



**Universidade Federal do Rio Grande do Norte**  
**Centro de Ciências Exatas e da Terra**  
**Programa de Pós-Graduação em Geodinâmica e Geofísica**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**INCORPORAÇÃO DO VÍNCULO DE SUAVIDADE NO AJUSTE DE  
HISTÓRICO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

**Autor:**  
**Flávio Lemos de Santana**

**Orientador:**  
**Prof. Dr. Aderson Farias do Nascimento**

**Co-Orientador:**  
**Prof. Dr. Walter Eugênio de Medeiros**

**Dissertação nº 47 / PPGG.**

**Natal - RN, Julho de 2005.**

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO NORTE  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DA TERRA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEODINÂMICA E GEOFÍSICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**INCORPORAÇÃO DO VÍNCULO DE SUAVIDADE NO AJUSTE DE  
HISTÓRICO DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO**

Autor:

**Flávio Lemos de Santana**

Dissertação apresentada à Universidade Federal do Rio Grande Norte como requisito parcial à obtenção do grau de MESTRE em Geofísica.

Comissão Examinadora:

**Prof. Dr. Aderson Farias do Nascimento (orientador)**

DFTE-PPGG-UFRN

**Prof. Dr. Mário Koechi Takeya (examinador interno)**

DFTE-PPGG-UFRN

**Prof. Dr. Denis José Schiozer (examinador externo)**

DEP-FEM-UNICAMP

**Natal - RN, Julho de 2005.**

Aos meus pais, pelas lições de vida e apoio ao longo da minha caminhada.

Ao meu irmão Fágner.

A minha namorada Cláudia.

## **AGRADECIMENTOS**

- Ao Prof. Dr. Aderson Farias do Nascimento (orientador) pela confiança em mim depositada e pela competência e seriedade no seu trabalho de orientação.
- Ao Prof. Dr. Walter Eugênio de Medeiros, co-orientador deste trabalho, pelas valorosas discussões e sugestões.
- Aos Profs. Dr. José Wilson de Paiva Macedo e Dr. Fernando Lins, por me apresentarem a Geofísica.
- Ao Prof. Dr. Roberto Hugo Bielschowsky, pelas contribuições dadas em meu trabalho durante o seminário de qualificação.
- Ao Prof. José A. M. Moreira, pelas dicas no meu aprendizado da linguagem de programação FORTRAN.
- A comissão examinadora pelas críticas e sugestões relevantes, as quais, na medida do possível, foram incorporadas à versão final da dissertação.
- A todos os meus professores do DFTE e do PPGG que contribuíram na minha formação.
- Aos amigos e funcionários do DFTE e do PPGG.
- Aos companheiros (e amigos) de sala, Ingrid, Hugo e Josibel, pelos momentos de descontração.
- Aos secretários do PPGG, Emanuel e Nilda, pela amizade e pelo excelente desempenho de suas funções junto à secretaria do PPGG, estando sempre prontos e dispostos a ajudar.

- Ao CNPq, pela bolsa concedida.
- Ao PPGG e ao LGGP por toda estrutura disponibilizada.
- A Rede Cooperativa de Pesquisa “Caracterização Geológica e Geofísica de Campos Maduros” - REDE 7 e a PETROBRAS, pelos recursos financeiros disponibilizados para realização deste trabalho.

## RESUMO

O processo de ajuste de histórico de produção em um reservatório de petróleo é de fundamental importância para que se possa obter uma caracterização dos parâmetros do reservatório (estáticos e dinâmicos) que implique em uma previsão de produção mais acurada. Através deste processo pode-se encontrar parâmetros para um modelo de reservatório que sejam capazes de reproduzir o comportamento do reservatório real. Assim, esse modelo de reservatório pode ser utilizado em previsões de produção e no auxílio ao gerenciamento do campo de óleo/gás.

No processo de ajuste de histórico, os parâmetros do modelo do reservatório são modificados e para cada modelo com o novo conjunto de parâmetros, uma simulação de fluxo é realizada para que se possa avaliar se este conjunto reproduz ou não as curvas de produção de um reservatório real. O reservatório é ajustado quando as discrepâncias entre as previsões do modelo de reservatório e a do reservatório real são abaixo de certa tolerância.

Determinar um modelo de reservatório por meio do processo de ajuste de histórico requer a minimização de uma função objetivo (diferença entre a produção observada e simulada) em um espaço de parâmetros que em geral possui muitos mínimos, ou seja, mais de um modelo de reservatório ajusta as observações. No sentido da não-unicidade da solução, o problema inverso associado ao processo de ajuste de histórico é mal-posto. A fim de reduzir esta ambigüidade e regularizar o problema, é necessária a incorporação de informações a priori e de vínculos nos parâmetros do reservatório a serem determinados.

Neste trabalho, a regularização do problema inverso associado ao ajuste de histórico foi realizada por meio da introdução de um vínculo de suavidade nos parâmetros: porosidade e permeabilidade, de um reservatório. Esse vínculo possui o viés geológico de que os valores de porosidade e permeabilidade variam suavemente ao longo do reservatório. Nesse sentido, é necessário encontrar um valor do peso deste vínculo, na função objetivo, que estabilize o problema e ainda introduza nos parâmetros do modelo de reservatório o menor viés geológico possível.

Utilizou-se um método de busca sequencial chamado COMPLEX para encontrar o modelo de reservatório que melhor reproduz as observações do modelo semi-sintético. Este método tem a vantagem de não utilizar o cálculo de derivadas na busca do mínimo da função objetivo que foi definida.

Neste trabalho, é mostrado que a introdução judiciosa do vínculo de suavidade na formulação objetiva reduz a ambigüidade associada com o problema inverso do ajuste de histórico e introduz um viés mínimo nas estimativas de permeabilidade e porosidade do modelo de reservatório semi-sintético.

**Palavras-chave:** Ajuste de histórico, problemas inversos e simulação de reservatórios.



**ABSTRACT**

The history match procedure in an oil reservoir is of paramount importance in order to obtain a characterization of the reservoir parameters (statics and dynamics) that implicates in a predict production more perfected. Throughout this process one can find reservoir model parameters which are able to reproduce the behaviour of a real reservoir. Thus, this reservoir model may be used to predict production and can aid the oil file management.

During the history match procedure the reservoir model parameters are modified and for every new set of reservoir model parameters found, a fluid flow simulation is performed so that it is possible to evaluate weather or not this new set of parameters reproduces the observations in the actual reservoir. The reservoir is said to be “matched” when the discrepancies between the model predictions and the observations of the real reservoir are below a certain tolerance.

The determination of the model parameters via history matching requires the minimisation of an objective function (difference between the observed and simulated productions according to a chosen norm) in a parameter space populated by many local minima. In other words, more than one set of reservoir model parameters fits the observation. With respect to the non-uniqueness of the solution, the inverse problem associated to history match is ill-posed. In order to reduce this ambiguity, it is necessary to incorporate a priori information and constraints in the model reservoir parameters to be determined.

In this dissertation, the regularization of the inverse problem associated to the history match was performed via the introduction of a smoothness constraint in the following parameter: permeability and porosity. This constraint has geological bias of asserting that these two properties smoothly vary in space. In this sense, it is necessary to find the right relative weight of this constrain in the objective function that stabilizes the inversion and yet, introduces minimum bias.

A sequential search method called COMPLEX was used to find the reservoir model parameters that best reproduce the observations of a semi-synthetic model. This method does not require the usage of derivatives when searching for the minimum of the objective function.

Here, it is shown that the judicious introduction of the smoothness constraint in the objective function formulation reduces the associated ambiguity and introduces minimum bias in the estimates of permeability and porosity of the semi-synthetic reservoir model.

**Keywords:** History match, inverse problems and reservoir simulation.

**ÍNDICE**

DEDICATÓRIA.....	I
AGRADECIMENTOS.....	III
RESUMO .....	V
ABSTRACT.....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	XI
LISTA DE TABELAS .....	XV
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XVI
CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO II – CONTEXTUALIZAÇÃO METODOLÓGICA DO PROBLEMA.....	4
2.1- Simulação de reservatórios de petróleo .....	4
2.1.1- <i>O modelo matemático</i> .....	5
2.1.2- <i>Modelo numérico</i> .....	5
2.1.3- <i>Modelo computacional</i> .....	6
2.1.4- <i>Como operam os simuladores de reservatório</i> .....	6
2.2-Escoamento Multifásico em Reservatórios .....	7
2.2.1- <i>Rocha Reservatório</i> .....	7
2.2.2- <i>Porosidade</i> .....	9
2.2.3- <i>Permeabilidade absoluta</i> .....	11
2.2.4- <i>Relação entre porosidade e permeabilidade</i> .....	11
2.2.5- <i>Saturações</i> .....	11
2.4-Lei de Darcy.....	12
2.4.2- <i>Validade da lei de Darcy</i> .....	15
2.5-Equação de balanço de massa em meios porosos.....	16
2.6-Modelo Black-oil .....	17
2.7-Ajuste histórico de produção em reservatórios.....	18
2.8- O modelo de reservatório.....	21
2.9-Formulação do ajuste de histórico de reservatórios como um problema inverso....	24
CAPÍTULO III - METODOLOGIA.....	30

3.1-Parâmetros do reservatório a serem determinados .....	30
3.2-A função objetivo.....	35
3.3-Incorporação do vínculo de suavidade no problema de ajuste de histórico .....	38
3.4-O algoritmo COMPLEX.....	42
3.4.1-Determinação do critério de parada do algoritmo (valor do $\beta$ ) .....	47
3.5-Resumo do capítulo .....	50
CAPÍTULO IV – AJUSTE DE HISTÓRICO UTILIZANDO O VÍNCULO DE SUAVIDADE.....	52
4.1- Condições iniciais utilizadas no COMPLEX .....	52
4.1.1- Limites de variação de $\phi$ e $k_h$ .....	52
4.1.2-Modelo inicial dos campos de $\phi$ e $k_h$ .....	53
4.2- Análise do problema sem o vínculo de suavidade.....	58
4.3- Papel do vínculo de suavidade.....	62
4.4-Aplicação do vínculo de suavidade no ajuste de histórico do modelo de reservatório PUNQ-S3M.....	67
4.5-Comparação entre o modelo real e o obtido como solução para o ajuste de histórico do PUNQ-S3M.....	73
CAPÍTULO V – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....	77
5.1-Conclusões .....	77
5.2-Recomendações .....	78
BIBLIOGRAFIA .....	79
APÊNDICE A .....	83
APÊNDICE B .....	85

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 2.1(Cossé, 1993). Arranjo vertical dos fluidos encontrados em um típico reservatório de hidrocarbonetos.	8
Figura 2.2. Esquema do interior de uma rocha porosa.	9
Figura 2.3. Esquema de uma rocha com poros isolados e poros interconectados.	10
Figura 2.4. Experimento de Darcy modificado.	13
Figura 2.5. Fluxo de fluido num elemento de volume fixo $\Delta V$ .	16
Figura 2.6. Discrepância entre os dados observados e os dados simulados.	19
Figura 2.7. Mapa de topo do modelo de reservatório mostrando a localização dos poços.	22
Figura 2.8. Problema direto do ajuste de histórico de reservatório.	26
Figura 2.9. Problema inverso do ajuste de histórico de reservatório.	28
Figura 3.1. Mapa de topo do modelo do reservatório.	31
Figura 3.2. Gráficos comparando a produção observada (obtida com os dados originais do PUNQ-S3M) com a produção simulada (obtida no teste para a equação 3.a). Os picos e os baixos abruptos nas curvas indicam quando os poços são fechados à produção.	32
Figura 3.3. Gráficos comparando a produção observada (obtida com os dados originais do PUNQ-S3M) com a produção simulada (obtida no teste para a equação 3.b). Os picos e os baixos abruptos nas curvas indicam quando os poços são fechados à produção.	34
Figura 3.4. Esquema da programação da diferença entre pares de blocos vizinhos.	40

- Figura 3.5. O Retângulo azul representa os limites de busca, os pontos azuis o modelo inicial e as curvas de nível o desajuste nas observações. 44
- Figura. 3.6. O ponto em vermelho representa o centróide dos pontos com melhor ajuste. Os pontos verdes indicam o cálculo do novo ponto. A seta azul representa a distância  $\alpha$  45
- Figura 3.7. Estágio no qual o COMPLEX encontra o mínimo da função objetivo. 46
- Figura 3.8. Gráficos comparando a produção observada (obtida com os dados originais do PUNQ-S3M) com a produção simulada (obtida no teste para a determinação do valor de  $\beta$ ). Os picos e os baixos abruptos nas curvas indicam quando os poços são fechados à produção. Dados simulados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ . 48
- Figura 3.9. Comportamento do valor da função objetivo ao longo do processo iterativo de minimização realizado pelo COMPLEX. 50
- Figura 4.1. Limites de busca utilizados na obtenção dos resultados. 53
- Figura 4.2a. Comparativo entre modelo inicial e o modelo real para o campo de porosidade do reservatório PUNQ-S3M. 55
- Figura 4.2b. Comparativo entre modelo inicial e o modelo real para o campo de permeabilidade horizontal do reservatório PUNQ-S3M. 56
- Figura 4.2c. Comparativo entre modelo inicial e o modelo real para o campo de permeabilidade vertical do reservatório PUNQ-S3M. 57

- Figura 4.3. Comparativo entre o campo de  $k_h$  calculado pelo COMPLEX para  $\lambda_{glb} = 0$  em 2959 iterações (dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ ) e o campo de  $k_h$  inicial utilizado neste trabalho. 60
- Figura 4.4. Erupção de água e pressão para o poço produtor 15. a1 e a2, dados gerados com o modelo do PUNQ-S3M calculado pelo COMPLEX em 2959 iterações, sem a presença do vínculo de suavidade ( $\lambda_{glb} = 0$ ). Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ . b1 e b2, dados gerados com o modelo inicial para o PUNQ-S3M que está sendo usado neste trabalho. 61
- Figura 4.5. Estágio no qual o COMPLEX encontra o mínimo da função objetivo. 63
- Figura 4.6. Média dos desvios padrão das soluções encontradas pelo COMPLEX em função de  $\lambda_{glb}$ . a) para a porosidade e b) para a permeabilidade horizontal. 64
- Figura 4.7. Mapas de desvio padrão para os modelos encontrados pelo COMPLEX ao final do processo iterativo. a1 e a2 para 2888 iterações e  $\lambda_{glb} = 10^{-4}$ . b1 e b2 para 10.000 iterações e  $\lambda_{glb} = 100$ . Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ . 66
- Figura 4.8. Curvas de erupção de água para o poço produtor 1. As curvas em vermelho são os dados gerados pelo modelo verdadeiro do PUNQ-S3M perturbados com ruído. As curvas em azul e verde são os dados gerados pelo melhor e o pior modelo calculado pelo COMPLEX, respectivamente. Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ . 68

