. Os resultados referentes aos desvios destas iterações se encontram no Apêndice C.

5.1.4 Iteração 1c

A Iteração 1c apresentou uma grande redução dos desvios quando comparada com as iterações anteriores, especialmente com o diagnóstico inicial (Figura 5.7). Destaca-se que a grande melhoria alcançada foi relacionada às funções-objetivo ligadas a vazão de água (Figura 5.7c).

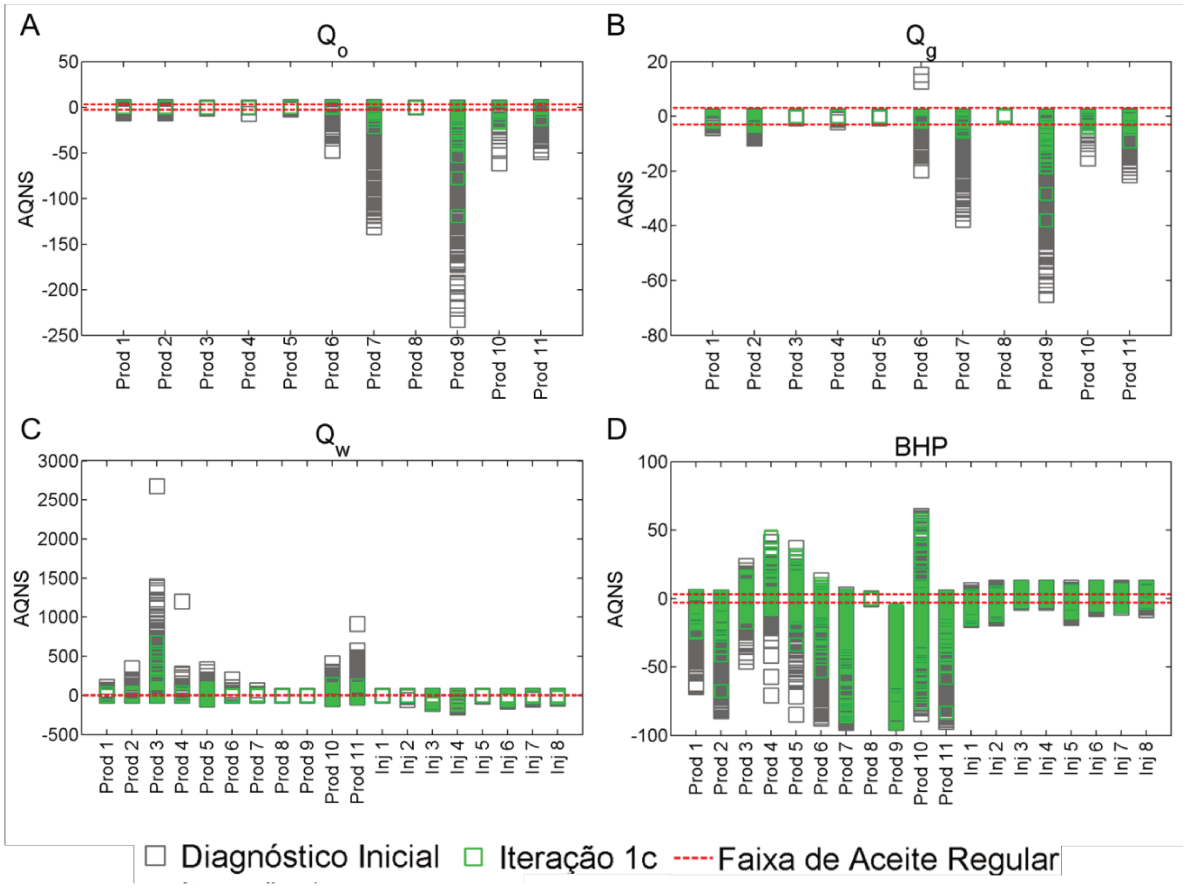


Figura 5.7 – Redução dos desvios Diagnóstico Inicial (cinza) para Iteração 1c (verde) - (A) vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

A redução dos desvios é melhor observada na Figura 5.8, onde é ilustrada a porcentagem de funções-objetivo que se encontram fora da faixa de aceite Regular para cada poço avaliado.

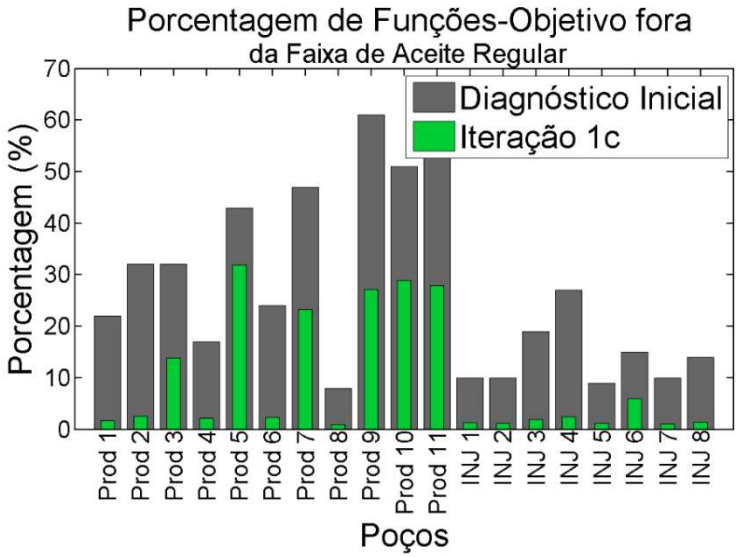


Figura 5.8 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite regular para cada poço na Diagnóstico Inicial (cinza) e na Iteração 1 (verde).

Em uma análise conjunta, baseada nos resultados de AQNS, nas curvas de produção e no gráfico de porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite (Figura 5.8), foram identificadas na Iteração 1c funções-objetivo que limitam o processo de ajuste de histórico probabilístico, sendo elas: a vazão de água dos produtores 5, 10 e 11 e o BHP dos poços produtores 7 e 9. Os desvios destas funções-objetivo limitantes são ilustrados na Figura 5.9.

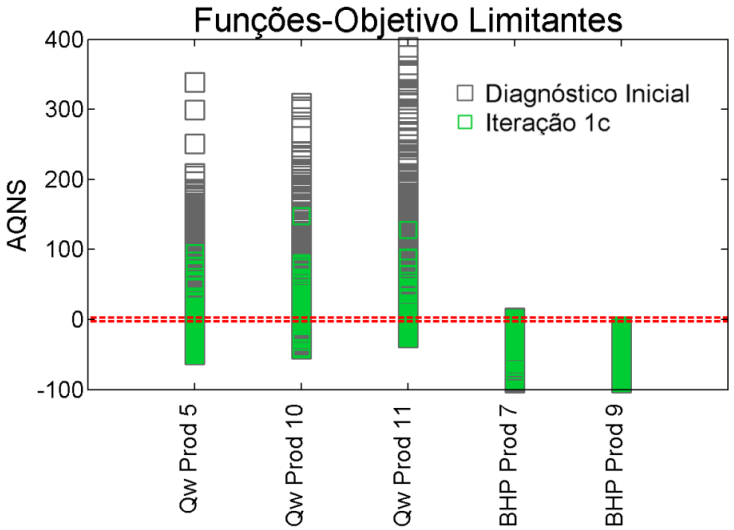


Figura 5.9 – Funções-Objetivo limitantes - Diagnóstico Inicial (cinza) e na Iteração 1c (verde).

No intuito de reduzir os desvios observados para as funções-objetivo limitantes, foram inseridas perturbações locais, seguindo a metodologia proposta (Seção 3.2.3). Com isso,

foram parametrizados cinco novos atributos incertos [RProd5; RProd7; RProd9; RProd10 e RProd11] (Figura 5.10) através da inserção de anisotropias na distribuição de permeabilidade através do uso de multiplicadores. Maiores detalhes sobre a definição dos novos atributos incertos são apresentados no Apêndice D.

Os novos atributos incertos foram discretizados em cinco níveis cada, como ilustrado na Tabela 5.1. Foi determinada inicialmente uma distribuição de probabilidade uniforme para os cinco novos atributos incertos. Destaca-se que os atributos incialmente mapeados, foram atualizados, baseado nos "melhores modelos" presentes na Iteração 1c.

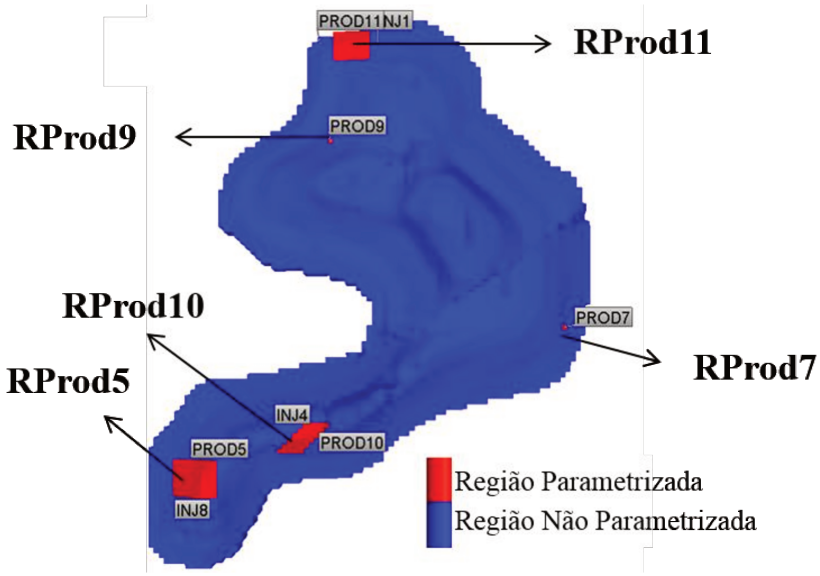


Figura 5.10 - Localização dos novos atributos incertos.

Tabela 5.1 - Novos atributos incertos.

Atributos Incertos	Níveis de Incerteza	Parametrização			Valores Adotados (multiplicadores) [Permeabilidade]				
		i	*j*	*k*	0	1	2	3	4
RProd5	5	6:14	90:96	1:9	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5
RProd7	5	36:36	30:30	1:4	2.6	2.7	2.8	2.9	3
RProd9	5	80:80	65:65	1:4	1.8	1.9	2	2.1	2.2
RProd10	5	31:35	83:83	1:9	1.8	1.9	2	2.1	2.2
		30:34	84:84						
		29:33	85:85						
		28:32	86:86						
		27:31	87:87						
		26:30	88:88						
RProd11	5	37:43	9:14	1:9	0.65	0.7	0.75	0.8	0.85

5.1.5 Iteração 2

Devido à inserção de novos atributos incertos a serem avaliados ao longo do processo de ajuste, convencionou-se denominar o novo ciclo de ajuste como Iteração 2. Baseado na técnica HLDG, foram gerados os 500 modelos a serem avaliados ao longo da Iteração 2, combinando os atributos incertos previamente mapeados que tiveram suas *pdf* atualizadas através dos "melhores modelos" da iteração 1c e os novos atributos incertos parametrizados. Os desvios computados da Iteração 2 são apresentados na Figura 5.11.

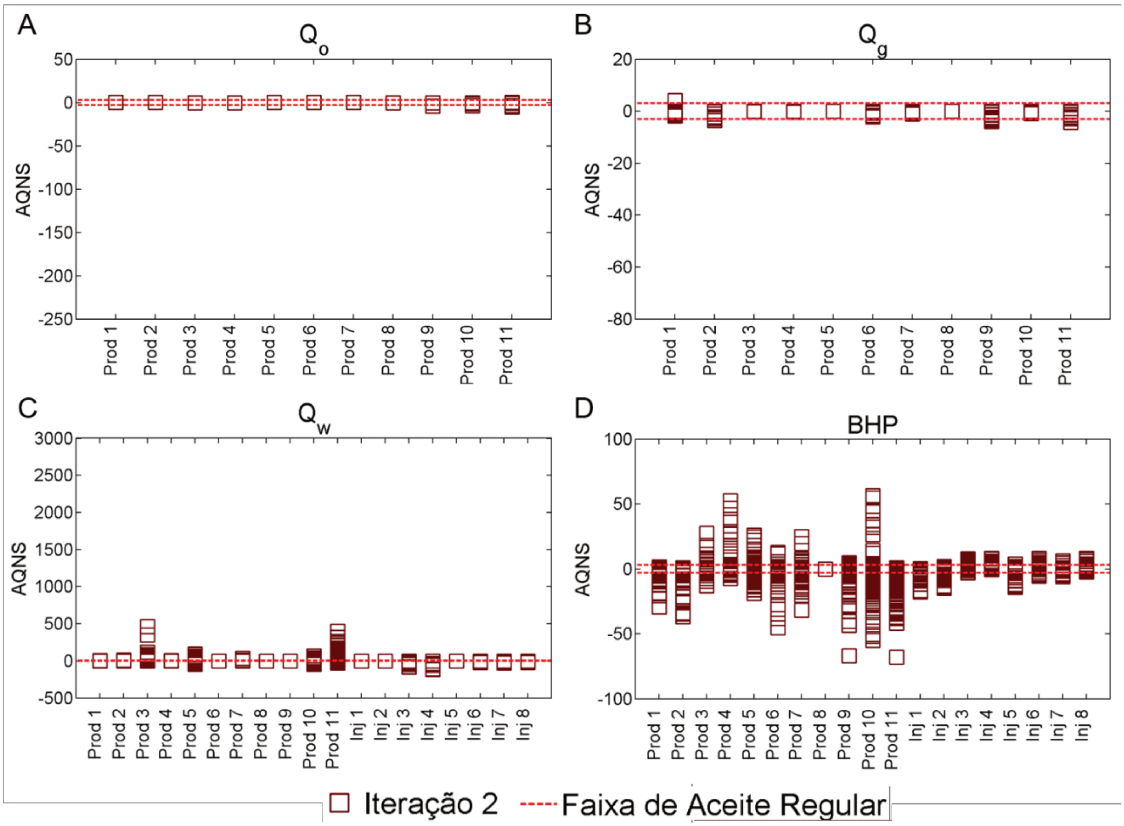


Figura 5.11 - Iteração 2 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

A Iteração 2 apresentou uma expressiva redução dos desvios, como também ilustrou correções relevantes às funções-objetivo limitantes. Porém, Apesar das melhorias alcançadas, a Iteração 2 não apresentou nenhum modelo com os desvios de todas as 60 funções-objetivo avaliadas dentro da faixa de aceite Regular.

Com isso, reiniciou-se o processo de redução de incertezas, selecionando os "melhores modelos" da Iteração 2, computando a frequência de ocorrência dos níveis de incertezas de todos os atributos incertos e combinando os mesmos com a *pdf* inicial da iteração vigente. A iteração seguinte, denominada Iteração 2a, também não apresentou modelos filtrados. Os resultados referentes à iteração 2a podem ser observados no Apêndice C.

5.1.6 Iteração 2b

A Iteração 2b apresenta uma grande redução nos desvios quando comparada com as iterações anteriores (Figura 5.12). Verifica-se que a Iteração 2b possui todas as funções-objetivo ligadas aos poços injetores dentro da faixa de aceite Regular, como também grande parte dos poços produtores. A redução para cada série de dados é apresentada através do gráfico de AQNS da Figura 5.13.

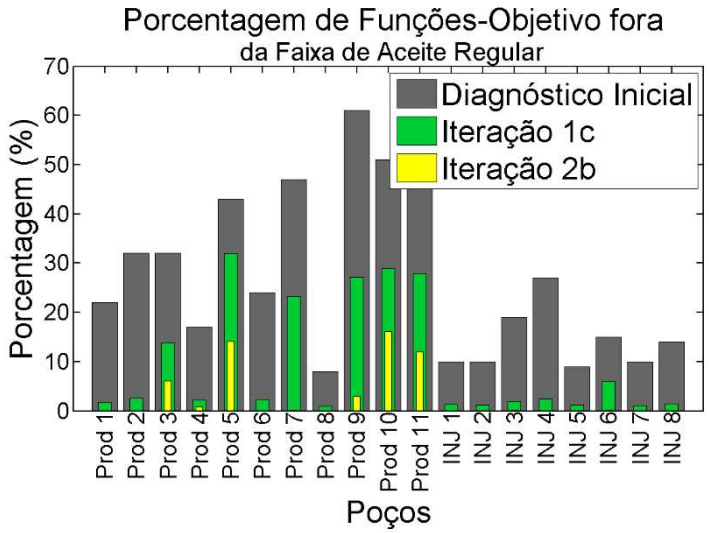


Figura 5.12 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite regular para cada poço na Diagnóstico Inicial (cinza); Iteração 1c (verde) e Iteração 2b (amarelo).

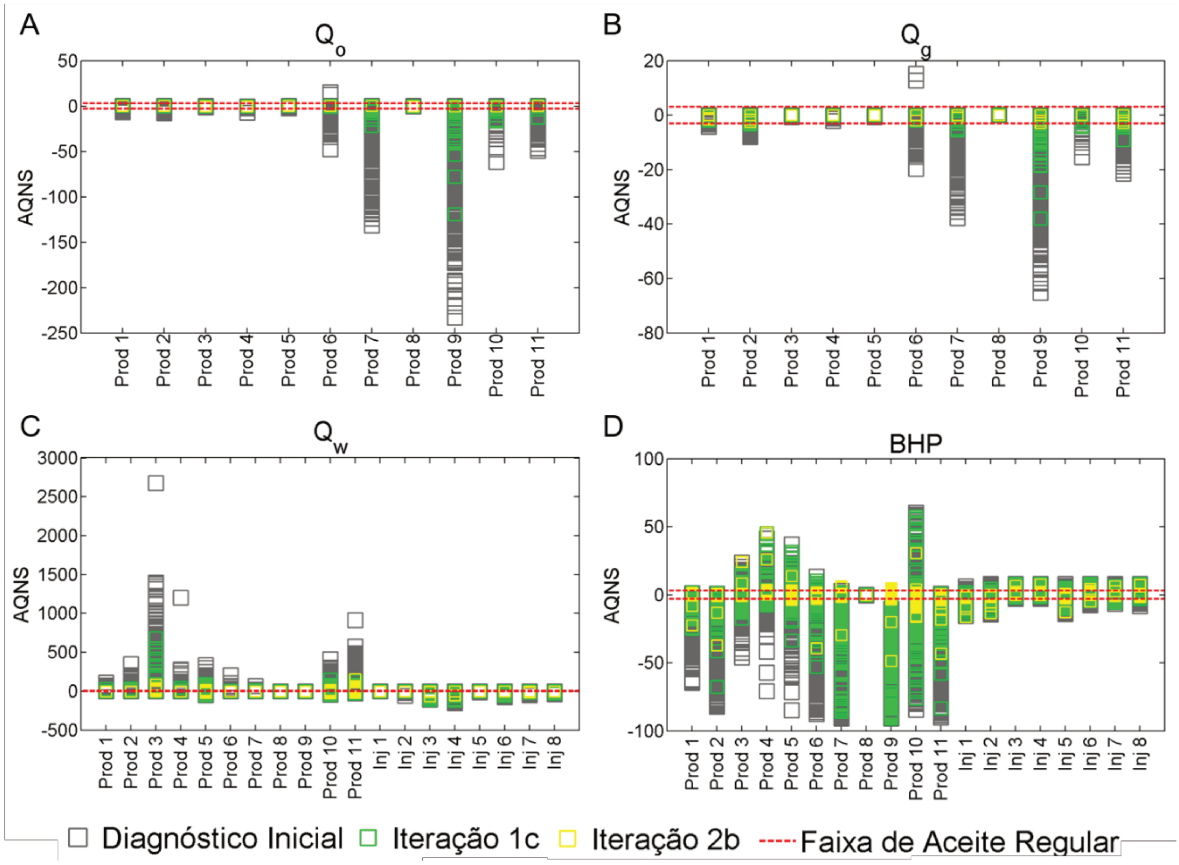


Figura 5.13 - Redução dos desvios Diagnóstico Inicial (cinza), Iteração 1c (verde) e Iteração 2b (amarelo) - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

Destaca-se, que os novos atributos incertos parametrizados foram essenciais para reduzir os desvios das funções-objetivo que limitavam o processo de ajuste, como ilustrado na Figura 5.14.

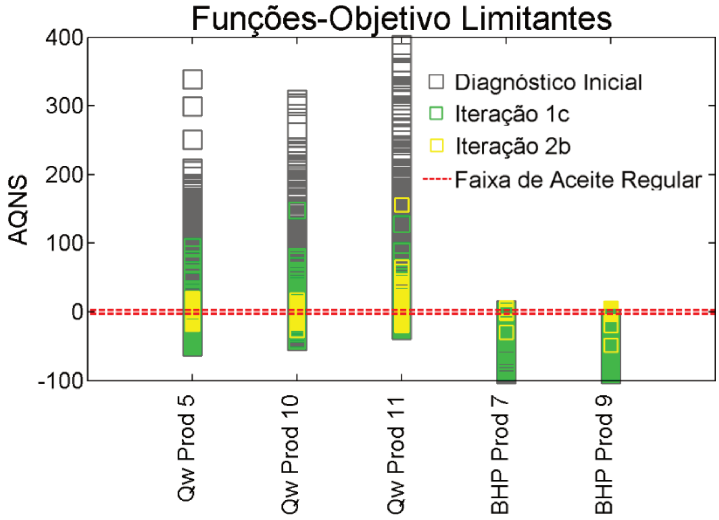


Figura 5.14 - Principais Funções-Objetivo desajustadas – Diagnóstico Inicial (cinza); Iteração 1c (verde) e Iteração 2b (amarelo).

5.1.7 Modelos Filtrados – Fase I

Baseado em todas as melhorias alcançadas, obteve-se na Iteração 2b 38 modelos que apresentaram todas as 60 funções-objetivo avaliadas dentro da faixa de aceite Regular.

Seguindo o processo indicado por Maschio et al. (2015) (Seção 2.2.9), gerou-se um novo grupo de 1000 modelos com base nos modelos que apresentaram resultados aceitáveis na Iteração 2b. Deste novo grupo de modelos foram filtrados 97 modelos com todas as funções-objetivo avaliadas com desvios dentro da faixa de aceite Regular. Os resultados referentes aos modelos filtrados são apresentados na Figura 5.15.

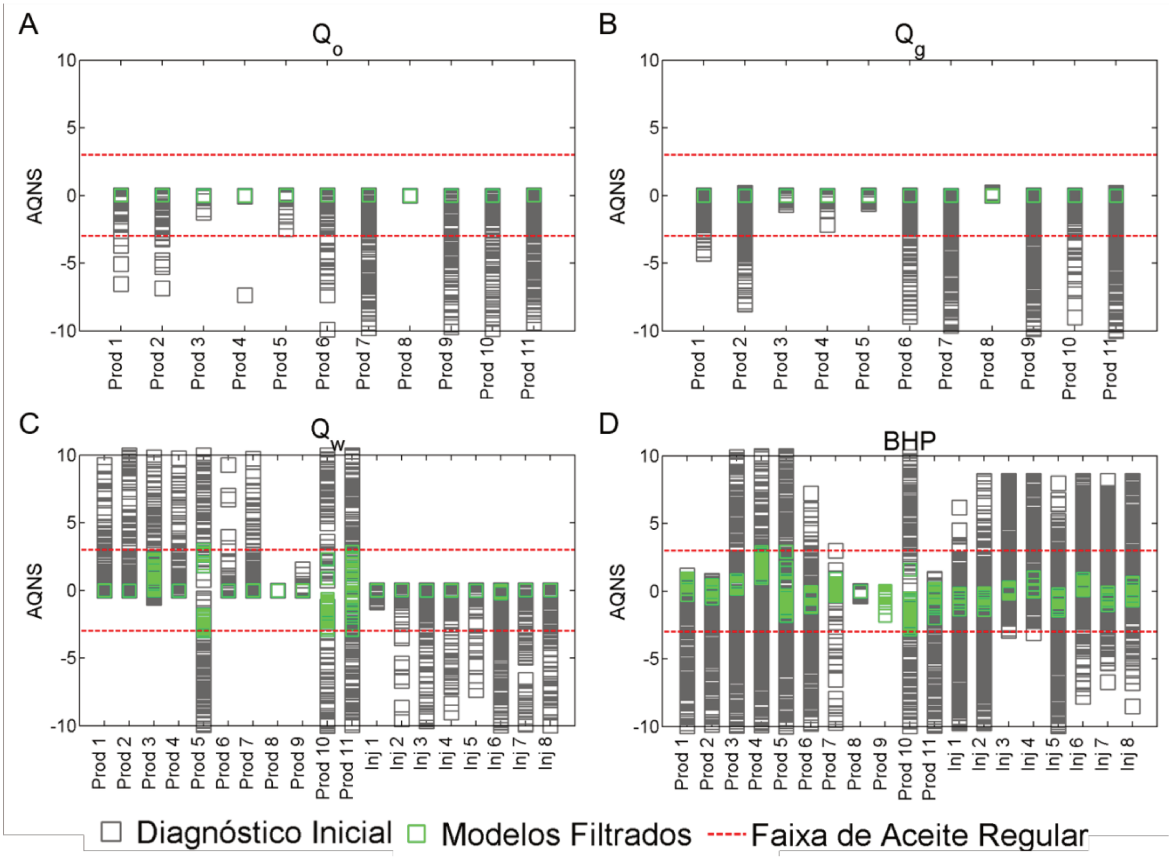


Figura 5.15 - Redução dos desvios Diagnóstico Inicial (cinza) e Modelos filtrados (verde) - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de Gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

A redução dos desvios observados durante o desenvolvimento da Fase I pode ser claramente observada através da Figura 5.16, a qual ilustra o avanço na redução da amplitude dos desvios para os poços problemáticos ao longo das iterações até o processo de filtragem. Em relação aos modelos filtrados observa-se, que os mesmos, apresentam uma redução expressiva de desvio nas estimativas globais de produção em relação aos modelos que compõem o diagnóstico inicial, como ilustrado na Figura 5.17.

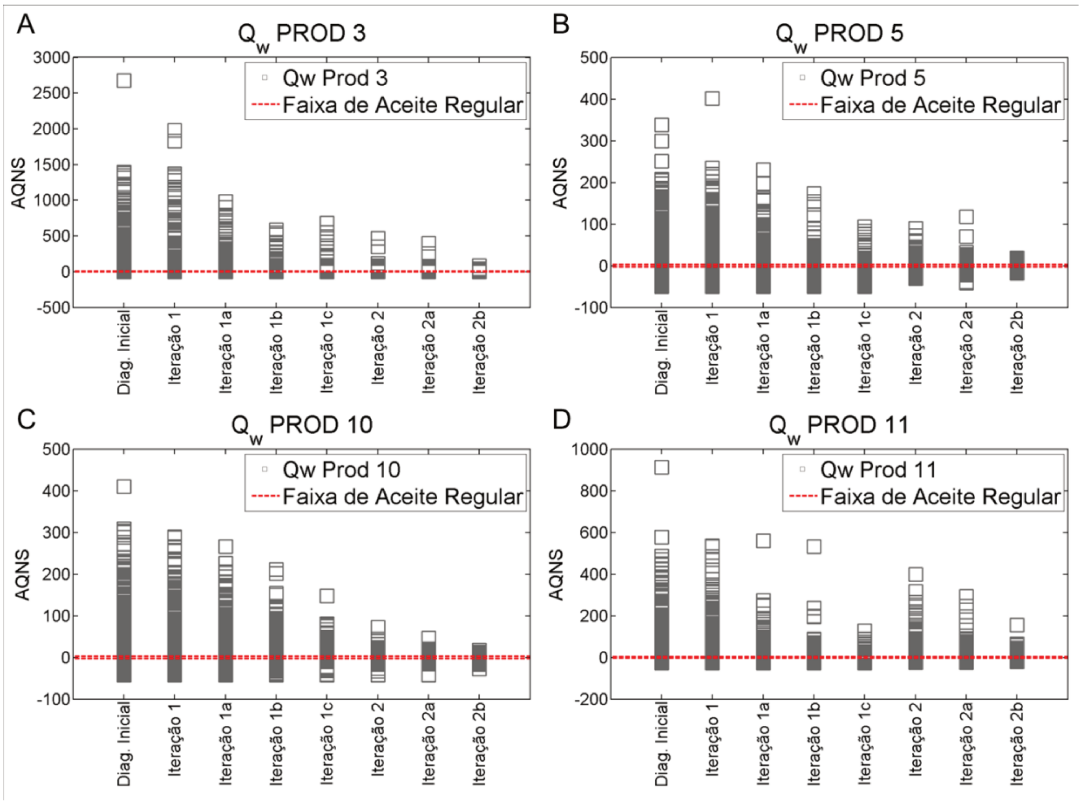


Figura 5.16 - Avanço na redução dos desvios ao longo das iterações (A) Q_w Prod 3 (B) Q_w Prod 5 (C) Q_w Prod 10 (D) Q_w Prod 11.

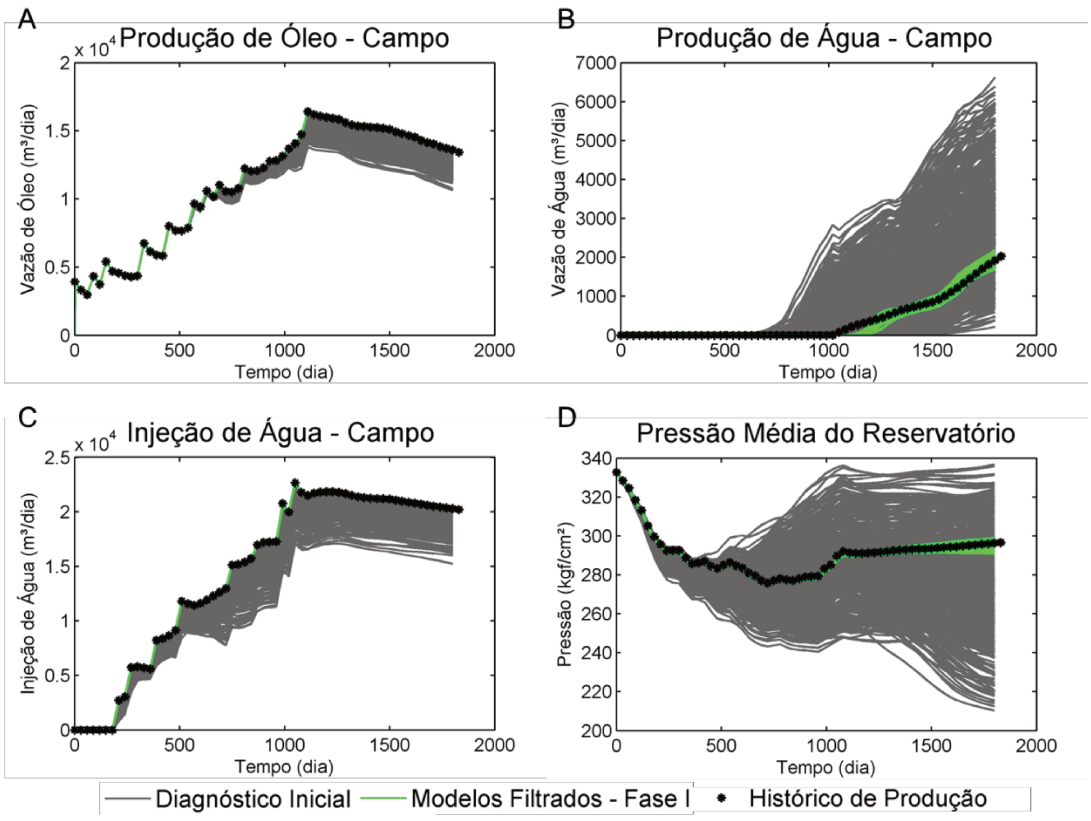


Figura 5.17 – Comparação das curvas de produção do campo entre o Diagnóstico Inicial (cinza) e os Modelos filtrados (verde) - (A) Produção de óleo do campo (B) Injeção de água do campo (C) Produção de água do campo (D) Pressão média do reservatório.

Outro ponto a se destacar está relacionado à atualização das funções densidade de probabilidade dos atributos incertos. Como ilustrado na Figura 5.18 a maioria dos atributos incertos apresentaram a tendência de ter a maior probabilidade de ocorrência para o nível de incerteza equivalente ao do modelo referência, cabendo destacar: Kra (Figura 5.18a) e Tfa (Figura 5.18d).

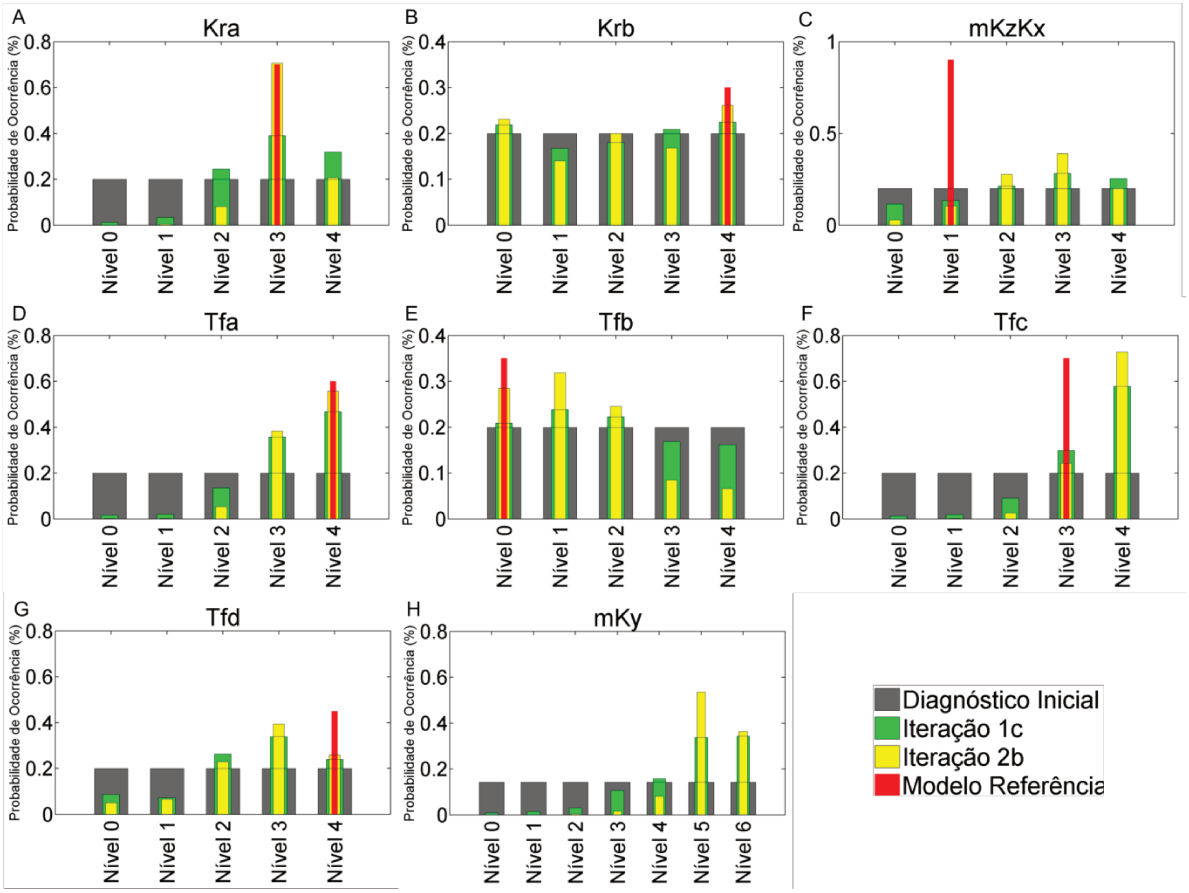


Figura 5.18 - Atualização das *pdf* dos atributos incertos ao longo das iterações – Diagnóstico Inicial (cinza), Iteração 1c (verde), Iteração 2b (amarelo) e Modelo Referência (vermelho) (A) Kra (B) Krb (C) mKzKx (D) Tfa (E) Tfb (F) Tfc (G) Tfd (H) mKy.

Tendo sido obtido 97 modelos calibrados com todas as funções-objetivo avaliadas com desvios dentro da faixa de aceite Regular, considerou-se o objetivo definido à Fase I alcançado. Com isso, iniciou-se o processo de integração dos mapas de sísmica 4D de forma quantitativa, como fonte adicional de dados para o condicionamento dos múltiplos modelos, atividade esta referente à Fase II de aplicação.

5.2 FASE II

Como descrito previamente, a validação da metodologia proposta visa representar o procedimento de ajuste observado na indústria, onde inicialmente os modelos são

condicionados com dados de poço, por se tratarem de dados que são constantemente mensurados e que consequente compõem os bancos de dados para o condicionamento, e posteriormente por fontes adicionais de dados, como a sísmica 4D, que apresentam uma menor frequência de obtenção de dados.

A Fase II de validação do presente trabalho é referente à integração quantitativa dos dados de sísmica 4D como fonte adicional de dados para o condicionamento dos múltiplos modelos de simulação utilizando mapas de variação de pressão (Δp) e variação de saturação (ΔS_w).

5.2.1 FASE II – Parte I

A integração do mapa de variação de pressão (Δp) oriundo da sísmica 4D constitui a primeira parte do processo de incorporação da fonte adicional de dados ao processo de ajuste. O processo de ajuste reiniciou na Seção 2.2.2, através da definição da tolerância de desvio aceitável para a integração quantitativa do mapa de variação de pressão. Além disso, foram definidas as novas funções-objetivo que irão mensurar os desvios entre as estimativas de variação pressão dos modelos de simulação e o mapa de Δp da sísmica 4D, como também a definição da faixa de aceite para considerar o ajuste adequado.

As funções-objetivo referentes aos mapas de Δp foram definidas através de regiões ao redor de cada um dos poços presentes na estratégia de produção, de forma a incorporar a área de drenagem/injeção de cada poço, como ilustrado (em vermelho) na Figura 5.19. Dessa forma, foram acrescentadas 19 novas funções-objetivo locais a serem integradas àquelas previamente avaliadas, tendo agora o processo de ajuste 79 funções-objetivo locais a serem calibradas. A localização das regiões é apresentada na Tabela 5.2.