Figura 4.9. Curvas de pressão para o poço produtor 1. As curvas em vermelho são os dados gerados pelo modelo verdadeiro do PUNQ-S3M perturbados com ruído. As curvas em azul e verde são os dados gerados pelo melhor e o pior modelo calculado pelo COMPLEX, respectivamente. Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ . 69

Figura 4.10. Curvas de erupção de água para o poço produtor 4. As curvas em vermelho são os dados gerados pelo modelo verdadeiro do PUNQ-S3M perturbados com ruído. As curvas em azul e verde são os dados gerados pelo melhor e o pior modelo calculado pelo COMPLEX, respectivamente. Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ . 71

Figura 4.11. Mapas dos campos de  $\phi$ ,  $k_h$  e  $k_v$  para o PUNQ-S3M. a1, a2 e a3, corresponde aos campos verdadeiros. b1, b2 e b3 correspondem a solução dada pelo COMPLEX para  $\lambda_{glb} = 10^{-2}$  em 2937 iterações. Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ . 75 e 76



**LISTA DE TABELAS**

Tabela 4.1. Valores da função objetivo encontrados pelo COMPLEX para 7 valores de $\lambda_{\text{glb}}$ . Dados obtidos com $\alpha = 1.3$ e $\beta = 5 \times 10^{-4}$ .	73
--	----

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A$	seção de área transversal
$B_l$	fator de formação da fase $l$
$bhp$	pressão de fundo de poço
$d$	distância arbitrária em relação a um datum
$\vec{d}$	vetor $d$
$F$	função objetivo
$g$	gás
$gor$	razão gás-óleo
$\overline{G}$	matriz $G$
$h_1$	nível da elevação da água no piezômetro 1
$h_2$	nível da elevação da água no piezômetro 2
$k$	permeabilidade
$k_h$	permeabilidade horizontal
$k_v$	permeabilidade vertical
$k_{rl}$	permeabilidade relativa para a fase $l$
$[L]$	dimensão de comprimento
$\Delta l$	distância entre os dois piezômetros no experimento de Darcy
$\vec{m}$	vetor $m$
$n_l$	número de medidas para a propriedade $l$
$n_p$	número de poços
$n_{pa}$	número de pares de blocos vizinhos no modelo do reservatório
$o$	óleo
$obs$	observado
$p_l$	pressão da fase $l$
$P_l^{\min}$	valor mínimo para o parâmetro $l$
$P_l^{\max}$	valor máximo para o parâmetro $l$
$Q$	taxa de variação volumétrica
$q$	descarga específica
$Q_l$	taxa de variação volumétrica para a fase $l$

---

$R_s$	razão gás-óleo
$r$	porosidade e permeabilidade horizontal na função objetivo
$S_w$	saturação de água
$S_o$	saturação de óleo
$S_g$	saturação de gás
$sim$	simulado
$[T]$	dimensão de tempo
$U$	potencial fluido
$V$	volume
$V_p$	volume de poros no interior de uma rocha
$V_t$	volume total de um rocha
$V_{pc}$	volume de poros interconectados no interior de uma rocha
$w$	água
$wct$	erupção de água
$x$	coordenada cartesiana na direção $x$
$y$	coordenada cartesiana na direção $y$
$z$	coordenada cartesiana na direção $z$

**Letras gregas**

$\beta$	valor do critério de parada do COMPLEX
$\phi$	porosidade
$\mu$	viscosidade de fluido
$\rho$	densidade
$\Delta$	incremento ou decremento
$\mu_l$	viscosidade da fase $l$
$\gamma_l$	densidade específica da fase $l$ , psi/ft
$\lambda_{glb}$	peso para o vínculo de suavidade
$\sigma^2$	variância

## CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

O processo de ajuste de histórico é um procedimento que tem como objetivo a determinação dos parâmetros de um reservatório de petróleo (por exemplo: porosidade e permeabilidade) com a finalidade de produzir um modelo de reservatório o mais próximo possível do reservatório em sub-superfície. Esse procedimento consiste em minimizar a diferença entre os dados observados (pressão nos poços, saturações, erupção de água, razão gás-óleo, vazões dos poços etc) e os dados produzidos pelo modelo do reservatório gerados num simulador de fluxo de fluido (Schulze-Regert *et al.*, 2003). Durante o processo de ajuste, os parâmetros do reservatório são alterados até que se tenha a menor discrepância possível entre os dados observados e simulados. Caso o reservatório esteja ajustado, pode-se utilizar o modelo obtido para se fazer previsões do comportamento do reservatório (Netto *et al.*, 2003).

O ajuste de histórico requer a minimização de uma função objetivo (diferença entre a produção observada e a simulada), em um espaço de parâmetros que possui muitos mínimos, ou seja, mais de um conjunto de parâmetros para um modelo de reservatório ajusta as observações. No sentido da não-unicidade da solução, o problema inverso associado ao processo de ajuste de histórico é mal-posto. Para regularizar este problema mal-posto a fim de torná-lo um problema bem-posto, a incorporação de informação a priori e vínculos sobre as propriedades a serem determinadas são necessárias.

No entanto, as informações a priori, obtidas de levantamentos geofísicos (ex.: dados sísmicos, GPR, core-logs, etc) e os vínculos (ex.: espessura estimada de um reservatório de petróleo) são de naturezas, quantidades e confiabilidades distintas. Medidas de porosidade/permeabilidade, quando disponíveis, só existem em locais onde poços foram perfurados.

Outro problema encontrado é que, em muitas situações, é difícil expressar a realidade complexa da geologia em uma forma matemática utilizável na minimização da função objetivo.

Essa limitação de informação e a dificuldade de se integrar informação gera um hiato entre geólogos e engenheiros de reservatório. Esse hiato gera discordâncias entre a descrição dada pelo geólogo a respeito do reservatório em estudo e o modelo desse reservatório que o(a) engenheiro(a) está testando no simulador.

Logo, é necessário que os modelos de reservatórios utilizados pelos engenheiros que simulam o desempenho de um campo de óleo/gás, sejam bem caracterizados a partir das informações obtidas da geologia.

E é neste problema que o presente trabalho pretende contribuir. O ajuste histórico que será apresentado nessa dissertação, incorpora informações geológicas sobre o reservatório. Assim a metodologia proposta neste trabalho contribui para a diminuição desse hiato entre geólogos e engenheiros. Em outras palavras, o que o presente trabalho propõe é utilizar vínculos na função objetivo que possuam viés e informação geológica.

A metodologia aqui apresentada incorpora na função objetivo a ser minimizada, o vínculo de “suavidade” da variação espacial da permeabilidade e porosidade em um reservatório de petróleo. Aqui, “suavidade” significa considerar que a diferença de permeabilidade/porosidade entre os blocos vizinhos do nosso modelo é mínima, no sentido de mínimos quadrados. Logo, é necessário encontrar um valor ótimo desse vínculo que, regularize o problema inverso mal-posto associado ao ajuste de histórico e que seja plausível do ponto de vista físico e geológico. Ou seja, pretende-se verificar o quanto a hipótese geológica de suavidade influencia positivamente a determinação dos campos de porosidade e permeabilidade do reservatório aqui estudado.

Para testar nossa metodologia, utilizou-se um modelo de reservatório semi-sintético denominado PUNQ-S3 (<http://www.nitg.tno.nl/punq/cases/punqs3/>). Este modelo de reservatório teve a dimensão de sua malha modificada, com o objetivo de diminuir o custo computacional da minimização da função objetivo. No modelo original, oito anos de produção e uma descrição geológica do campo são dados e pede-se para prever a produção do campo nos próximos quatro anos e meio (Barker *et al.*, 2001).

Neste trabalho, utilizamos o campo de permeabilidade/porosidade original do PUNQ-S3, para calcular um campo de permeabilidade/porosidade para o PUNQ-S3 com a malha modificada. O detalhe de como tal processo foi executado se encontra exposto no Capítulo 2. E foi esse PUNQ-S3 modificado, o modelo de reservatório usado na realização deste trabalho. Logo, a partir dele, foi gerado um histórico de produção de

dezesseis anos e meio, que foi o período de tempo utilizado na determinação do ajuste. Assim, este trabalho tem como objetivo produzir um ajuste de histórico de modo a determinar os campos de porosidade e permeabilidade do PUNQ-S3M (PUNQ-S3 modificado).

Para minimizar a função objetivo (desajuste nos dados e suavidade), foi usado um algoritmo que utiliza a técnica de busca seqüencial. Para calcular a produção do modelo de reservatório para cada iteração do algoritmo, foi utilizado o simulador de reservatório IMEX da *Computer Modelling Group* (CMG; Ltd).

Após essa descrição deste trabalho, é apresentado abaixo a seqüência de assuntos abordados nos demais capítulos desta dissertação.

Este trabalho consta de cinco capítulos incluindo esta introdução, e os demais capítulos apresentam os seguintes conteúdos:

1) No Capítulo 2, foi feita uma breve exposição da fundamentação teórica que serviu de base para o desenvolvimento deste trabalho. É neste capítulo onde são discutidos os seguintes assuntos: simulação numérica de reservatórios, escoamento multifásico em reservatórios, ajuste de histórico em reservatórios e problemas inversos.

2) No Capítulo 3, é exposta e explicada em detalhes a metodologia desenvolvida neste trabalho.

3) No Capítulo 4, são apresentados e analisados os resultados obtidos.

4) E no Capítulo 5, são feitas as conclusões e as recomendações baseadas no desenvolvimento e nos resultados deste trabalho.

## CAPÍTULO II – CONTEXTUALIZAÇÃO METODOLÓGICA DO PROBLEMA

Neste capítulo será apresentada a contextualização teórica desta dissertação de mestrado. Inicialmente será definido e caracterizado o que vem a ser a simulação de produção de um reservatório de petróleo e como são os modelos utilizados nesse processo. Em seguida será apresentado um breve resumo sobre escoamento multifásico em meios porosos. Será definido também o que é o processo de ajuste de histórico de produção e a formulação deste processo como um problema inverso.

### 2.1- Simulação de reservatórios de petróleo

Nos últimos anos, o crescente desenvolvimento da área de informática tem permitido agilizar os estudos de produção, transformando a simulação numérica de reservatórios numa ferramenta de uso rotineiro no gerenciamento e previsão do comportamento de jazidas de hidrocarbonetos (Leitão, 1997). Isso fez da simulação numérica uma ferramenta crucial no gerenciamento de reservatórios, sendo importante em todas as fases, desde a descoberta do campo até o abandono. Estudos de pequeno porte que antigamente eram conduzidos através de análises simplificadas, como curvas de declínio e balanço de materiais, estão sendo substituídos por modelagens numéricas mais sofisticadas (simulações), frente à constante evolução de *software* e *hardware* disponíveis (Leitão, 1997; Rosa & Carvalho, 2002).

A simulação numérica de reservatórios é um processo que envolve uma grande quantidade de parâmetros a respeito do reservatório que se deseja modelar e simular. Neste processo estão envolvidos parâmetros de aspectos físicos/geológicos (ex.: porosidade, permeabilidade, saturações, permeabilidade relativa, pressão capilar, propriedade dos fluidos etc) e numéricos (ex.: o número de blocos e de camadas que vão compor o modelo do reservatório; a geometria do reservatório; número de fases etc) (Thomas, 1982; Guéguen & Palciauskas, 1994). Diante dessa grande quantidade de parâmetros, a simulação numérica de reservatórios é uma ferramenta que permite modelar o reservatório e pode agilizar o processo de ajuste de histórico de produção. Isso porque esse processo envolve uma série de procedimentos iterativos e seqüenciais que

tornam-se mais rápidos de serem executados por meio da utilização de programas de computador.

Os programas de computador que executam os cálculos necessários para simular um determinado fenômeno físico são chamados de modelos computacionais (Aziz & Settari, 1979). Em engenharia de reservatórios, os modelos computacionais (programas) utilizados para simular o desempenho de um campo de petróleo são chamados de simulador de reservatório ou simulador de fluxo. No desenvolvimento desses programas, há basicamente três tipos modelos envolvidos, descritos logo a seguir (Aziz, 1979; Filho, 2002; Machado, 1997).

### ***2.1.1-O modelo matemático***

O sistema físico que se deseja modelar deve ser expresso em termos de equações matemáticas apropriadas. Esse processo geralmente envolve a adoção de suposições iniciais, que tornem o problema “tratável” matematicamente. Na simulação de reservatórios, o modelo matemático formulado resulta em um sistema de equações diferenciais parciais não-lineares sujeitas a condições iniciais e de contorno apropriadas.

### ***2.1.2-Modelo numérico***

As equações diferenciais parciais que compõem o modelo matemático do reservatório são geralmente complexas para serem resolvidas por métodos analíticos. Devido a isso, fazem-se necessárias aproximações para colocar essas equações em uma forma adequada (discretizada) para a solução em computadores. Esse conjunto de equações modificadas formam o modelo numérico.

Geometricamente, o modelo numérico para um reservatório de petróleo corresponde a uma malha tridimensional que discretiza o espaço físico estimado do reservatório. Logo, nesse modelo, o reservatório é dividido em pequenas regiões ou blocos e no interior dessas regiões as propriedades de rocha e fluido são consideradas constantes. Assim as equações de conservação podem ser discretizadas para representar o fluxo para dentro e para fora dessas regiões (fluido entrando e saindo de cada um dos blocos).



### **2.1.3-Modelo computacional**

Um programa de computador ou um conjunto de programas escritos para resolver as equações do modelo numérico constituem o modelo computacional do reservatório. O modelo computacional será citado neste trabalho como simulador de reservatório.

### **2.1.4-Como operam os simuladores de reservatório**

As equações diferenciais parciais, que descrevem o fluxo de fluidos em meios permoporosos, não podem, na maioria das vezes serem resolvidas analiticamente. No entanto, essas equações podem ser resolvidas numericamente através da substituição das equações diferenciais por equações de diferenças. O que implica em uma discretização, ou seja, subdivisão do espaço e do tempo em incrementos definidos. Em outras palavras, para se utilizar as equações de diferenças é necessário tratar o meio permoporoso como se fosse composto por volumes elementares discretos, nos quais se possa calcular as mudanças existentes no interior de cada um desses volumes em cada intervalo de tempo específico. Estes volumes elementares do meio permoporoso são comumente referenciados como blocos (ou células) de uma determinada malha de simulação. Já os intervalos de tempo são denominados passos de tempo (*timestep*) (Filho, 2002; Peaceman, 1977). Resumindo, pode-se afirmar que o problema matemático a ser resolvido pelo simulador numérico corresponde ao cálculo de fluxo entre blocos adjacentes em intervalos de tempo regulares.

Neste trabalho foi utilizado o simulador de reservatório *black oil* IMEX da *Computer Modelling Group* (CMG; Ltd). Simuladores *Black-oil* são aqueles capazes de trabalhar com sistemas onde podem estar presentes água, óleo e gás em diferentes proporções. Uma outra característica, é que esses tipos de simuladores tratam as alterações de composição nas fases presentes no reservatório de forma simplificada por meio de tabelas PVT's.

O IMEX é um simulador tri-fásico, com termos gravitacionais e capilares. O sistema de malha pode ser cartesiano, cilíndrico e com espessura e profundidade variáveis. Ele permite a construção de modelos bi e tridimensionais, com qualquer um dos sistema de malhas citados anteriormente (CMG Ltd, 2002).

O IMEX pode ser utilizado para representar reservatórios convencionais (arenitos, por exemplo; que é o caso deste trabalho) ou reservatórios com dupla porosidade e dupla

permeabilidade (carbonatos fraturados, por exemplo). Também oferece a opção de modelar reservatórios falhados, podendo representar reservatórios estratificados com uma ou mais falhas. Falhamentos inclinados que não sejam paralelos aos eixos de coordenadas também podem ser modelados.

Quanto aos tipos de fluidos presentes nos modelos de simulação, é possível trabalhar com hidrocarbonetos que apresentem pontos de bolha variados, além de tratar problemas que envolvam a mistura de óleos com diferentes propriedades (PVT's distintas) e diferentes curvas de permeabilidade relativa.

## **2.2-Escoamento Multifásico em Reservatórios**

Em um reservatório de petróleo, o fluido que percola o meio permoporoso não é composto exclusivamente de óleo, mas geralmente ele é composto das fases óleo, gás e água. Por isso, quando estamos lidando com o escoamento de fluido em reservatórios de petróleo dizemos que estamos tratando um escoamento multifásico (várias fases).

No próximo item desta seção está descrito mais detalhadamente o que caracteriza um reservatório de petróleo.

### **2.2.1-Rocha Reservatório**

Para se ter uma acumulação de petróleo é necessário que após o processo de geração, ocorra a migração e que esta tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica. À expulsão do petróleo da rocha geradora (rocha onde o petróleo foi gerado) dá-se o nome de migração primária. Ao seu percurso ao longo de uma rocha porosa e permeável até ser interceptado e contido por uma armadilha geológica dá-se o nome de migração secundária (Thomas *et al.*, 2001).

O petróleo, após ter sido gerado e ter migrado, é eventualmente acumulado em uma rocha que é chamada de reservatório (Thomas *et al.*, 2001; Cossé, 1993). Uma rocha reservatório pode ser formada por uma ou mais formações rochosas de origem sedimentar (conforme a Figura 2.1) em subsuperfície contendo hidrocarbonetos na forma gasosa ou líquida. A Figura 2.1 ilustra uma seção transversal de um típico reservatório de hidrocarbonetos. No reservatório esquematizado na Figura 2.1, as três fases fluidas (óleo, gás e água) presentes, estão armazenadas numa estrutura geológica recoberta por camada impermeável (selante) que impede que o fluido migre, permitindo assim que haja

acumulação. Na Figura 2.1, note que as três fases fluidas são armazenadas verticalmente de acordo com as seus diferentes valores de densidade. Logo, a água mais densa fica embaixo, em seguida vem o óleo e por último o gás que é o mais leve de todos e se concentra no topo da estrutura formando uma capa de gás.

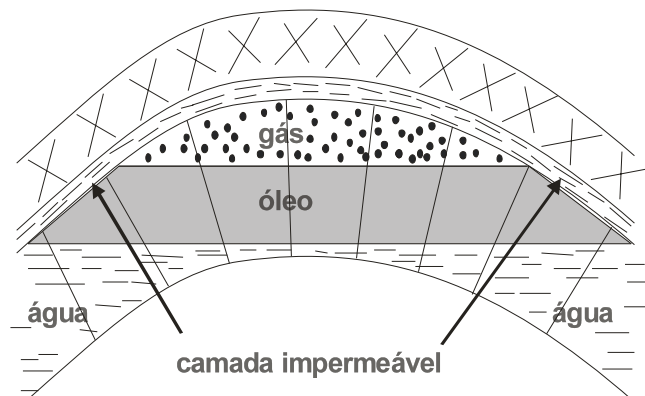


Figura 2.1(Cossé, 1993). Arranjo vertical dos fluidos encontrados em um típico reservatório de hidrocarbonetos.

Para uma formação rochosa se tornar um reservatório de petróleo, ela deve apresentar as seguintes características:

- capacidade de armazenar fluidos, para isso, a rocha deve ter espaços vazios (poros) em seu interior;
- a rocha deve permitir o escoamento de um fluido em seu interior. Isso ocorre quando existe poros interconectados dentro da rocha;
- para ser caracterizada como reservatório de petróleo, a rocha também deve ter uma quantidade suficiente de hidrocarbonetos, com uma suficiente concentração. Ou seja, deve ter uma saturação de hidrocarbonetos economicamente viável diante dos custos de produção;
- a rocha reservatório deve ser contornada por alguma barreira impermeável (selante) que impeça os hidrocarbonetos de se perderem em exsudações, permitindo assim que haja acumulação (conforme mostrado na Figura 2.1).

As rochas que normalmente se constituem rochas reservatórios são os arenitos e calcarenitos, e todas as rochas sedimentares essencialmente dotadas de porosidade intergranular que sejam permeáveis. Algumas rochas, como folhelhos e alguns

carbonatos, normalmente porosos, porém impermeáveis, podem vir a se constituir reservatórios quando se apresentam naturalmente fraturados (Thomas *et al.*, 2001, Cossé, 1993). Note que a porosidade e a permeabilidade de uma rocha e a saturação de hidrocarbonetos que ela contém, são fatores que caracterizam um bom reservatório de petróleo, pois são essas características que controlam diretamente a produtividade do reservatório.

Nos próximos itens dessa seção são definidas a porosidade e a permeabilidade de uma rocha reservatório e também a saturação de hidrocarbonetos que ela possui.

### 2.2.2-Porosidade

A porosidade é definida como a relação entre o volume de vazios (poros) e o volume total da rocha:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t}. \quad (2.1)$$

Observe que definida desta forma e multiplicada por 100, a porosidade corresponde ao percentual de espaços vazios existentes no interior de uma rocha. Na Figura 2.2 está mostrado esquematicamente como pode ser o interior de uma rocha porosa.

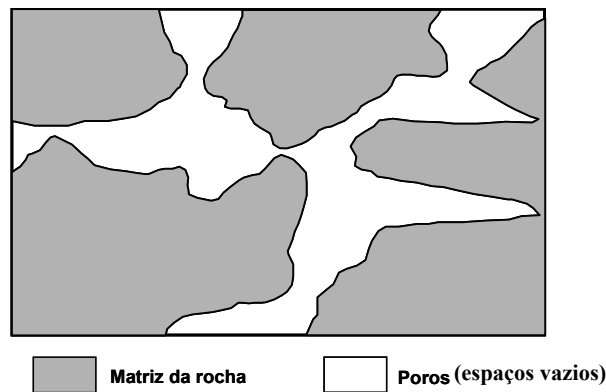


Figura 2.2. Esquema do interior de uma rocha porosa.

Quanto a origem, a porosidade pode ser classificada de duas maneiras. A porosidade que se desenvolveu durante a gênese da rocha sedimentar é denominada **primária**. Entretanto, após a sua formação, a rocha é submetida a esforços mecânicos e

processos de dissolução que podem resultar no aparecimento de fraturas e novos poros. Essa nova porosidade é denominada **secundária** (Thomas *et al.*, 2001; Bear, 1972; Guéguen & Palciauskas, 1994).

Ainda em relação a porosidade, pode ocorrer em determinadas rochas a existência de poros sem saída que, apesar de serem volumes vazios, não permitem ao fluido deslocar-se em seu interior (Feitosa *et al.*, 1997; Bear, 1972). Na Figura 2.3 pode-se observar esquematicamente um exemplo disso. Veja que nos poros interconectados o fluido pode deslocar-se percolando os poros da rocha, deslocamento esse representado na Figura 2.3 pelos vetores de direção de fluxo (setas). No entanto, nos poros desconectados, o fluido permanece estagnado no interior da rocha.



Figura 2.3. Esquema de uma rocha com poros isolados e poros interconectados.

Define-se então a **porosidade efetiva para fluxo** como sendo a razão entre o volume de vazios interconectados ou efetivos e o volume total da rocha. Logo a porosidade efetiva é dada por:

$$\Phi = \frac{V_{pc}}{V_t} \quad (2.2).$$

### **2.2.3-Permeabilidade absoluta**

Defini-se a permeabilidade absoluta de uma rocha como sendo uma medida de quão fácil a rocha permite que um fluido com o qual ela esteja saturada, flua através de seus poros sem que haja a deformação ou deslocamento de suas partes (Cossé, 1993).

Embora seja a porosidade efetiva que define a característica de permeabilidade das rochas, nem sempre existe uma conexão direta entre a porosidade e a permeabilidade. Em condições favoráveis, o valor aproximado de permeabilidade pode ser estimado a partir dos dados de análises granulométricas e da porosidade, mas na maioria dos casos é preferível recorrer a determinação direta da permeabilidade. Atualmente a permeabilidade das rochas é determinada, na maior parte dos laboratórios, utilizando-se o ar como fluido de medição por possuir a vantagem de não introduzir modificações nas amostras por dissolução ou intumescimento por hidratação de eventuais minerais suscetíveis a essas reações (Suguio, 1980).

Podemos citar como fatores que alteram a porosidade e a permeabilidade nas rochas: a seleção (variação no tamanho dos grãos), angularidade e esfericidade dos grãos, empacotamento (como os grãos estão arrumados), o material de cimentação, a compactação dos grãos, dissolução e fraturas (Suguio, 1980; Feitosa *et al.*, 1997).

### **2.2.4-Relação entre porosidade e permeabilidade**

Em muitos casos, a porosidade e permeabilidade podem ser correlacionadas. Por exemplo, uma rocha não-porosa é também impermeável.

Por outro lado, uma rocha altamente porosa não terá, necessariamente, um alto valor de permeabilidade. Rochas argilosas de granulação fina, embora muito porosas, são só levemente permeáveis (Suguio, 1980). Para uma rocha ser permeável é necessário que haja em seu interior, um número de poros interconectados para que o fluido possa percolar o interior da rocha e não ficar “preso” em poros isolados (veja Figura 2.3).

### **2.2.5-Saturações**

Em engenharia de reservatórios, as saturações de óleo, água e gás são definidas em relação ao volume de cada um desses elementos que estão presentes no reservatório. Assim, considere um poro de volume  $V_p$  onde são encontrados um volume  $V_w$  de água,

um volume  $V_o$  de óleo e um volume  $V_g$  de gás. Considerando que o poro esteja completamente preenchido pelos três fluidos, teremos  $V_p = V_w + V_o + V_g$ . Então as saturações de água ( $S_w$ ), óleo ( $S_o$ ) e gás ( $S_g$ ) são definidas como:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}; \quad S_o = \frac{V_o}{V_p}; \quad S_g = \frac{V_g}{V_p}; \quad (\text{Cossé, 1993})$$

Assim:

$$S_w + S_o + S_g = 1.$$

## 2.4-Lei de Darcy

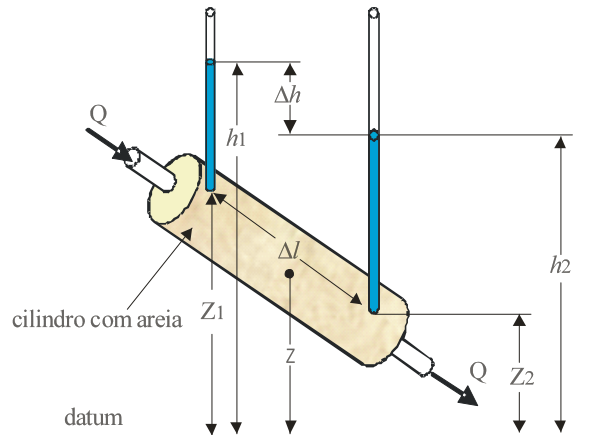
Henry Darcy foi um engenheiro civil preocupado com o suprimento de água de Dijon, França, em particular com a melhoria dos filtros de areia para purificação da água. Em busca dessa informação Darcy determinou por meio de experimentos a lei de escoamento de água através de areia.

O equipamento utilizado por Darcy em seus experimentos consistiu de um cilindro de cerca de 1 metro de comprimento, posicionado verticalmente e contendo um pacote de areia não consolidada. Piezômetros eram conectados dentro do cilindro imediatamente acima e a baixo dentro do pacote de areia. Pelo fluxo de água na areia, Darcy estabeleceu que para uma taxa constante de fluxo, a velocidade deste era diretamente proporcional a diferença de altura entre as medidas dos piezômetros. Os parâmetros deste experimento podem ser combinados para render duas variáveis principais. A descarga específica,  $q$ , que tem unidades de velocidade  $[L/T]$  e representa a taxa de volume de fluxo por unidade de área do cilindro, que é determinada do experimento como sendo  $Q/A$ ; e a dimensão do gradiente hidráulico,  $(h_1 - h_2) / \Delta l$ , que representa a mudança no nível de elevação da água nos piezômetros separados pela distância  $\Delta l$  (Figura 2.4). Assim, Darcy determinou que:

$$\frac{Q}{A} = q = k \frac{(h_1 - h_2)}{l} \quad (2.3)$$

A única variação que Darcy fez em seu experimento foi mudar o tipo de areia. Isso tinha o efeito de alterar o valor da constante  $k$ .

Subseqüentemente, outros pesquisadores repetiram o experimento de Darcy sob condições menos restritivas. A primeira modificação foi posicionar o pacote de areia em diferentes ângulos em relação a vertical, como mostra a Figura 2.4.



**Figura 2.4.** Experimento de Darcy modificado.

Esse experimento consistia de um cilindro com seção de área transversal  $A [L^2]$ . O cilindro possuía dois piezômetros separados pela distância  $\Delta l [L]$ . A altura que a água atinge nos piezômetros é uma medida da energia que a água possui ao ocupá-los. No experimento, o fluxo de água entra e sai do cilindro a uma taxa  $Q [L^3/T]$  conhecida, e o nível da elevação da água nos piezômetros,  $h_1$  e  $h_2 [L]$ , são medidos em relação a um datum local.