Destaca-se que as regiões foram definidas de forma a não cortar as falhas estruturais presentes ao reservatório Beta, pois a transmissibilidade destas impacta diretamente no comportamento da pressão.

Por apresentar-se como uma fonte de dados para condicionamento mais complexa do que os dados de poço, foi adotada uma tolerância de desvio de 20% ao mapa de Δp oriundo da sísmica 4D. A faixa de qualidade definida para a filtragem dos modelos numéricos na Fase II – Parte I foi restringida para a faixa de aceite Bom.

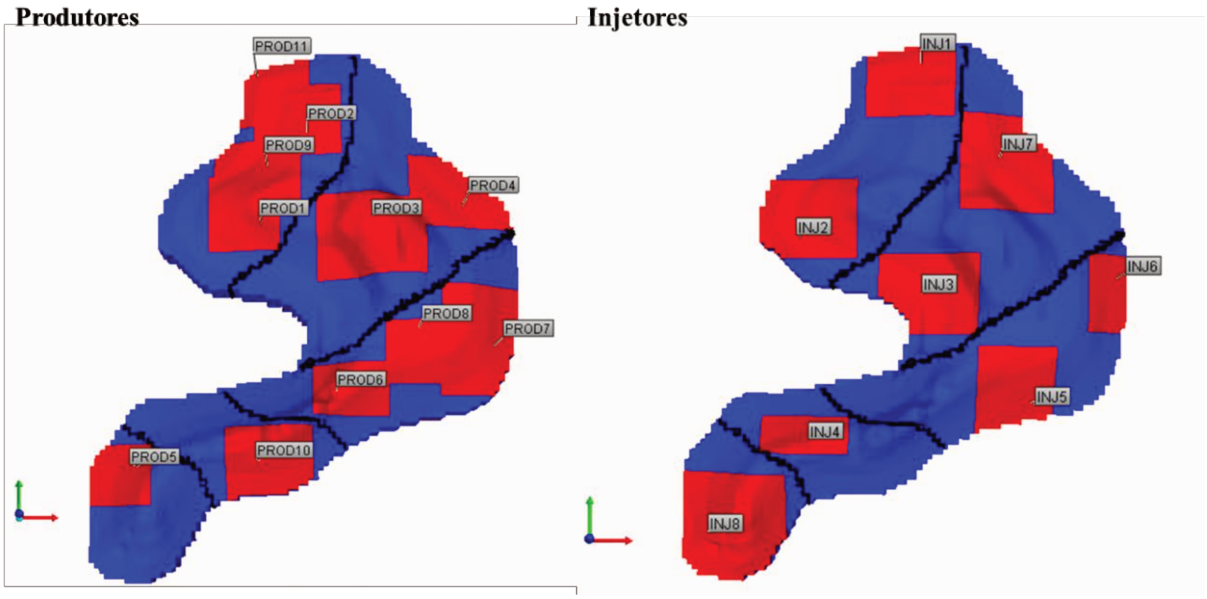


Figura 5.19 - Localização das novas funções-objetivo definidas (vermelho) para avaliar a calibração dos múltiplos modelos em relação aos mapas de Δp oriundos da sísmica 4D.

Tabela 5.2 – Posição das novas funções-objetivo Fase II – Parte I.

Regiões	Posição		
	I	J	K
PRProd1	25:38	32:46	1:9
PRProd2	34:50	14:28	1:9
PRProd3	46:66	37:52	1:9
PRProd4	64:84	28:42	1:9
PRProd5	1:13	84:95	1:9
PRProd6	45:59	69:78	1:9
PRProd7	70:90	54:74	1:9
PRProd8	59:74	61:72	1:9
PRProd9	26:42	25:39	1:9
PRProd10	28:44	81:91	1:9
PRProd11	24:44	1:21	1:9
PRInj1	35:51	1:21	1:9
PRInj2	13:33	34:48	1:9
PRInj3	38:56	48:62	1:9
PRInj4	16:32	79:85	1:9
PRInj5	57:71	65:85	1:9
PRInj6	78:90	47:61	1:9
PRInj7	53:70	21:39	1:9
PRInj8	1:20	90:110	1:9

Para a geração dos primeiros modelos numéricos a serem avaliados na Fase II – Parte I foi realizada uma revisão das *pdf*s dos atributos incertos da iteração 2b (última iteração desenvolvida na Fase I), como também das realizações petrofísicas que compuseram os modelos ajustados na Fase I.

Baseado na avaliação das *pdf*s foi possível verificar dentre os 12 atributos discretos avaliados a presença de dois atributos incertos sensíveis que tiveram níveis de incertezas eliminados ao longo do processo de ajuste (Permeabilidade relativa da facies A [Kra] e a Transmissibilidade da falha A [Tfa]). Devido à redução dos níveis de incertezas destes atributos, aplicou-se um refinamento na discretização dos mesmos. A nova discretização dos atributos Kra e Tfa são apresentadas na Figura 5.20 e os valores adotados são apresentados na Tabela 5.3.

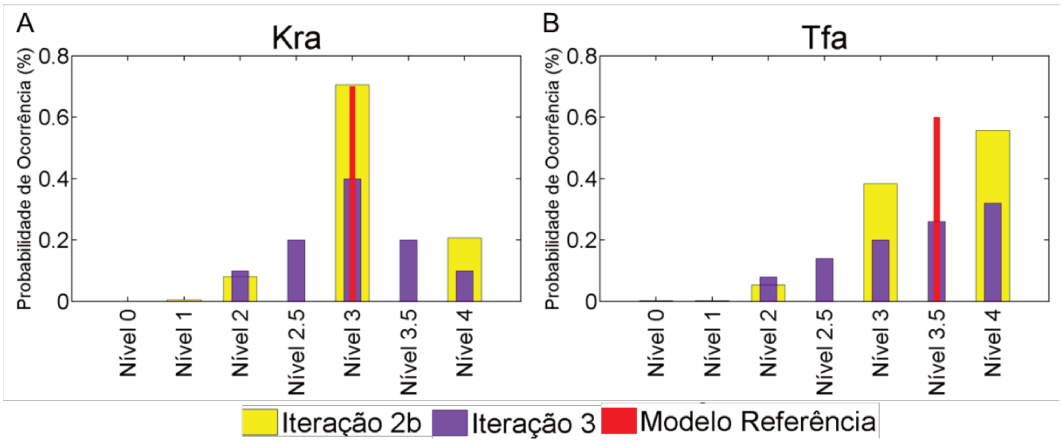


Figura 5.20 - Redefinição das *pdf* dos atributos incertos Kra (A) e Tfa (B).

Tabela 5.3 - Valores adotados na redefinição dos atributos Kra e Tfa.

Atributo Incerto	Níveis de Incerteza	Valores adotados					Modelo Referência
		2	2.5	3	3.5	4	
Permeabilidade Relativa óleo/água – Expoente de Corey - Fácies A (Kra)	5	3	3.5	4	4.5	5	3.8170
Transmissibilidade da Falha A (Tfa)	5	0.001	0.055	0.01	0.55	1	0.466

Em relação às propriedades petrofísicas, optou-se por se gerar um novo grupo de 500 realizações geoestatísticas. Para isso, utilizou-se à realização geostatística que compôs os modelos ajustados como imagem de fundo para a geração do novo grupo de realizações a serem utilizadas na Fase II.

Seguindo o procedimento aplicado na Fase I, foi avaliada a distribuição do volume poroso das novas 500 realizações geoestatísticas de porosidade em relação ao volume estimado. O resultado obtido é apresentado na Figura 5.21 e observa-se uma boa distribuição ao redor do volume estimado através do modelo referência.

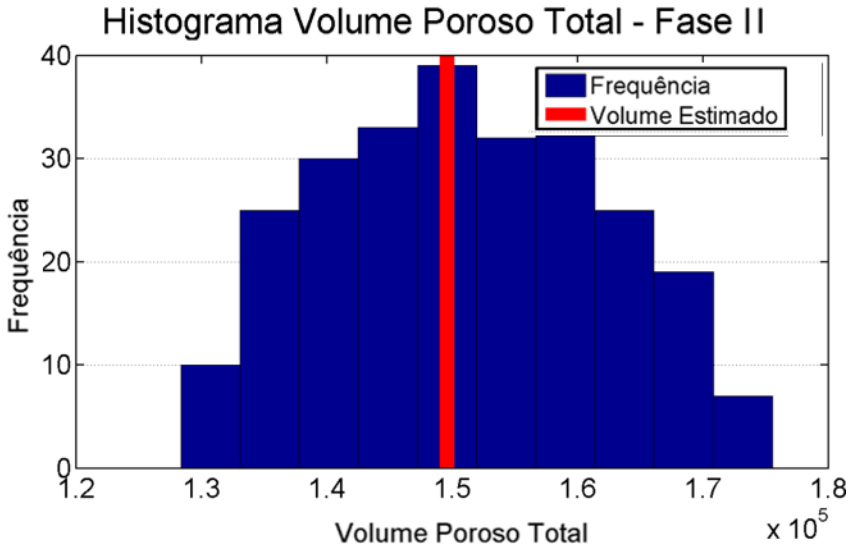


Figura 5.21 - Histograma volume poroso total - Fase II.

5.2.1.1 Iteração 3

A Iteração 3 representa a primeira iteração dentro da Fase II. Para a geração dos modelos da Iteração 3 foram combinadas, através da técnica HLDG, todos os atributos incertos avaliados na Fase I (incluindo os parâmetros incertos RProd5, RProd7, RProd9, RProd10 e RProd11 que foram inseridas ao longo da Fase I), os quais foram atualizados baseadas nos "melhores modelos" da iteração 2b, na redefinição dos atributos incertos Kra e Tfa conforme apresentado na Figura 5.20 e nas novas 500 realizações geoestatísticas.

Foram gerados 500 modelos os quais foram simulados e tiveram seus desvios mensurados. Os valores de AQNS obtidos na Iteração 3 são apresentados na Figura 5.22.

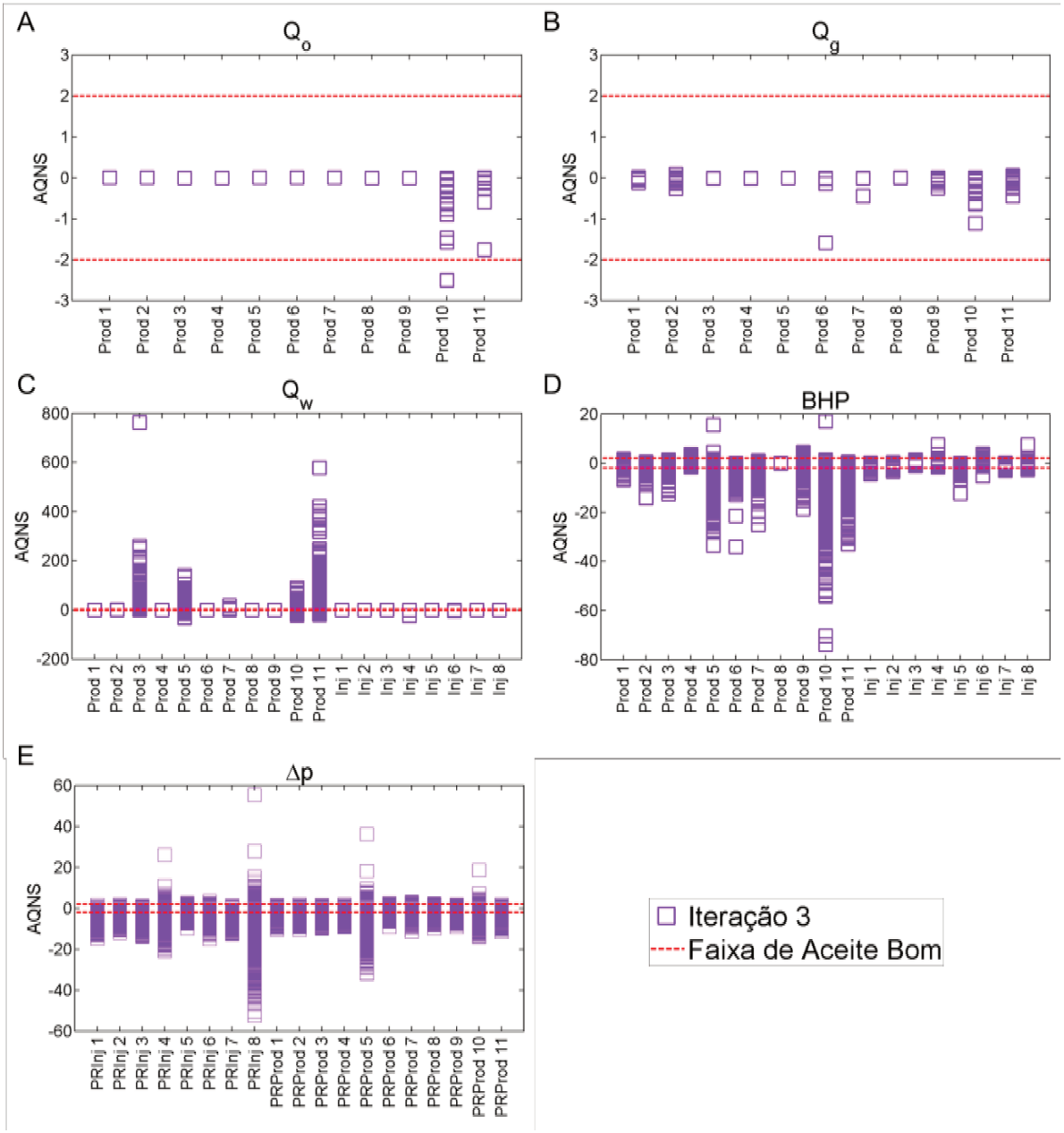


Figura 5.22 – AQNS Iteração 3 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

A Figura 5.22e apresenta os desvios observados entre os modelos numéricos e o mapa de variação de pressão, oriundo da S4D. Observa-se, que as 19 novas funções-objetivo inseridas apresentam desvios de baixa magnitude se comparadas com os desvios observados nas funções-objetivo referentes à vazão de água (Figura 5.22c), por exemplo. A maior amplitude de desvios está ligada a função-objetivo PRInj8, que avalia a variação de pressão na porção sul do reservatório. A variação média de pressão (Δp) dos modelos da Iteração 3 é apresentada na Figura 5.23.

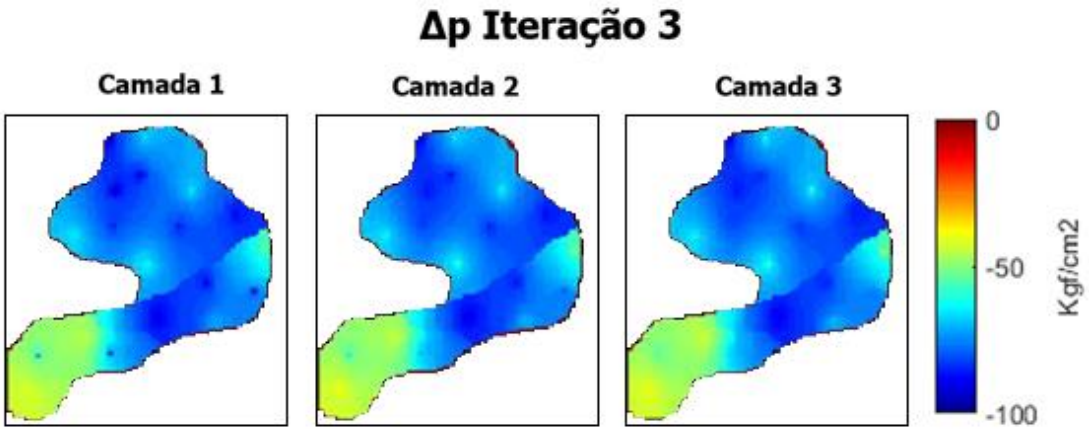


Figura 5.23 – Mapa médio de variação de pressão (Δp) dos modelos da Iteração 3.

Se comparado qualitativamente o mapa de variação de pressão médio da Iteração 3, com o mapa de variação de pressão da sísmica 4D (Figura 4.5), observa-se que os modelos da Iteração 3 não apresentam uma correspondência direta. Fato este, que já havia sido mensurado quantitativamente (Figura 5.22e).

A iteração 3 não apresentou modelos com resultados aceitáveis para a faixa de aceite Bom. Quando avaliada a faixa de aceite Regular (aplicada na Fase I), somente 2 modelos apresentaram resultados aceitáveis.

Não tendo sido identificadas funções-objetivo limitantes ao processo, iniciou-se o processo de redução de incertezas. A partir da Iteração 3 incluíram-se os atributos com variabilidade espacial no processo de redução de incertezas, aplicando o processo descrito na Seção 3.2.2.2 do capítulo de metodologia.

Com isso, baseado nos 100 "melhores modelos" da Iteração 3 os atributos discretos tiveram a frequência de ocorrência dos níveis de incerteza computadas e combinados com a *pdf* inicial da Iteração 3 para a geração das novas funções densidade de probabilidade, enquanto os atributos que apresentam variabilidade espacial (porosidade, permeabilidade e espessura porosa) tiveram os níveis de incertezas combinados entre si através de uma média ponderada, gerando novas 500 realizações geoestatísticas.

5.2.1.2 Iteração 3a

Os resultados obtidos de AQNS para a Iteração 3a são apresentados na Figura 5.24. Verifica-se, que a Iteração 3a apresentou uma grande concentração dos desvios dentro da faixa de aceite Bom. Destaca-se, por exemplo, que os 500 modelos avaliados na Iteração 3a apresentam excelente calibração em relação às funções-objetivo ligadas a vazão de óleo

(Figura 5.24b) e gás (Figura 5.24b), como também um bom ajuste da vazão de água (Figura 5.24c), para grande parte dos poços.

Na iteração 3a foram alcançados 5 modelos com resultados aceitáveis dentro da faixa de aceite Bom. Porém, o número de modelos obtidos foi considerado baixo, não sendo representativo para o tamanho da amostra de modelos avaliados. Com isso, optou-se por continuar o processo de redução de incertezas até se obter um número maior de modelos filtrados.

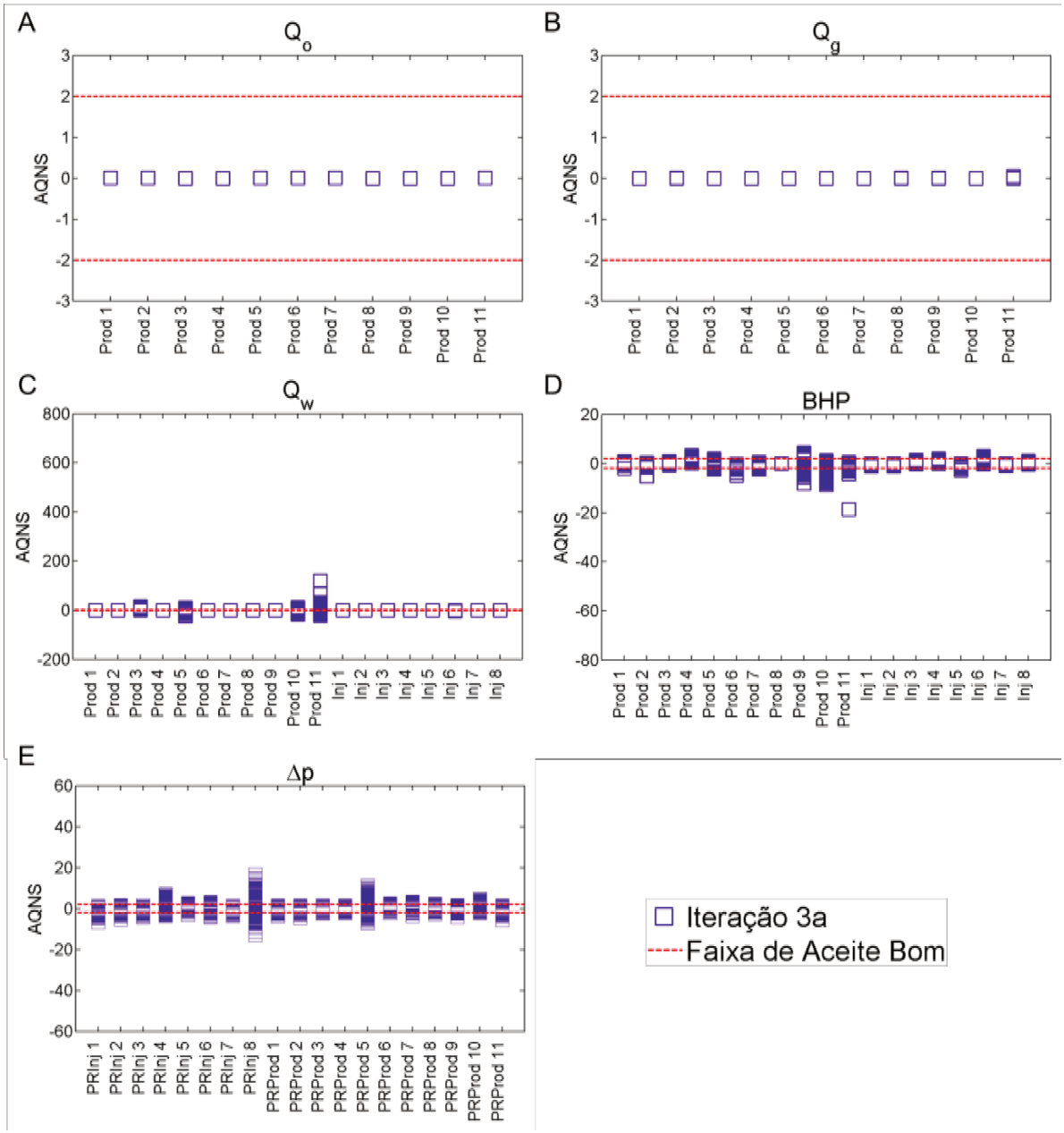


Figura 5.24 – AQNS Iteração 3a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

5.2.1.3 Iteração 3b

A Iteração 3b apresentou uma leve melhora nos desvios mensurados em relação à Iteração 3a obtendo 6 modelos com resultados aceitáveis na faixa de aceite Bom, um a mais do que observado na iteração anterior. Se avaliada a faixa de aceite Regular o número de modelos com resultados aceitáveis seria de 70 modelos numéricos, enquanto na Iteração 3a seria 51.

5.2.1.4 Iteração 3c

A Iteração 3c apresentou 18 modelos com resultados aceitáveis, um número ainda considerado baixo. Estimou-se que o baixo número de modelos com resultados aceitáveis está associado aos desvios dos poços produtores 5, 10 e 11 e dos injetores 4 e 8, como apresentado na Figura 5.25. Apesar da influência destes poços no processo, os mesmos não foram considerados limitantes, pois apresentam reduções contínuas de desvio, em torno de 5%.

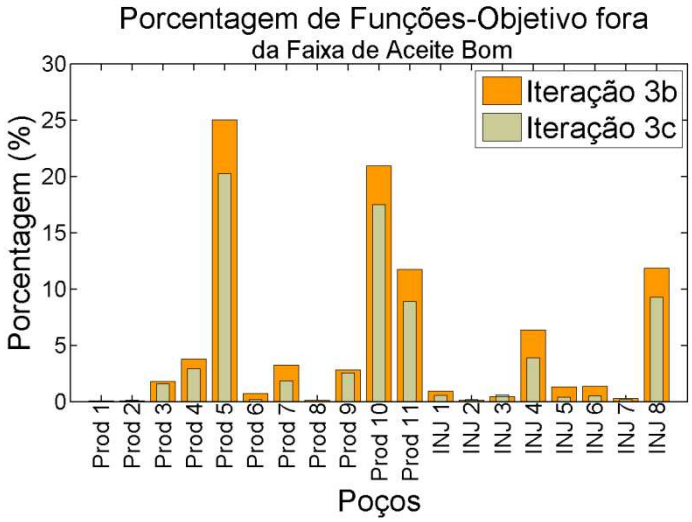


Figura 5.25 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite bom para cada poço na Iteração 3b e Iteração 3c.

5.2.1.5 Iteração 3d

A Iteração 3d apresentou 34 modelos com resultados aceitáveis para a faixa de aceite Bom, 16 a mais do que obtido na iteração 3c. Quando avaliada a faixa de aceite Regular, o número de modelos com resultados aceitáveis seria igual a 197, enquanto na iteração 3c seria de 121. O número de modelos com resultados aceitáveis foi considerado baixo, com isso, prosseguiu-se com o processo de redução de incertezas através da atualização dos atributos incertos.

5.2.1.6 Iteração 3e

A Iteração 3e apresentou 47 modelos com resultados aceitáveis dentro da faixa de aceite Bom, para todas as 79 funções-objetivo avaliadas, número próximo a uma amostragem representativa, porém ainda abaixo do considerado adequado. A Iteração 3e ilustrou que os poços que apresentaram a maior porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite Bom, estão ligados a poços locados na porção sul do reservatório, como ilustrado na Figura 5.26.

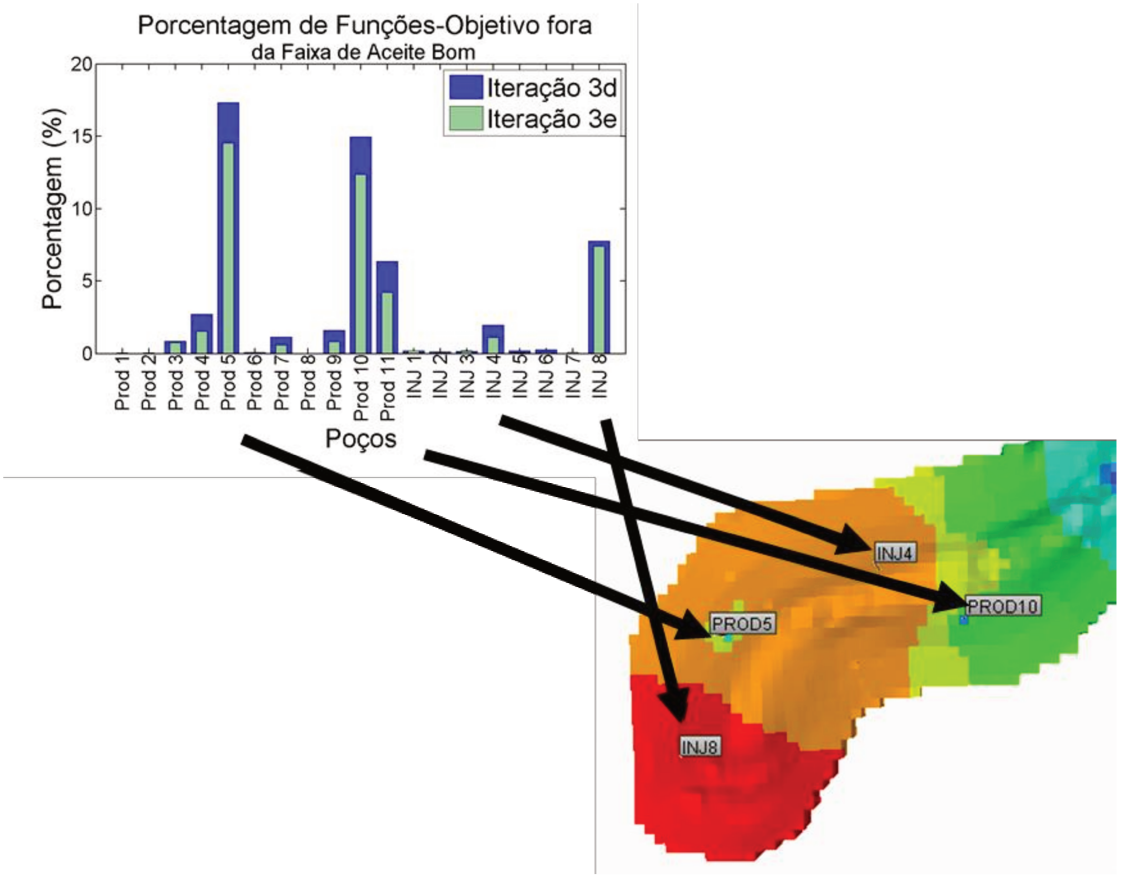


Figura 5.26 – Relação dos poços com maior porcentagem de desajustes e a porção sul do reservatório Beta.

Apesar da identificação dos desvios estarem ligados especialmente aos poços locados na parte sul do reservatório, os mesmos apresentaram novamente uma redução de desvio na casa de 5% em relação à Iteração 3d, com isso, os mesmos não foram considerados funções-objetivo limitantes ao processo de ajuste.

5.2.1.7 Iteração 3f

Os 500 modelos numéricos de simulação referentes à Iteração 3f, foram gerados através dos atributos incertos que foram atualizados baseados nos 100 “melhores modelos” da

Iteração 3e. Os valores de AQNS mensurados aos modelos da Iteração 3f são apresentados na Figura 5.27.

Observa-se na Figura 5.27 uma redução da amplitude e concentração expressiva dos desvios de todas as 79 funções-objetivo locais avaliadas ao redor da faixa de aceite Bom, quando comparada com a Iteração 3. Este fato fica mais evidente, quando avaliado o gráfico de porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite Bom apresentado na Figura 5.28. Destaca-se que na Fase I, cada poço possuía 4 funções-objetivo e agora na Fase II – Parte I cada poço possui 5 funções-objetivo.

Dos 19 poços presentes na estratégia de explotação do campo Beta, 13 (70%) não apresentam nenhuma função-objetivo fora da faixa de aceite Bom, e os poços que apresentam funções-objetivo fora desta faixa apresentam uma porcentagem inferior a 10%, como no caso dos poços produtores 5 e 10.

Devido à expressiva redução dos desvios, a Iteração 3f permitiu a filtragem de 68 modelos numéricos de simulação com todas as funções-objetivo avaliadas dentro da faixa de aceite Bom. O número de modelos filtrados corresponde a 13,6% da amostragem de modelos avaliados na Iteração 3f, sendo esta porcentagem de modelos filtrados considerada representativa. Com isso, considerou-se que na iteração 3f foi alcançado o objetivo definido a Fase II – Parte I.

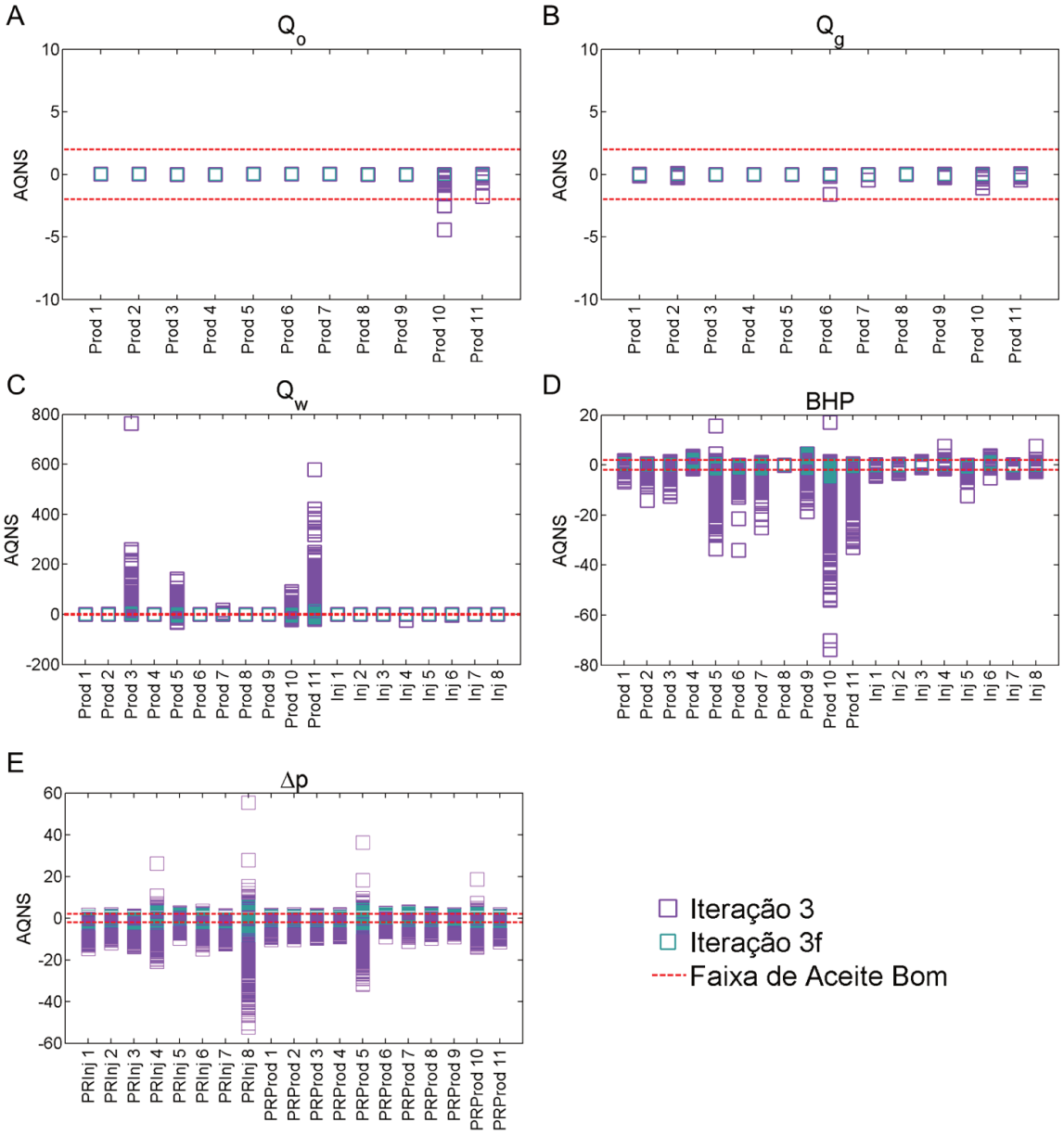


Figura 5.27 – AQNS Iteração 3f - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

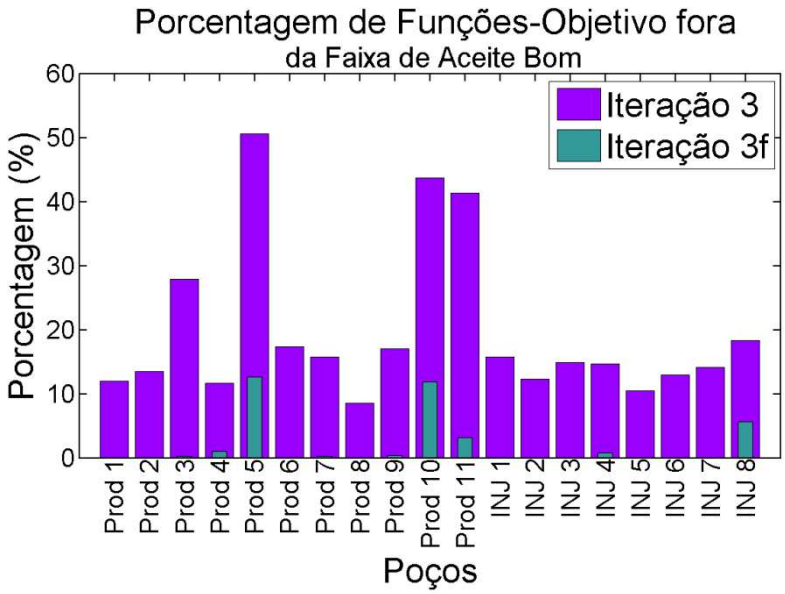


Figura 5.28 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite bom para cada poço na Iteração 3 (roxo); Iteração 3f (azul).

5.2.1.8 Modelos filtrados – Fase II – Parte I

O gráfico de AQNS dos modelos filtrados é apresentado na Figura 5.29. A melhoria obtida para os múltiplos modelos com a integração do mapa de variação de pressão ao processo de ajuste é verificada quando observado o mapa médio de variação de pressão dos modelos filtrados (Figura 5.30). Observa-se que, os mapas médios de variação de pressão dos modelos filtrados apresentam uma direta correspondência com os mapas oriundos da sísmica 4D.

A atualização das *pdf*s dos atributos incertos avaliados na Fase II – Parte I é apresentada na Figura 5.31. Grande parte dos atributos, principalmente os mais sensitivos, como a permeabilidade relativa da facies A (Kra), apresentaram nas *pdf*s atualizadas os níveis de maior probabilidade de ocorrência igual ou similar do nível do modelo referência. Alguns atributos como Krb e mKzKx, apresentaram divergências expressivas entre o nível do modelo referência e dos níveis de maior probabilidade de ocorrência.