Variando-se o ângulo de inclinação do pacote de areia, foi possível descobrir que independente da orientação do pacote, as diferenças de altura medidas nos piezômetros,  $\Delta h$ , eram sempre as mesmas para uma determinada taxa de fluxo. Isso provou que a lei de Darcy é independente da direção do fluxo em relação ao campo gravitacional terrestre.

Experimentos realizados com uma variedade de líquidos diferentes revelaram que a lei de Darcy pode ser generalizada como: (Dake, 1978; Domenico & Schwartz, 1990)

$$q = k \frac{\rho}{\mu} \frac{dU}{dl}, \quad (2.4)$$

onde  $\mu$  é viscosidade do fluido e  $\rho$  a sua densidade. A constante  $k$  foi então isolada como sendo somente dependente da natureza da areia e é descrita como a permeabilidade.  $k$  é de fato a permeabilidade absoluta da areia. Estando a areia completamente saturada com um fluido, ela irá ter o mesmo valor de permeabilidade independentemente da natureza do fluido. Isto é em grande parte verdade, sob condições normais de pressão e fluxo em reservatório.



A grandeza  $U$  representa o potencial fluido que é definido como o trabalho necessário, em um processo sem forças dissipativas, para o transporte de uma unidade de massa de fluido de um estado de determinada pressão e elevação para outro.

A lei de Darcy foi descrita sem levar em consideração a conversão de sinal, assim, assumir que todos os termos na Equação 2.4 são positivos, é adequado para calcular taxas de fluxo independentemente. Entretanto, se a Equação. 2.4 é usada em conjunto com outras equações, deve-se atentar para a convenção de sinal. Logo, se a distância é medida positivamente na direção do fluxo, o gradiente do potencial  $\frac{dU}{dl}$  deve ser negativo na mesma direção, pois o fluxo se move do potencial mais alto para o mais baixo (Dake, 1978), assim:

$$q = -k \frac{\rho}{\mu} \frac{dU}{dl}. \quad (2.5)$$

Logo, a lei de Darcy pode ser dita em palavras como sendo: *a velocidade do fluxo é proporcional ao gradiente hidráulico.*

A lei de Darcy conforme desenvolvida inicialmente, aplicava-se a escoamento unidimensional, contudo ela pode ser generalizada para escoamento em mais de uma direção (escoamento tridimensional), como ocorre na prática com o fluxo de fluido em subsuperfície nos reservatórios. Desta forma, a expressão inicialmente desenvolvida por Darcy, Equação 2.3, pode ser generalizada para: (Domenico & Schwartz, 1990)

$$\bar{q} = -k \bar{\nabla} h, \quad (2.6)$$

ou de forma mais geral como:

$$\bar{q} = -k \frac{\rho}{\mu} \bar{\nabla} U, \quad (2.7)$$

que descreve o fluxo de fluido ao longo dos eixos  $x$ ,  $y$  e  $z$ , onde a permeabilidade varia com a direção do fluxo, isto é,  $k_x \neq k_y \neq k_z$ .

No sistema internacional (SI),  $k$  é expresso em metros quadrados. Na prática, a unidade usada é o milidarcy (mD):

$$1\text{mD} \approx 10^{-15}\text{m}^2.$$

A variação de valores de permeabilidade encontradas em rochas é muito amplo. Pode variar desde valores menores do que 0.1mD para mais de 10D (Darcy) em alguns casos. Os termos a seguir podem ser apropriados para especificar os valores de permeabilidades em reservatórios de petróleo: (Cossé, 1993)

<1mD: muito baixo

1 a 10mD: baixo

10 a 50 mD: regular

50 a 200mD: razoável

200 a 500mD: boa

>500mD: excelente

#### **2.4.1-Validade da lei de Darcy**

A lei de Darcy é válida para fluxos através de muitos materiais granulares. A lei sugere uma relação linear entre a descarga específica ( $q$ ) e o gradiente hidráulico ( $\bar{\nabla}U$ ). Esta relação assegura que o fluxo é laminar. Neste tipo de escoamento as velocidades são relativamente baixas e o fluido percola suavemente pelos poros do reservatório. O escoamento é dominado pelas forças viscosas do fluido e a perda de carga hidráulica varia linearmente com a velocidade.

Para velocidades maiores, o escoamento passa a ser dominado pelas forças de inércia, deixa de ser laminar e transforma-se em turbulento. Ocorre a formação de turbilhonamento, as moléculas do fluido movem-se de maneira irregular, a perda de carga hidráulica não varia linearmente com a velocidade e a lei de Darcy não pode mais ser aplicada. Ou seja, a lei de Darcy não é válida sob condições de fluxo turbulento, onde as partículas do fluido podem mover-se em vórtices.

Neste trabalho está se tratando um escoamento de fluido em um reservatório de petróleo. No geral, em reservatórios a velocidade do fluxo é relativamente baixa, da ordem de centímetros por dia. Assim sendo, as condições que satisfazem a lei de Darcy são satisfeitas e esta pode ser aplicada (Domenico & Schwartz, 1990).

Além da lei de Darcy, a equação de balanço de massa também é aplicada para descrever o deslocamento do fluido em um meio poroso.

## 2.5-Equação de balanço de massa em meios porosos

A equação de balanço de materiais representa basicamente a equação da continuidade de matéria. Uma equação de continuidade expressa sempre uma lei de conservação de alguma grandeza. No caso de reservatórios de petróleo, a grandeza que se conserva é a massa do fluido no interior das rochas.

A equação de balanço de material em um meio poroso pode ser obtida considerando um volume  $\Delta V = \Delta x \Delta y \Delta z$ . Este elemento de volume permanece fixo no espaço enquanto o fluido escoar para o seu centro perpendicularmente as suas faces (Figura 2.5). A taxa com que a massa de fluido entra e sai do cubo em cada face é dada pelas equações mostradas na Figura 2.5 (Peaceman, 1977).

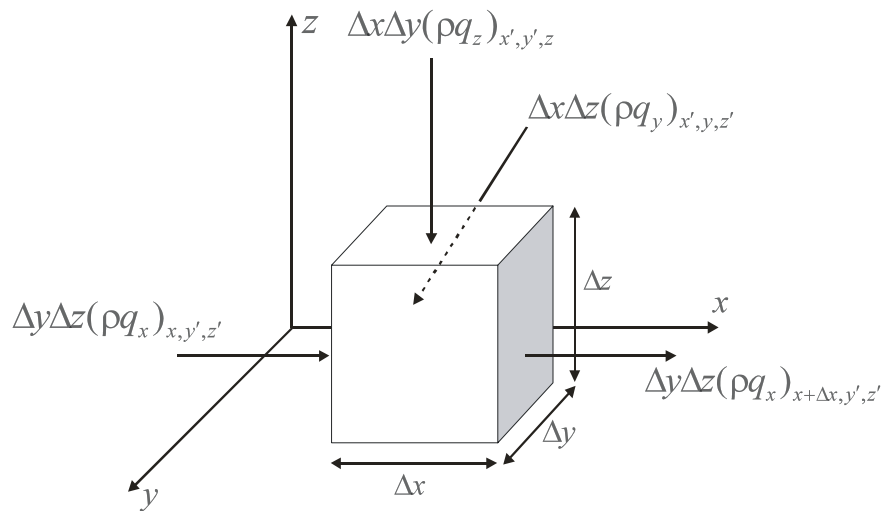


Figura 2.5. Fluxo de fluido num elemento de volume fixo  $\Delta V$ .

Onde  $\rho$  é a densidade do fluido e  $q_x$ ,  $q_y$  e  $q_z$  é a velocidade de Darcy para cada direção.

Em um meio poroso, a quantidade de massa contida no cubo é dada por  $\phi \rho \Delta x \Delta y \Delta z$ . Onde  $\phi$  representa a porosidade. E a taxa de mudança de massa no cubo é igual

$$a: \frac{\partial(\Phi\rho)}{\partial t} \Delta x \Delta y \Delta z \quad (\text{Peaceman, 1977}).$$

Da lei de conservação da massa ou do balanço de material sabe-se que:

$$a \text{ taxa de massa que entra} - a \text{ taxa de massa que sai} = a \text{ taxa de massa retida.} \quad (2.8)$$

Substituindo as taxas na Equação 2.8, dividindo-se pelo volume  $\Delta x \Delta y \Delta z$  e tomando os limites quando  $\Delta x \rightarrow 0, \Delta y \rightarrow 0$  e  $\Delta z \rightarrow 0$ , obtemos:

$$-\frac{\partial(\rho q_x)}{\partial x} - \frac{\partial(\rho q_y)}{\partial y} - \frac{\partial(\rho q_z)}{\partial z} = \frac{\partial(\Phi\rho)}{\partial t} \quad (2.9).$$

A Equação 2.9 é a equação da continuidade. No caso da massa, a equação diz que não há fontes (pontos onde pode se introduzir matéria adicional) ou sumidouros (pontos onde a matéria possa escapar), então o elemento de massa  $dm$  contido em qualquer volume  $dV$  depende unicamente do balanço entre a quantidade de fluido que entra e sai do sistema (volume  $dV$ ).

Os três primeiros termos desta equação, quando multiplicados por  $dV$ , exprimem a massa fluida que entra ou sai desse volume em termos das componentes da velocidade  $q_x$ ,  $q_y$  e  $q_z$ . O termo do lado direito, também quando multiplicado por  $dV$ , dá a taxa de variação de massa dentro do elemento de volume. Quando esses termos se cancelam, significa que qualquer saída ou entrada resultante de massa deve ser compensada por uma variação equivalente da massa dentro do elemento de volume. Se o elemento de volume  $dV$  contém fontes ou sumidouros, estes devem ser levados em conta na Equação 2.9, escrevendo-se no lado direito um termo que represente a taxa com que a matéria está entrando ou saindo de  $dV$ .

A partir da lei de Darcy e da equação de balanço de massa para cada fase, constrói-se um conjunto de equações diferenciais parciais que vão compor o modelo de reservatório de petróleo chamado de *Black-oil*.

## 2.6-Modelo Black-oil

Como foi dito anteriormente, para simular o comportamento de um reservatório de petróleo, um modelo matemático do sistema é necessário. As equações que regem o fluxo de fluidos em um reservatório para fluxo simples ou multifásico, são obtidas da combinação da lei de Darcy e da equação da conservação de massa (Aziz & Settari, 1979). Dessa combinação resulta o modelo matemático que descreve o fluxo de fluido num reservatório de petróleo. Este modelo corresponde a um sistema de equações diferenciais parciais. Esse sistema de equações pode representar o modelo *black-oil* de reservatórios de petróleo. Segundo Thomas (1982) a formulação pode ser:

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla d) \right\} \pm Q_w = \Phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (a)$$

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla d) \right\} \pm Q_o = \Phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (b)$$

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{ro}R_s}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla d) \right\} + \nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{rg}}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \gamma_g \nabla d) \right\} \pm (R_s Q_o + Q_g) = \Phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o} \right) \quad (c)$$

Onde essas três equações de difusão são equivalentes a lei de Darcy para cada fase do fluido presente no reservatório, ou seja, as Equações *a*, *b* e *c*, descrevem o fluxo da água, do óleo e do gás num reservatório de petróleo, respectivamente. Além de poder levar em consideração um fluido composto de três fases, algumas outras características do modelo o *Black-oil* são: 1) não há mistura entre água e óleo; 2) as fases óleo e água não se vaporizam na fase gás; 3) a fase gás pode estar dissolvida nas fases água e óleo 4) o fluxo é isotérmico e 5) há equilíbrio termodinâmico instantâneo por todo o reservatório (Thomas, 1982; Peaceman, 1977).

## 2.7-Ajuste histórico de produção em reservatórios

O processo de ajuste de histórico em reservatórios tem como objetivo a determinação de parâmetros petrofísicos e de fluídos do reservatório, com a finalidade de produzir um modelo de reservatório o mais próximo possível da realidade física e geológica do que há em subsuperfície. O procedimento de ajuste consiste basicamente em minimizar a diferença entre os dados observados (pressão nos poços, vazões, saturações, erupção de água, razão gás-óleo, etc) e os dados produzidos pelo modelo do reservatório. Onde estes últimos são gerados por meio de um simulador que procura reproduzir o comportamento passado do reservatório (Salazar, 1995).

Na Figura 2.6, o dado de produção que é apresentado como exemplo é o de erupção de água; na figura as setas verdes representam a diferença entre os dados simulados (curva azul descontínua) e os dados observados (curva vermelha contínua),

logo no processo de ajuste de histórico requer-se que essa diferença (setas verdes) seja a menor possível.

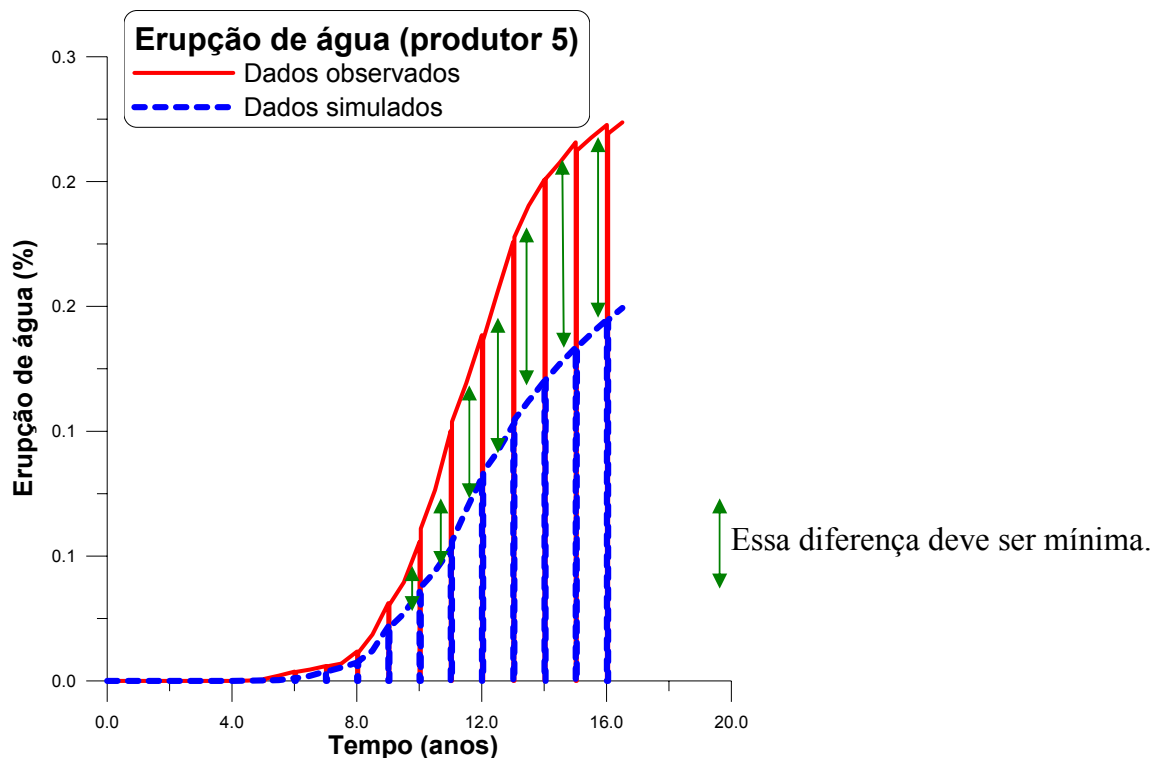


Figura 2.6. Discrepância entre os dados observados e os dados simulados.