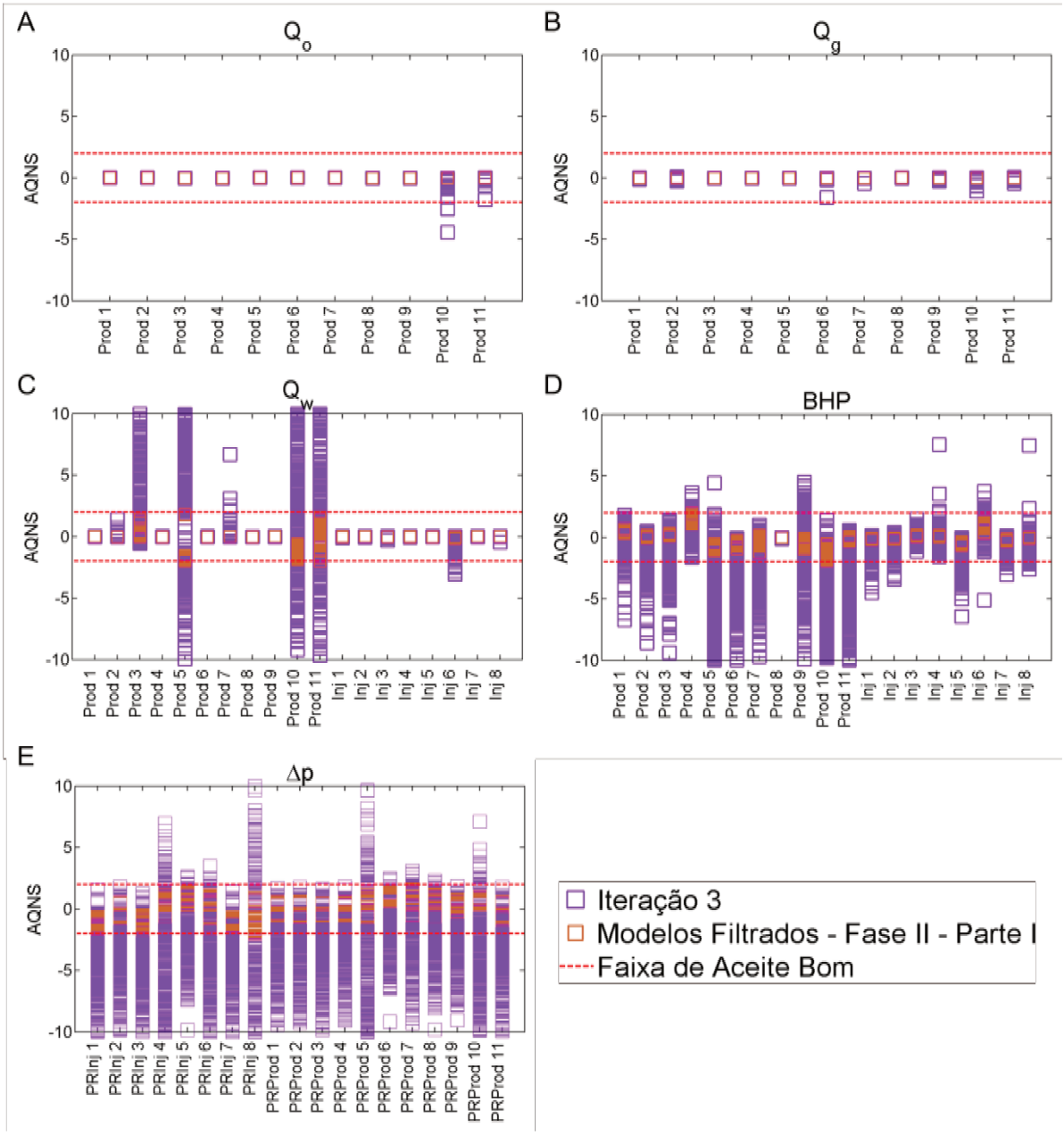


Figura 5.29 – AQNS Modelos Filtrados - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

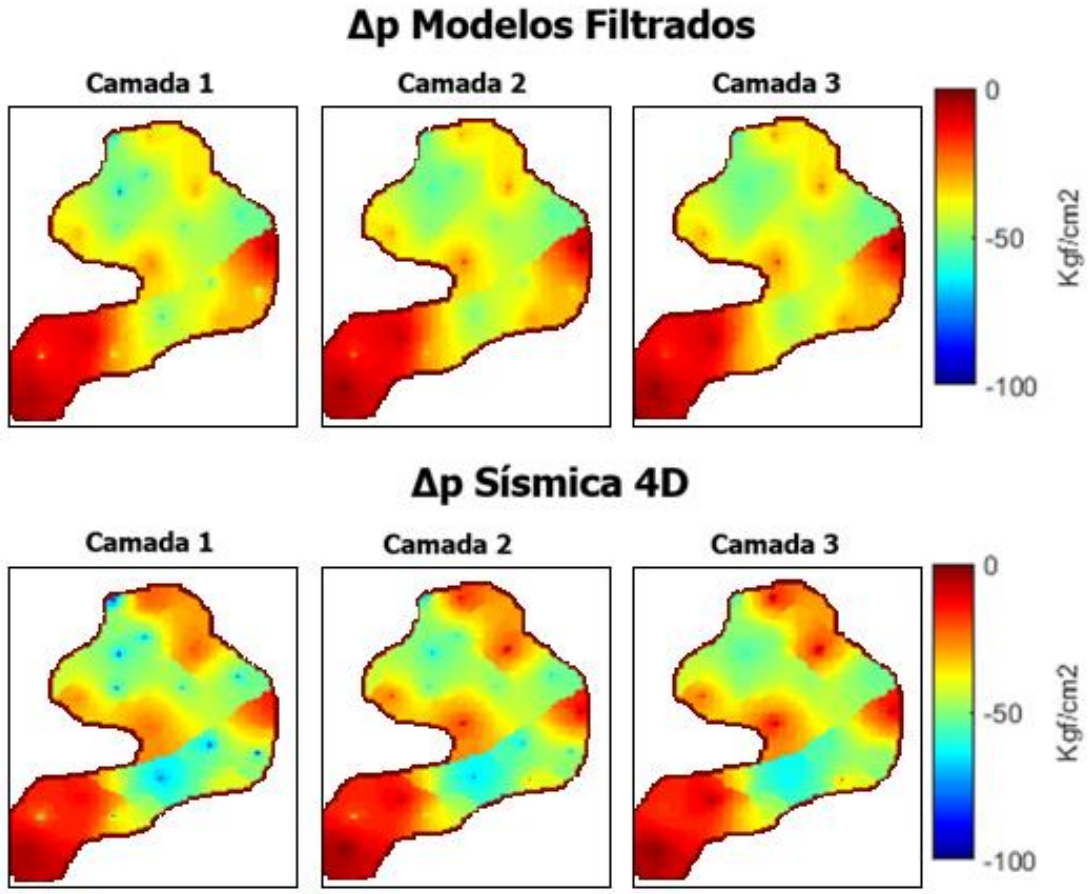


Figura 5.30 – Mapa médio de variação de pressão dos modelos filtrados (Fase II – Parte I) e mapa de variação de pressão provindo da sísmica 4D.

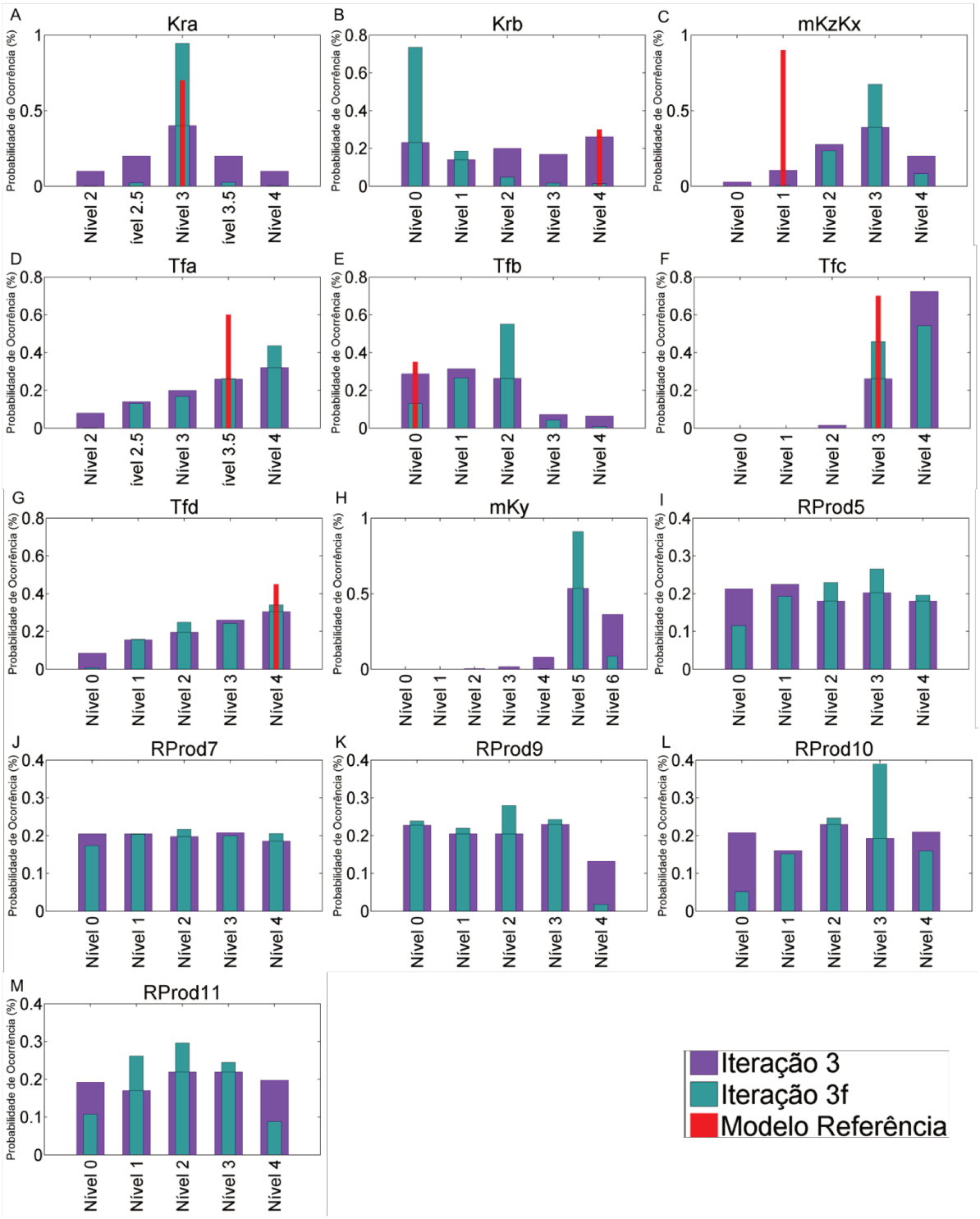


Figura 5.31 - Atualização das *pdf* dos atributos incertos ao longo das Iterações 3 e 3f (A) Kra (B) Krb (C) mKzKx (D) Tfa (E) Tfb (F) Tfc (G) Tfd (H) mKy (I) RProd5 (J) RProd7 (K) RProd9 (L) RProd10 (M) RProd11.

5.2.2 FASE II – Parte II

A Fase II – Parte II constitui a etapa do processo de ajuste onde o mapa de variação de saturação oriundo da sísmica 4D é integrado como fonte adicional de dados para o condicionamento dos modelos numéricos.

Antes de se iniciar a Fase II - Parte II atualizou-se os atributos incertos baseado nos modelos filtrados na Fase II – Parte I. Com isso, foram geradas 500 novas realizações de porosidade, permeabilidade horizontal e espessura porosa, como também uma redefinição na discretização dos atributos incertos que tiveram algum nível de incerteza eliminado, o que foi o caso dos atributos mKy e Tfc. As *pdf*s redefinidas destes atributos são apresentadas na Figura 5.32 e os valores adotados são apresentados na Tabela 5.4.

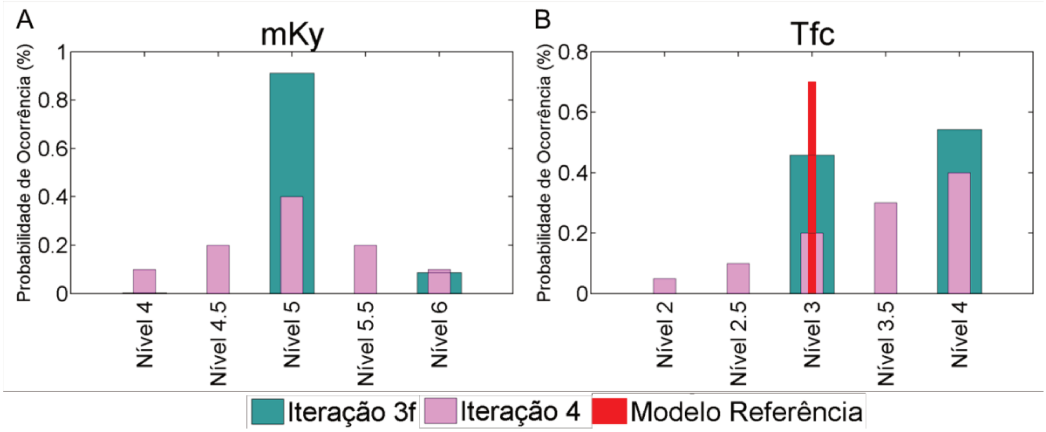


Figura 5.32 - Redefinição das *pdf* dos atributos incertos mKy (A) e Tfc (B).

Tabela 5.4 - Valores adotados a redefinição dos atributos mKy e Tfc.

Atributo Incerto	Níveis de Incerteza	Valores adotados					Modelo Referência
Multiplicador de Permeabilidade no eixo Y (mKy)	5	1,5	1,625	1,75	1,825	2	-
Transmissibilidade da Falha C (Tfc)	5	0.001	0.055	0.01	0.55	1	0.0333

Também, antes de iniciar a Fase II – Parte II avaliou-se o mapa de variação de saturação oriundo da S4D com o objetivo de identificar feições que auxiliassem na melhoria da caracterização do reservatório. Como resultado, através de uma análise qualitativa, foi estimada a possível presença de 9 falhas [TF1, TF2, TF3, TF4, TF5, TF6, TF7, TF8, TF9],

que influenciavam a dinâmica de produção. As possíveis falhas mapeadas são ilustradas na Figura 5.33.

As falhas foram integradas ao modelo, sendo tratadas como incertezas. Com isso, discretizou-se os valores de transmissibilidade, em cinco níveis de incerteza (Tabela 5.5), tendo associadas, a cada uma delas, uma probabilidade inicial uniforme.

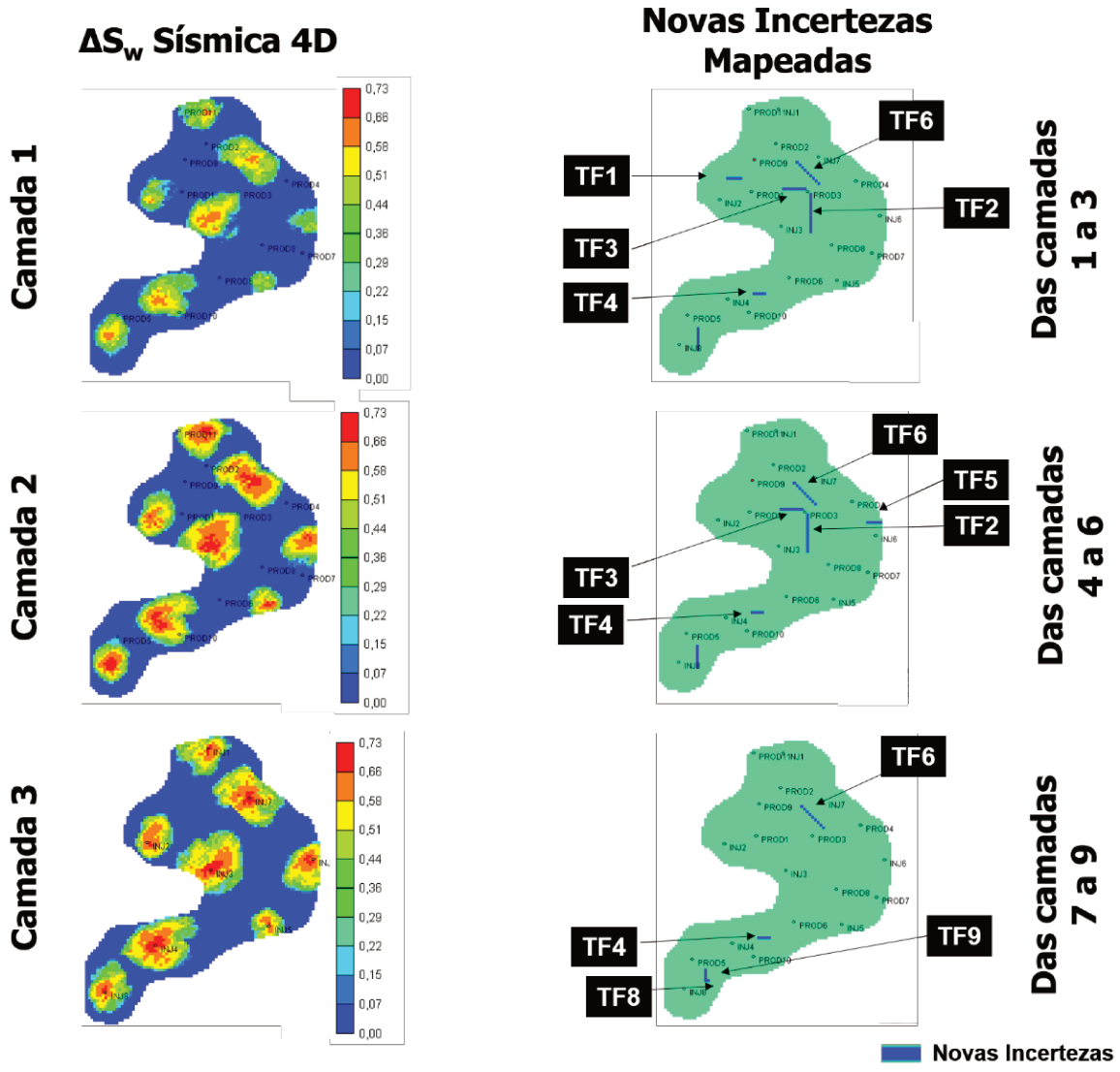


Figura 5.33 - Novas incertezas parametrizadas baseadas no mapa de variação de saturação oriundo da sísmica 4D.

Para reiniciar o processo de ajuste desenvolveu-se o processo de definição das novas funções-objetivo responsáveis por avaliar a discrepância entre os modelos e o mapa de ΔS_w da sísmica 4D. Para isto, baseado nos modelos filtrados na Fase II – Parte I, foi mensurado o erro absoluto de ΔS_w de cada um dos modelos filtrados em relação ao mapa de variação de saturação (ΔS_w) oriundo da sísmica 4D, e posteriormente somou-se os erros obtidos de forma absoluta, resultando em um único mapa de erro, o qual é apresentado na Figura 5.34.

Tabela 5.5 - Níveis de Incerteza e valores adotados às novas incertezas mapeadas

Atributo Incerto	Níveis de Incerteza	Valores adotados				
		0	1	2	3	4
Transmissibilidade da Falha 1 (Tf1)	5	0	0.001	0.01	0.1	1
Transmissibilidade da Falha 2 (Tf2)	5	0	0.001	0.01	0.1	1
Transmissibilidade da Falha 3 (Tf3)	5	0	0.001	0.01	0.1	1
Transmissibilidade da Falha 4 (Tf4)	5	0	0.001	0.01	0.1	1
Transmissibilidade da Falha 5 (Tf5)	5	0	0.001	0.01	0.1	1
Transmissibilidade da Falha 6 (Tf6)	5	0	0.001	0.01	0.1	1
Transmissibilidade da Falha 7 (Tf7)	5	0	0.001	0.01	0.1	1
Transmissibilidade da Falha 8 (Tf8)	5	0	0.001	0.01	0.1	1
Transmissibilidade da Falha 9 (Tf9)	5	0	0.001	0.01	0.1	1

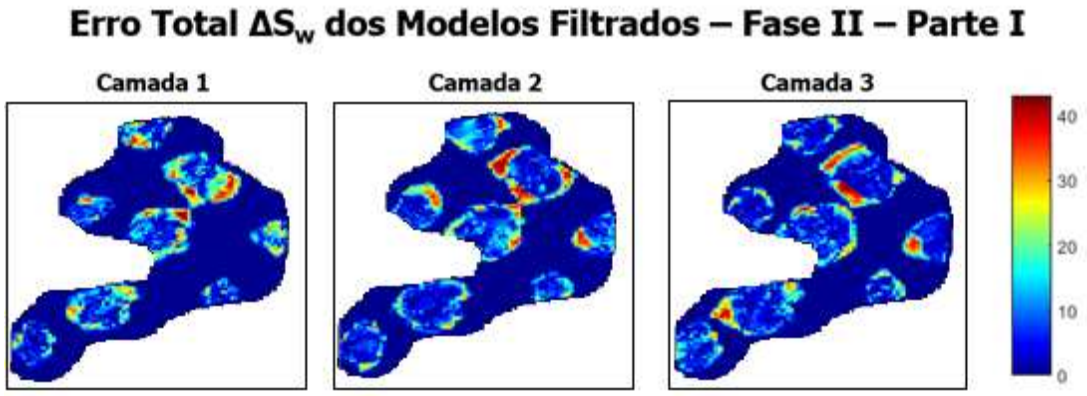


Figura 5.34 - Erro absoluto total de ΔS_W dos modelos filtrados – Fase II – Parte I por camada.

Observa-se, que as anomalias de erro de saturação de água estão diretamente ligadas ao avanço da frente de água injetada pelos poços injetores. Visualizado este fato, e para definir as regiões referentes às novas funções-objetivo a serem avaliadas, foram somados os mapas de erro de cada camada (Figura 5.34), para se obter um mapa de erro total (Figura 5.35).

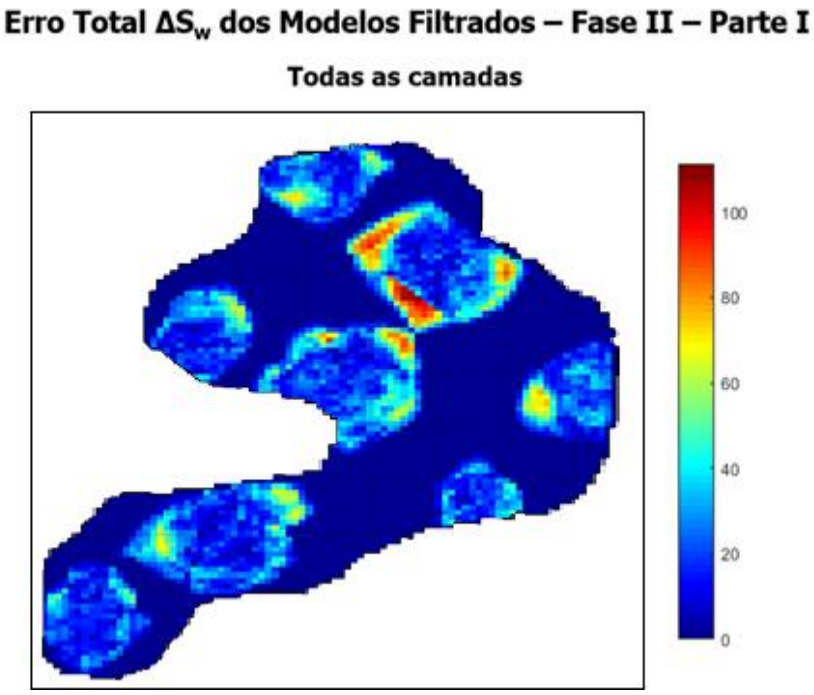


Figura 5.35 - Erro total de ΔS_W dos modelos filtrados – Fase II.

Baseado no mapa de erro total (Figura 5.35) foram identificadas as regiões com desvios de saturação de água. Com isso, foram definidas 8 novas funções-objetivo, uma para cada um dos poços injetores, as quais foram integradas às 79 funções-objetivo já avaliadas. As regiões (Figura 5.36) foram definidas de forma a não existir correlação de erro entre cada uma das áreas avaliadas. A discretização das posições definidas é apresentada na Tabela 5.6.

Destaca-se que este processo de definição das novas funções-objetivo baseado nos modelos filtrados na fase anterior, foi implementado no intuito de reduzir a subjetividade do processo de definição das regiões a serem avaliadas. Contudo, ressalta-se que este processo só foi possível de ser implementado para o mapa de ΔS_w devido a sua informação ser localizada. Mapas homogêneos e de comportamento global dificultam a aplicação deste procedimento, como no caso do mapa de variação de pressão (Δp) utilizado na Fase II – Parte I.

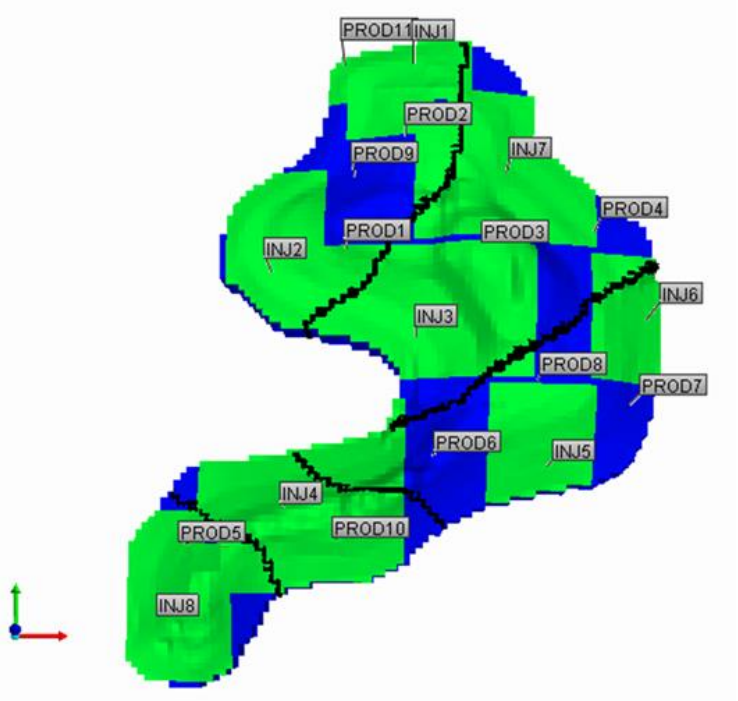


Figura 5.36 - Localização das novas funções-objetivo (verde) definidas para avaliar a calibração dos múltiplos modelos numérico em relação à integração do mapa ΔSw ao processo de ajuste de histórico.

Tabela 5.6 – Posição das novas funções-objetivo Fase II – Parte II.

Regiões	**Posição**		
	I	**J**	**K**
SwRInj1	32:54	87:107	1:9
	-49:54	87:92	1:9
SwRInj2	58:74	30:47	1:9
SwRInj3	32:60	45:80	1:9
SwRInj4	12:44	15:45	1:9
	-12:17	15:20	1:9
	-12:15	20:24	1:9
SwRInj5	70:90	47:80	1:9
SwRInj6	16:34	55:81	1:9
	-32:34	55:62	1:9
SwRInj7	46:74	70:94	1:9
	-46:50	90:94	1:9
SwRInj8	1:18	1:27	1:9
	-14:18	22:27	1:9

Como tolerância de desvio aceitável, foi definida para as novas 8 funções-objetivo uma porcentagem de 30% de desvio. A porcentagem é 10% maior da aplicada na Fase II – Parte I onde o mapa de Δp foi integrado. Isto se deve, em grande parte, a alta variabilidade bloco a

bloco do mapa de ΔS_w, como também à complexidade de ajuste dos modelos em relação a este tipo de informação. Como faixa de aceite para considerar os resultados aceitáveis foi definida a faixa Excelente [+1 -1].

5.2.2.1 Iteração 4

A Iteração 4 representa o primeiro ciclo de ajuste, onde o mapa de ΔS_w foi integrado como fonte adicional de dados para o condicionamento dos modelos. Os resultados de AQNS obtidos para as 87 funções-objetivo locais avaliadas são apresentadas na Figura 5.37.

Observa-se que as funções-objetivo ligadas a vazão de óleo e gás estão perfeitamente ajustadas em relação ao histórico para os 500 modelos da Iteração 4. Em relação às funções-objetivo ligadas a vazão de água e injeção de água verifica-se que a maioria dos poços apresentam as funções-objetivo ajustadas.

Os desvios observados entre os modelos de simulação e o mapa de ΔS_w da sísmica 4D são apresentados na Figura 5.37f. Verifica-se, que a maioria dos modelos avaliados na Iteração 4 apresentam os desvios dentro da faixa de aceite Excelente. Somente as regiões SwRInj2, SwRInj3, SwRInj7 apresentam desvios para uma parcela dos modelos fora da faixa de aceite.

Avaliando globalmente os desvios relativos à integração do mapa de ΔS_w ao processo de ajuste, observa-se uma tendência de volume de água menor dos modelos de simulação do que o estimado pela S4D. Devido ao fato do volume poroso estar bem distribuído em relação ao valor estimado no modelo referência, como também as taxas de produção e injeção, afere-se preliminarmente que este desvio é causado por uma estimativa de água superestimada no mapa de ΔS_w oriundo da sísmica 4D, o que justificaria ainda mais a tolerância de erro de 30% definida.

A variação de saturação dos modelos de simulação da Iteração 4 é apresentada através do mapa médio ilustrado na Figura 5.38.

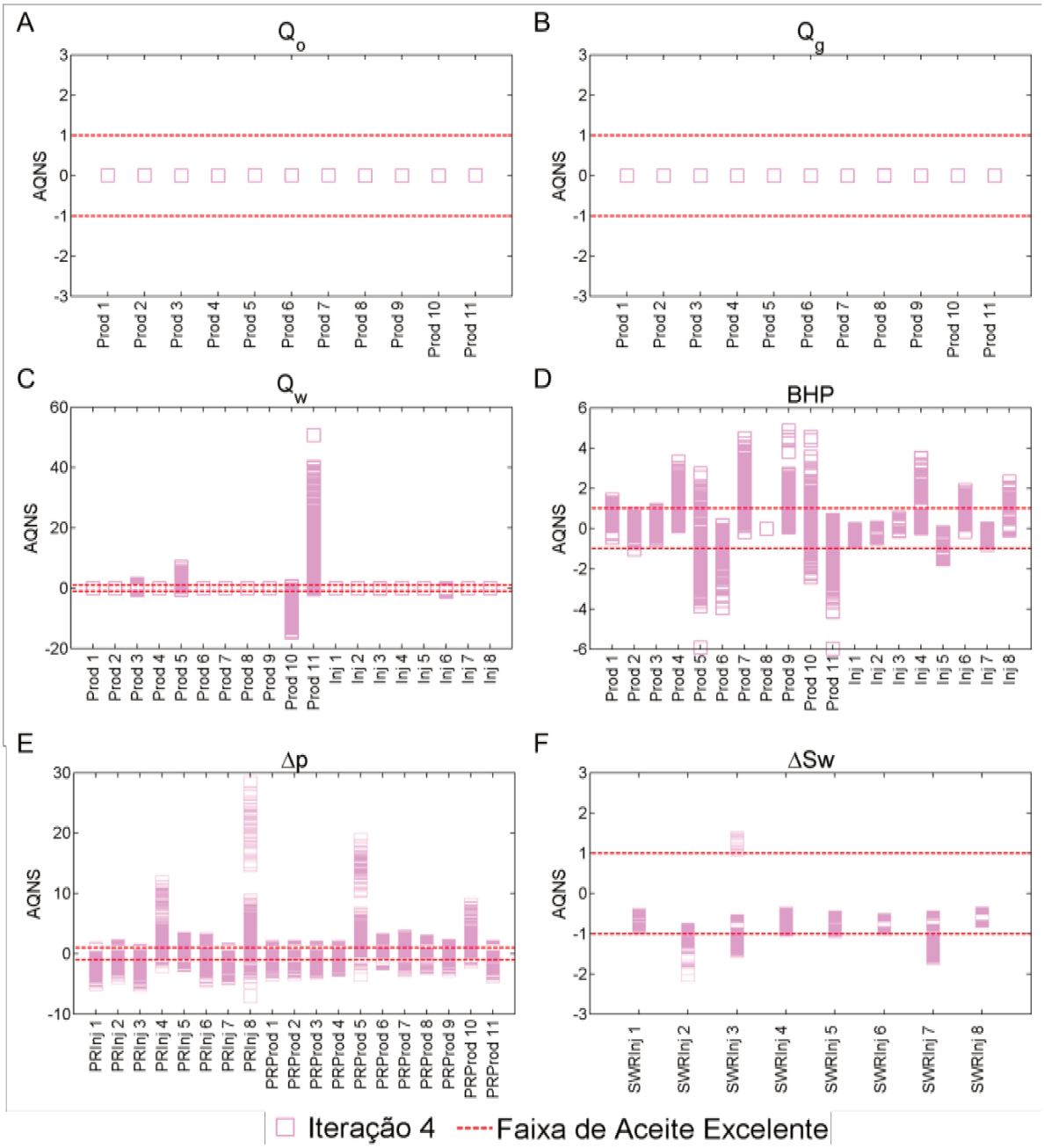


Figura 5.37– AQNS Iteração 4 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

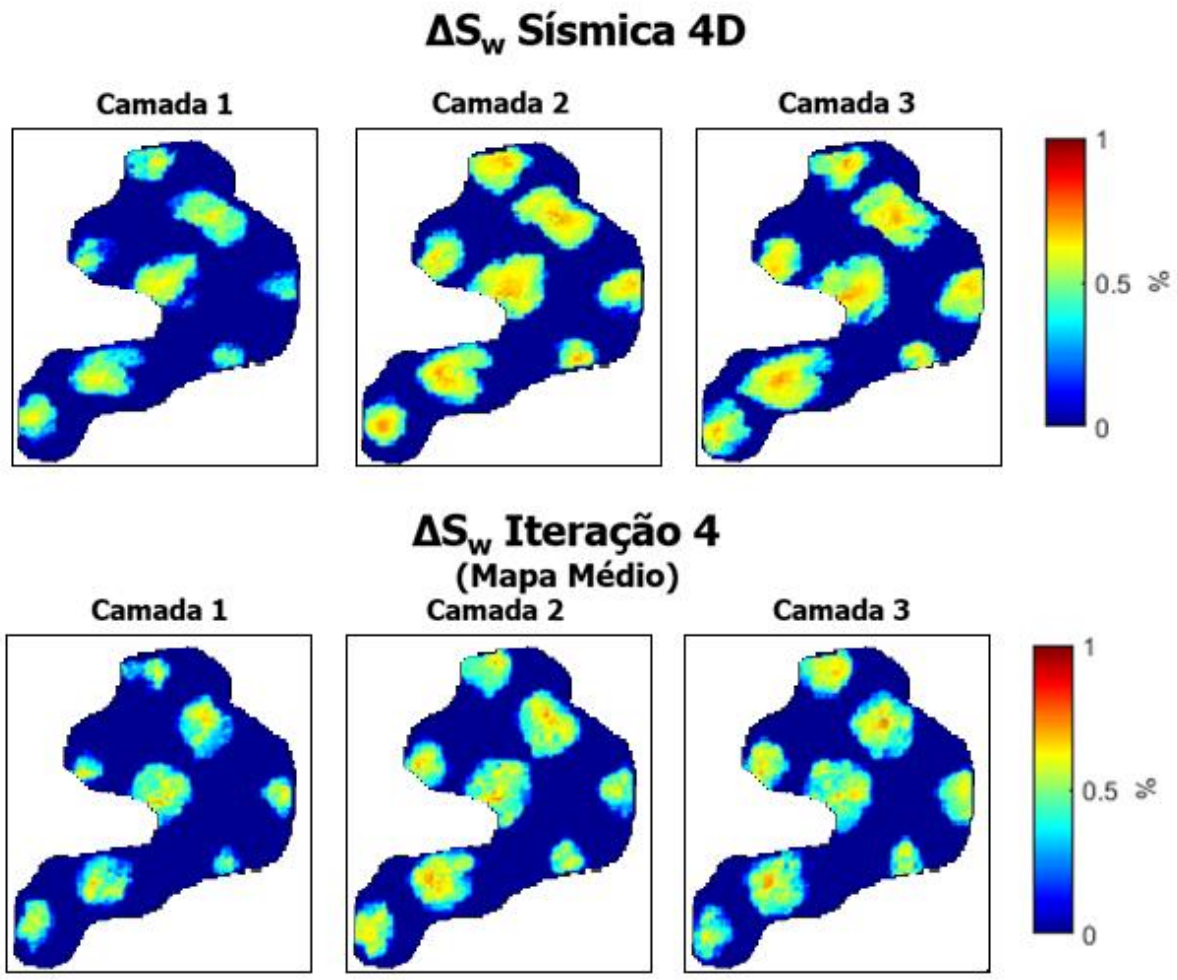


Figura 5.38 – Comparação entre o mapa de variação de saturação da sísmica 4D e o mapa de variação média de saturação dos múltiplos modelos da Iteração 4.

A Iteração 4 não apresentou modelos com resultados aceitáveis dentro da faixa de aceite Excelente para as 87 funções-objetivo simultaneamente. Também não foi constatada a existência de alguma função-objetivo que limitasse o processo. Com isso, iniciou-se o processo de redução de incertezas dos múltiplos atributos incertos avaliados, baseada nos "melhores modelos" da Iteração 4.

5.2.2.2 Iteração 4a

A Iteração 4a apresentou uma expressiva redução aos desvios se comparada com a Iteração 4. Este fato fica elucidado quando avaliada a porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite Excelente apresentada na Figura 5.39.

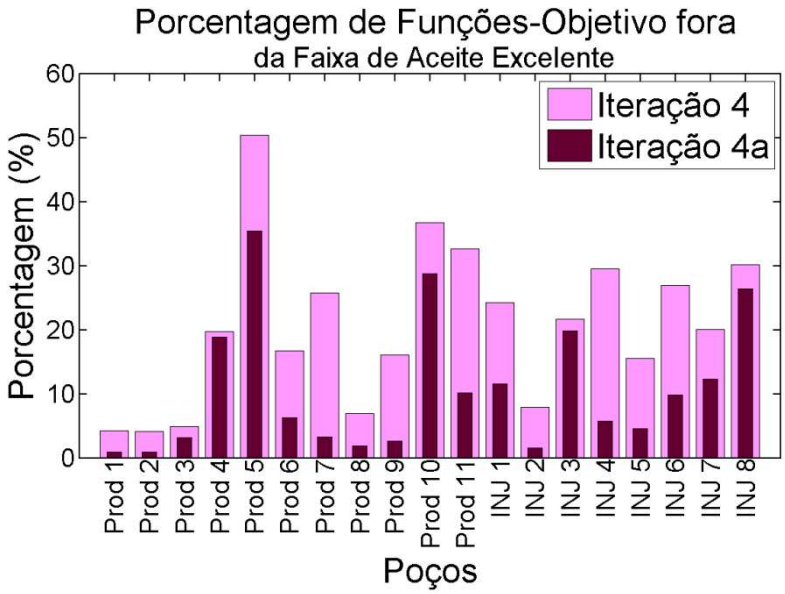


Figura 5.39 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite excelente para cada poço na Iteração 4 e 4a.

Apesar da redução da porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite Excelente, não se obteve modelos com todas as funções-objetivo dentro da faixa de aceite Excelente.

5.2.2.3 Iteração 4b

A Iteração 4b apresenta uma expressiva concentração dos resultados de desvios dentro da faixa de aceite Excelente (Figura 5.40). Isto é verificado, por exemplo, quando avaliado o resultado de AQNS para as funções-objetivo ligadas à vazão de água produzida e injetada (Figura 5.40c). Os desvios mais expressivos ficam restritos a 4 poços produtores (Prod 3, 5, 10 e 11) e com magnitudes de desvios muito inferiores das observadas nas iterações anteriores.

Contudo, na Iteração 4b não se obteve modelos com resultados aceitáveis. Com isso, reiniciou-se o processo de redução de incertezas avaliando a existência de alguma função-objetivo limitante.

A Iteração 4b apresentou uma função-objetivo limitante para a calibração dos modelos ligada ao poço produtor 4. Este aspecto foi identificado através do gráfico de porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite (Figura 5.41), com corroboração do gráfico de AQNS e a curva de produção, que ilustrou, para o produtor 4, um aumento na porcentagem de funções-objetivo desajustadas

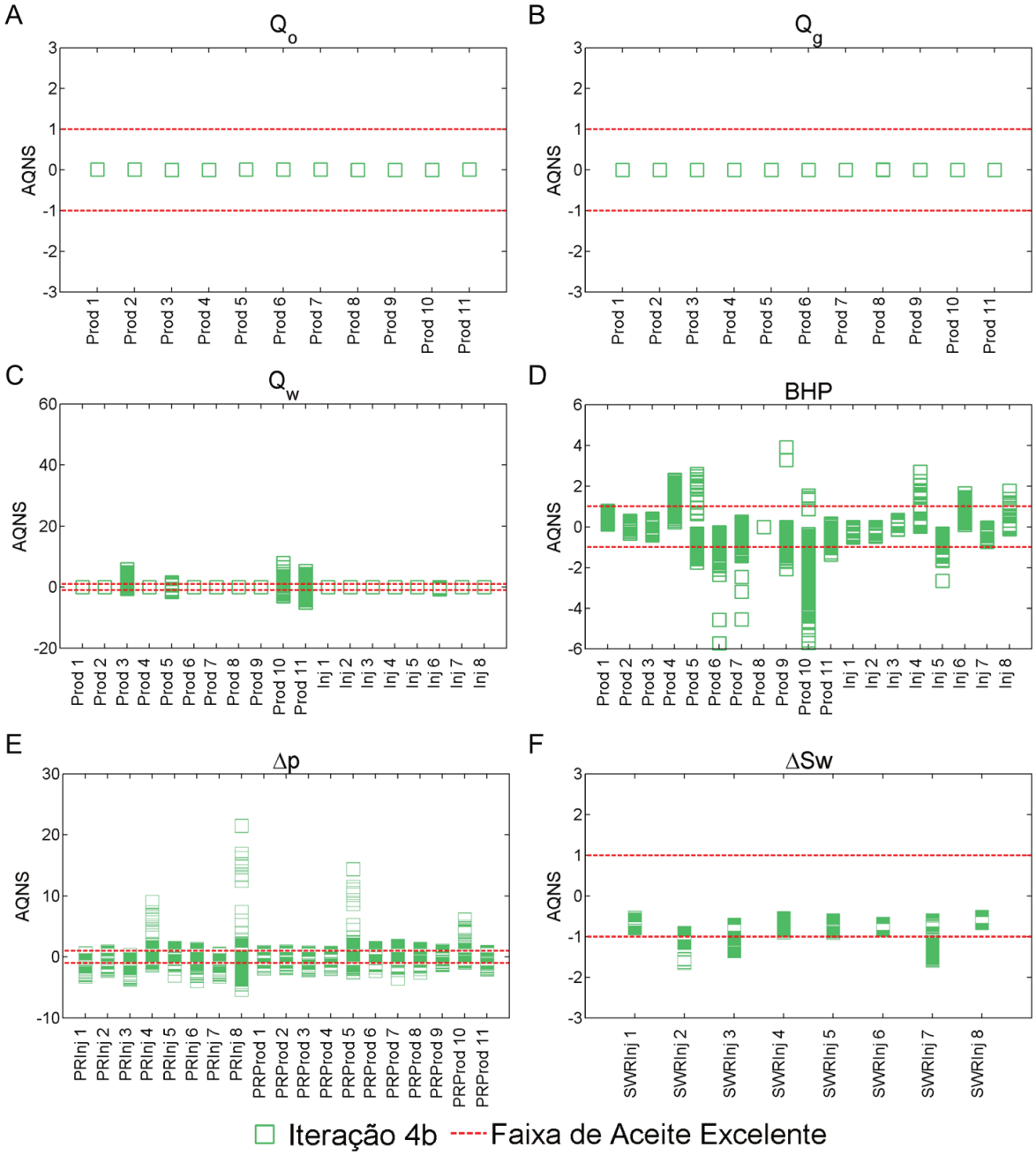


Figura 5.40 – AQNS Iteração 4b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

Avaliando as funções-objetivo ligadas ao poço produtor 4, identificou-se que a função-objetivo limitante era o BHP do poço. Na Iteração 4a, dos 500 modelos avaliados 423 apresentavam desvios fora da faixa de aceite para a função-objetivo BHP, enquanto para a Iteração 4b este número cresceu para 474.

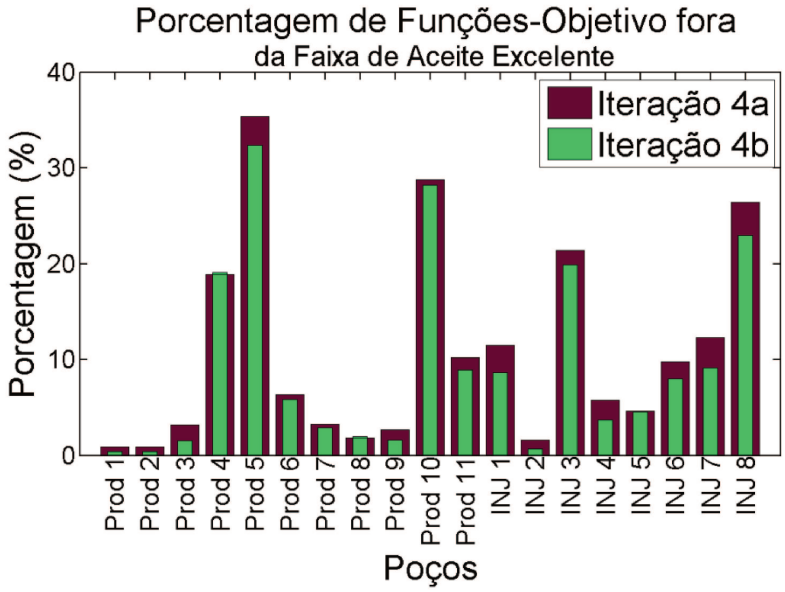


Figura 5.41 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite excelente para cada poço na Iteração 4a e 4b.

Identificada à função-objetivo limitante, foi parametrizada uma modificação local (perturbação na permeabilidade) ao redor do poço produtor 4 com o objetivo de reduzir o desvio observado a esta função-objetivo. O novo parâmetro incerto (RProd4) a ser avaliado foi discretizado em 5 níveis de incerteza e teve definida uma probabilidade uniforme de ocorrência. A região de parametrização (Figura 5.42) e os valores de multiplicadores para a geração da anisotropia ao poço 4 são apresentados na Tabela 5.7.

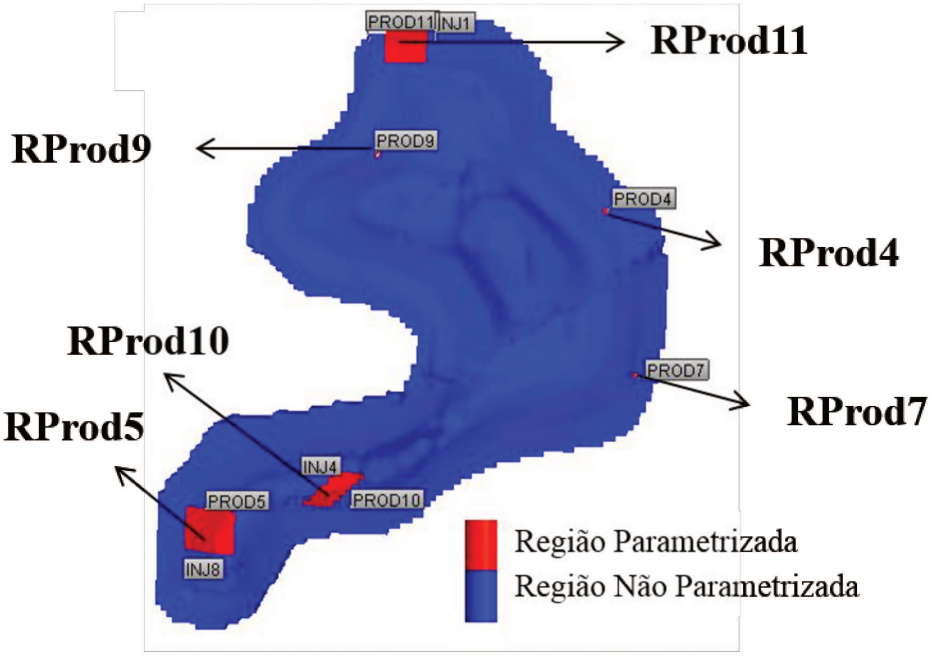


Figura 5.42 - Localização do atributo RProd4.

Tabela 5.7 – Parametrização e valores dos multiplicadores adotados para o atributo incerto RProd 4.

Atributo Incerto	Níveis de Incerteza	Parametrização			Valores Adotados (multiplicadores) [Permeabilidade]				
		i	*j*	*k*	0	1	2	3	4
RProd 4	5	74:74	38:38	1:4	0.75	0.8	0.85	0.9	0.95

5.2.2.4 Iteração 5

Com a inserção do novo atributo incerto ligado a poço produtor 4, deu-se início a uma nova iteração, denominada como Iteração 5. Avaliando os desvios da Iteração 5, foi possível identificar que a inserção do atributo incerto RProd4 se mostrou essencial para a redução da porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite Excelente para o poço produtor 4. Na Iteração 5, dos 500 modelos avaliados, 226 apresentavam desvios fora da faixa de aceite ao poço produtor 4 em relação à função-objetivo BHP, uma redução de cerca de 50% quando comparada com a Iteração 4b. O avanço obtido para o poço produtor 4 e demais poços na Iteração 5 são apresentadas na Figura 5.43.

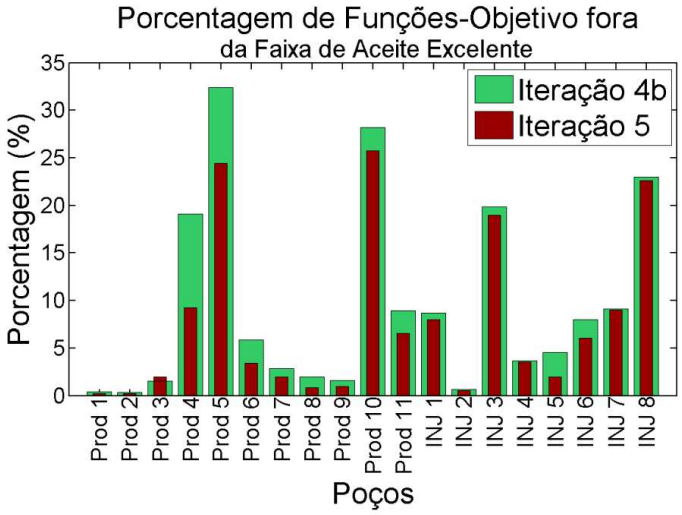


Figura 5.43 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite excelente para cada poço na Iteração 4b e 5.

A Iteração 5 não apresentou modelos com resultados aceitáveis dentro da faixa de aceite Excelente. Avaliando limites mais amplos, a Iteração 5 possibilitaria a filtragem de 177 modelos na faixa de aceite Bom e de 388 na faixa de aceite Regular.

5.2.2.5 Iteração 5a

Os resultados de AQNS obtidos para os modelos da Iteração 5a são ilustrados na Figura 5.44. Na iteração 5a não foi obtido nenhum modelo com todas as funções-objetivo avaliadas dentro da faixa de aceite Excelente. Com isso, partiu-se para avaliação da existência de alguma função-objetivo limitante. Através de uma análise conjunta dos resultados de AQNS, das curvas de produção e da porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite foi identificada uma nova função-objetivo limitante ao processo ajuste.

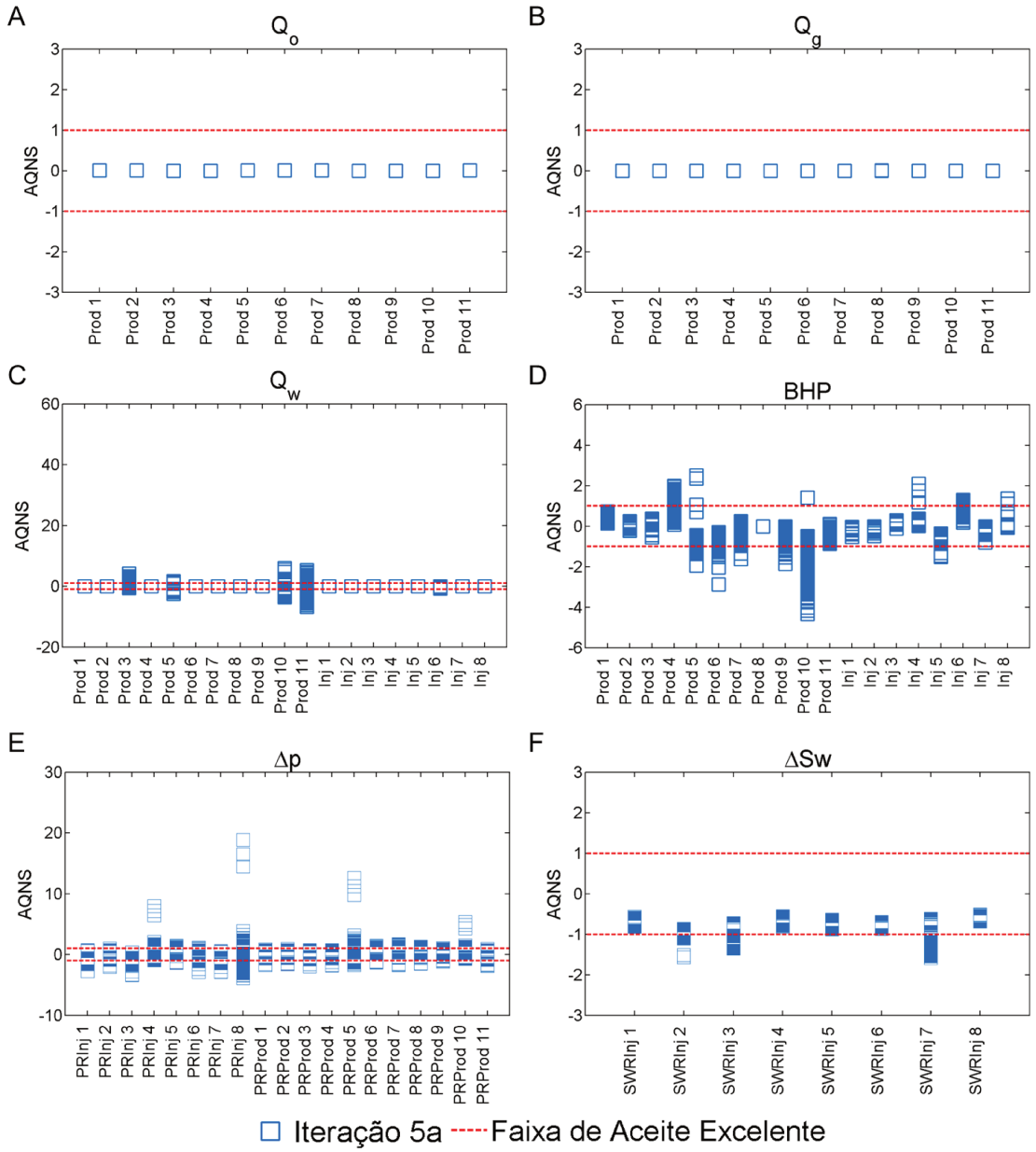


Figura 5.44 – AQNS Iteração 5a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

Na Figura 5.44d é possível verificar que os desvios de BHP referentes ao poço produtor 10 se encontram, para grande parte dos modelos da Iteração 5a, abaixo da faixa de aceite Excelente. Quando comparadas as Iterações 5 e 5a, verifica-se um incremento de modelos que apresentavam desvios fora da faixa de aceite. Na Iteração 5 eram 443 modelos numéricos, enquanto na Iteração 5a este número chegou a 477 modelos, com desvios acima do aceitável para a função-objetivo BHP do poço produtor 10.

Identificada à função-objetivo limitante, parametrizou-se uma nova incerteza denominada como RProd10A (Figura 5.45), ligada à permeabilidade ao redor do poço produtor 10. O novo parâmetro incerto foi discretizado em 5 níveis de incerteza e teve associado uma probabilidade de ocorrência uniforme. A região de parametrização e os valores de multiplicadores para a geração da anisotropia ao poço produtor 10 são apresentados na Tabela 5.8.

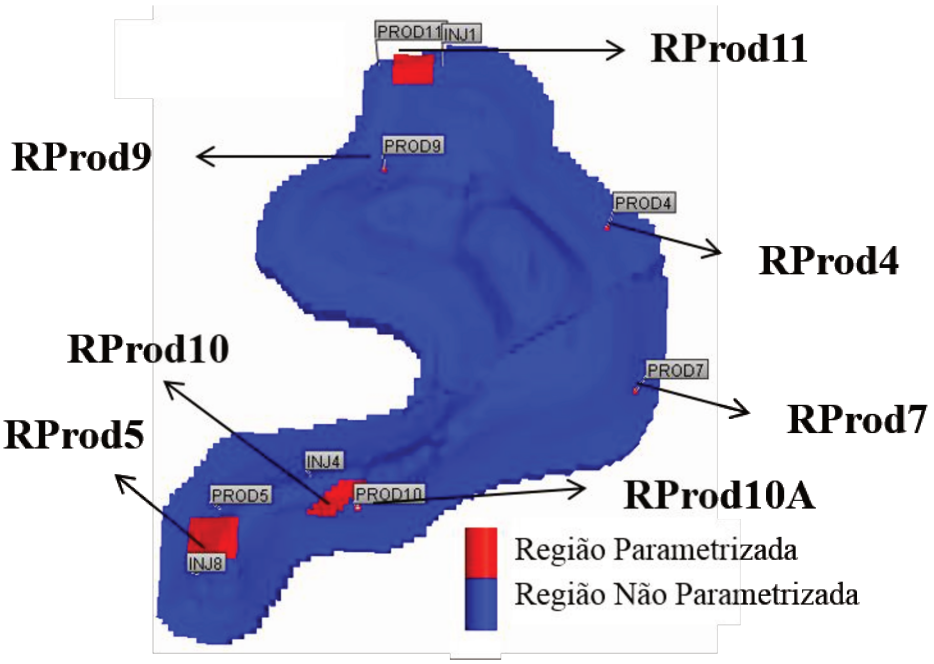


Figura 5.45 - Localização do atributo RProd10A.

Tabela 5.8 – Parametrização e valores dos multiplicadores adotados ao atributo incerto RProd10A.

Atributo Incerto	Níveis de Incerteza	Parametrização			Valores Adotados (multiplicadores) [Permeabilidade]				
		i	*j*	*k*	0	1	2	3	4
RProd10A	5	34:34	87:87	1:4	1	1.2	1.4	1.6	1.8

5.2.2.6 Iteração 6

Devido à inserção do novo atributo incerto, deu-se início a uma nova iteração, a qual foi denominada como Iteração 6. Como esperado, a inserção do atributo incerto RProd10 foi capaz de reduzir expressivamente o desvio observado à função-objetivo BHP do poço produtor 10. A Iteração 6 apresentou 158 modelos com desvios fora da faixa de aceite Excelente, uma redução de 75% no número de modelos numéricos desajustados em relação à Iteração 5a.

Conjuntamente, a Iteração 6 apresentou uma redução expressiva em relação à porcentagem de funções-objetivo desajustadas para o poço produtor 5 e uma pequena redução para todas as demais funções-objetivo. A porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite Excelente para todos os poços é apresentada na Figura 5.46.

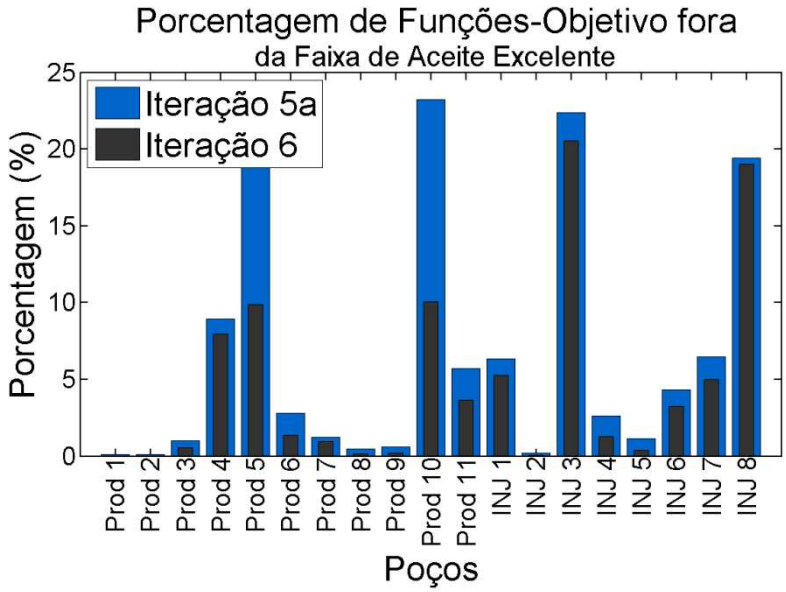


Figura 5.46 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite excelente para cada poço na Iteração 5a e 6.

Contudo, apesar da redução de desvios alcançada, não foi obtido nenhum modelo com todas as 87 funções-objetivo locais avaliadas dentro da faixa de aceite Excelente. Com isso, os atributos incertos foram atualizados, baseados nos “melhores modelos” da Iteração 6 para o início de um novo ciclo de ajuste.

5.2.2.7 Iteração 6a

Avaliando os modelos da Iteração 6a (Figura 5.47) foi possível identificar 20 modelos com todas as 87 funções-objetivo locais avaliadas dentro da faixa de aceite Excelente. O processo de calibração pode ser melhor enfatizado quando avaliado faixas de aceite mais amplas. Na faixa de aceite Regular, 490 dos 500 modelos de simulação teriam resultados aceitáveis. Já na faixa de aceite Bom o número de modelos seria de 438.

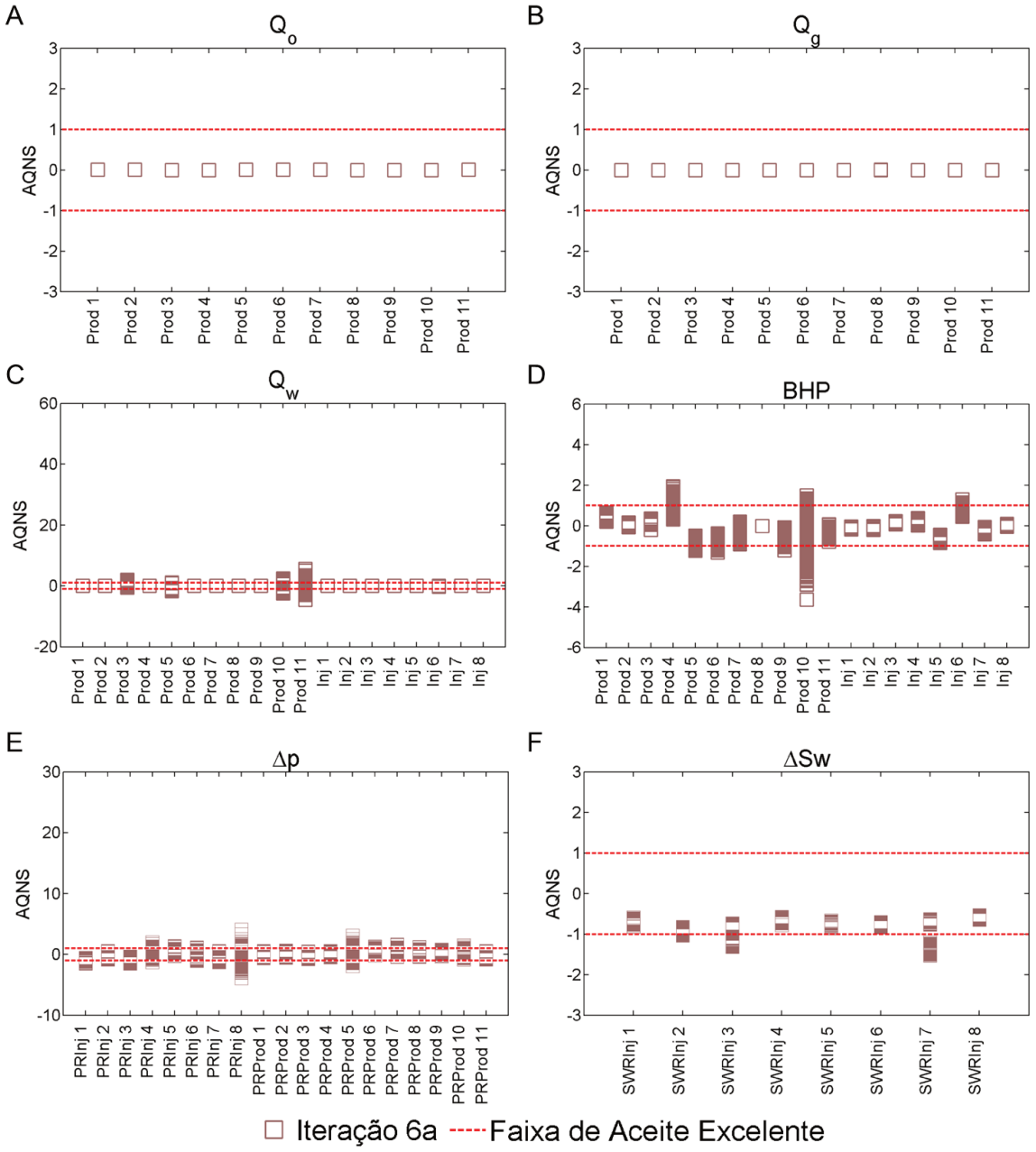


Figura 5.47 – AQNS Iteração 6a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

Apesar de a Iteração 6a ter apresentado modelos com resultados aceitáveis na faixa de aceite definida, o número de modelos foi considerado baixo. Com isso, no intuito de aumentar o número de modelos calibrados, gerou-se um novo ciclo de ajuste.

5.2.2.8 Iteração 6b

A iteração 6b apresentou uma expressiva redução dos desvios, quando comparada com a Iteração 4 (iteração inicial da Fase II – Parte II), como ilustrado na Figura 5.48. A redução nos desvios pode ser observada quantitativamente quando avaliada a porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite Excelente entre as Iterações 4 e 6b, como apresentado na Figura 5.49. Verifica-se que grande parte dos poços não apresentaram funções-objetivo fora da faixa de aceite Excelente.

Devido à grande redução dos desvios, a Iteração 6b apresentou 70 modelos com todas as 87 funções-objetivo locais avaliadas dentro da faixa de aceite Excelente. Sendo o número de modelos filtrados (calibrados) considerado adequado para finalizar o processo de ajuste.

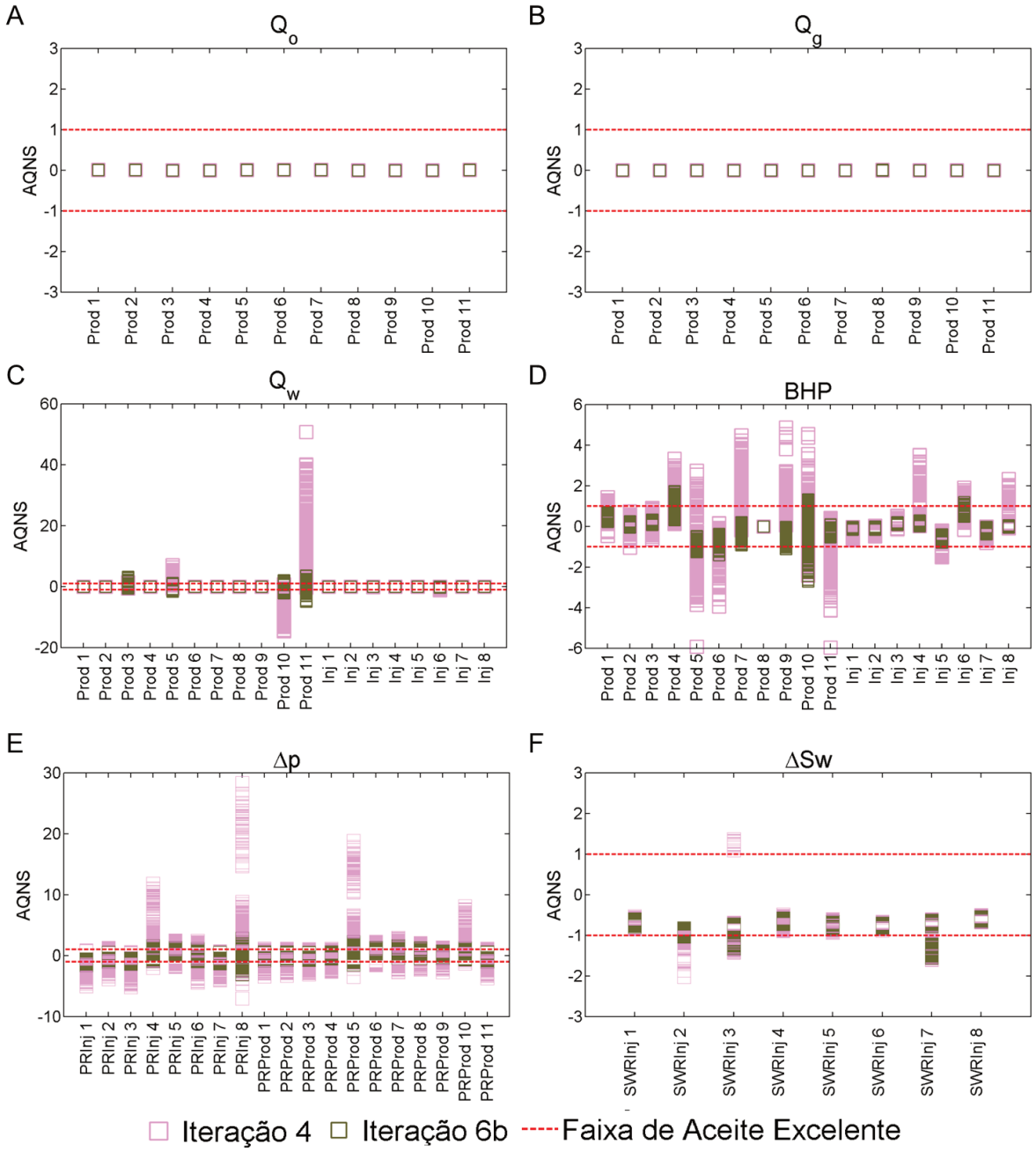


Figura 5.48 – AQNS Iteração 6b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

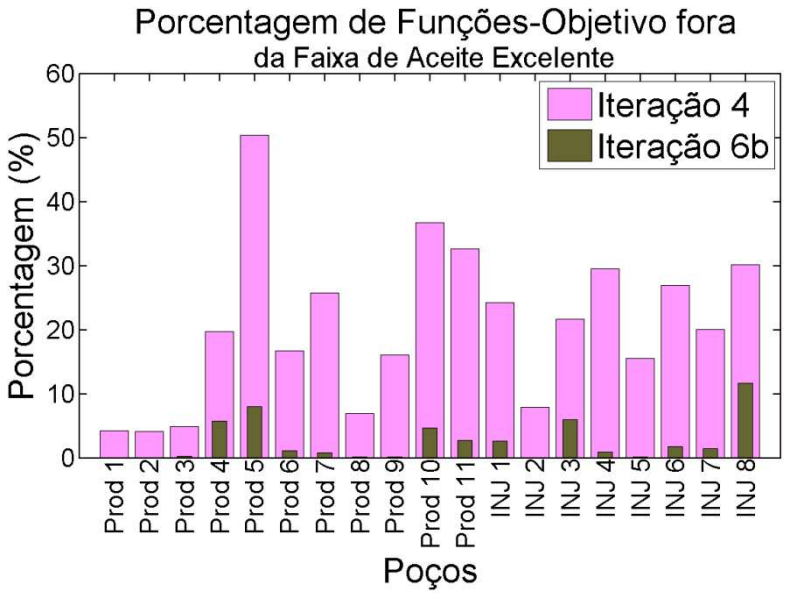


Figura 5.49 - Porcentagem de funções-objetivo fora da faixa de aceite Excelente para cada poço na Iteração 4 e 6a.

As *pdf*s aplicadas aos atributos incertos na Iteração 6b são apresentadas na Figura 5.50. Observa-se que, a grande maioria dos atributos incertos avaliados apresentaram uma convergência expressiva para o nível de incerteza equivalente do modelo referência, tendo somente o atributo Krb uma divergência marcante.

Cabe ressaltar a evolução do processo de redistribuição da probabilidade de ocorrência dos atributos incertos ao longo da Fase II - Parte II. A Figura 5.51 ilustra a evolução ao atributo incerto mKzKx, nela é apresentada a probabilidade inicial aplicada no Diagnóstico Inicial (Figura 5.51a), a probabilidade da iteração final da Fase I (Figura 5.51b) e a *pdf* final na Fase II – Parte I (Figura 5.51c) e Parte II (Figura 5.51d). Observa-se, que ao fim da Fase I e Fase II – Parte I o nível de maior probabilidade de ocorrência se trata do nível 3, se diferenciando do nível com valor mais próximo do modelo referência (nível 1). Sendo que o nível 1 na Fase II – Parte I possuía uma probabilidade de ocorrência muito baixa.

Com a inserção do mapa de variação de saturação de água como fonte adicional de dado para o condicionamento dos modelos este comportamento se alterou bruscamente, tendo o nível 3 uma redução expressiva na probabilidade de ocorrência, enquanto os níveis 1 e 2, mais similares ao valor do modelo referência, um incremento de probabilidade de ocorrência destacado. Essa variação na distribuição ilustra o impacto do mapa de variação de saturação de água no processo de redistribuição de probabilidade, como também a importância de não se eliminar níveis de forma prematura.

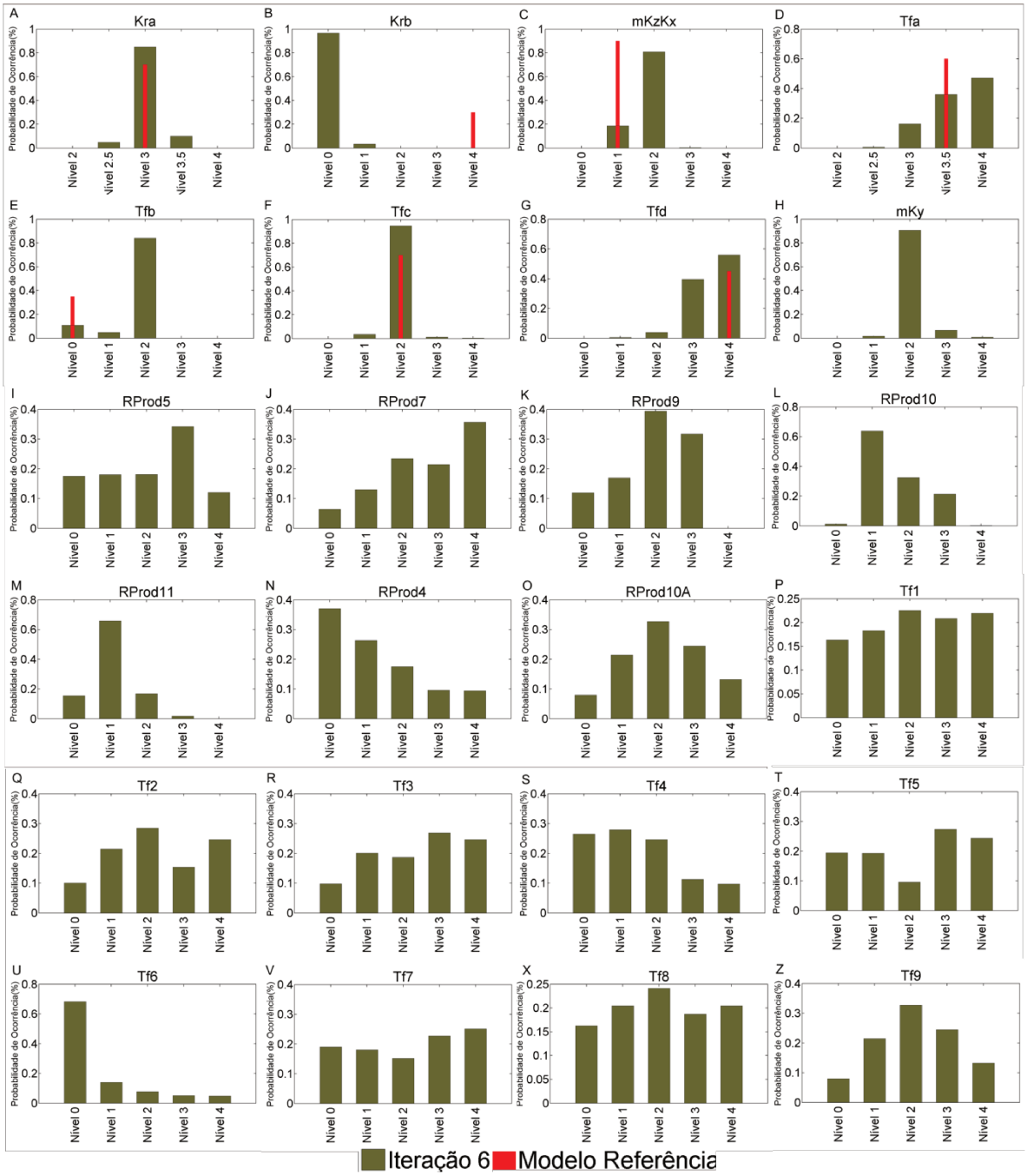


Figura 5.50 - *pdf* dos atributos incertos na Iteração 4 (A) Kra (B) Krb (C) mKzKx (D) Tfa (E) Tfb (F) Tfc (G) Tfd (H) mKy (I) RProd5 (J) RProd7 (K) RProd9 (L) RProd10 (M) RProd11 (N) RProd4 (O) RProd10A (P) Tf1 (Q) Tf2 (R) Tf3 (S) Tf4 (T) Tf5 (U) Tf6 (V) Tf7 (X) Tf8 (Z) Tf9.