Caso se consiga um bom ajuste entre os dados observados no reservatório real e os dados produzidos pelo modelo simulado, pode-se utilizar os parâmetros deste modelo para fazer previsões de produção e como informação de auxílio ao gerenciamento do campo de óleo/gás. Desta forma, fazer um ajuste de histórico de produção é validar o modelo do reservatório em análise (Salazar, 1995; Netto *et al.*, 2003).

Na literatura sobre ajuste de histórico de reservatórios, há uma constante busca no aperfeiçoamento de algoritmos para torná-los capazes de gerar automaticamente uma solução (modelo de reservatório) para o problema de ajuste de histórico (Ouenes *et al.*, 1994). Tendo em vista que a solução do problema inverso associado ao ajuste de histórico não é única, mais de um modelo de reservatório pode ajustar os dados observados.

Segundo Portela & Prais (1999) e Subbey *et al.* (2003), a busca por um ajuste automático de histórico é classificado em duas categorias: métodos determinísticos e

estocásticos (ou métodos de otimização global). Métodos determinísticos são baseados na teoria de problemas inversos, enquanto os métodos estocásticos simulam as aproximações por tentativa e erro de um ajuste manual de histórico.

Ainda segundo Portela & Prais (1999) e também de acordo com Subbey *et al.* (2004), os mais eficientes métodos determinísticos são os métodos que se utilizam do cálculo do gradiente, como: *steepest descent*, gradiente conjugado e métodos de Newton. Estes métodos requerem o cálculo de derivadas em relação aos parâmetros do modelo de um reservatório (ex.: porosidade e permeabilidade) para minimizar a função objetivo (Maschio & Schiozer, 2003). Esses métodos têm como vantagem uma rápida taxa de convergência para um conjunto de parâmetros que minimizam a função objetivo. Por esta razão, algoritmos desse tipo têm sido usados para resolver problemas de otimização na indústria do petróleo. No entanto, algoritmos de otimização determinísticos apresentam uma séria restrição ao serem aplicados em problemas de muitos parâmetros. Pois, para problemas de muitas variáveis, onde em geral o espaço de soluções é descontínuo, esses algoritmos podem não convergir ou convergir para um mínimo local. Para contornar este problema, métodos estocásticos ou de otimização global, se mostraram mais eficientes por serem menos afetados por eventuais descontinuidades da função objetivo, tão comuns em problemas de ajuste de histórico (Portella & Prais, 1999; Mantica *et al.*, 2001; Leitão, 1997; Maschio & Schiozer, 2003). Segundo Schule-Riegert *et al.* (2003) métodos de otimização global como: *simulate annealing* (Ouenes *et al.*, 1994; Harding *et al.*, 1996) e algoritmo genético (Romero *et al.*, 2000; Harding *et al.*, 1996), são os que têm potencial para superar um mínimo local e investigar o espaço global de soluções. Segundo Ouenes *et al.* (1994), uma outra vantagem dos métodos de otimização global, é que eles permitem elaborar metodologias de ajuste de histórico onde é possível incorporar dados de campo e laboratório nos modelos de reservatório. Por exemplo, a idéia de fixar o valor de permeabilidade onde foram feitas medidas diretas através de poços perfurados, tornou-se possível.

No entanto, segundo Mantica *et al.* (2001) esses métodos de otimização global normalmente requerem um grande número de iterações para atingir o critério de convergência. O que resulta em um alto esforço computacional para a minimização da função objetivo. Entretanto, com o constante desenvolvimento de *software e hardware*,

esses métodos de otimização global vêm se tornando cada vez mais viáveis de serem aplicados.

Apesar dos métodos de otimização global permitirem que se incorporem dados de campo e de laboratório ao problema de ajuste histórico; integrar tais dados ainda continua um desafio a ser superado. Isso devido a grande distinção entre esses dados, pois, para um reservatório, se tem dados desde de escala de campo até dados microscópicos obtidos em laboratório. Logo para contornar esse problema, é necessário considerar informações a priori sobre o reservatório; isso significa considerar as informações obtidas da geologia (Caers, 2002). E foi segundo essa abordagem que este trabalho de mestrado foi desenvolvido. No processo de ajuste de histórico aqui realizado, procurou-se tomar medidas que melhorassem o ajuste, sempre procurando justificar as restrições impostas às soluções, por meio de informações que o engenheiro de reservatório pudesse ter acesso num estudo de um campo de óleo/gás real. Esta estratégia permite que a metodologia de ajuste de histórico aqui desenvolvida, possa contribuir na redução das discordância entre os algoritmos de otimização da função objetivo utilizados pelos engenheiros e as heterogeneidades do reservatório descritas pelos geólogos.

## **2.8- O modelo de reservatório**

O modelo aqui utilizado é o modelo numérico que foi explicado na Seção 2.1.2 deste trabalho. Assim, o modelo de reservatório corresponde a uma malha que discretiza o espaço físico estimado do reservatório (Machado, 1997). O modelo de reservatório analisado nesse trabalho está mostrado na Figura 2.7 e os seus detalhes estão descritos nos próximos parágrafos.



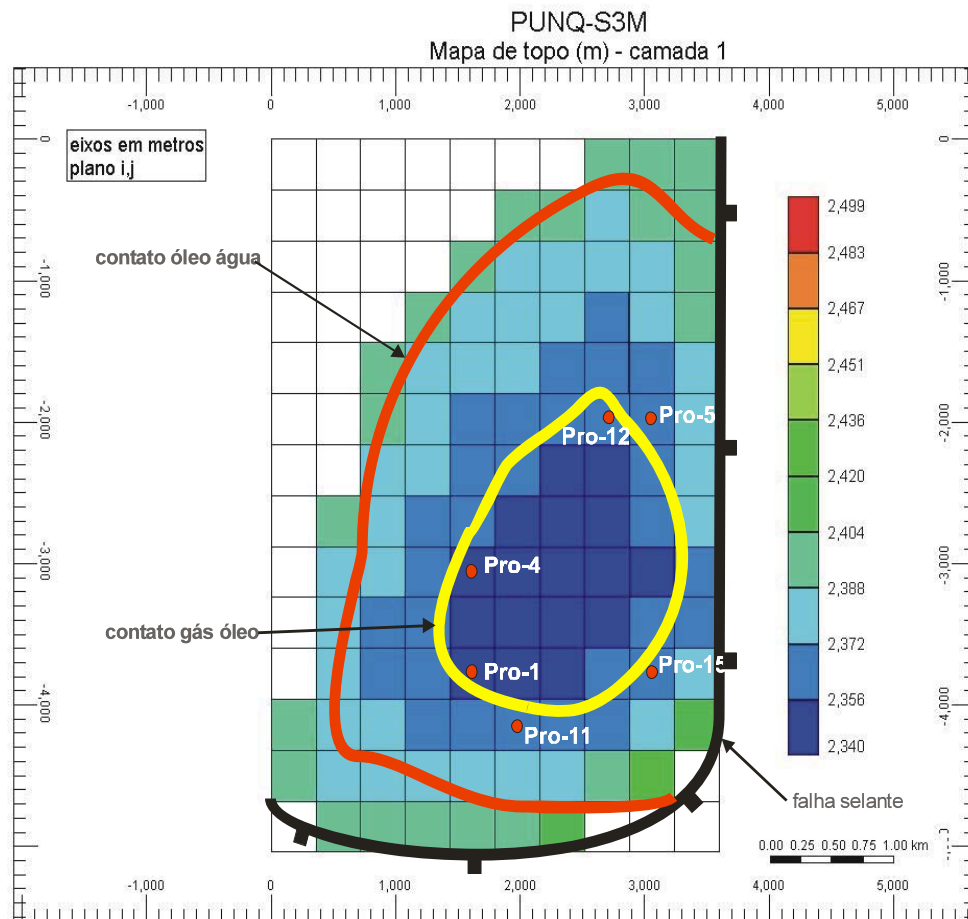


Figura 2.7. Mapa de topo do modelo de reservatório mostrando a localização dos poços.

Neste trabalho está se utilizando um modelo de reservatório semi-sintético denominado PUNQ-S3 (<http://www.nitg.tno.nl/punq/cases/punqs3>) para testar a nossa metodologia proposta. Esse modelo de reservatório é amplamente utilizado para testes de metodologia de ajuste de histórico. O PUNQ-S3 foi construído tomando como base um estudo de engenharia de reservatório de um campo real feito por sócios de um projeto, no qual o seu campo de porosidade/permeabilidade foi gerado utilizando técnicas de geoestatística (Barker *et al.*, 2001).

Afim de agilizar o desenvolvimento da metodologia de ajuste de histórico que está se testando neste trabalho, o modelo de reservatório PUNQ-S3 foi modificado de forma a reduzir o seu número de parâmetros com objetivo de diminuir o tempo de trabalho computacional na busca do melhor ajuste. Assim, o modelo original que possuía 1761 blocos ativos (blocos levados em consideração no momento da simulação) foi reduzido para 488 blocos. A redução foi feita da seguinte maneira: cada bloco da nova

malha (grosseira) passou a representar quatro blocos da malha original (fina). Os valores de porosidade e permeabilidade horizontal e vertical de cada bloco da malha grosseira foram obtidos calculando-se a média aritmética dos valores originais. Logo, cada bloco grande corresponde à média aritmética dos quatro blocos pequenos que o formou.

Com essa modificação o modelo de reservatório utilizado neste trabalho passou a ter uma malha de  $10 \times 14 \times 5$  ( $\hat{i}, \hat{j}, \hat{k}$ ) blocos, dos quais 488 são ativos. O modelo é *Black-oil*, cada bloco possui cerca de 360 metros de largura e o reservatório possui pouco mais do que 155 metros de espessura. O reservatório é contornado a Leste e a Sul por uma falha e, a Oeste e a Norte por um aquífero, conforme Figura 2.7. Uma capa de gás é localizada no centro da estrutura em forma de domo. O contato gás-óleo é também mostrado na Figura 2.7. O reservatório possui seis poços produtores localizados em volta do contato gás-óleo e, devido ao aquífero, não há necessidade de poços injetores, pois aquele mantém a pressão no reservatório. Um mapa de topo dessa estrutura está mostrado na Figura 2.7.

Devido a modificação feita na malha original do modelo de reservatório PUNQ-S3, o modelo modificado mostrado na Figura 2.7, que é o que de fato está sendo usado neste trabalho, é denominado PUNQ-S3M (PUNQ-S3 modificado).

Assim, antes de prosseguir no texto, é importante deixar claro que quando forem citados termos como: dados observados, modelo real, dados de produção do modelo real, dados de produção do modelo verdadeiro e modelo original; estaremos nos referindo aos dados obtidos por meio da simulação do PUNQ-S3M com os seus campos de porosidade ( $\phi$ ) e permeabilidade ( $k$ ) originais calculados a partir do PUNQ-S3. Logo, para efeito de estudo, o modelo PUNQ-S3M é considerado aqui como um reservatório real, onde a partir dele são gerados os dados de poço que são tomados como os dados observados, os quais servem de parâmetro de comparação para determinar se os modelos tentativa (campos de porosidade e permeabilidade diferentes do original) estão reproduzindo o comportamento do PUNQ-S3M. Desta forma temos que: os dados de produção correspondem aos dados gerados pelo PUNQ-S3M com seus campos de  $\phi$  e  $k$  originais e, os dados simulados correspondem aos dados gerados pelo PUNQ-S3M com os campos de  $\phi$  e  $k$  determinados (tentados) ao longo do processo de ajuste de histórico.

Para se medir o quanto o modelo do reservatório é condicionado pelos dados de produção, é necessário quantificar o ajuste entre estes dados e a resposta simulada do reservatório. Essa quantidade é chamada de função objetivo. No processo de ajuste de histórico, requer-se justamente a minimização desta função (diferença entre produção observada e simulada).

Durante o processo de ajuste, os parâmetros do reservatório são alterados para que se obtenha o melhor ajuste possível. O modelo de reservatório que tem seus parâmetros modificados corresponde ao modelo tentativa. Nesse trabalho, os parâmetros do reservatório que foram alterados ao longo do processo de ajuste histórico, foram a porosidade e a permeabilidade horizontal. Os detalhes deste procedimento serão descritos no Capítulo 3.

Vale ressaltar que no processo de ajuste de histórico, o simulador de reservatórios é utilizado de maneira inversa. Ou seja, a rigor, não se conhece as propriedades físicas e geológicas do que há em subsuperfície. Assim, vários modelos de reservatório são gerados através de um esquema de inversão e, simulados para verificar qual modelo de reservatório reproduz, pelo menos de maneira aproximada, os dados observados. Assim, o modelo de reservatório que gera o melhor ajuste entre os dados observados e simulados é considerado como o modelo que mais se aproxima da realidade física e geologia do que há em subsuperfície.

O esquema de inversão que foi citado no parágrafo anterior está explicado na próxima seção, onde será formulado o processo de ajuste de histórico de reservatórios como um problema inverso.

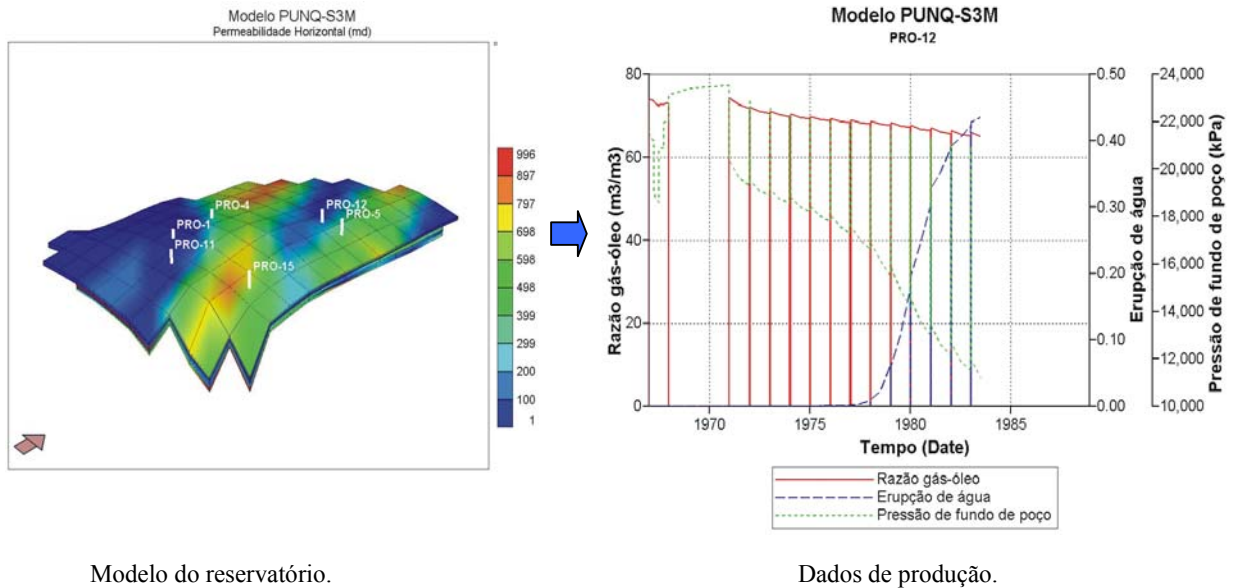
## **2.9-Formulação do ajuste de histórico de reservatórios como um problema inverso**

Uma definição abrangente, porém, bem adequada para o que sejam problemas inversos, foi dada pelo pesquisador russo Oleg Mikailivitch: *“a solução de um problema inverso consiste em determinar causas baseado na observação dos seus efeitos”*. Ajuste histórico consiste basicamente nisso: o que se tem são os dados históricos do reservatório (produção dos poços) e, quer se descobrir a partir deles, por exemplo, o campo de porosidade e permeabilidade que propiciou determinada produção.

O princípio básico de um problema inverso (PI) é que os parâmetros do modelo e os dados estão relacionados de algum modo. Essa relação é chamada de modelo. No caso do ajuste histórico, os parâmetros do modelo são as características atribuídas ao reservatório (modelo) construído no simulador.

A formulação de um PI é muitas vezes iniciada com uma descrição dos dados. Os dados são simplesmente uma tabela de valores numéricos na qual um vetor estabelece um significado conveniente para essa representação. Se  $N$  medidas são feitas em um experimento, esses valores farão parte de um vetor  $\vec{d}$  de tamanho  $N$ . Similarmente, os parâmetros do modelo podem ser representados como elementos de um vetor  $\vec{m}$  de comprimento  $M$ . Os problemas inversos lineares representados pela equação explícita  $\overline{\overline{G}}\vec{m} = \vec{d}$  formam a base para o estudo da teoria discreta de inversão. Onde a matriz  $\overline{\overline{G}}$  representa o modelo, ou seja, o modo como os dados e os parâmetros do modelo se relacionam (Menke, 1984; Medeiros & Silva, 1996).

Problemas inversos possuem em contrapartida um dual chamado de problema direto (Alecú, 2003). Para o ajuste de histórico tratado neste trabalho, o problema direto seria: conhecendo-se o campo de porosidade ( $\phi$ ) e permeabilidade ( $k$ ), qual serão os dados de produção - saturações de água ( $S_w$ ); óleo ( $S_o$ ) e gás ( $S_g$ ) e pressões de água ( $P_w$ ), óleo ( $P_o$ ) e gás ( $P_g$ )- observada em determinado poço? E este problema direto é o que é calculado no IMEX (simulador *Black-oil* da CMG Ltd).



Modelo do reservatório.

Dados de produção.

**Figura 2.8. Problema direto do ajuste de histórico de reservatórios.**

A Figura 2.8 está representado esquematicamente o problema direto do ajuste de histórico em reservatórios. Note que no problema direto, é a partir do modelo do reservatório que os dados de produção são gerados pelo simulador. Ou seja, neste caso, se conhece os parâmetros ( $\phi$  e  $k$ ) do modelo do reservatório e a partir dele gera-se as curvas de produção. A resposta dada pelo simulador corresponde a solução do sistema de equações diferenciais parciais do modelo *black oil*, que são mostradas abaixo. Nessas equações as grandezas destacadas em vermelho correspondem às determinadas no problema direto, enquanto que as grandezas destacadas em verde correspondem às determinadas no problema inverso. Ambas essas grandezas são as que estão envolvidas no ajuste de histórico que é executado neste trabalho.

Grandezas determinadas no problema inverso.

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla d) \right\} \pm Q_w = \Phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_w}{B_w} \right)$$

$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla d) \right\} \pm Q_o = \Phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_o}{B_o} \right)$$

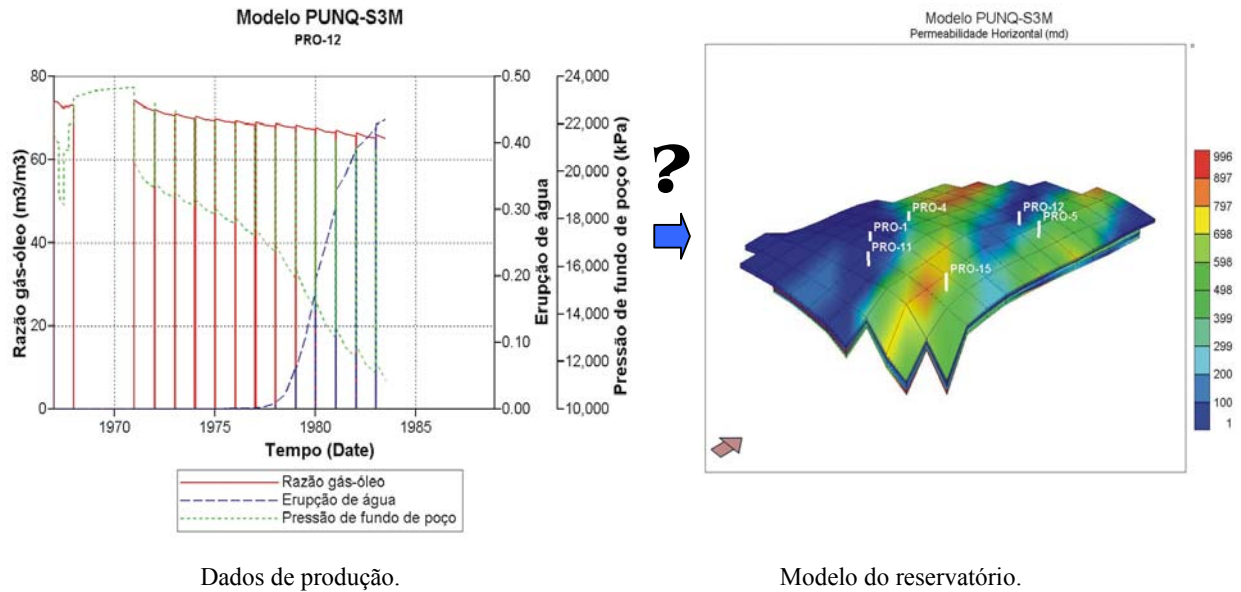
$$\nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{ro}R_s}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla d) \right\} + \nabla \cdot \left\{ \frac{[k]k_{rg}}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \gamma_g \nabla d) \right\} \pm (R_s Q_o + Q_g) = \Phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o} \right)$$

Grandezas determinadas no problema direto.

Equações do modelo *Black-oil*.

No caso do problema inverso para o ajuste de histórico de reservatórios, ele pode ser formulado da seguinte maneira: conhecendo-se a produção no poço ( $S_w$ ,  $S_o$ ,  $S_g$ ,  $P_w$ ,  $P_o$  e  $P_g$ ), qual distribuição de porosidade e permeabilidade pode ter proporcionado esta produção? A Figura 2.9 está representando esquematicamente o problema inverso do ajuste de histórico em reservatórios.

Diferentemente do problema direto, note que no problema inverso o que é conhecido são os dados de produção e, a partir destes, quer ser determinar os parâmetros do modelo do reservatório, ou seja, o campo de porosidade ( $\phi$ ) e permeabilidade ( $k$ ). É este problema que está sendo resolvido nesse trabalho. Aqui pretende-se produzir um ajuste de histórico de modo a determinar os campos de porosidade e permeabilidade do modelo de reservatório PUNQ-S3M. O sinal de interrogação que aparece na Figura 2.9 simboliza as incertezas que estão envolvidas na solução desse problema. Incertezas estas que dizem respeito a existência, a unicidade e a estabilidade da solução de um problema inverso.



**Figura 2.9. Problema inverso do ajuste de histórico de reservatórios.**

Problemas inversos podem compor uma classe de problemas matemáticos classificados por Hadamard (1902) como mal-postos. Hadamard definiu um problema bem-posto como sendo aquele que cumpre as três condições abaixo:

- 1- a solução existe;
- 2- é única e
- 3- estável.

Assim, o problema é dito mal-posto ou mal-condicionado se alguma das condições acima não é satisfeita.

Normalmente, um problema mal-posto exprime uma tentativa de se extrair mais informação do que aquela contida nos dados do problema. Em alguns casos é fácil perceber isto, em outros, no entanto, a complexidade do problema pode mascarar essa tentativa de se extrair muita informação (Medeiros & Silva, 1996).

No PI de ajuste de histórico de produção de reservatórios, em geral, mais de um modelo de reservatório pode gerar dados de produção que se ajustam aos dados históricos de produção observados nos poços. Logo, o mal condicionamento do problema PI associado ao processo de ajuste de histórico reside, predominantemente, na não unicidade da solução.

Uma explicação para o fato do PI de ajuste de histórico ser mal-posto, é que as informações diretas que se possui sobre o reservatório só existem em locais onde poços foram perfurados e, a partir disso, o que se deseja, é determinar as propriedades físicas de uma área que em muitos casos possui algumas dezenas de quilômetros quadrados. Ou seja, quer se extrair mais informação do que há contida nos dados do problema.

O primeiro passo para se resolver um problema mal posto é transformá-lo em um problema bem posto, cujo os dados contenham informação suficiente para permitir que se obtenha uma solução com pouca ambigüidade. Conceitualmente, há apenas duas possibilidades de executar essa transformação de modo efetivo: reduzir a demanda de informação ou introduzir informações a priori (vínculos) (Silva *et al.*, 2001).

No problema de ajuste de histórico que está sendo resolvido neste trabalho, a demanda de informação é reduzida, pois dos muitos parâmetros que compõem um reservatório de petróleo – ex: porosidade, permeabilidade, pressão capilar, propriedade dos fluidos, molhabilidade, permeabilidade relativa, etc (Santos, 2003; Guéguen & Palciauskas, 1994) - queremos estimar a partir das observações de produção nos poços, apenas os parâmetros porosidade e permeabilidade do reservatório. Além disso, os valores máximo e mínimo que as propriedades porosidade e permeabilidade podem assumir são restringidas no algoritmo de minimização da função objetivo que é usado neste trabalho. Os detalhes desta ação serão descritos no Capítulo 4, que trata da obtenção e análise dos resultados. Já a informação a priori (ou suplementar), corresponde à introdução do vínculo de suavidade na formulação do PI, o qual está descrito no próximo capítulo, que é onde está apresentada a metodologia deste trabalho.



### CAPÍTULO III - METODOLOGIA

Neste capítulo será descrita a metodologia empregada no ajuste de histórico realizado nesse trabalho. Neste capítulo: 1) é esclarecido quais os parâmetros que serão determinados no ajuste de histórico do PUNQ-S3M, seja pelo algoritmo de otimização de funções ou por meio de uma relação matemática; 2) como foi medido o ajuste entre os dados históricos de produção gerados pelo modelo real e os dados gerados pelos modelos tentativas, por meio de uma função objetivo 3) é explicado também como foi incorporado o vínculo de suavidade no processo de ajuste de histórico e 4) é descrito como funciona o algoritmo COMPLEX utilizado na minimização da função objetivo.

#### 3.1-Parâmetros do reservatório a serem determinados

Na metodologia de ajuste de histórico de reservatórios que está sendo testada neste trabalho, os parâmetros do reservatório a serem determinados são: o campo de porosidades e os campos de permeabilidade horizontal e vertical do modelo de reservatório PUNQ-S3M.

Inicialmente, pretendíamos encontrar com o algoritmo de busca apenas o campo de porosidades ( $\phi$ ) do PUNQ-S3M e, calcular os campos de permeabilidade horizontal ( $k_h$ ) e vertical ( $k_v$ ) por meio das equações:

$$\log(k_h) = 9.02\Phi + 0.77 \quad (3.a)$$

$$k_v = 0.31k_h + 3.12 \quad (3.b)$$

respectivamente. Onde as relações matemáticas 3.a e 3.b, foram estimadas de dados de poços (Barker *et al.*, 2001).

Calculando  $k_h$  e  $k_v$  por meio das Equações 3.a e 3.b, o único parâmetro que seria determinado pelo algoritmo de otimização de funções era o campo de porosidades ( $\phi$ ), o que reduziria consideravelmente o trabalho computacional. No entanto, é necessário saber se as equações 3.a e 3.b, são aproximações (ou modelos) razoáveis para os valores verdadeiros de permeabilidade horizontal e vertical do PUNQ-S3M. Ou seja, calcular  $k_h$  e  $k_v$  com 3.a e 3.b, gera dados de produção que reproduzem de forma aproximada os dados observados? Para obter esta informação foram realizados os testes descritos a seguir.

Primeiro foi testada a Equação 3.a, que relaciona permeabilidade horizontal ( $k_h$ ) com a porosidade ( $\phi$ ). No teste foram utilizados os campos de  $\phi$  e  $k_v$  verdadeiros, enquanto que o campo de  $k_h$ , foi calculado com a Equação 3.a. Com isso foi realizada uma simulação de produção do modelo de reservatório e verificado, a partir dos dados gerados no simulador, que estes dados se ajustaram aos dados observados. Na Figura 3.2 estão exibidos gráficos onde pode-se verificar a discrepância entre os dados de erupção de água simulados e observados obtidos nesse teste para os poços produtores 1, 4 e 5 (destacados pelos círculos verdes na Figura 3.1) do modelo do reservatório.