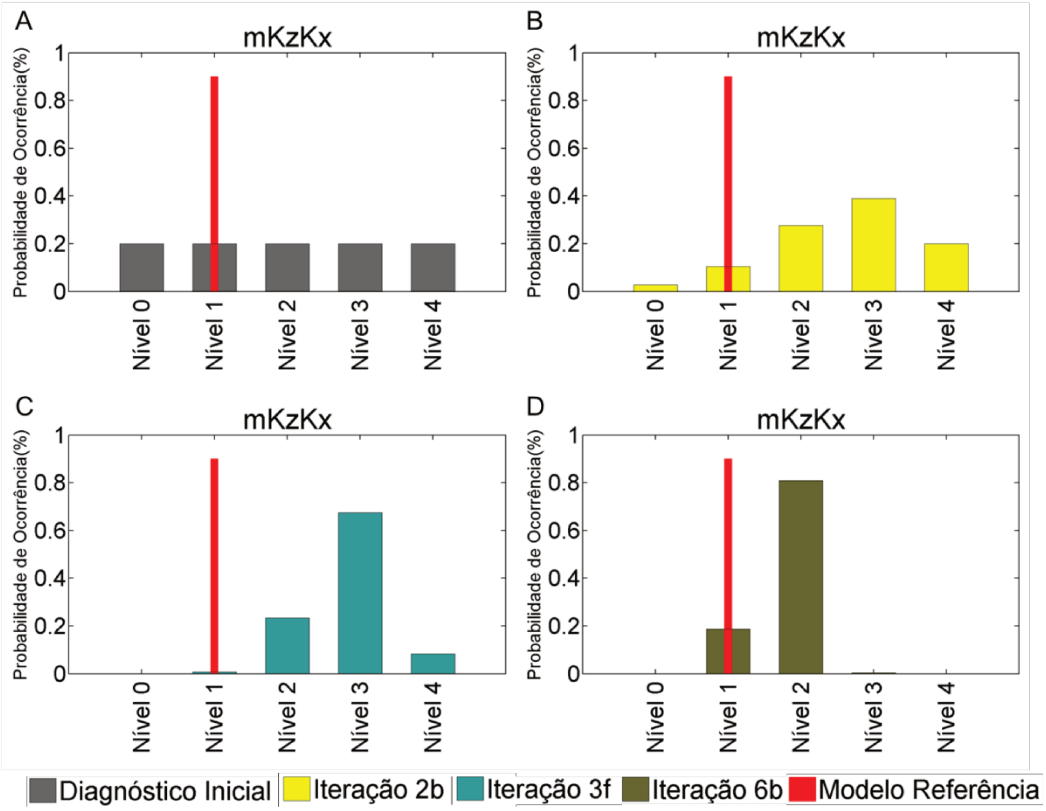


Figura 5.51 – Redistribuição da probabilidade de ocorrência do atributo incerto mKzKx ao longo das iterações – (A) Diagnóstico Inicial (B) Iteração 2b (C) Iteração 3f e (D) Iteração 6b.

5.2.2.9 Modelos Filtrados – Fase II – Parte II

Na Figura 5.52 são comparados os desvios dos 70 modelos filtrados na Iteração 6b com os modelos da Iteração 4 (primeira iteração da Fase II – Parte II). Já a Figura 5.53 ilustra o progresso de ajuste obtido para os modelos filtrados quando avaliado o mapa médio de variação de saturação. Quando observadas localmente, algumas melhorias se destacam, como a obtida em relação ao poço Injetor 7 (Figura 5.54).

Esta melhoria se deve, em grande parte, a incerteza Tf6 mapeada no início da Fase II – Parte II. Ao longo das iterações a *pdf* do atributo Tf6 foi atualizada e o nível de incerteza referente à existência de uma falha selante tendeu a apresentar a maior probabilidade de ocorrência, como apresentado na Figura 5.55.

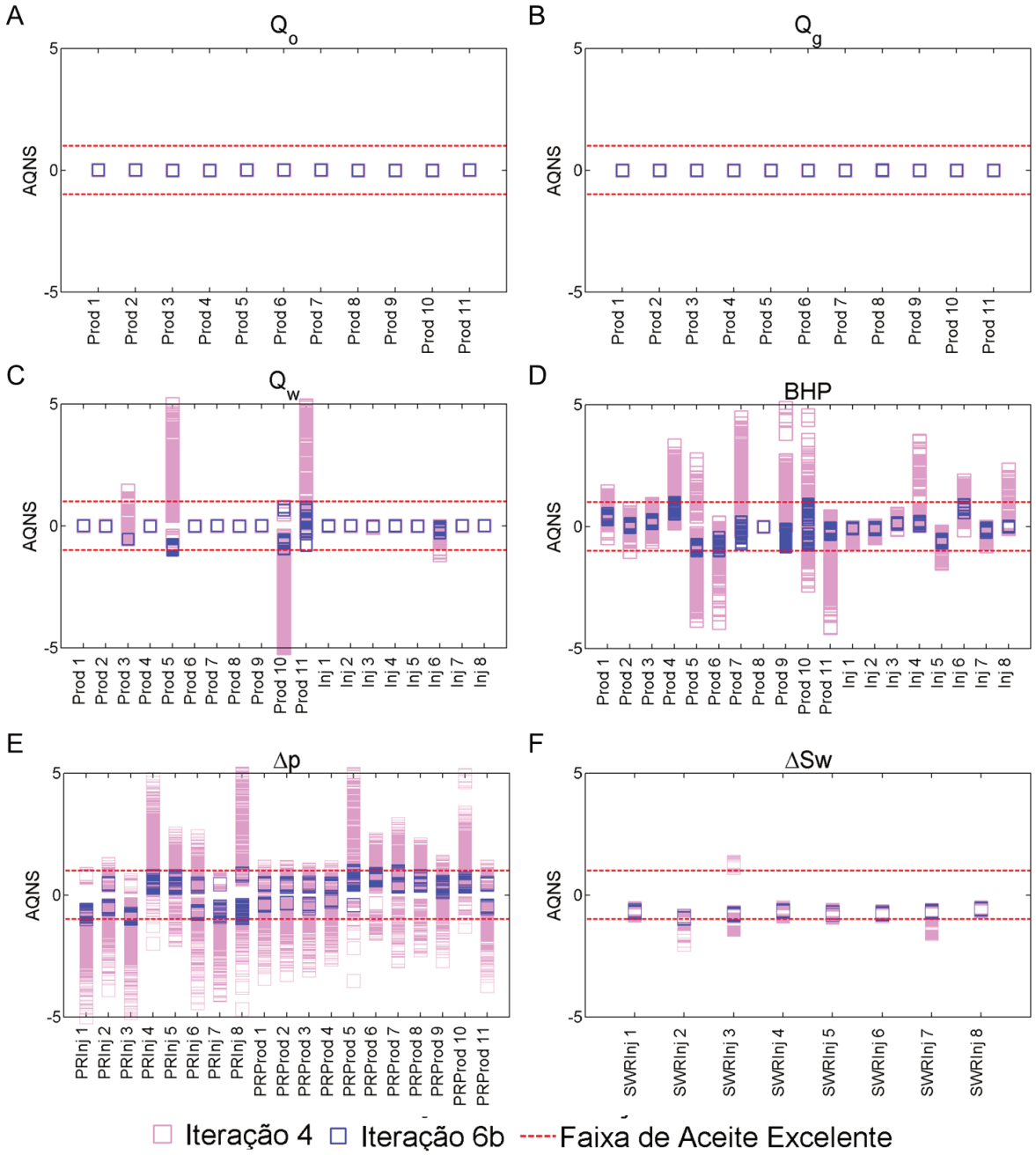


Figura 5.52 – AQNS Iteração 4 e Modelos Filtrados – Fase II – Parte II - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

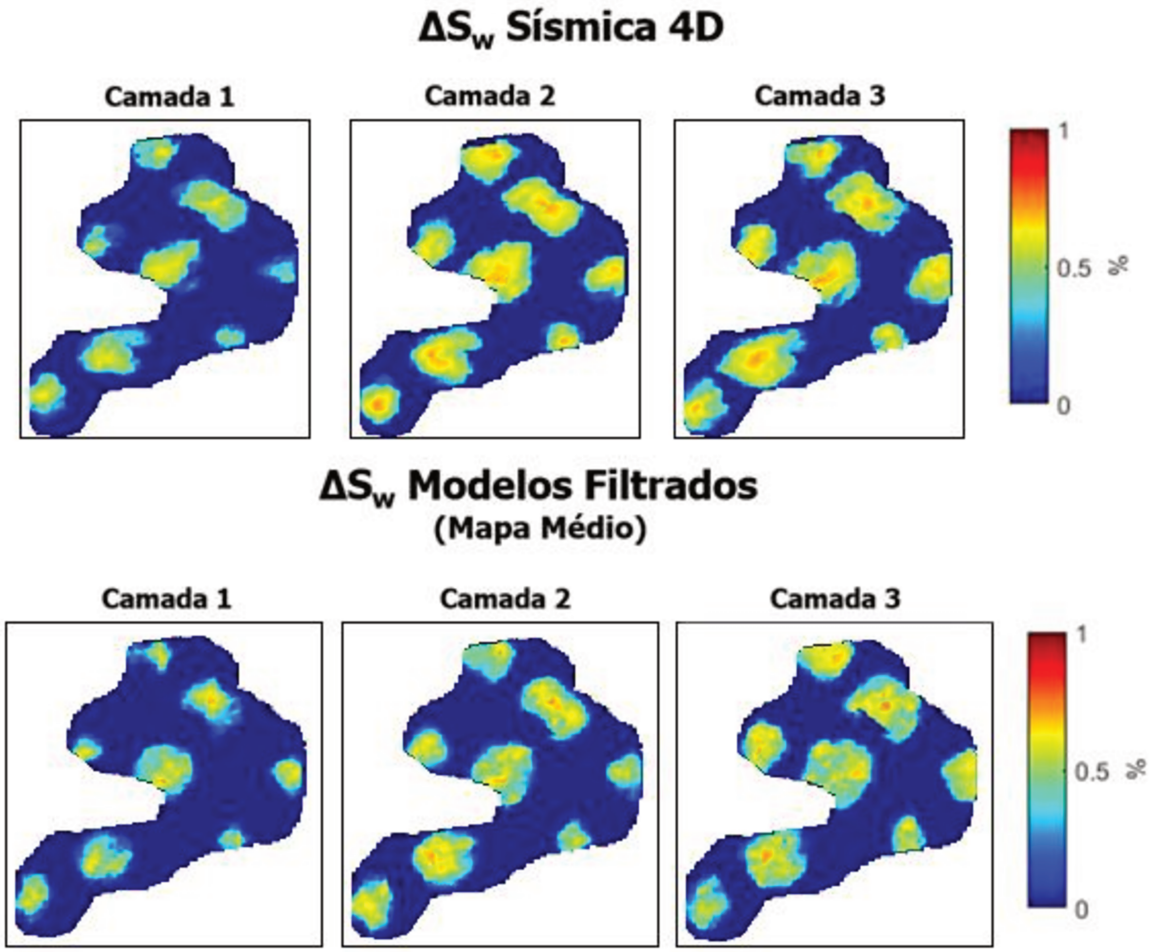


Figura 5.53 – Comparação entre o mapa de variação de saturação da Sísmica 4D e o mapa de variação média de saturação dos modelos filtrados na Fase II – Parte II.

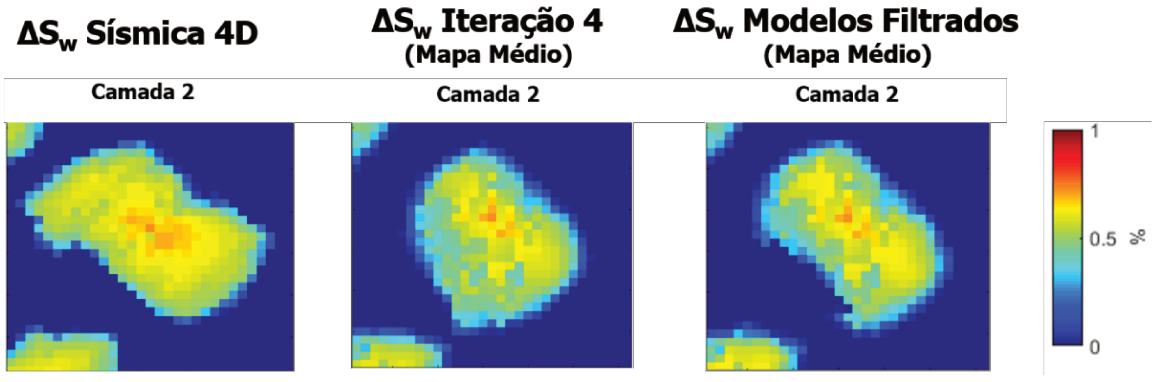


Figura 5.54 – Comparação entre o mapa de variação de saturação da Sísmica 4D e o mapa de variação média de saturação da Iteração 4 e dos modelos filtrados na Fase II – Parte II para a região do Injetor 7.

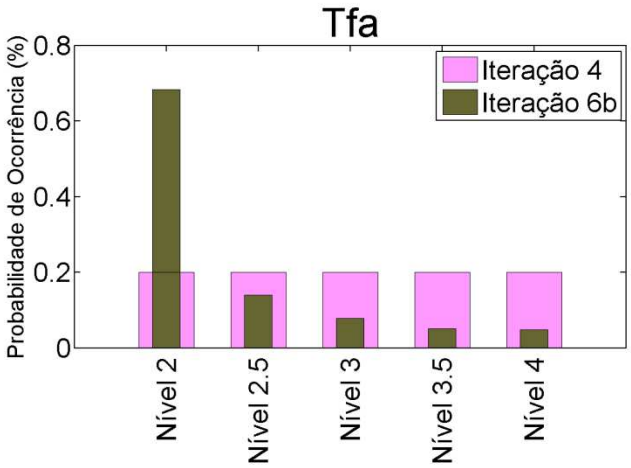


Figura 5.55 – Evolução da *pdf* do atributo incerto Tf6.

5.3 Previsão de Produção

Com o objetivo de avaliar a integração quantitativa da sísmica 4D através dos mapas de variação de pressão e saturação, como fonte adicional de dados para o condicionamento dos modelos no processo de ajuste, aplicou-se a previsão de produção a todos os modelos filtrados de todas as Fases (Fase I, Fase II – Parte I e Parte II), no intuito de mensurar o ganho obtido em relação ao diagnóstico inicial.

As previsões de produções globais do campo são ilustradas na Figura 5.56, a linha vertical em vermelho separa o período de histórico e o período de previsão. Destaca-se que todas as curvas de previsão de produção dos poços obtidas dos modelos filtrados se encontram no Apêndice E.

Observa-se que, o ajuste probabilístico e multiobjetivo utilizando somente dados de poço (Fase I) apresentou globalmente uma previsão de produção compatível com a produção obtida através do modelo de referência. Como esperado, a integração adicional da sísmica 4D ao processo de ajuste (Fase II – Parte I e Parte II) permitiu reduzir a variabilidade das previsões de produções estimadas com os modelos filtrados.

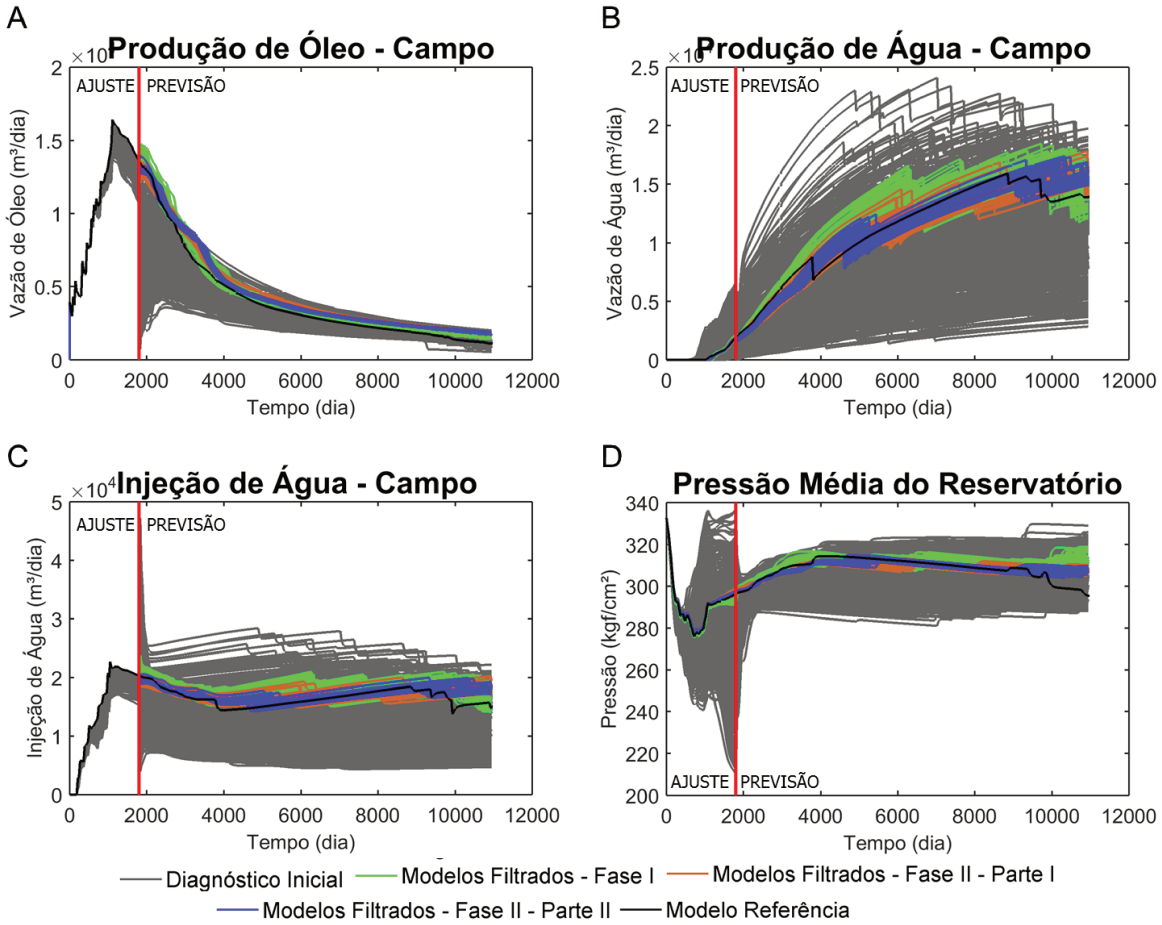


Figura 5.56 – Previsão de produção - Curvas globais de produção (A) Produção de óleo do campo (B) Injeção de água do campo (C) Produção de água do campo (D) Pressão média do reservatório.

Localmente é possível verificar que o processo de ajuste alcançou ao fim da Fase II - Parte II uma boa correspondência com a previsão esperada para alguns poços como observado, por exemplo, para a vazão de água ao poço produtor 10 (Figura 5.57).

Em apenas um caso específico, referente à produção de água do poço produtor 3, a aplicação da Fase II proporcionou modelos calibrados com previsões de produção mais distantes do que observado nos modelos ajustados na Fase I, como ilustrado na Figura 5.58.

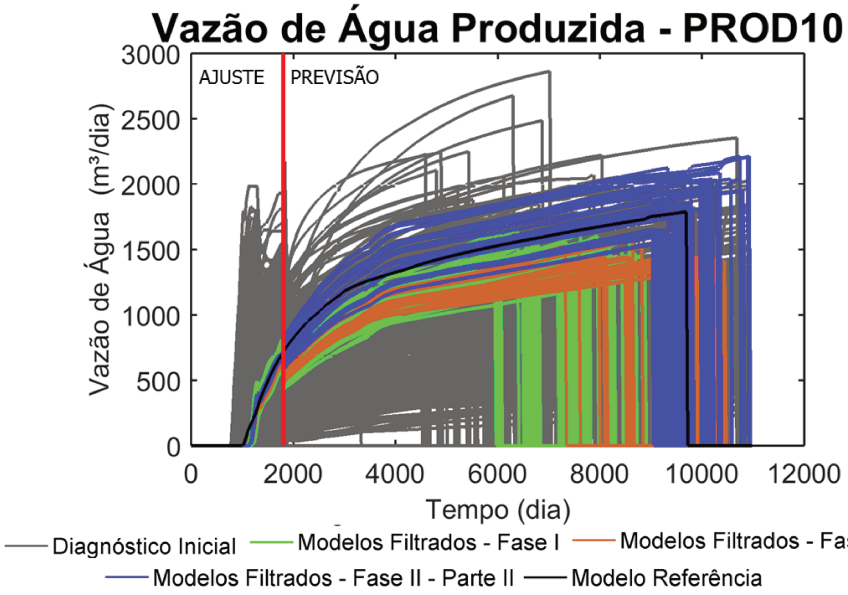


Figura 5.57 - Previsão de produção de água do poço produtor 10.

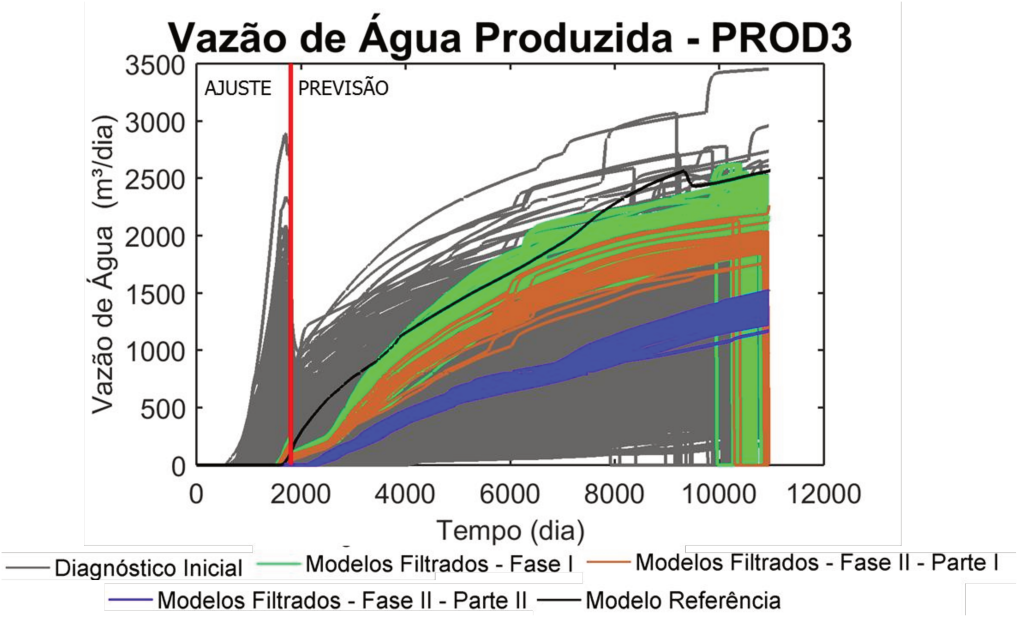


Figura 5.58 - Previsão de produção de água do poço produtor 3.

Grande parcela das previsões de produção obtidas através dos modelos filtrados nas Fases I apresentou boa correspondência em relação ao histórico de produção, como por exemplo, nas estimativas de produção de óleo e água do poço Prod 2 (Figura 5.59A e B) devido em parte à complexidade do campo Beta. Porém, em alguns casos como no poço Prod 4 (Figura 5.59C e D), verifica-se um ganho expressivo com a integração da sísmica 4D, especialmente na vazão de água produzida (Figura 5.59D).

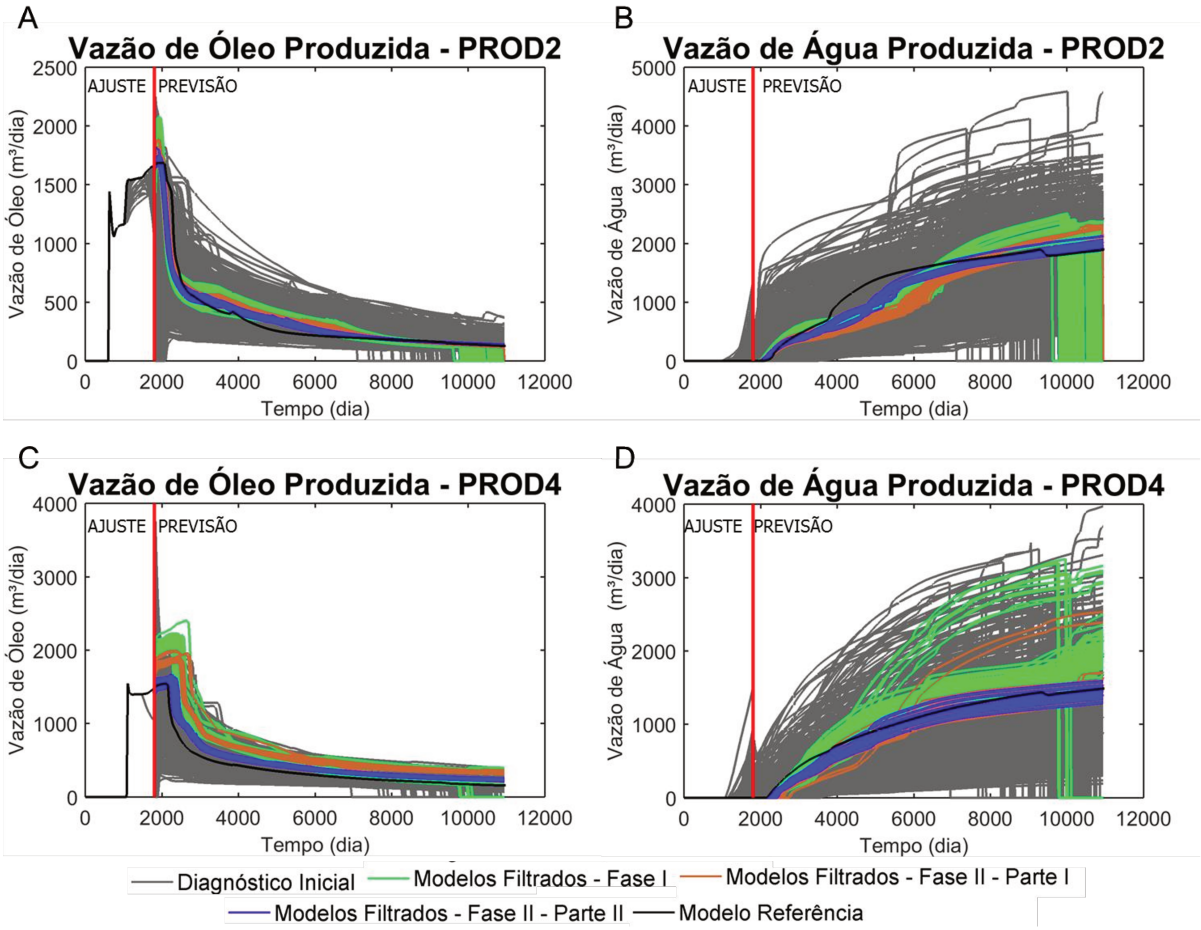


Figura 5.59 – Previsão de produção - (A) Produção de óleo do poço produtor 2 (B) Produção de água do poço produtor 2 (C) Produção de óleo do poço produtor 4 (D) Produção de água do poço produtor 4.

5.4 Considerações Finais

Como ilustrado pelos resultados, a extensão proposta à metodologia de ajuste de histórico probabilístico e multiobjetivo formalizada por Maschio et al. (2015), foi capaz de obter modelos com estimativas dinâmicas de produção similares à apresentada pelo modelo referência, através da redução das incertezas dos atributos incertos.

Graças à redução de incertezas obtidas a cada iteração, observou-se que o número de modelos com resultados aceitáveis por faixa de aceite (Tabela 5.9) foi contínuo e crescente durante o processo de ajuste. Observa-se uma queda no número somente na passagem de uma fase para outra, devido ao aumento das incertezas analisadas, como também do número de funções-objetivo locais avaliadas.

Tabela 5.9 – Evolução de Modelos Filtrados ao longo das Iterações

Iterações			**Modelos Filtrados**		
			Excelente [+1 -1]	**Bom [+2 -2]**	**Regular [+3 -3]**
Diagnóstico Inicial			0	0	0
Fase I	**Iteração 1**	Iteração 1	0	0	0
		Iteração 1a	0	0	0
		Iteração 1b	0	0	0
		Iteração 1c	0	0	0
	Iteração 2	Iteração 2	0	0	0
		Iteração 2a	0	0	15
		Iteração 2b*	0	0	97
Fase II – Parte I	**Iteração 3**	Iteração 3	0	0	2
		Iteração 3a	0	5	51
		Iteração 3b	0	6	70
		Iteração 3c	0	18	121
		Iteração 3d	0	34	197
		Iteração 3e	0	47	264
		Iteração 3f	0	68	333
Fase II – Parte II	**Iteração 4**	Iteração 4	0	0	3
		Iteração 4a	0	91	309
		Iteração 4b	0	150	368
	Iteração 5	Iteração 5	0	177	388
		Iteração 5a	0	232	435
	Iteração 6	Iteração 6	0	376	480
		Iteração 6a	20	438	490
		Iteração 6b	70	464	494

Ressalta-se também à redução da amplitude dos desvios ao fim do processo de ajuste. Comparando-se as iterações inicial (Diagnóstico Inicial) e final (Iteração 6b) observa-se que dos 500 modelos avaliados no diagnóstico inicial nenhum modelo apresentava todas as funções-objetivo avaliadas dentro da faixa de aceite Regular. Já na Iteração 6b quase a totalidade (494) dos modelos avaliados apresentavam todos os desvios dentro da faixa de aceite Regular, demonstrando que o processo proposto foi capaz de reduzir a amplitude dos desvios, concentrando os resultados em faixas próximas ao histórico de produção.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi proposta uma extensão à metodologia de ajuste de histórico probabilística e multiobjetivo formalizada por Maschio et al. (2015), através do desenvolvimento de um processo sistemático de redução de incertezas dos principais atributos incertos.

Os resultados obtidos durante a validação da metodologia ilustraram que o processo proposto se apresentou eficaz, reduzindo de forma contínua e gradual a amplitude de incertezas dos principais atributos incertos. Dentro deste aspecto alguns pontos merecem destaque, como:

- A utilização dos "melhores modelos" como base para a atualização das funções densidade de probabilidade dos principais atributos incertos. Esta base de informação permitiu identificar os atributos incertos mais influentes, como também os níveis de incertezas que compunham os modelos com melhor grau de ajuste, apresentando-se como uma fonte de dados eficaz para a atualização dos atributos incertos avaliados.
- A simplicidade do processo de atualização das *pdf*s. A sistematicidade do processo permitiu a fácil implementação do método, como também contribuiu para a redução da subjetividade do processo de ajuste.
- A inserção de forma probabilística de heterogeneidades locais possibilitou melhores ajustes locais sem prejuízos ao ajuste global.
- O método apresentado para a redução de incerteza proposto aos atributos incertos com variabilidade espacial (imagens geostatísticas) se apresentou como um método de fácil implementação e que proporcionou uma otimização ao processo de ajuste de histórico, auxiliando na geração de realizações, como também na enfatização dos níveis de incertezas que levavam o modelo a alcançar os melhores ajustes.
- A forma de atualização das *pdf* permitiu enfatizar os níveis de incerteza que levavam os modelos a alcançar os melhores ajustes, aumentando a probabilidade de ocorrência destes níveis, como também permitiu penalizar os níveis de incerteza dos atributos incertos que levavam os modelos a alcançar os maiores desvios.
- O processo dinâmico de identificação das funções-objetivo limitantes (AQNS, porcentagem de funções desajustadas por poço) permitiu verificar a necessidade de mudanças na parametrização. Não sendo necessária a geração contínua dos gráficos de produção dos múltiplos modelos.

Dentro do âmbito da integração quantitativa da sísmica 4D no domínio da pressão e da saturação, destaca-se, que a identificação de atributos incertos que não foram previamente mapeados, como no caso da integração do mapa de variação de saturação na Fase II – Parte II possibilitaram melhorar a caracterização do reservatório, resultando em previsões de produção mais confiáveis.

Destaca-se também que a integração da sísmica 4D permitiu previsões de produção com menores variabilidades e mais similares aos dados de histórico, quando comparadas com as previsões dos modelos ajustados somente com dados de poço (Fase I).

6.1 Recomendações para Trabalhos Futuros

O trabalho apresentado possibilitou o desenvolvimento de novas técnicas com potencial para novas ferramentas e o aperfeiçoamento de alguns aspectos do processo de ajuste de histórico formalizado por Maschio et al. (2015). Entretanto, uma diversidade de tópicos ainda merecem maior aprofundamento e desenvolvimento. Com isso, baseado no trabalho proposto, recomenda-se para trabalhos futuros:

- A aplicação da metodologia proposta em casos reais, que apresentam maiores complexidades de ajuste, para elencar as vantagens obtidas com a metodologia proposta, como também as etapas a serem aperfeiçoadas.
- A definição de um processo sistemático, que reduza a subjetividade, para a definição da porcentagem de tolerância de erro, como também do valor de constante a ser utilizada a série de dados nulos, para o desenvolvimento do diagnóstico baseado no AQNS.
- A aplicação da metodologia proposta incorporando outras fontes de dados como análise de teste e perfis de saturação para o condicionamento dos múltiplos modelos simulação.
- A aplicação do indicador AQNS para avaliar o tempo de irrupção de água, como também avaliar incertezas globais, como volume poroso, volume de óleo e outras.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, F. L. R. **Avaliação da Integração da Sísmica 4D (*Time-Lapse*) ao processo de Ajuste de Histórico: Estudo Comparativo**. Curso de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Pelotas, Trabalho de Conclusão de Curso, 2014a.

ALMEIDA, F. L. R.; DAVOLIO, A.; RISSO, V. F.; SCHIOZER, D. J. **Uso da Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico: Estudo de Caso.** Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro: 2014b

ALMEIDA, F. L. R.; DAVOLIO, A.; SCHIOZER, D. J. **A New Approach to Perform a Probabilistic and Multi-objective History Matching.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Amsterdam - Netherland: Society of Petroleum Engineers, 27 out. 2014c

AVANSI, G. D. **Ajuste de Histórico Integrado à Caracterização de Reservatórios de Petróleo e Sísmica 4D**. Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Tese de Doutorado, p. 246, 2014.

AZIZ; K.; SETTARI, A. **Petroleum Reservoir Simulation**. 1. ed. [s.l.] Kluwer Academic Publishers, 1979.

BECERRA, G. G. **Mitigação de Incertezas através da Integração com Ajuste de Histórico de Produção**. Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação de Mestrado, p. 192, 2007.

BERTHET, P.; BARRENS, L. M.; PRAT, D. P. **History Matching of Production Data and 4D Seismic Data on Girassol Field.** 70th EAGE Conference & Exhibition. Roma - Itália: 2008

BERTOLINI, A. C.; SCHIOZER, D. J. **Influence of the objective function in the history matching process.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 78, n. 1, p. 32–41, 2011.

CAERS, J. **Geostatistical History Matching Under Training-Image Based Geological Model Constraints.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2002.

CANCELLIERE, M.; VERGA, F.; VIBERTI, D. **Benefits and Limitations of Assisted History Matching.** Offshore Europe, September, p. 6–8, 2011.

CORREIA, G. G.; DAVOLIO, A.; SCHIOZER, D. J. **Multi-Scale Integration of 4D Seismic and Simulation Data to Improve Saturation Estimations.** SPE Europec/EAGE Annual Conference. Viena: 2016

DAVOLIO, A.; MASCHIO, C.; SCHIOZER, D. J. **Local History Matching Using 4D Seismic Data & Multiple Models Combination.** EAGE Annual Conference & Exhibition. Londres - Reino Unido: 2013

DERFOUL, R.; DA VEIGA, S; GOUT, C.; LE GUYADER, C.; TILLIER, E. **Image processing tools for better incorporation of 4D seismic data into reservoir models.** Journal of Computational and Applied Mathematics, v. 240, p. 111–122, 2013.

DUJARDIN, B. O.; MATRINGE, S. F.; COLLINS, J. **Practical Assisted History Matching and Probabilistic Forecasting Procedure : A West Africa Case Study.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA: 2011

MOURA FILHO, M. A. B. **Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção.** Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação de Mestrado, p. 150, 2006.

GERVAIS, V.; ROGGERO, F. **Integration of saturation data in a history matching process based on adaptive local parameterization.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 73, n. 1–2, p. 86–98, 2010.

GOSSELIN, O.; AANONSEN, S.I.; AAVATSMARK, I.; COMINELLI, A.; GONARD, R.; KOLASINSKI, M.; FERDINANDI, F.; KOVACIC, L.; NEYLON, K. **History Matching**

Using Time-lapse Seismic (HUTS). SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 4 abr. 2003

GRECCO, C. B. **Metodologia para Ajuste de Histórico de Produção em Campos de Petróleo Utilizando Dados de Saturação de Perfis Metodologia para Ajuste de Histórico de Produção em Campos de Petróleo Utilizando Dados de Saturação de Perfis.** Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação de Mestrado, p. 112, 2008.