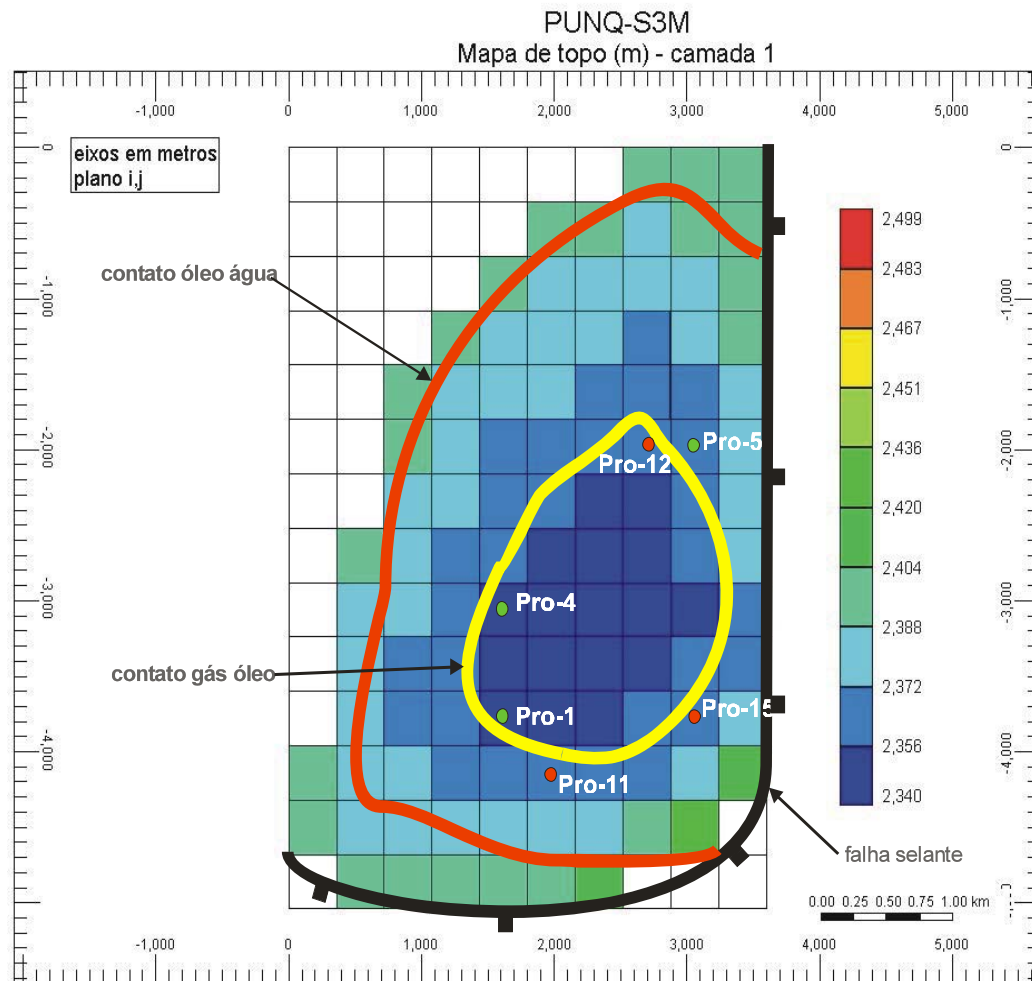


Figura 3.1. Mapa de topo do modelo do reservatório.

É possível perceber nos gráficos da Figura 3.2 que há uma grande discrepância entre os dados observados e simulados. Note que em nenhum dos casos nem a chegada de água foi corretamente prevista. Para os demais poços e propriedades os resultados

encontrados foram semelhantes a este. Logo, a partir desse teste, pode-se verificar que a Equação 3.a, não é um bom modelo que relaciona  $\phi$  e  $k_h$  para o PUNQ-S3M.

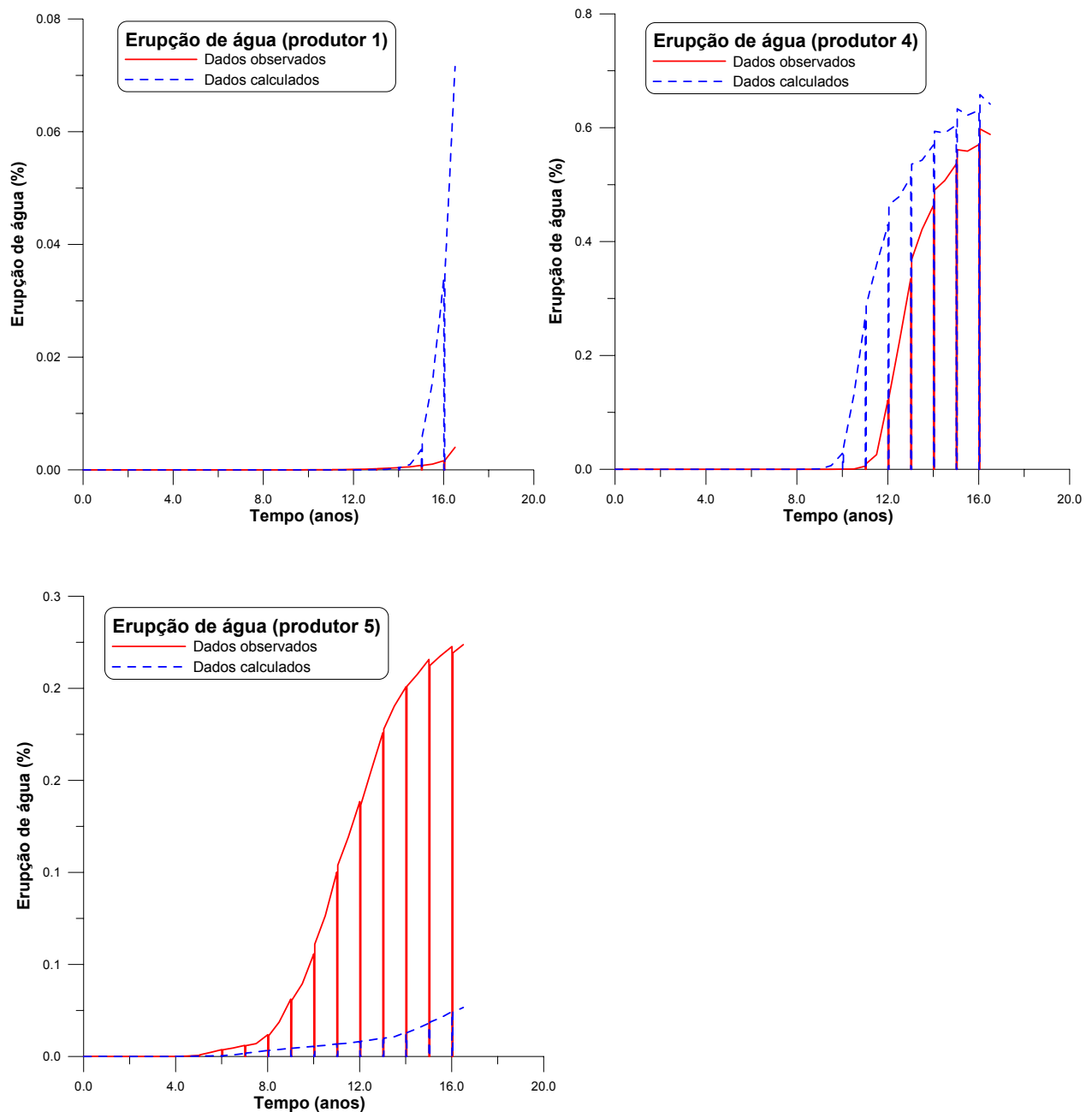


Figura 3.2. Gráficos comparando a produção observada (obtida com os dados originais do PUNQ-S3M) com a produção simulada (obtida no teste para a equação 3.a). Os picos e os baixos abruptos nas curvas indicam quando os poços são fechados à produção.

No ajuste de histórico de reservatórios, normalmente a definição do que vem a ser um bom ajuste é dada visualmente pelo intérprete. Isso porque, em alguns casos, a

ordem de grandeza dos dados envolvidos não permite que a qualidade do ajuste entre os dados de produção observados e os dados de produção simulados, seja medido de forma satisfatória por meio do cálculo de uma diferença percentual entre esses dados. Assim, não dá pra dizer se o ajuste é bom ou ruim, apenas pelo fato de ultrapassar ou não um valor percentual que seja definido como o limite aceitável de ajuste. Isso pode ser mostrado tomando como exemplo o gráfico de erupção de água para o poço produtor 1 na Figura 3.3. Ao calcularmos a diferença percentual entre os dados observados e simulados por meio da Equação 3.1; pode-se verificar que terão desajustes entre esses dados de até 22.4%. O que pode ser considerado um ajuste ruim, tendo em vista que nesse teste os dados não foram perturbados com ruído e, assim, uma diferença percentual considerada aceitável seria de pelo menos 5%.

$$\text{erro} = \frac{|\text{dado}^{\text{obs}} - \text{dado}^{\text{sim}}|}{\text{dado}^{\text{obs}}} 100 \quad (3.1)$$

No entanto, pode-se verificar no gráfico para o poço produtor 1 da Figura 3.3 que visualmente os dados observados e simulados estão ajustados.

Seguindo o mesmo procedimento adotado no teste da Equação 3.a para  $k_h$ , foi testada também a Equação 3.b que relaciona  $k_v$  e  $k_h$ . Agora foram utilizados os campos de porosidade e permeabilidade horizontal verdadeiros e o campo de permeabilidade vertical foi calculado com a Equação 3.b. A partir disso, a produção do reservatório (PUNQ-S3M) foi simulada para verificar se os dados gerados na simulação se ajustariam com os dados observados. Analisando os dados gerados nesse teste, pode-se verificar que a Equação 3.b é um modelo razoável para a permeabilidade vertical do PUNQ-S3M, pois em todos os poços do reservatório os dados de produção gerados no simulador não foram discrepantes em relação aos dados observados. Na Figura 3.3 está mostrado um exemplo do ajuste verificado nesse teste. Os gráficos apresentados na Figura 3.3 são dos dados de produção dos mesmos poços e da mesma propriedade que foram exibidos no teste para a Equação 3.a. Note como agora os dados simulados se ajustam bem aos dados observados.

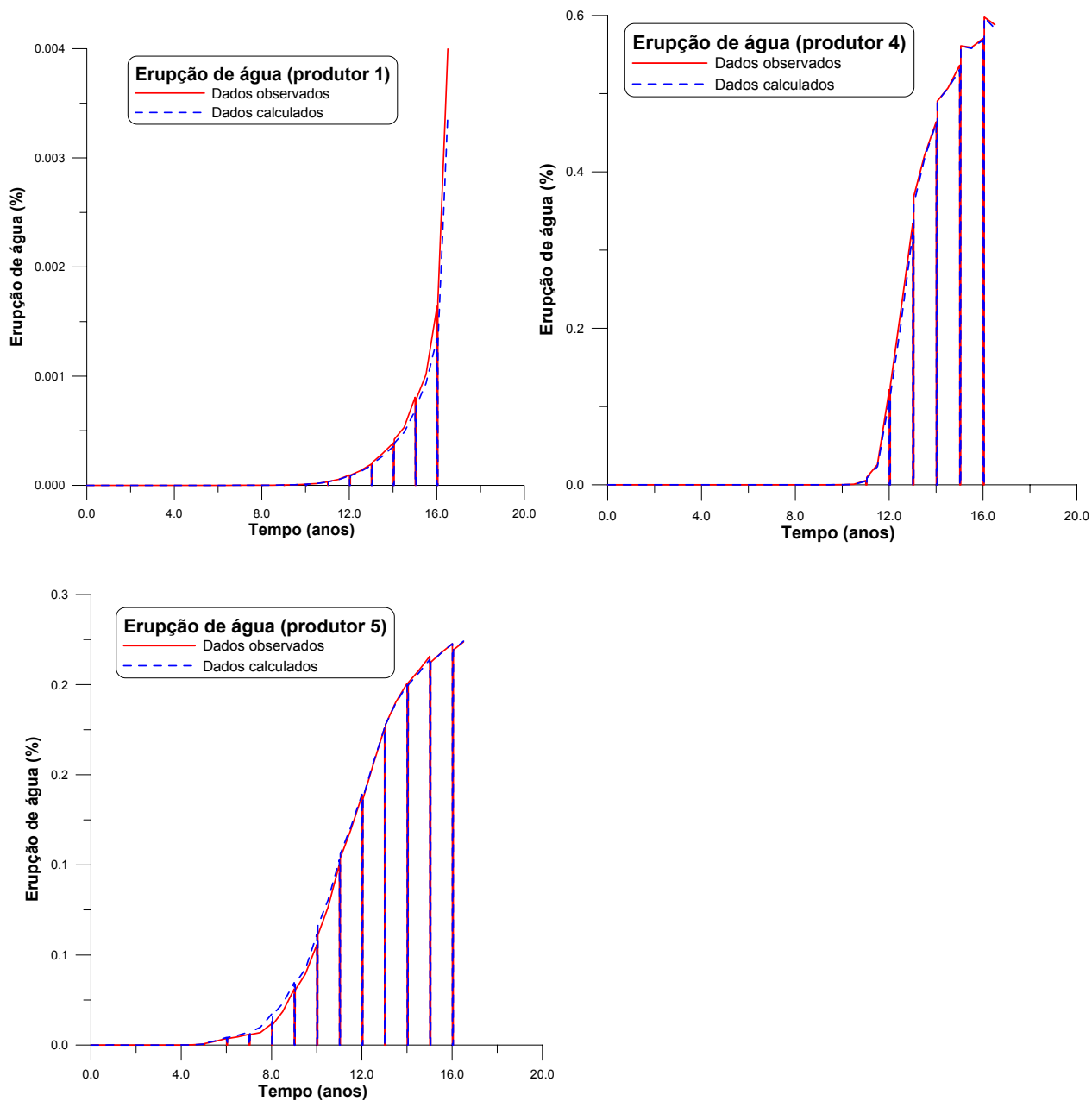


Figura 3.3. Gráficos comparando a produção observada (obtida com os dados originais do PUNQ-S3M) com a produção simulada (obtida no teste para a equação 3.b). Os picos e os baixos abruptos nas curvas indicam quando os poços são fechados à produção.

Considerando os resultados dos testes aqui descritos, foi decidido que os parâmetros do reservatório (PUNQ-S3M) a serem determinados fazendo uso do algoritmo de otimização de funções são: porosidade ( $\phi$ ) e permeabilidade horizontal ( $k_h$ ).