HAJIZADEH, Y.; CHRISTIE, M.; DEMYANOV, V. **Towards Multiobjective History Matching Faster Convergence and Uncertainty Quantification.** SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas: 2011

IDA, M. **Incorporação Quantitativa de Dados de Sísmica 4D no Processo de Ajuste de Histórico.** Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, v. Mestrado, p. 181, 2009.

JOHNSTON, D. H. **Practical Application of Time-Lapse Seismic Data**, Society of Exploration Geophysicists, ISBN, 978-1-56080-307-2, 2013

KASHIB, T.; SRINIVASAN, S. **A probabilistic approach to integrating dynamic data in reservoir models.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 50, n. 3–4, p. 241–257, 2006.

MEZGHANI, M.; FORNEL, A.; LANGLAIS, V.; LUCET, N. N. **History Matching and Quantitative Use of 4D Seismic Data for an Improved Reservoir Characterization.** Annual Technical Conference and Exhibition. Houston: 2012

MACHADO, A. F. **Análise Quantitativa de Mapas de Pressão e Saturação no Processo de Ajuste de Histórico.** Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, v. Mestrado, p. 137, 2010.

MASCHIO, C.; DE CARVALHO, C. P. V.; SCHIOZER, D. J. **A new methodology to reduce uncertainties in reservoir simulation models using observed data and sampling techniques.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 72, n. 1-2, p. 110–119, 2010.

MASCHIO, C.; DAVOLIO A.; SCHIOZER, D. J.; Metodologia para Integração entre Ajuste de Histórico e Análise de Incertezas, relatório, v.2, 2015

MAUCEC, M.; SINGH, G. A; CARVAJAL, S.; MIRZADEH, S. P.; KNABE, R. L.; CHAMBERS, R. L.; SHI, G. **Engineering Workflow for Probabilistic Assisted History Matching and Production Forecasting : Application to a Middle East Carbonate Reservoir.** SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. Abu Dhabi, UAE: 2013

OLIVEIRA, R. M. **The Marlim Field: Incorporating 4D Seismic in Reservoir-Management Decisions.** Journal of Petroleum Technology, v. 60, n. 4, p. 52–53,107–110, 2008.

RISSO, V. F.; SCHIOZER, D. J. **Ajuste de Modelos Numéricos de Campos de Petróleo Combinando Dados de Produção com Sísmica 4D.** Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro: 2006

SCHIOZER, D. J.; SANTOS, A. A. S.; DRUMOND, P. S.; **Integrated Model Based Decision Analysis in Twelve Steps Applied to Petroleum Fields Development and Management.** SPE EUROPEC, 1 - 4 de Junho, Madri, Espanha, 2015

SCHIOZER, D. J.; AVANSI, G. D.; SANTOS, A. A. S. **A New Methodology for Risk Quantification Combining Geostatistical Realizations and Discretized Latin Hypercube.** Journal of Petroleum Science Engineering, submitted to publication., 2016.

SILVA, L. D. S. **Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção Integração de Análise de Incertezas e Ajuste de Histórico de Produção.** Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação de Mestrado, p. 167, 2011.

SILVA, F. M.; DAVOLIO A., SCHIOZER, D. J. **A Systematic Approach to Uncertainty Reduction with a Probabilistic and Multi-Objective History Matching.** EUROPEC 2015. Madri: 2015

TOLEDO, L. N.; POLI, R. E. B.; MARTINI, D. B.; FORMENTIN, E. N.; ALMEIDA, B. R. **Metodologia Integrada Para Ajuste de Modelos de Fluxo a Teste de Produção.** Rio Oil & Gas Expo and Conference. Rio de Janeiro: 2014

TOLSTUKHIN, E.; LYNGNES, B.; SUDAN, H. H. **Ekofisk 4D Seismic - Seismic History Matching Workflow.** SPE Europec/EAGE Annual Conference, n. Junho, p. 4–7, 2012.

VASCONCELOS, D. D. S. **Mitigação de Incertezas através da Integração com Ajuste de Histórico de Produção e Técnicas de Amostragem.** Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação de Mestrado, p. 192, 2007.

APÊNDICE A – NÚMERO DE MODELOS

A definição do número de modelos a serem avaliados a cada iteração foi realizada baseado em dois fatores: Tempo computacional; e amostragem adequada das incertezas.

A.1 Tempo Computacional

O tempo necessário para a simulação de um modelo numérico é função de um grande número de fatores, como: tamanho da malha, quantidade de poços, tempo de produção a ser avaliado, entre outros.

Como descrito no Capítulo 4, o processo de ajuste aqui apresentado se desenvolve em modelos de simulação que apresentam 90 mil blocos ativos, 19 poços e um período de avaliação de 5 anos (1800). Nestas condições, utilizando um processador, o simulador numérico IMEX® necessitou em média 300 segundos para simular o modelo de simulação e gravar os dados solicitados.

Dentro do contexto de tempo computacional, também se destaca a estrutura fornecida pelo grupo UNISIM. O grupo UNISIM possui um cluster dedicado à simulação numérica, composto por uma gama de processadores de alta capacidade computacional, que permite a simulação de múltiplos modelos simultaneamente, reduzindo o tempo computacional necessário para a simulação de um grande número de modelos.

No caso em específico, baseado nas características do modelo de simulação era possível simular 100 modelos simultaneamente, em menos de 30 minutos.

A.2 Amostragem adequada das incertezas

O segundo ponto avaliado para a definição dos números de modelos de simulação foi à quantidade necessária de modelos para a correta amostragem das incertezas.

Como descrito no Capítulo 3, à metodologia propõem a utilização da técnica HLDG proposta por Schiozer et al. (2016) para a combinação das incertezas. A escolha por esta técnica se dá, em grande parte, pelo fato de a mesma se apresentar como uma técnica que necessita de uma quantidade reduzida de combinações para representar adequadamente as incertezas.

A quantidade de combinações necessárias foi avaliada por Schiozer et al. (2016) no âmbito de análise de incertezas, e os resultados indicaram que em um caso sintético com 10 atributos incertos, o número de 100 modelos foi o suficiente para amostrar adequadamente as incertezas. Neste sentido, o trabalho aqui proposto avaliou se o mesmo número observado para a análise de incertezas se apresentava adequada para o processo de ajuste.

Para isso, utilizando o modelo Beta e as 12 incertezas iniciais do *benchmark* (Tabela 4.4), foram inicialmente gerados 7 grupos, cada um composto por uma quantidade diferente de modelos, como apresentado na Tabela A.1. Baseados nas mesmas condições de contorno, cada grupo teve seus modelos simulados e os desvios de cada modelo de cada grupo foi mensurado através de 60 múltiplas funções-objetivos (mesmas condições de aplicação da Fase I).

Tabela A.1 – Grupos Avaliados

Grupo	Quantidade de Modelos
Grupo 1	10 Modelos
Grupo 2	50 Modelos
Grupo 3	100 Modelos
Grupo 4	200 Modelos
Grupo 5	300 Modelos
Grupo 6	400 Modelos
Grupo 7	500 Modelos

A forma escolhida para avaliar a estabilidade da amostragem foi gerar uma curva cumulativa que avalia a quantidade de modelos filtrados pela quantidade de funções-objetivos fora da faixa aceite Excelente. O resultado da curva cumulativa de cada grupo é apresentado na Figura A.1.

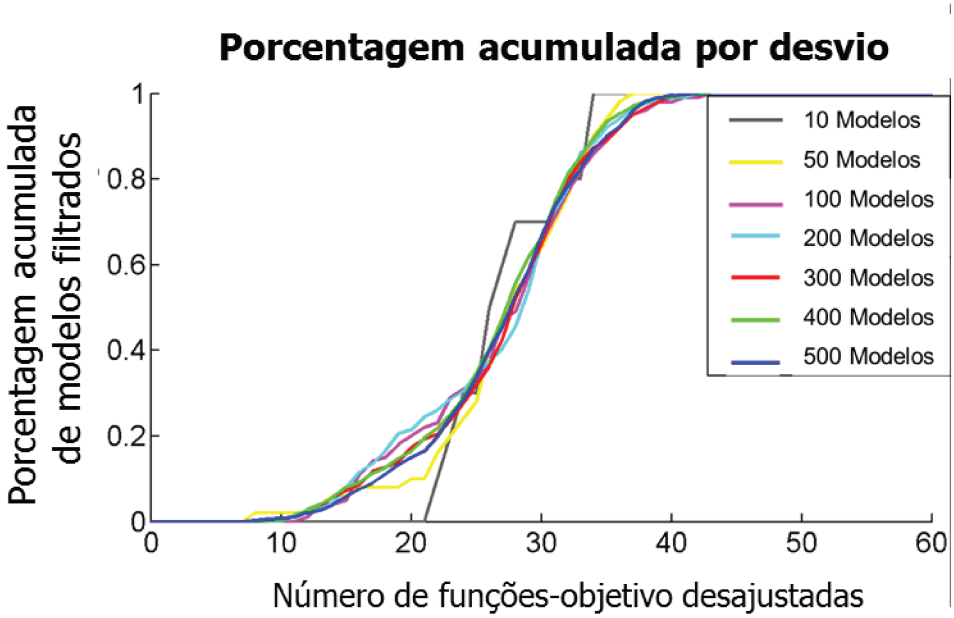


Figura A.1 – Curva cumulativa do número de funções-objetivo desajustadas por poço.

Observa-se que a partir do grupo composto por 100 modelos, todos os grupos apresentam curvas cumulativas similares, indicando uma estabilidade na amostragem das incertezas. Com isso observou-se, que a quantidade de combinações necessárias (geração de modelos) para representar adequadamente as incertezas, para o modelo Beta, é idêntica ao indicado por Schiozer et al. 2016.

A.3 Definição da quantidade de modelos

Unindo os resultados obtidos em ambas as avaliações, que indicaram que o modelo de simulação necessita um baixo tempo computacional para ser simulado, como também uma amostragem adequada das incertezas a partir de 100 combinações através da técnica HLDG.

Como o modelo de simulação era muito rápido e para garantia dos resultados, foi usado um numero maior de modelos, 500, a cada iteração. Outro motivo para esta escolha foi à necessidade ter um número grande de modelos filtrados (20% segundo a metodologia apresentada), o que representa, neste caso, 100 “Melhores Modelos” para a atualização das incertezas. Futuros testes variando o número de modelos escolhidos são necessários para verificar a influência desta escolha no processo.

APÊNDICE B – DEFINIÇÃO DA CONSTANTE A SER UTILIZADA PARA O CÁLCULO DE AQNS

Na formulação do AQNS a constante (*C*) é inserida no cálculo por dois fatores. Um ligado a avaliação de desvios muito pequenos e a outra ligada a evitar a divisão por zero. Porém, a definição de seu valor dever ser realizada cautelosamente, com o intuito de não introduzir um artifício ao processo. No trabalho aqui apresentado, a definição da constante a ser adota para o cálculo do indicador AQNS, foi realizada através de uma avaliação global do reservatório Beta.

Avaliando o histórico de produção do reservatório Beta, observou-se, que apenas 4 dos 11 poços produtores da estratégia de explotação apresentavam produção de água no período de histórico. Dos poços que apresentavam produção de água, a vazão máxima de produção no período de histórico foi de 750 m³/dia do poço produtor 10.

Com isso, geraram-se gráficos do histórico em relação às porcentagens de desvio aceitável (10% no caso de Qw) somados com diferentes constantes (10, 25, 50, 75, 100 m³/dia), com o objetivo de observar graficamente a dispersão, como no caso exemplificativo para o PROD 10 (Figura B.1).

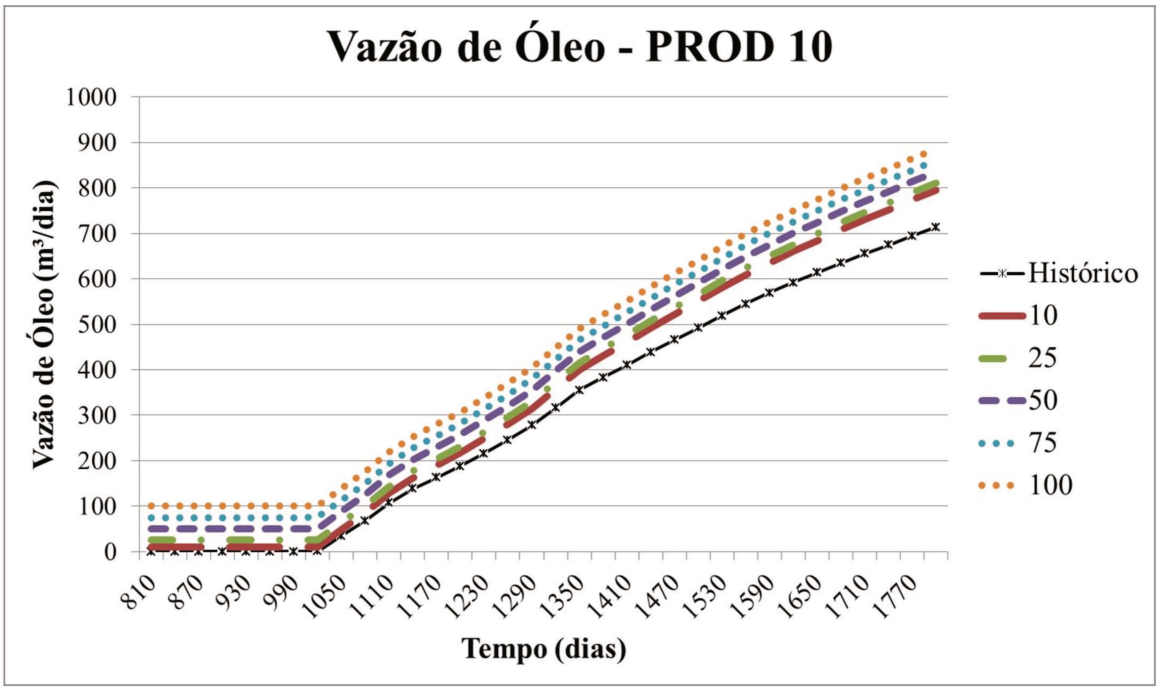


Figura B.1 – Gráfico de vazão de água (Qw) do histórico em relação às constantes testadas.

Posteriormente, baseado nos modelos do Diagnóstico Inicial, calculou-se o AQNS utilizando os diferentes valores de *C* (Figura B.2). Com isso, observou-se que a constante possui impacto no cálculo de AQNS.

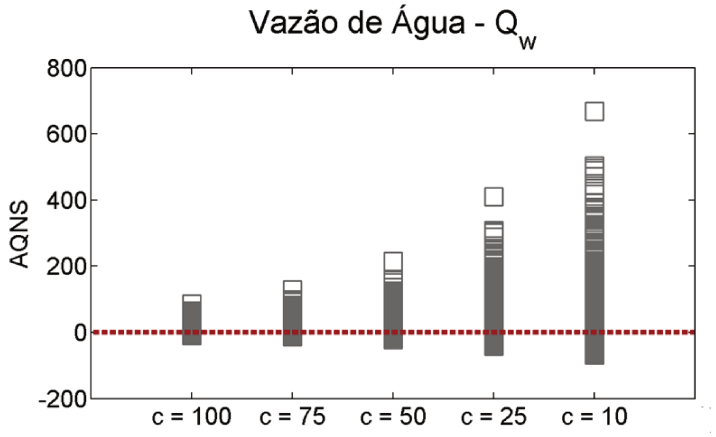


Figura B.2 – AQNS de Qw do Prod 10 para diferentes valores de *C* utilizando os modelos do Diagnóstico Inicial

Cruzando os gráficos definiu-se como valor de constante 25 m³/dia. Pela mesma permitir avaliar modelos com desvios pequenos antes do período de *breakthrough* e também por não se apresentar como um artificio no período de produção. Contudo, indica-se que estudos mais aprofundados são necessários para avaliar adequadamente a influência das constantes no cálculo de AQNS.

APÊNDICE C – GRÁFICOS DE AQNS

Foram desenvolvidas ao longo do processo 22 iterações. Em todas elas foram mensurados os desvios em relação ao histórico de produção (poço e sísmica 4D) através do indicador AQNS. O presente apêndice expõe detalhadamente os gráficos de AQNS de cada uma das iterações.

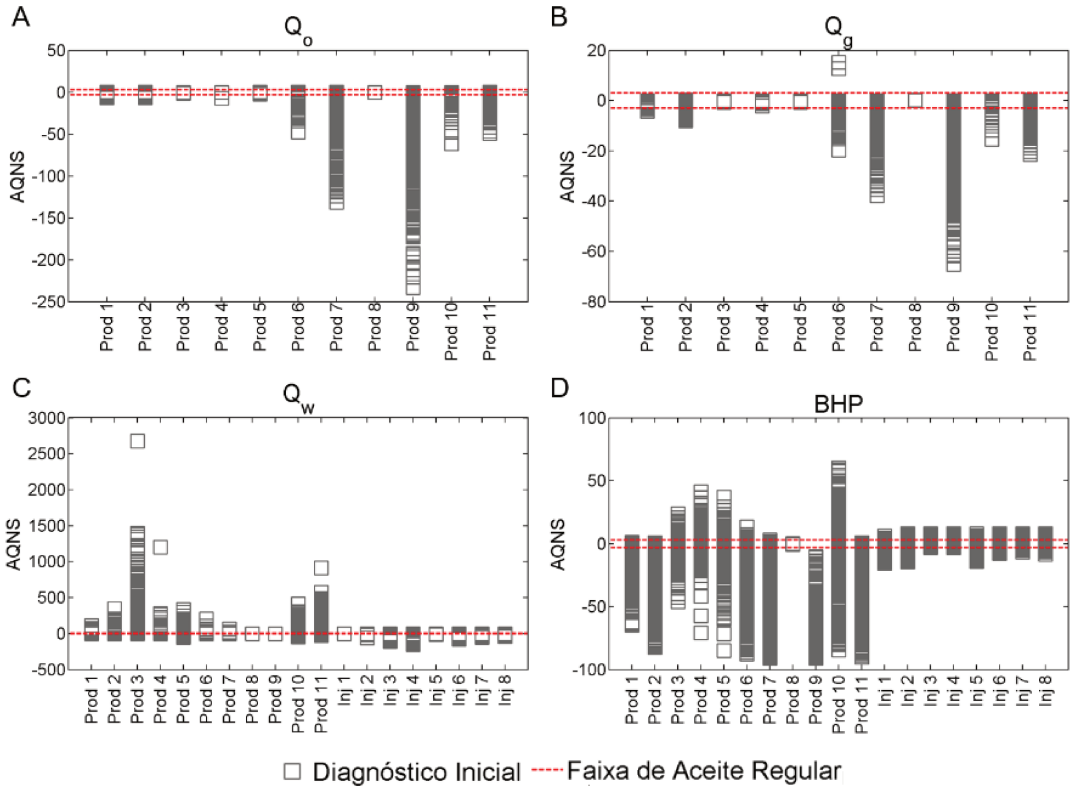


Figura C.2- AQNS Diagnóstico Inicial - (A) Vazão de Óleo (B) Vazão de Gás (C) Vazão de Água (D) Pressão de Fundo de Poço.

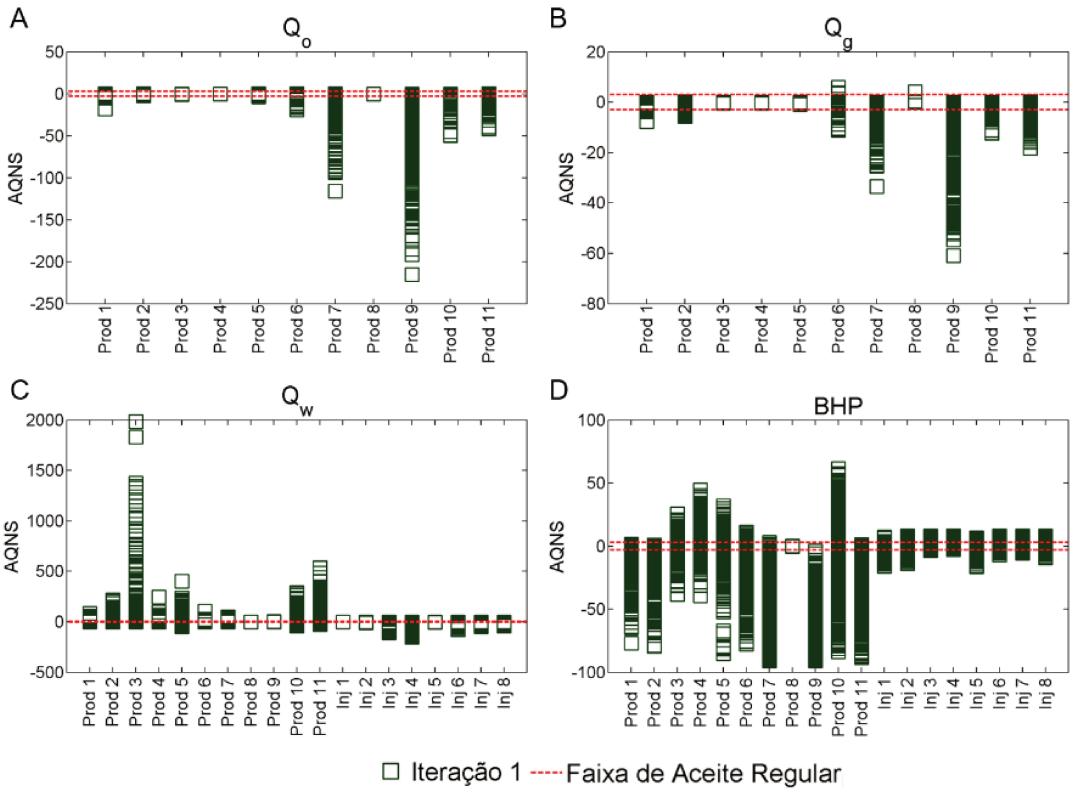


Figura C.3 - AQNS Iteração 1 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

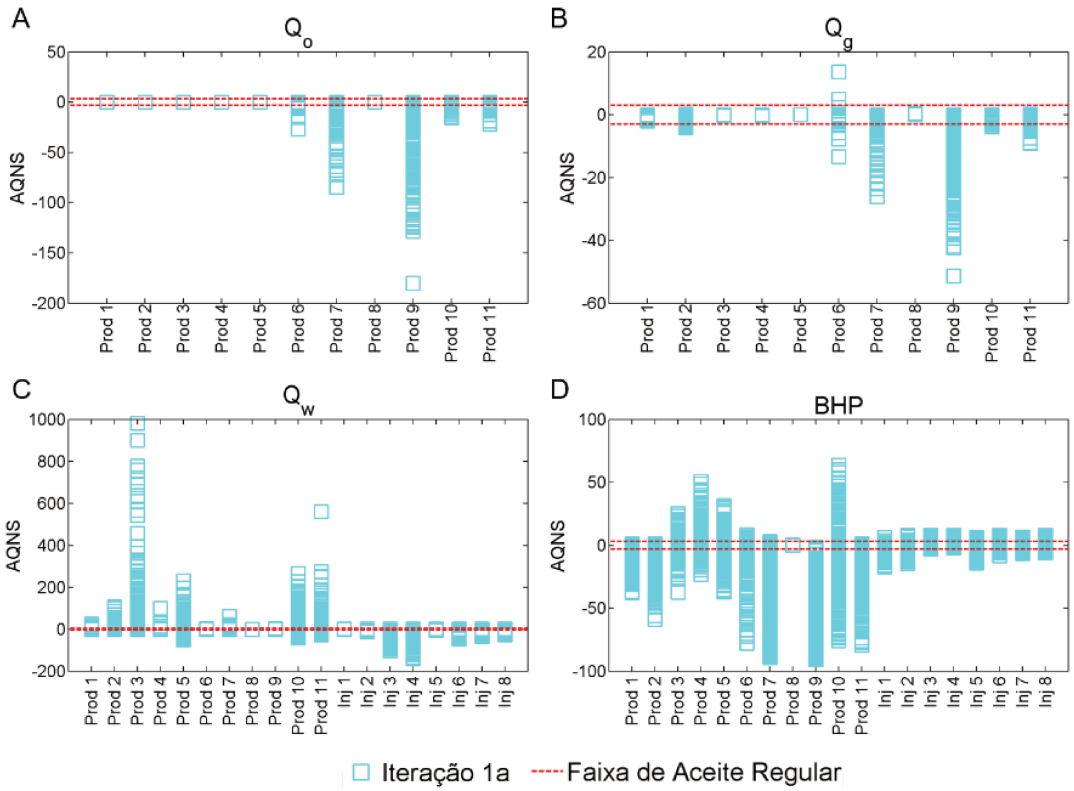


Figura C.4- AQNS Iteração 1a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

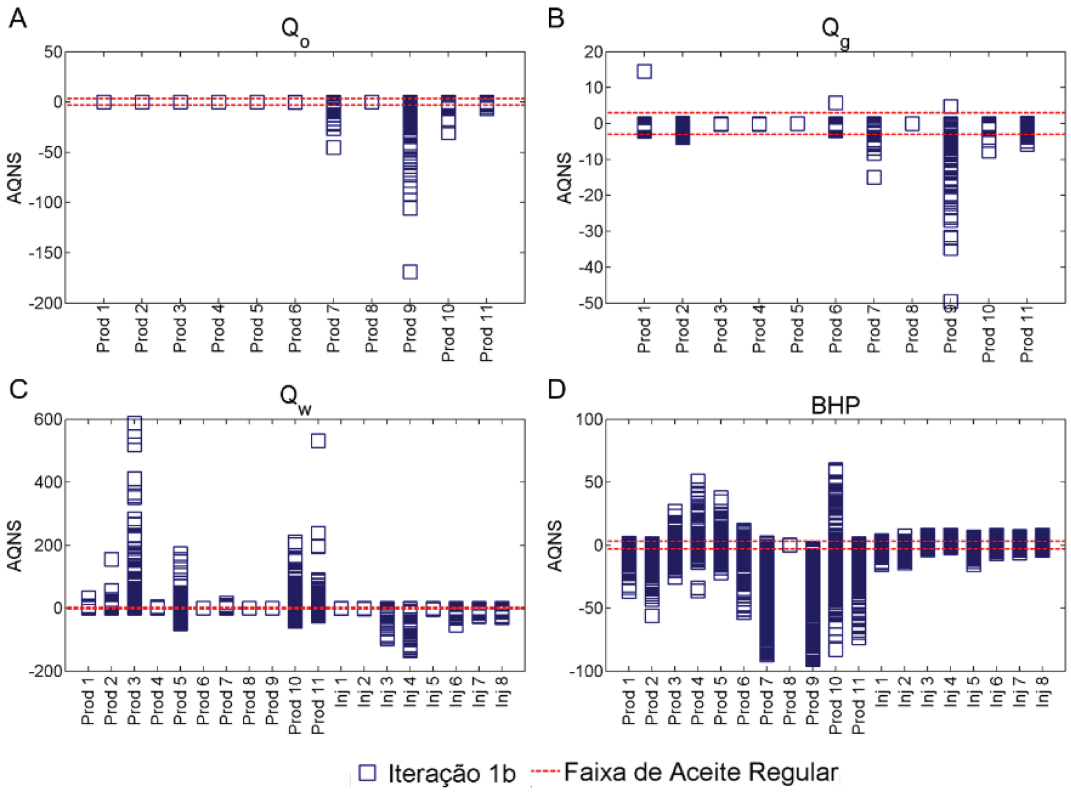


Figura C.5 - AQNS Iteração 1b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

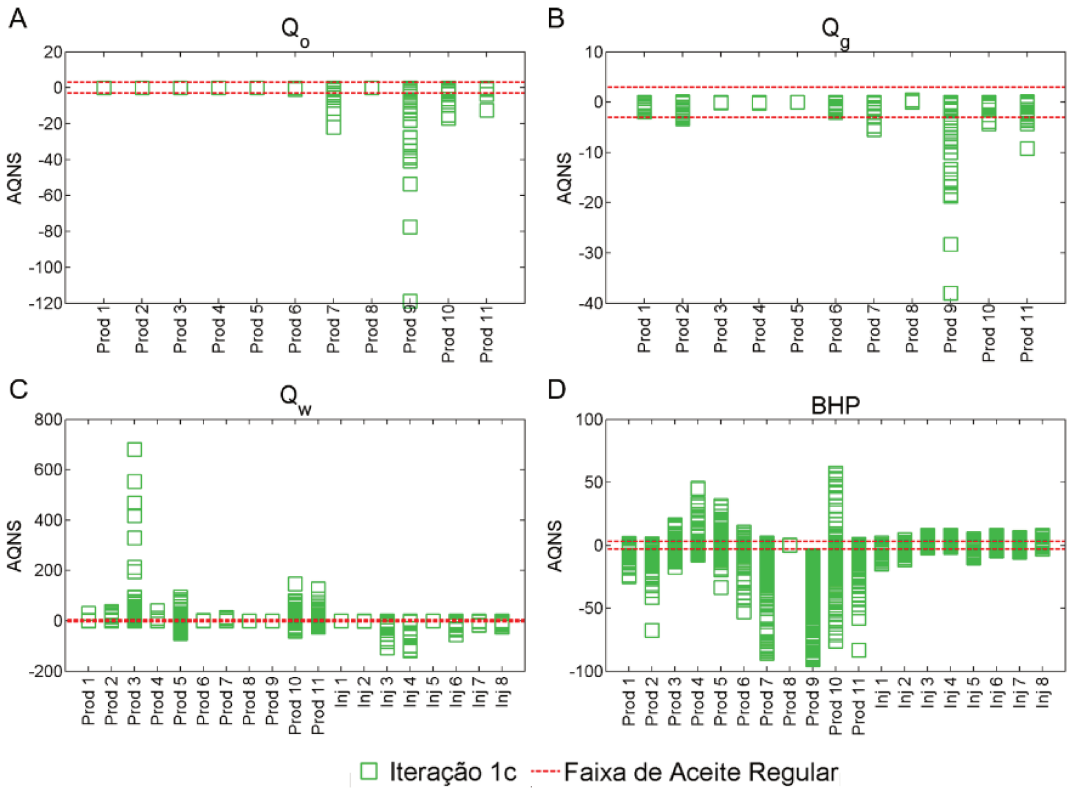


Figura C.6- AQNS Iteração 1c - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

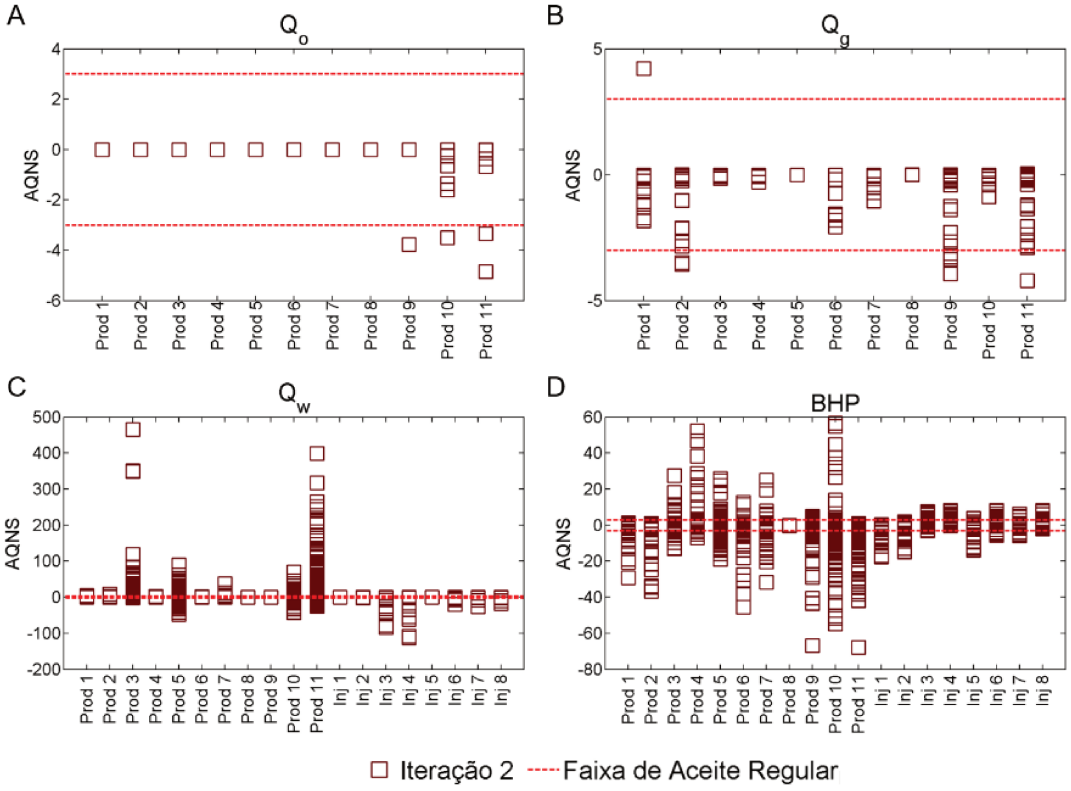


Figura C.7 - AQNS Iteração 2 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

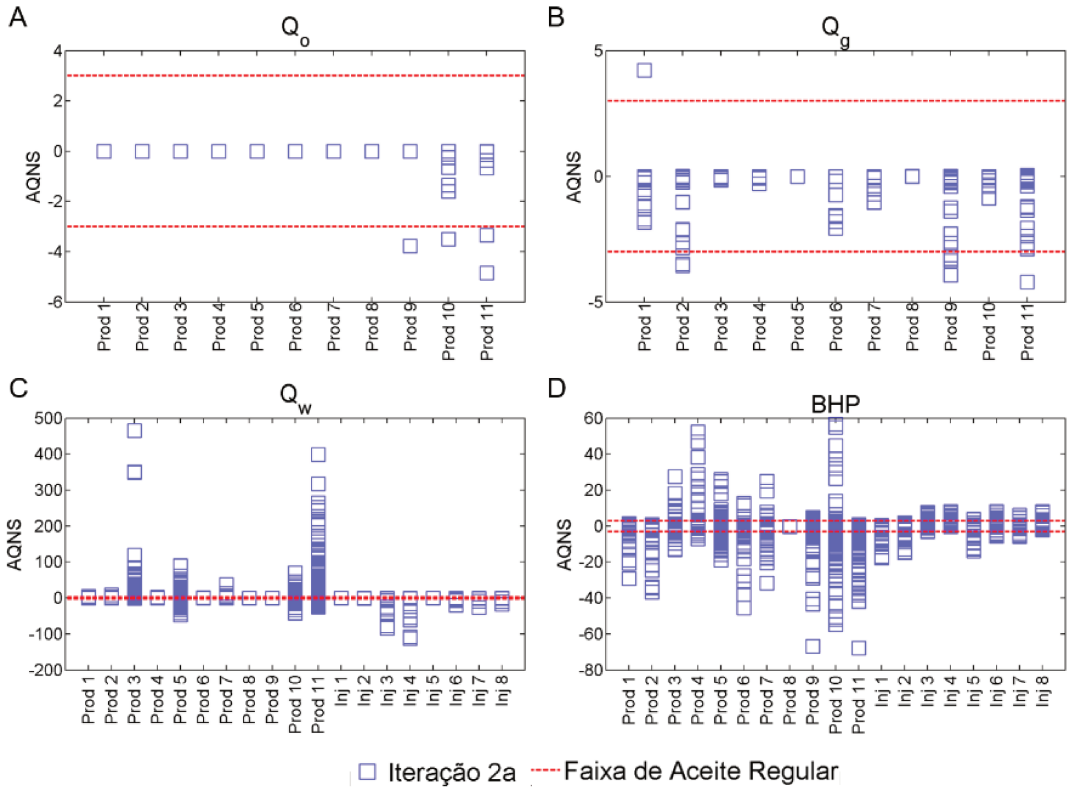


Figura C.8 - AQNS Iteração 2a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

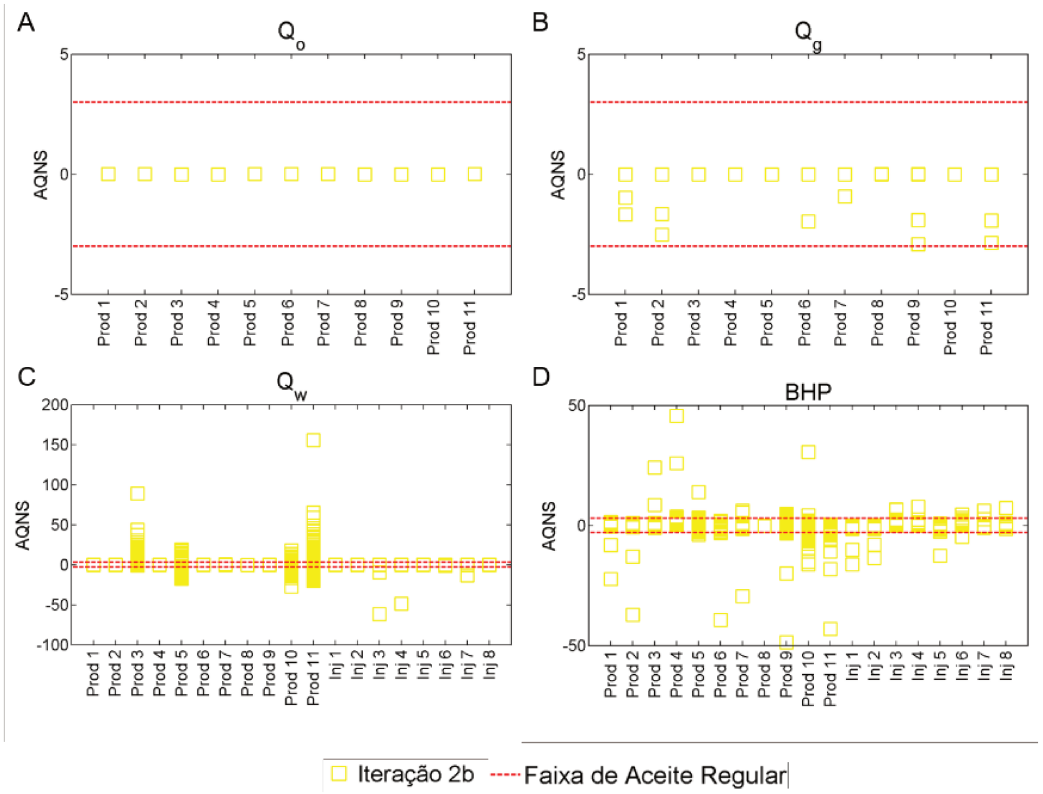


Figura C.9 - AQNS Iteração 2b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço.

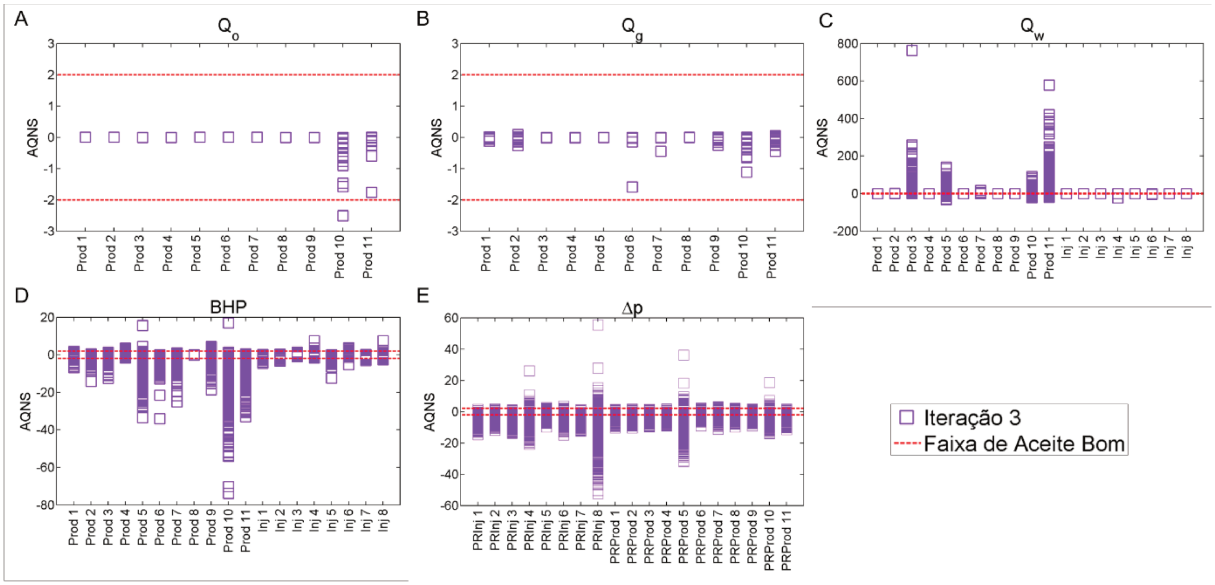


Figura C.10- AQNS Iteração 3 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

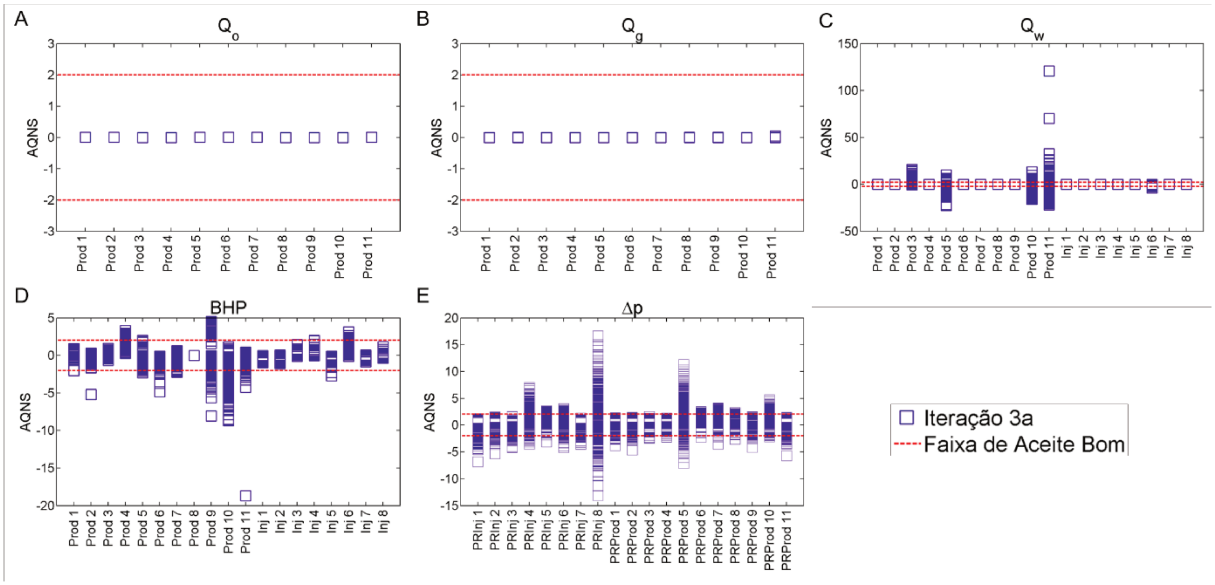


Figura C.11 - AQNS Iteração 3a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

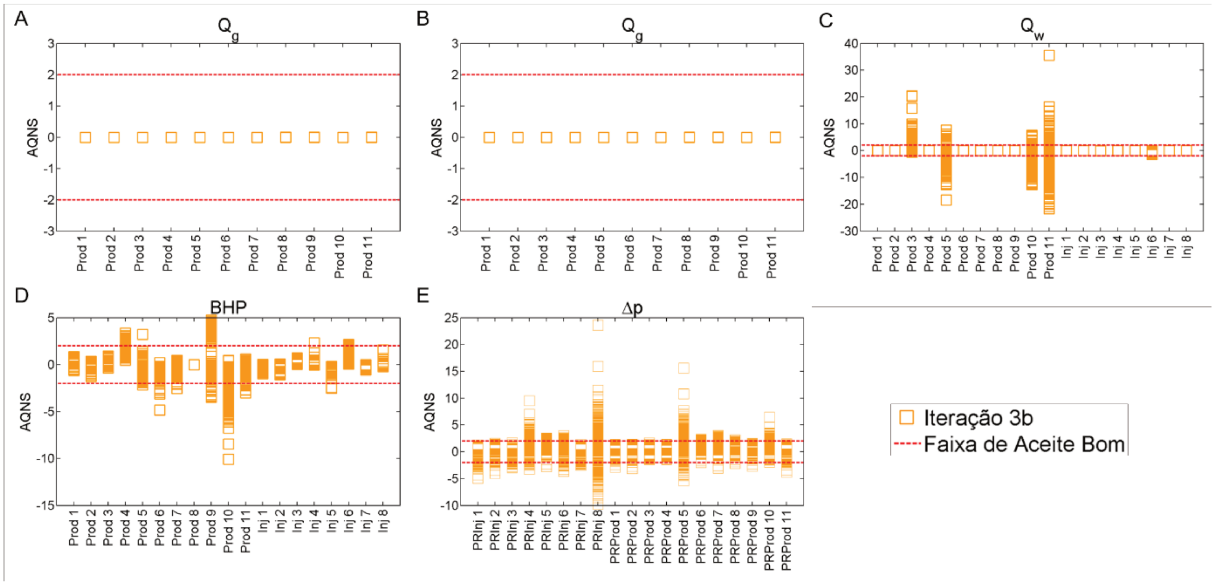


Figura C.12 - AQNS Iteração 3b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

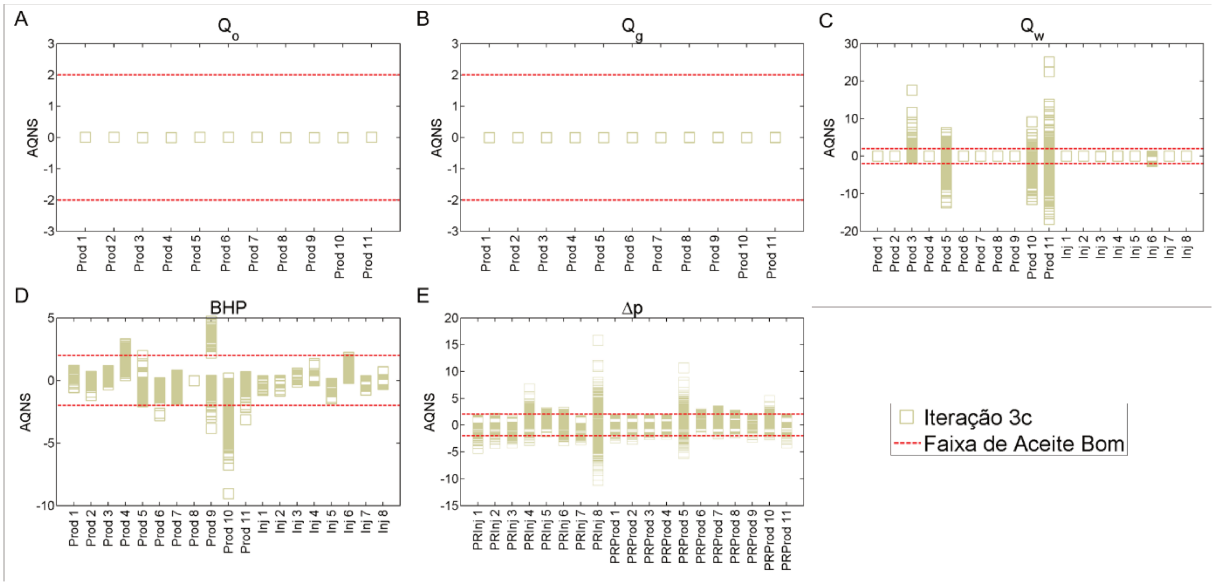


Figura C.13 - AQNS Iteração 3c - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

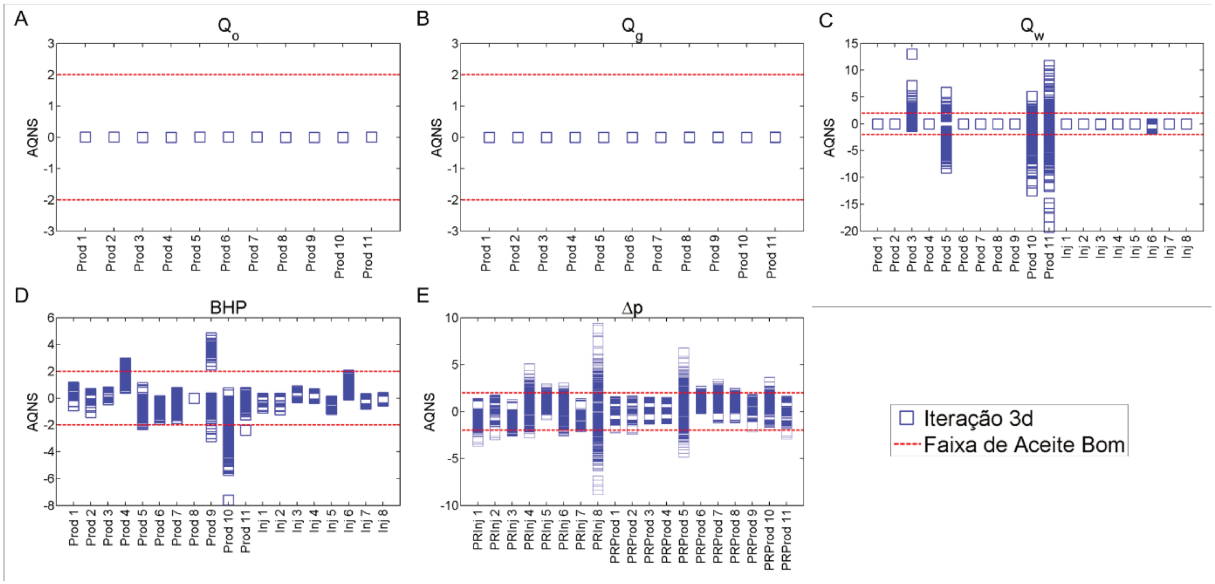


Figura C.14 - AQNS Iteração 3d - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

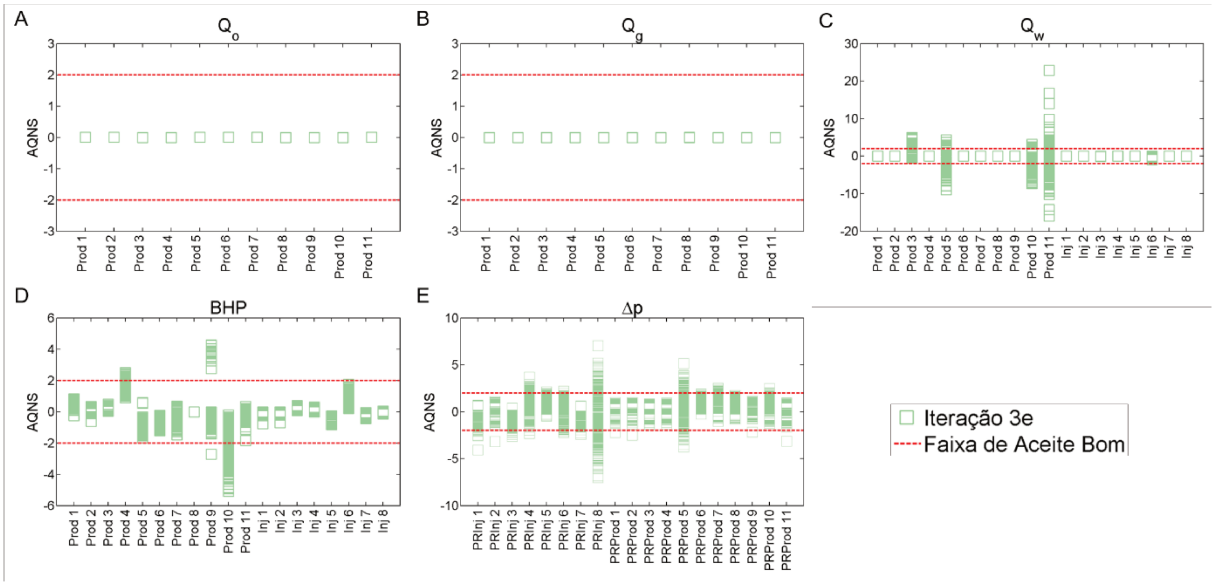


Figura C.15- AQNS Iteração 3e - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

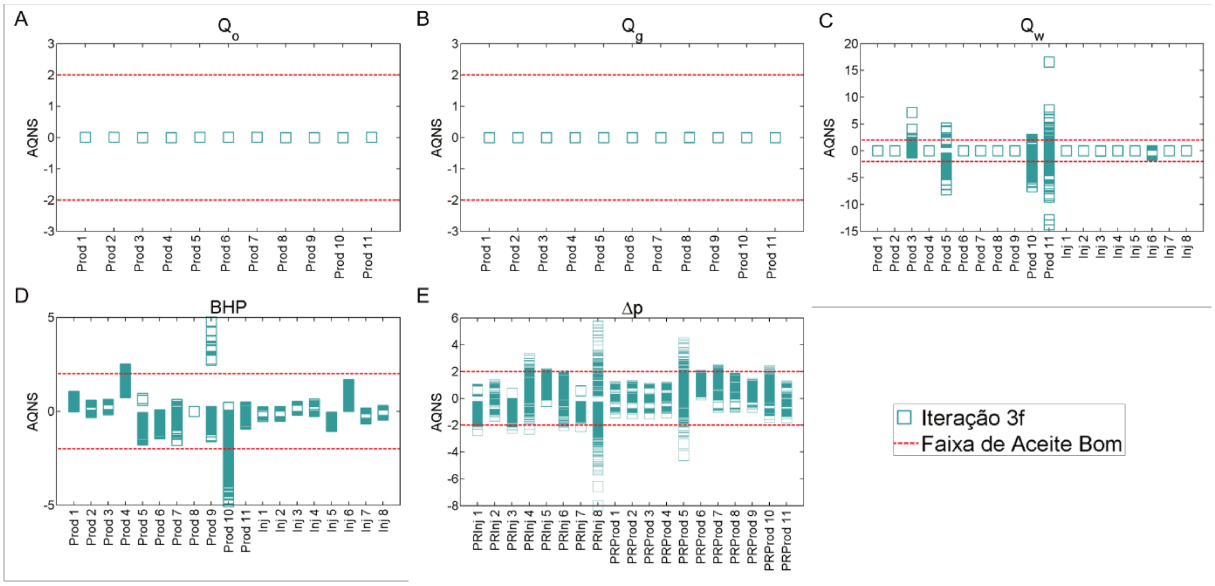


Figura C.16- AQNS Iteração 3f - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão.

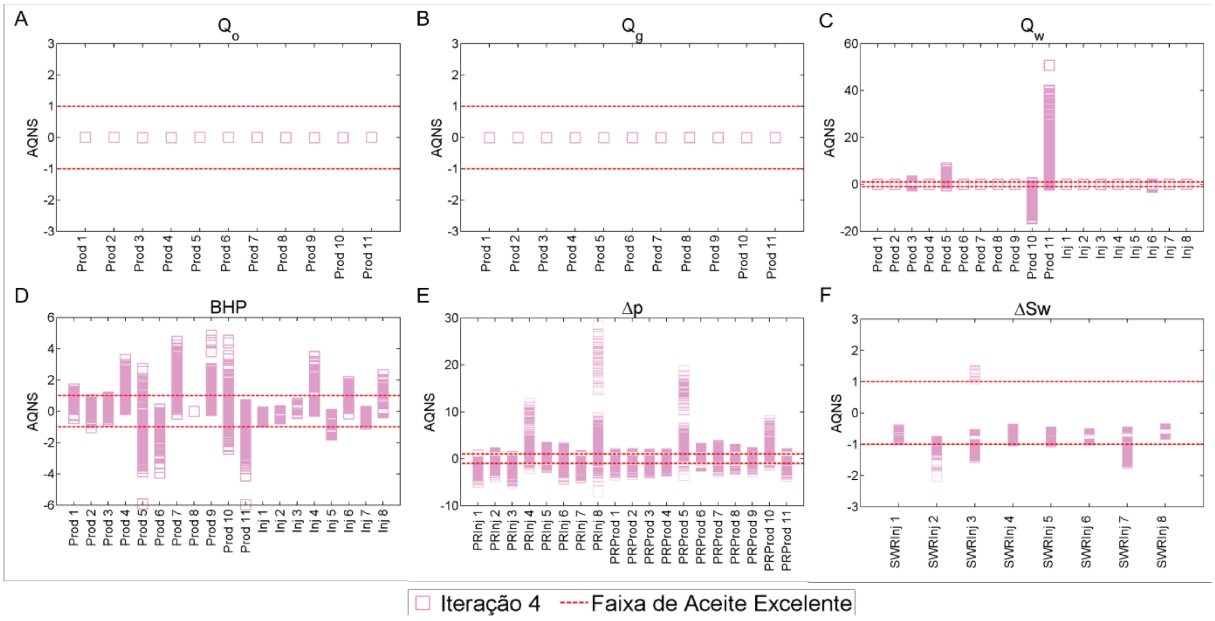


Figura C.17 - AQNS Iteração 4 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

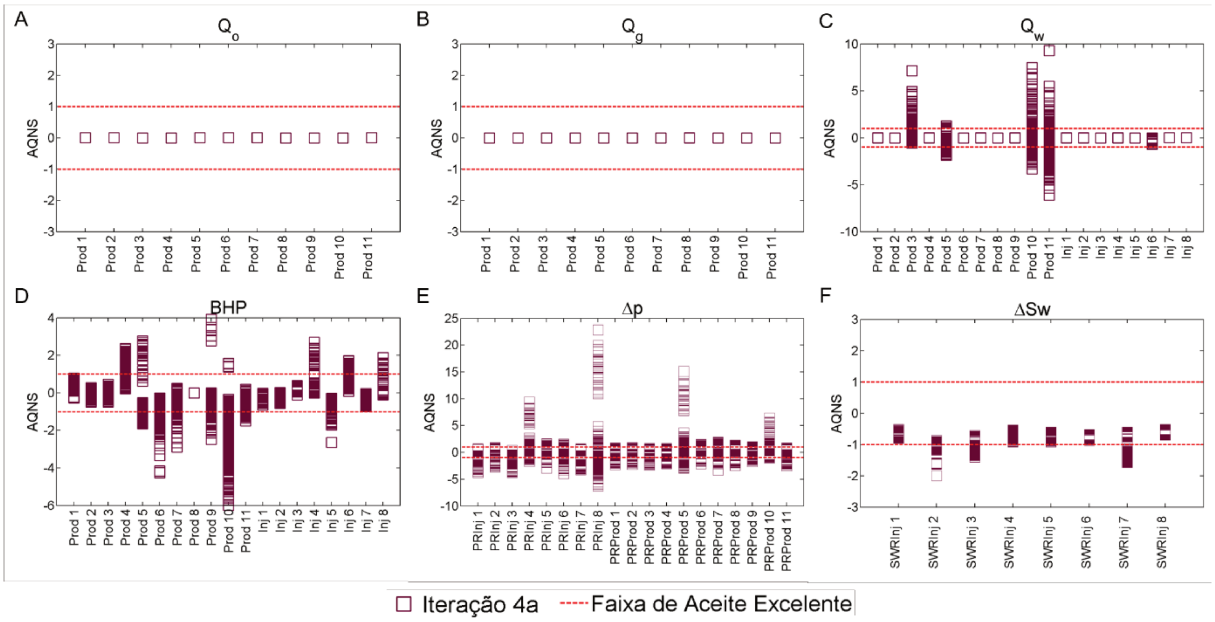


Figura C.18 - AQNS Iteração 4a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

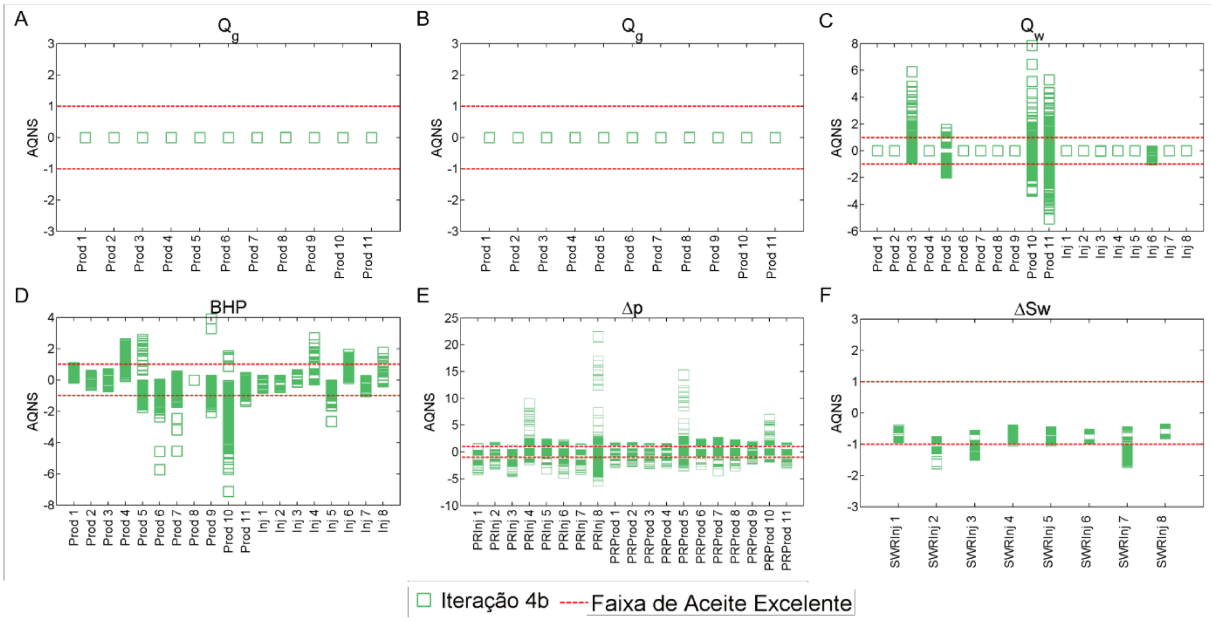


Figura C.19 - AQNS Iteração 4b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

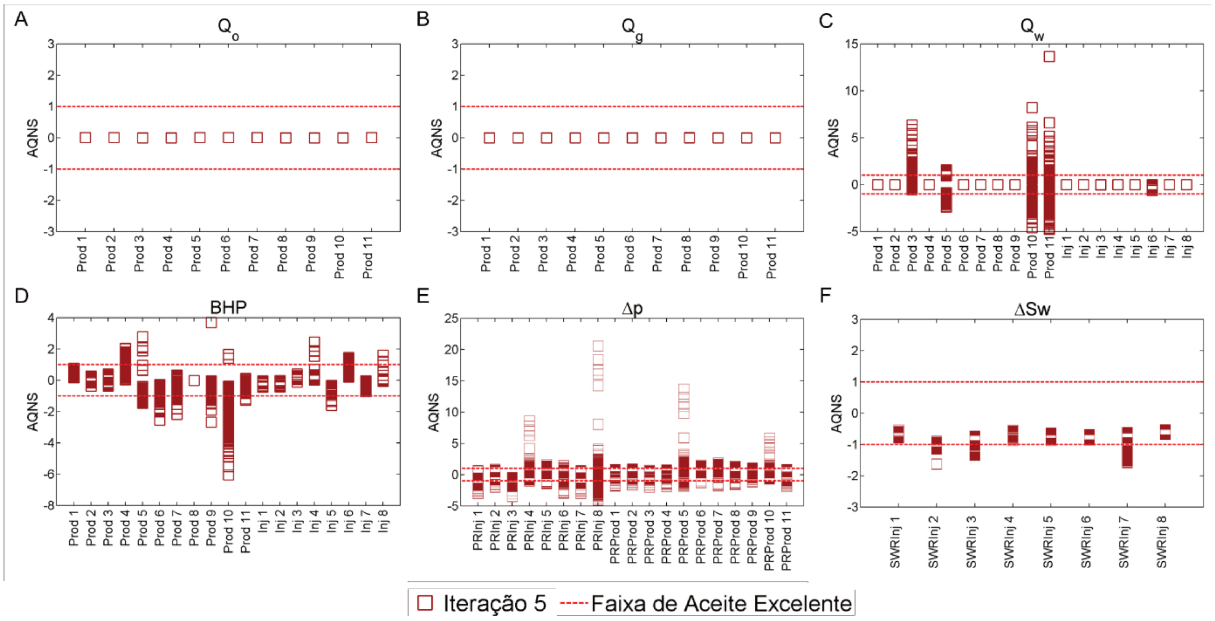


Figura C.20 - AQNS Iteração 5 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

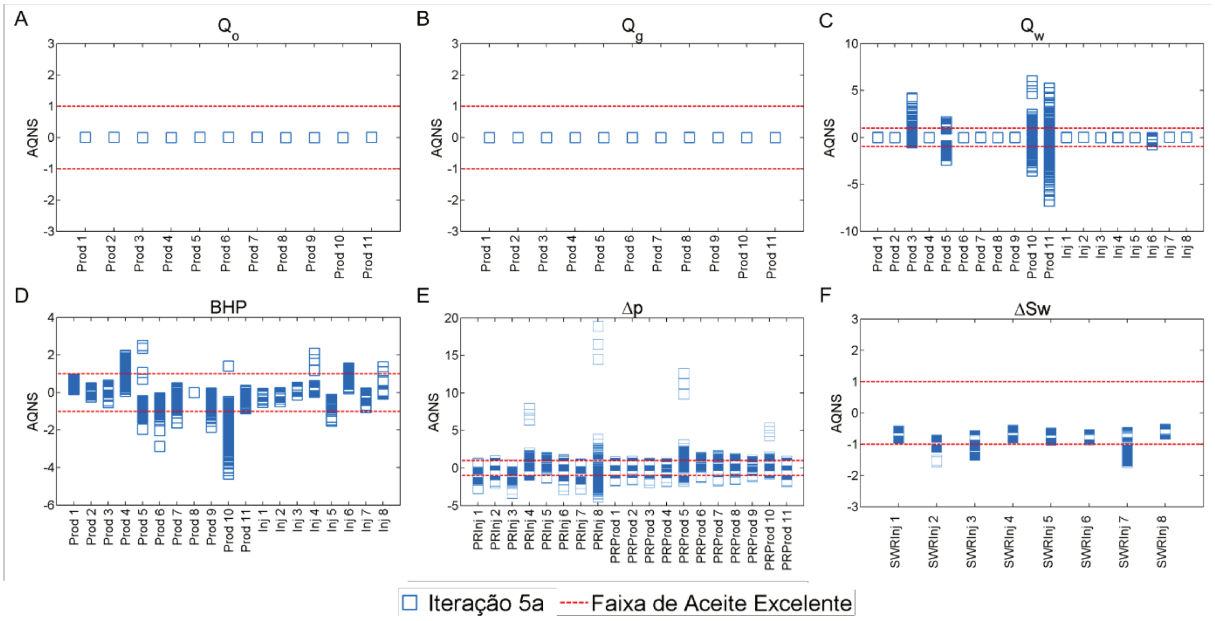


Figura C.21 - AQNS Iteração 5a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

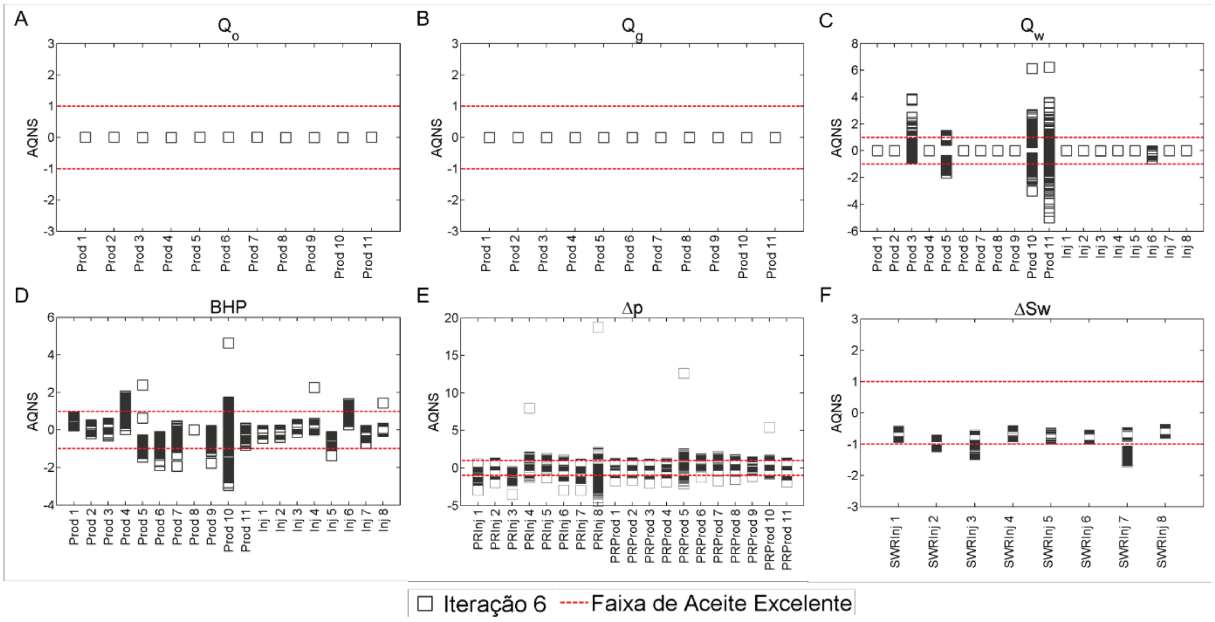


Figura C.22 - AQNS Iteração 6 - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

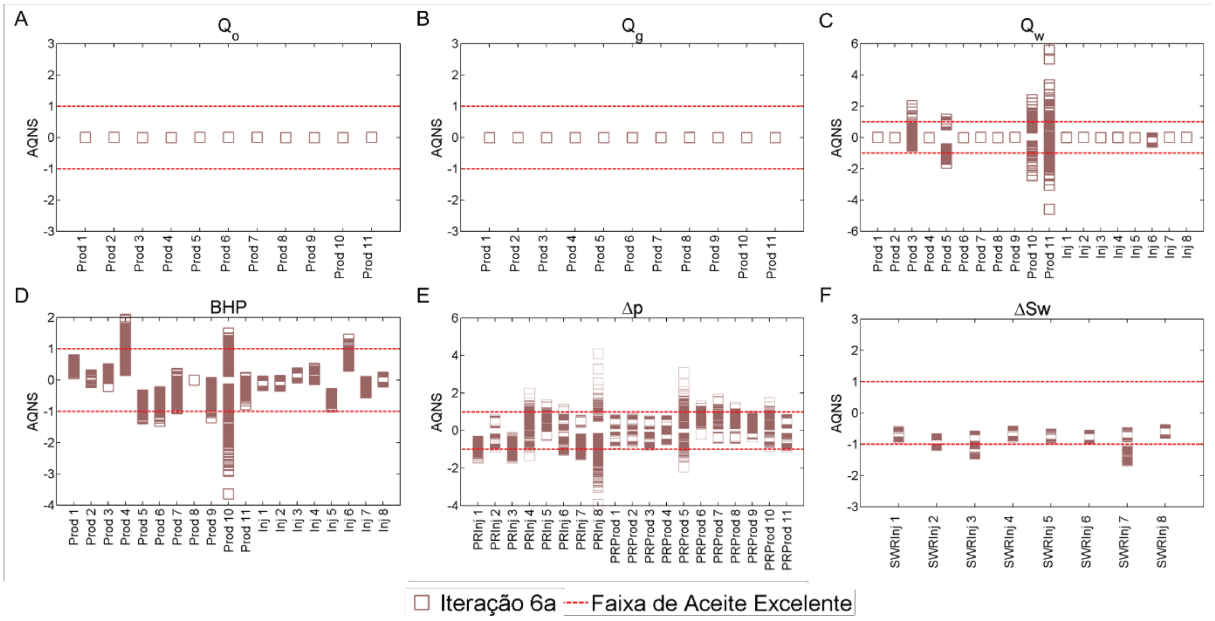


Figura C.23 - AQNS Iteração 6a - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

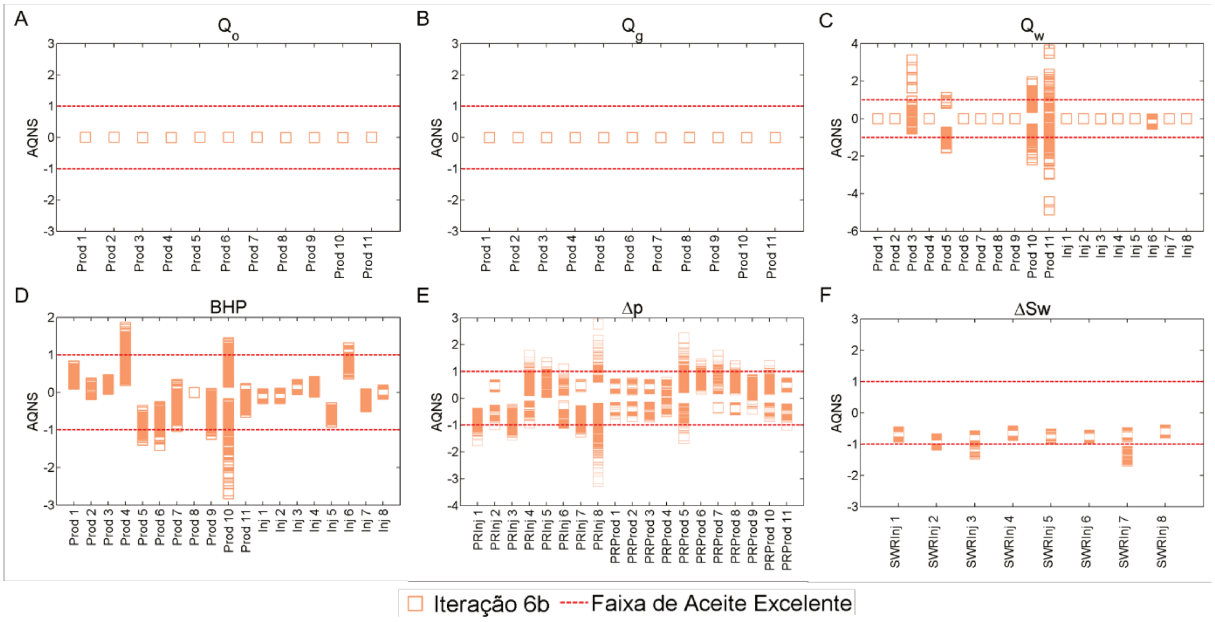


Figura C.24- AQNS Iteração 6b - (A) Vazão de óleo (B) Vazão de gás (C) Vazão de água (D) Pressão de fundo de poço (E) Variação de pressão (F) Variação de saturação de água.

.

APÊNDICE D – DEFINIÇÃO DOS NOVOS ATRIBUTOS INCERTOS

Uma dos passos do processo de ajuste que não pode ser automatizado é a definição das novas incertezas a serem incluídas na nova parametrização a ser adotada no processo de ajuste. A definição de uma nova incerteza está diretamente ligada ao conhecimento e experiência do profissional responsável pela aplicação do processo de ajuste.

No presente trabalho a definição dos novos atributos incertos a serem incluídos na nova parametrização de ajuste, como os apresentados na Tabela 5.1, foi realizada através da avaliação das linhas de fluxo de água observadas em um conjunto de modelos.

O modelo Beta não possui influência direta de um aquífero, portanto, a produção de água observada é oriunda da injeção de água dos poços injetores. Também se destaca que o reservatório Beta pode ser regionalizado através das falhas estruturais que cortam o reservatório (Figura 4.1), tornando possível estimar uma relação produtor-injetor para os poços do reservatório Beta.

Para ilustrar o processo de definição do novo atributo incerto, apresenta-se, como exemplo, o processo desenvolvido para a definição do atributo incerto RProd10 (Tabela 5.1).

Através da Figura 5.8 foi possível observar, que a iteração 1c apresentava uma função-objetivo limitante ligada ao poço produtor 10. Com uma avaliação detalhada dos desvios, observou-se que a mesma estava ligada a vazão de água (Figura 5.9). Assim, procurou-se estimar qual poço injetor poderia ser responsável pela água produzida pelo produtor 10, estimando que o mesmo se tratava do poço injetor 4 (Figura D.1).

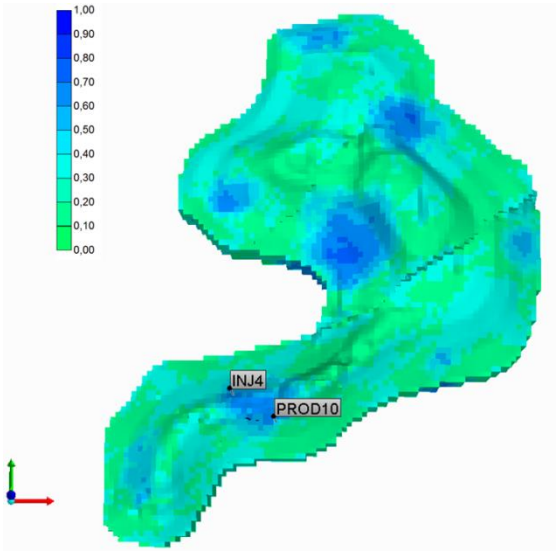


Figura D.1 – Relação par produtor-injetor

Identificado o possível par injetor-produtor, observou-se o caminho percorrido de água do injetor 4 até o produtor 10, em cinco cenários diferentes. Foi verificado que água percorria as nove camadas do reservatório (Figura D.2), iniciando pelas camadas mais basais onde o poço injetor está completado, até as camadas mais superiores, onde o poço produtor 10 está completado.

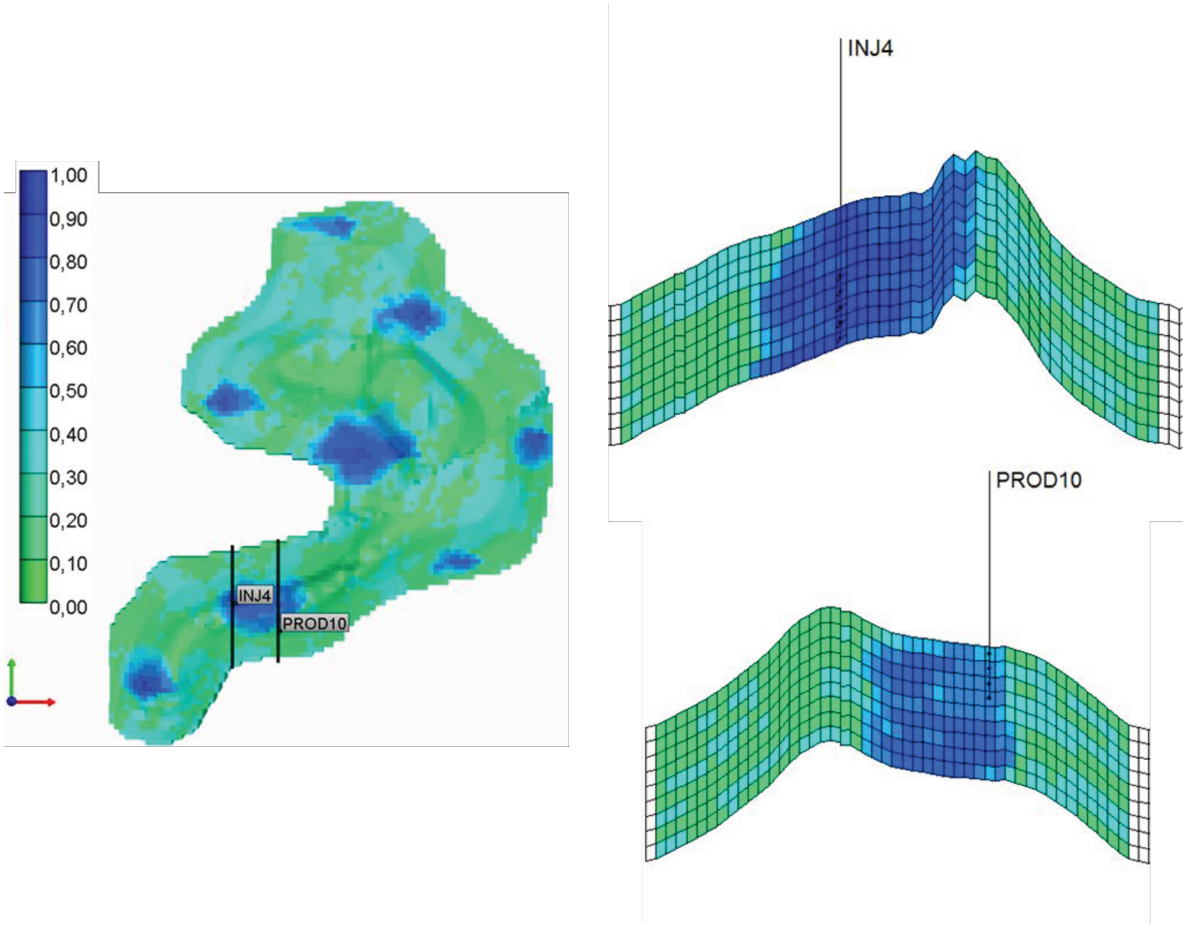


Figura D.2 – Variação de saturação do par injetor 4 – produtor 10

Observado que o desvio de Qw do produtor 10 se dava, na maioria dos cenários, a uma alta produção de água (Figura 5.7), buscou-se reduzir a razão de mobilidade da água na região de relação produtor-injetor através do uso de multiplicador de permeabilidade horizontal. Por se tratar de um processo probabilístico, definiu-se 5 níveis de incerteza, representado por uma sequência de 5 multiplicadores diferentes (Tabela 5.1), o qual apresentou resultados positivos na iteração subsequente (Iteração 2).

APÊNDICE E – GRÁFICOS DE PREVISÃO DE PRODUÇÃO DOS MODELOS FILTRADOS

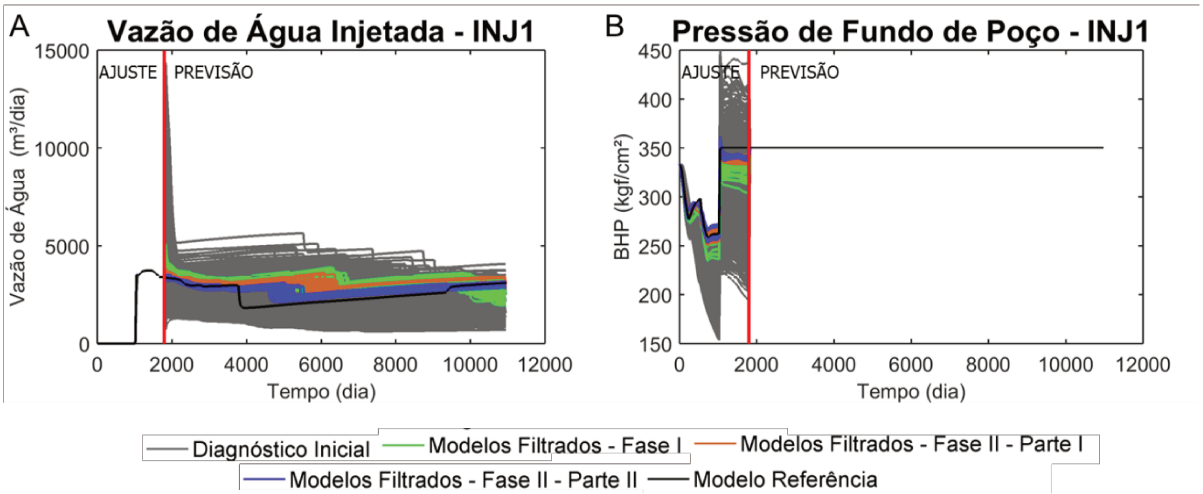


Figura E.1– Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 1 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 1.

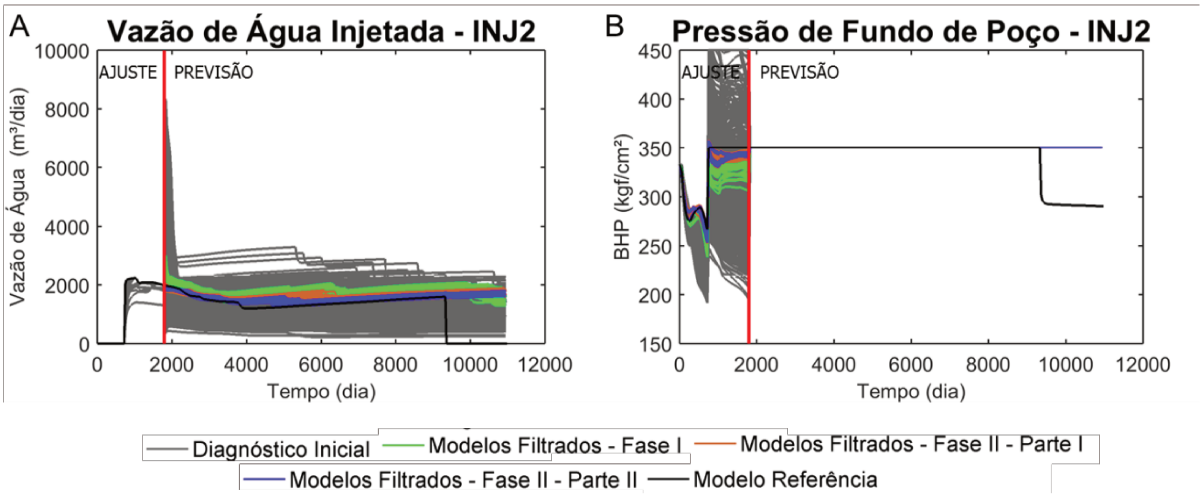


Figura E.2 – Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 2 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 2.

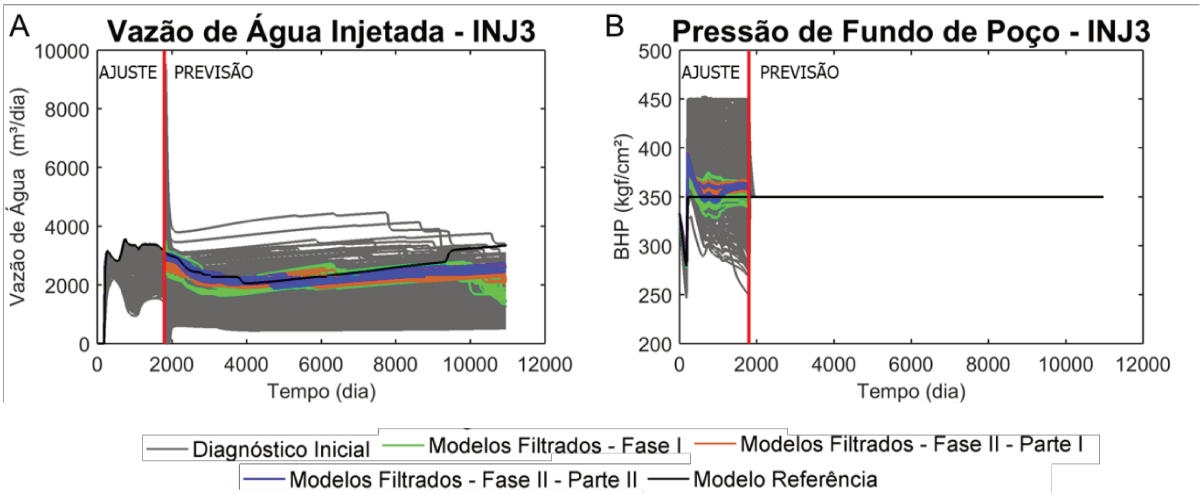


Figura E.3– Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 3 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 3.

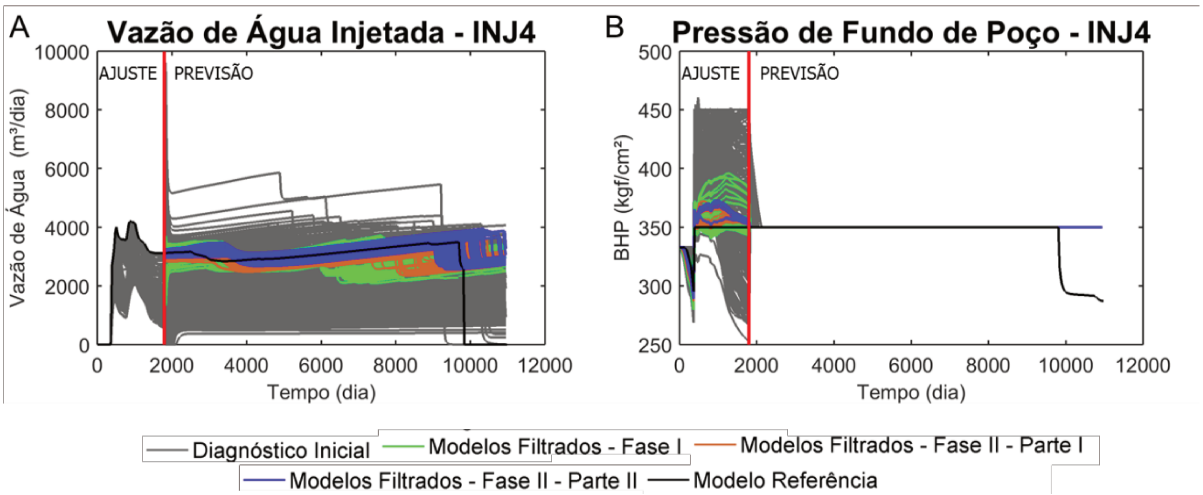


Figura E.4– Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 4 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 4.

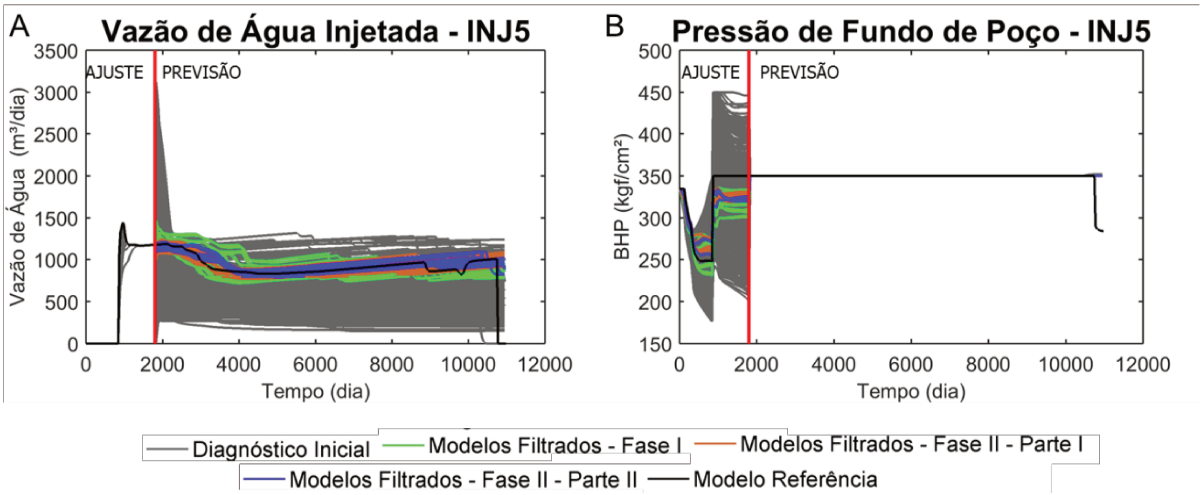


Figura E.5 – Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 5 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 5.

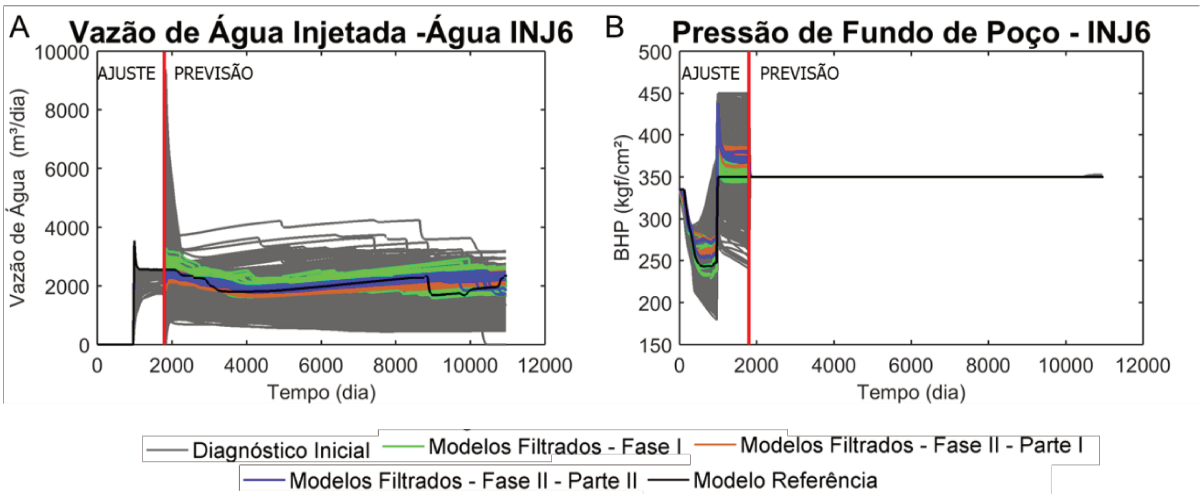


Figura E.6 – Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 6 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 6.

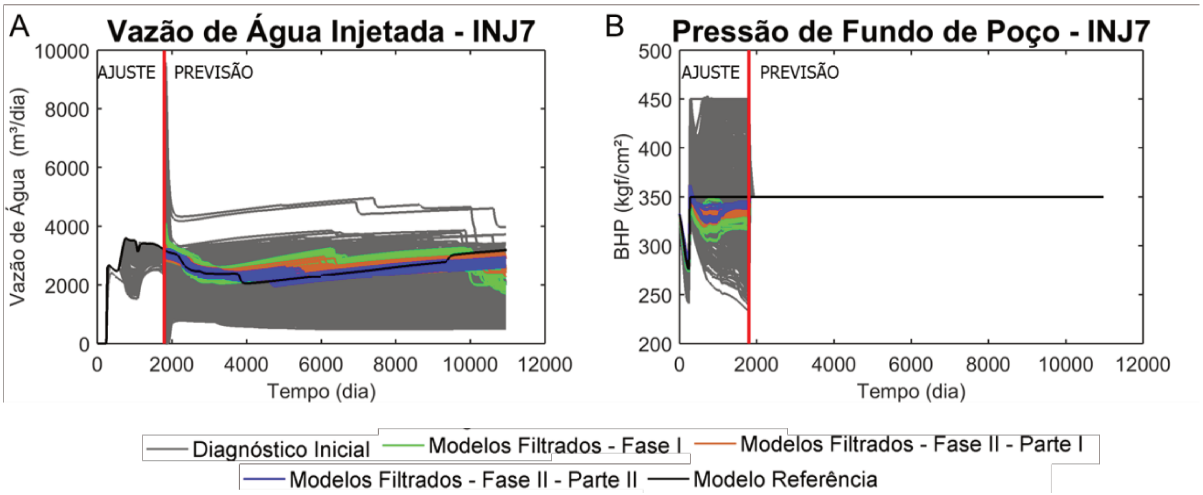


Figura E.7 – Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 7 (B) pressão de fundo de poço do poço injetor 7.

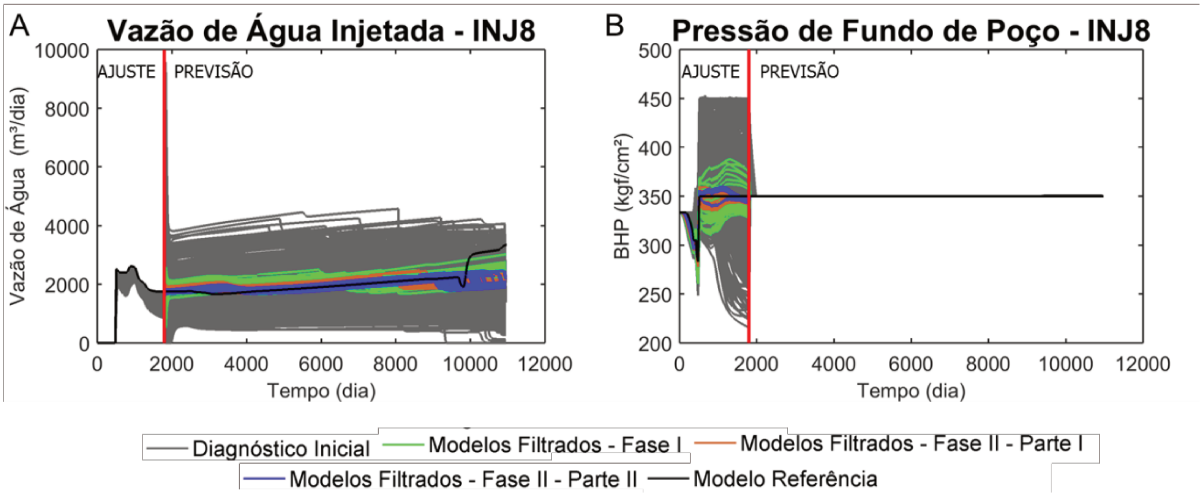


Figura E.8 – Previsão de produção - (A) Água injetada do poço injetor 8 (B) Pressão de fundo de poço do poço injetor 8.

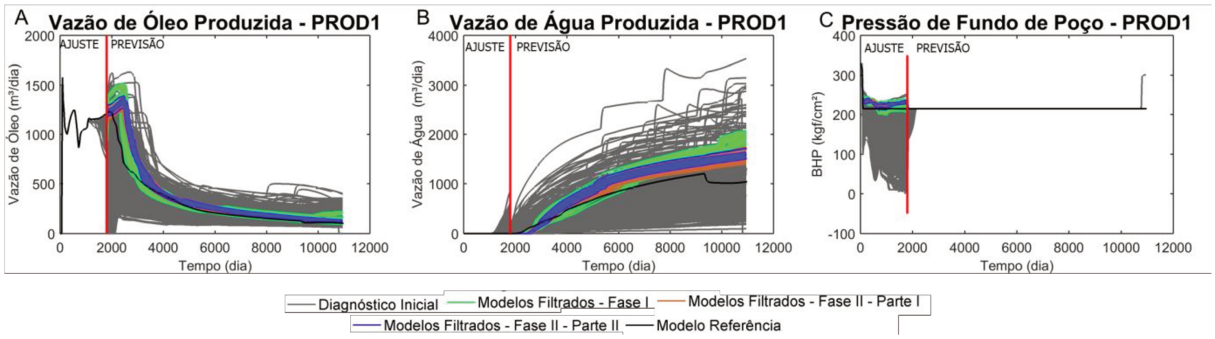


Figura E.9 – Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 1 (B) Produção de óleo do poço produtor 1 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 1.

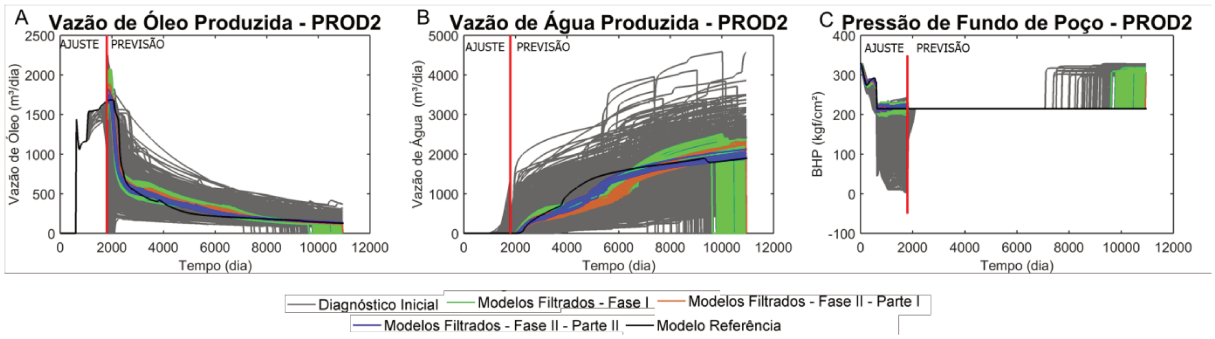


Figura E.10 – Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 2 (B) Produção de óleo do poço produtor 2 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 2.

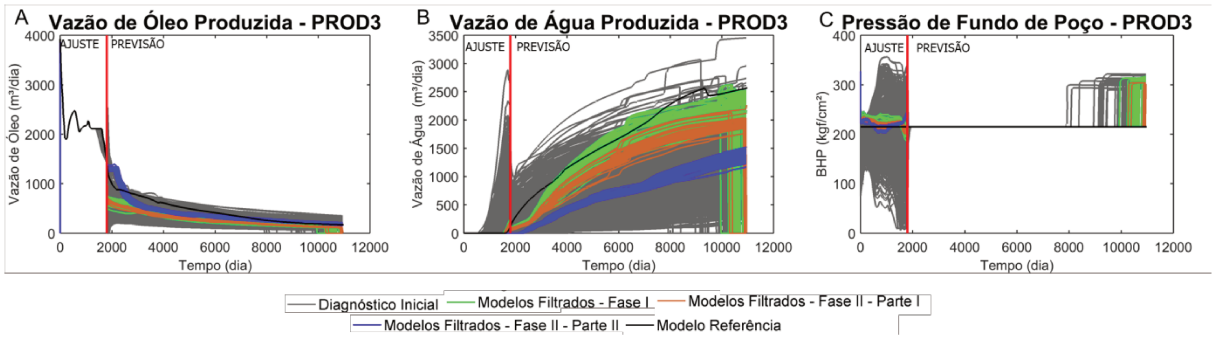


Figura E.11– Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 3 (B) Produção de óleo do poço produtor 3 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 3.

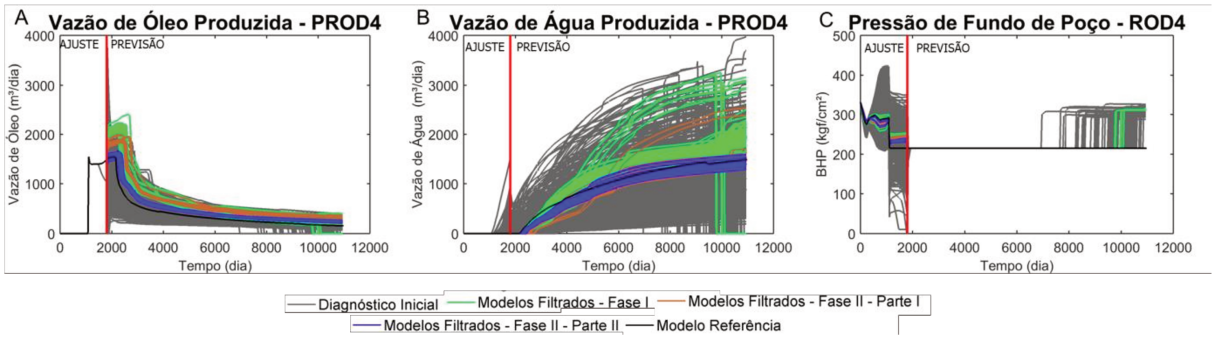


Figura E.12– Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 4 (B) Produção de óleo do poço produtor 4 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 4.

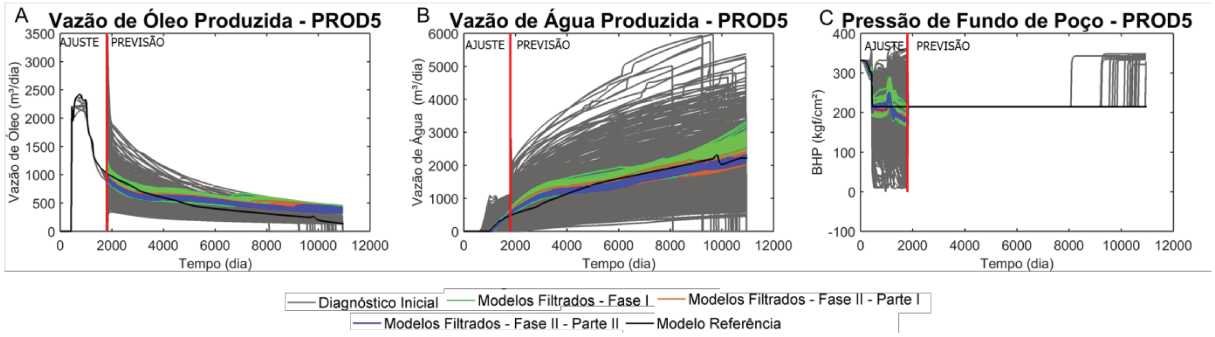


Figura E.13– Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 5 (B) Produção de óleo do poço produtor 5 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 5.

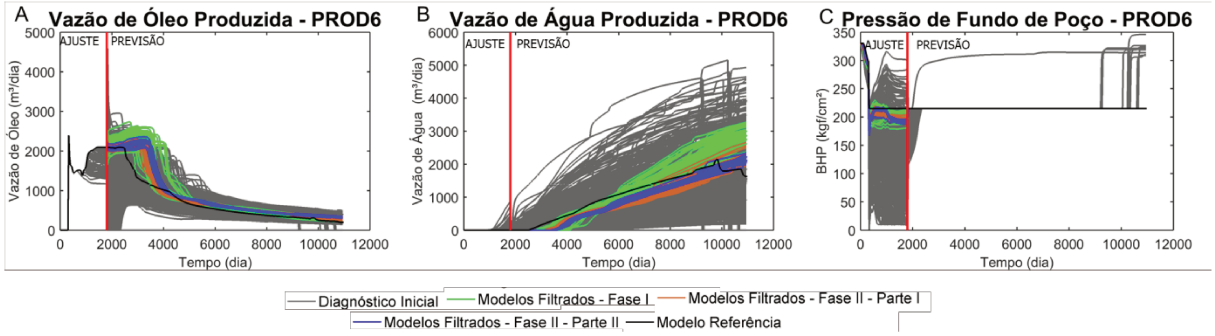


Figura E.14– Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 6 (B) Produção de óleo do poço produtor 6 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 6.

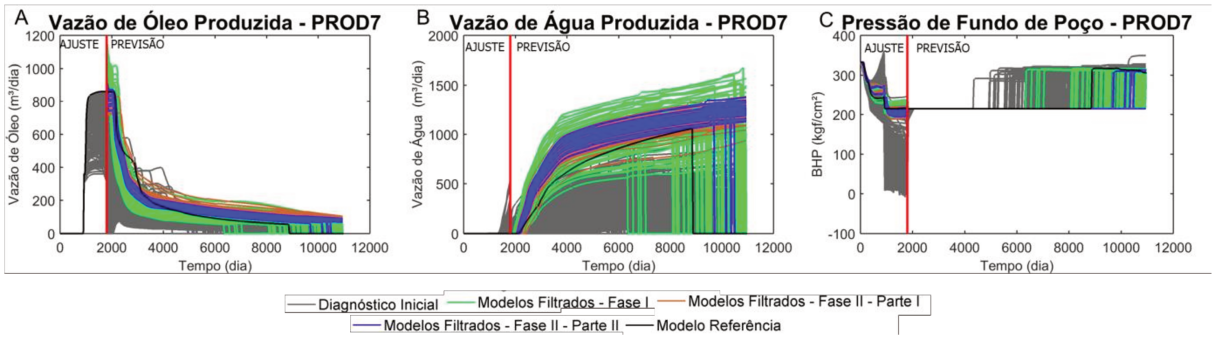


Figura E.15 – Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 7 (B) Produção de óleo do poço produtor 7 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 7.

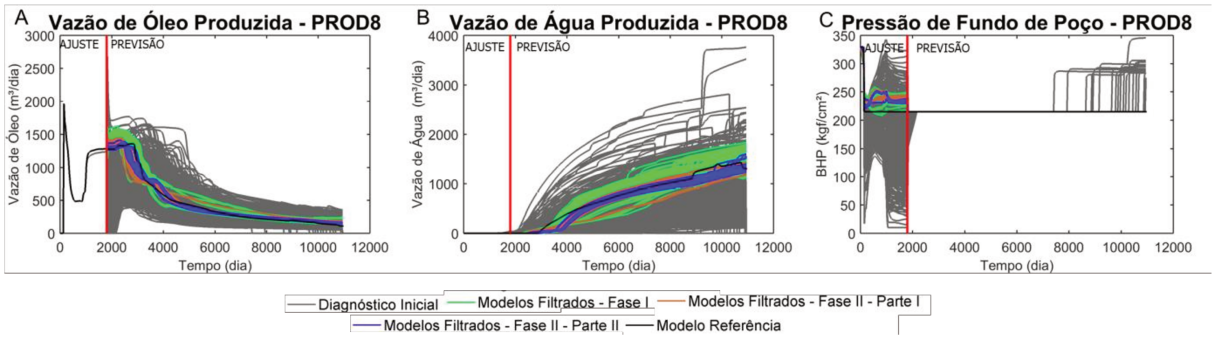


Figura E.16 – Previsão de produção - (A) Produção de água do Poço Produtor 8 (B) Produção de óleo do poço produtor 8 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 8.

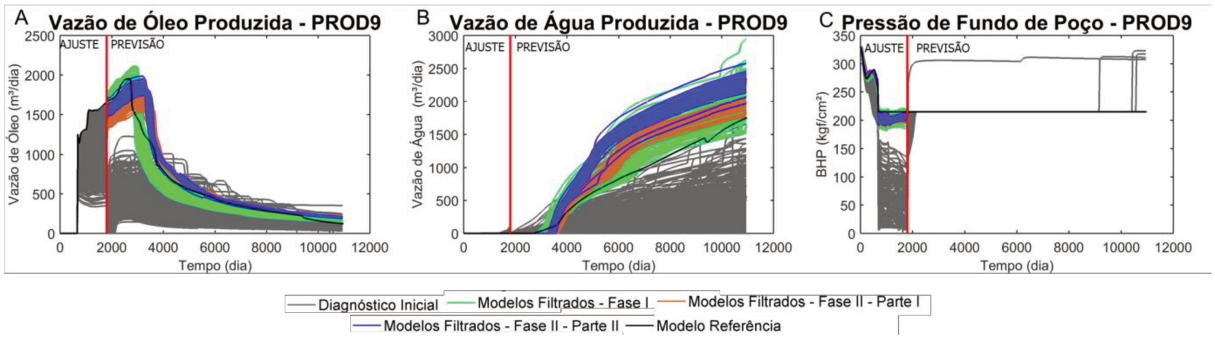


Figura E.17 – Previsão de produção - (A) Produção de água do Poço Produtor 9 (B) Produção de óleo do poço produtor 9 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 9.

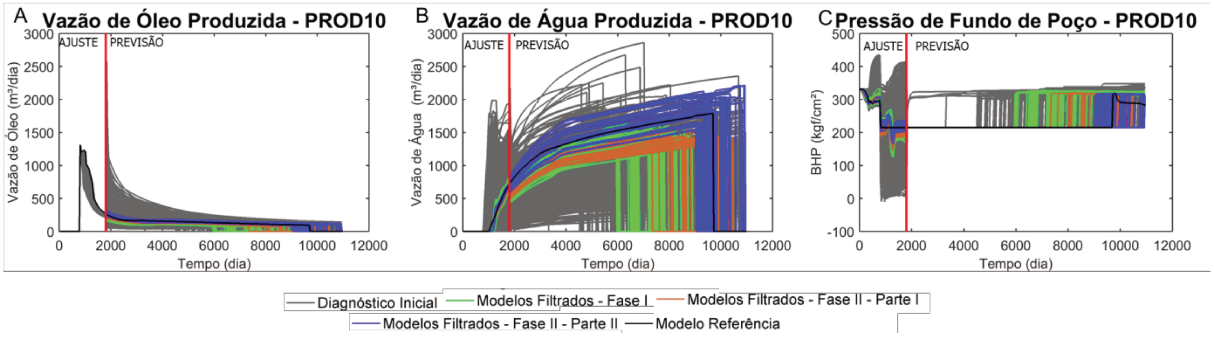


Figura E.18– Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 10 (B) Produção de óleo do poço produtor 10 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 10.

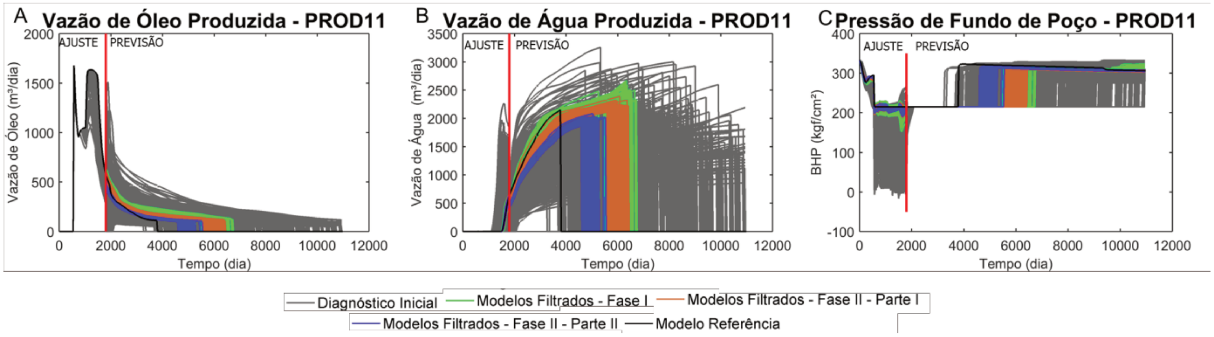


Figura E.19 – Previsão de produção - (A) Produção de água do poço produtor 11 (B) Produção de óleo do poço produtor 11 (C) Pressão de fundo de poço do poço produtor 11.