A Equação 3.a que gera os valores de  $k_h$  em função de  $\phi$ , não produz um campo de

permeabilidade horizontal que gere um ajuste razoável dos dados de produção, ou seja, este modelo (Equação 3.a) não relaciona de forma satisfatória  $k_h$  e  $\phi$  para o PUNQ-S3M. Já a Equação 3.b, que dá a permeabilidade vertical em função da permeabilidade horizontal, apresentou resultados satisfatórios no ajuste dos dados de produção e será utilizada para calcular o campo de permeabilidade vertical.

Agora, dando continuidade a metodologia deste trabalho, apresento nas próximas seções deste capítulo o que é e como foi incorporado o vínculo de suavidade no problema de ajuste de histórico de produção do modelo de reservatório PUNQ-S3M.

### 3.2-A função objetivo

No processo de ajuste de histórico o parâmetro que quantifica a qualidade do ajuste é o valor da função objetivo. Esta função mede a diferença entre os dados de produção simulados e os dados históricos observados. Logo, quanto menor é essa diferença menor será o valor da função objetivo e melhor será a qualidade do ajuste.

Na metodologia deste trabalho, os dados históricos de produção que estão sendo ajustados são: pressão de fundo de poço (*bottom hole pressure – BHP*), razão gás óleo (*gas oil ratio – GOR*) e erupção de água (*Water Cut – WCT*). Logo, a partir dessas grandezas, foi desenvolvida uma função objetivo que mede o desajuste nas observações. Esta função foi baseada na soma dos mínimos quadrados, sendo normalizada pelo número de medidas e pelas variâncias de cada propriedade. Adicionou-se também o vínculo de suavidade para compor a função objetivo. Esse vínculo corresponde a maneira como foi incorporada informação geológica na função objetivo.

O vínculo de suavidade ( $\psi$ ) será explicado detalhadamente na Seção 3.3 deste capítulo. Assim, a função objetivo desenvolvida foi:

$$F(wct, bhp, gor, \psi) = \frac{\sum_k (wct_k^{obs} - wct_k^{sim})^2}{n_{wct} n_p} + \frac{\sigma_{wct}^2 \sum_k (bhp_k^{obs} - bhp_k^{sim})^2}{\sigma_{bhp}^2 n_{bhp} n_p} + \frac{\sigma_{wct}^2 \sum_k (gor_k^{obs} - gor_k^{sim})^2}{\sigma_{gor}^2 n_{gor} n_p} + \lambda_{glb} \sigma_{wct}^2 \psi(r) \quad (3.2),$$

onde,  $n$  é o número de medidas para cada grandeza;  $n_p$  é o número de poços;  $r$  representa as propriedades que estão sendo invertidas, que em nosso caso são a porosidade e a permeabilidade horizontal de cada bloco e  $\sigma^2$  (fator de normalização) representa a variância para cada grandeza.

Ainda sobre a função objetivo, os super-índices *obs* e *sim*, correspondem aos dados observados e os dados do modelo tentativa (simulados), respectivamente. Observe que os três primeiros termos da função objetivo representam os desajustes nas observações, ou seja, diferença entre o modelo real (observado) e o modelo tentativa (calculado). Já o quarto termo ( $\psi$ ) corresponde ao vínculo de suavidade entre pares de blocos vizinhos e  $\lambda_{\text{glb}}$  é o fator que controla o peso da suavidade na função objetivo. Note que na Equação 3.2 está se somando grandezas físicas diferentes, logo, para deixar todas as parcelas com a mesma unidade, a função objetivo foi multiplicada por  $\sigma_{wct}^2$ . Desta forma, todas as parcelas ficaram com dimensão de *water cut* ao quadrado.

Repare que a função objetivo não foi normalizada de acordo com o valor observado. Ou seja, tomando-se o valor observado como verdadeiro e medindo-se a distância entre o modelo verdadeiro e um modelo tentativa (simulado) teríamos uma função objetivo do tipo:

$$F = \frac{1}{n_{\text{obs}}} \left[ \sum_i \left( \frac{wct_i^{\text{obs}} - wct_i^{\text{sim}}}{wct_i^{\text{obs}}} \right)^2 + \sum_i \left( \frac{bhp_i^{\text{obs}} - bhp_i^{\text{sim}}}{bhp_i^{\text{obs}}} \right)^2 + \sum_i \left( \frac{gor_i^{\text{obs}} - gor_i^{\text{sim}}}{gor_i^{\text{obs}}} \right)^2 \right]. \quad (3.3)$$

Em nosso problema de ajuste de histórico de reservatórios, uma função objetivo como a Equação 3.3 não seria apropriada. Para explicar o porquê disso tomemos o seguinte exemplo. Suponha que para uma observação de *wct* tenha-se  $wct^{\text{obs}} = 10^{-6}$  e  $wct^{\text{sim}} = 10^{-3}$ . Nesse caso teríamos  $F \approx 10^6$ . Logo, para um único ponto, teríamos um valor de  $F$  (desajuste) muito grande, quando na verdade  $wct^{\text{obs}} = 10^{-6}$  e  $wct^{\text{sim}} = 10^{-3}$  são valores de *wct* que apesar de serem muito diferentes, dão a mesma informação para o intérprete. Ou seja, esses valores dizem que ainda não ocorreu erupção de água. Assim, mesmo que a diferença percentual entre os dados de produção observados e simulados seja grande, visualmente não se percebe essa diferença ao observar esses dados em um gráfico. Devido a isso, a Equação 3.3 não seria uma função objetivo apropriada para o

problema de ajuste de histórico de reservatórios, pois ela não dá uma medida representativa do desajuste.

Já a função objetivo (Equação 3.2) que se está utilizando neste trabalho, permite que se tenha uma medida representativa do ajuste. Pois ela é normalizada pelo número de medidas e pelo fatores de normalização ( $\sigma^2$ ), o que permite controlar a ordem de grandeza que os valores de  $F$  (desajuste) podem ter. Assim, mesmo que para um único ponto, ocorram valores observado e calculado, como os mostrados no parágrafo anterior, ainda assim, o valor de  $F$  (desajuste) não seria absurdamente grande e visualmente poderia se verificar num gráfico a qualidade do ajuste.

Na função objetivo (Equação 3.2) que está sendo utilizada neste trabalho, estamos ajustando simultaneamente  $wct$ ,  $bhp$  e  $gor$ , assim, queremos que essas propriedades possuam o mesmo peso na função objetivo. Para isso, os fatores de normalização ( $\sigma^2$ ) foram ajustados, por tentativa, de modo a deixar todos os termos da função objetivo com a mesma ordem de grandeza. Repare que o único termo na Equação 3.2 que está multiplicado por um fator de peso é a suavidade, o que permite controlar a influência desse vínculo no ajuste. Ou seja, por meio do fator peso ( $\lambda_{glb}$ ), podemos fazer com que o quarto termo da função objetivo seja mais ou menos representativo em relação as demais parcelas da Equação 3.2.

Para normalizar a função objetivo, foi utilizado o modelo verdadeiro de reservatório (PUNQ-S3M) para gerar um histórico de produção. Esses dados considerados verdadeiros, foram então perturbados de um ruído para simular os efeitos de erros aleatórios nas medidas. Com isso, foram gerados dois arquivos de dados: um com os dados históricos de produção sem ruído e um outro com esses dados perturbados de um ruído.

O ruído adicionado aos dados reais seguiu a seguinte prescrição, de acordo com o projeto PUNQ-S3 original: as medidas de  $wct$  foram perturbadas com um ruído Gaussiano aleatório de até 2% do valor verdadeiro para poço fechado à produção e de até 5% com poço produzindo; as medidas de  $bhp$  foram perturbadas com um ruído de até 100 Pa (Pascal) para poço fechado à produção e até 300 Pa para poço produzindo e as medidas de  $gor$  foram perturbadas de um ruído Gaussiano aleatório de até 25% do valor verdadeiro. De posse desses dois arquivos de dados, foram calculados valores da função



objetivo onde os dados sem ruído foram considerados como observados e os com ruído como os dados obtidos com o modelo calculado. A partir disso, foi se ajustando por tentativa os valores dos  $\sigma^2$  para cada propriedade, até que os quatro termos da função objetivo tivessem valores da mesma ordem de grandeza. Vale ressaltar que no processo de normalização, o fator peso  $\lambda_{\text{glb}}$ , foi mantido fixo e igual a um. Isso para que o vínculo de suavidade fosse devidamente normalizado em relação às outras parcelas da função objetivo.

Após a normalização da função objetivo (FO), ela foi utilizada para medir a qualidade do ajuste em nosso problema de ajuste de histórico. Como foi dito no início desta seção, a função objetivo mede a diferença entre os dados de produção gerados pelo modelo verdadeiro e os dados gerados pelo modelo calculado, assim para se obter um ajuste razoável entre esses dados, é necessário fazer com que essa diferença seja mínima. Logo, isso equivale a encontrar o mínimo da função objetivo (Equação 3.2). Para minimizar a FO foi utilizado um algoritmo de otimização global denominado de COMPLEX (Richardson e Kuester, 1973).

O funcionamento do algoritmo e sua utilização no processo de minimização da função objetivo estão descritos na seção 3.4. Antes, porém, a incorporação do vínculo de suavidade é apresentada.

### **3.3-Incorporação do vínculo de suavidade no problema de ajuste de histórico**

Como foi visto no capítulo anterior, o problema de ajuste de histórico de produção é um problema inverso mal-posto. E para torná-lo um problema bem-posto é necessário à incorporação de informação a priori e de vínculos sobre as propriedades a serem determinadas. No entanto, as informações a priori e os vínculos são de natureza e em quantidades distintas. Medidas de porosidade e permeabilidade, quando disponíveis, só existem em locais onde poços foram perfurados. Outro problema encontrado é que, em muitas situações, é difícil integrar informações de diferentes naturezas (dados de levantamentos sísmicos, perfis de poços, dados de geologia, etc) de forma a expressar matematicamente a complexa realidade geológica de um reservatório de petróleo que possa ser utilizada num simulador de reservatórios.

Afim de regularizar o ajuste de histórico deste trabalho, foi adicionado um vínculo (suavidade) aos dados do problema. Ou seja, foi feita a consideração de que as propriedades petrofísicas do reservatório em estudo variam suavemente ao longo das regiões do reservatório. Desta forma, adicionamos mais informação aos dados do problema; com a expectativa de que essa ação venha a transformar o PI tratado nesse trabalho de um problema mal-posto para um problema bem-posto. Pois ao se introduzir uma informação adicional (a priori) aos dados de problema, isso reduz a quantidade de soluções possíveis, o que significa que está se reduzindo a ambigüidade de soluções no problema.

A informação adicional que será utilizada e testada nesse trabalho de mestrado é o vínculo de suavidade. Esse vínculo corresponde a uma hipótese geológica a respeito do nosso reservatório em análise. Essa hipótese é a de que as propriedades petrofísicas, porosidade e permeabilidade, variam suavemente ao longo do reservatório em estudo. Ou seja, não há mudanças abruptas dos valores dessas propriedades.

No entanto, em geral, o intérprete não tem a garantia de que uma informação geológica a priori usada para estabilizar um problema geofísico inverso é verdadeira. Devido a essa incerteza, é necessário que os vínculos geológicos sejam introduzidos em problemas inversos de geofísica, (a ex.: variação suave de porosidade e permeabilidade), de modo que: tenham a menor influencia possível sobre as propriedades do corpo geológico em estudo e possam reduzir a ambigüidade nas soluções (Silva *et al.*, 2001; Medeiros & Silva, 1996).

Logo, neste trabalho, o peso do vínculo de suavidade ( $\lambda_{glb}$ ) usado na função objetivo para regularizar o problema, deve ser tal que: ajuste os dados observados e que introduza o menor viés geológico possível sobre as propriedades porosidade e permeabilidade do PUNQ-S3M. Aqui, isso é feito através da determinação do menor valor de  $\lambda_{glb}$  que atenda a essa condição.

A Figura 3.4 representa um esquema de como a suavidade foi programada em nosso problema. Na Figura 3.4, cada quadrado representa um bloco do modelo do reservatório com as propriedades que está se querendo determinar no ajuste de histórico. Assim,  $\phi$  e  $k_h$  representam a porosidade e a permeabilidade horizontal respectivamente.

As linhas espessas que ligam um bloco a outro, ilustram que está se tomando a diferença daquelas propriedades entre esses pares de blocos.

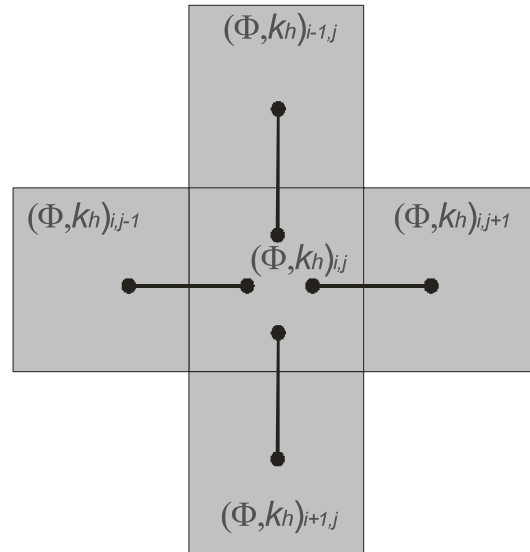


Figura 3.4. Esquema da programação da diferença entre pares de blocos vizinhos.

Na metodologia aqui desenvolvida, o vínculo de suavidade ao problema de ajuste de histórico de produção, foi adicionado na função objetivo. Logo, para isso, a consideração geológica (suavidade) a respeito do reservatório teve que ser expressa matematicamente e corresponde a Equação 3.4, mostrada logo a seguir.

$$\psi(r) = \frac{\sum_{n,m} (r_n - r_m)^2}{\sigma_k^2 n_{pa}} \quad (3.4)$$

onde,  $r$  representa as propriedades de cada célula do modelo de reservatório, que neste caso são a porosidade e a permeabilidade horizontal;  $n_{pa}$  é o número de pares de blocos adjacentes e  $\sigma_k^2$  é a variância (usada como fator de normalização). Vale salientar que na Equação 3.4, quando vai se computar a diferença da permeabilidade horizontal ( $k_h$ ) entre pares de blocos vizinhos, está se computando o valor do logaritmo de  $k_h$ .

Após determinar a equação que representasse matematicamente a suavidade (Equação 3.4), esta equação foi introduzida ao quarto termo da função objetivo (Equação 3.2) que está mostrada novamente logo a seguir:

$$F(\text{wct}, \text{bhp}, \text{gor}, \psi) = \frac{\sum_k (\text{wct}_k^{\text{obs}} - \text{wct}_k^{\text{sim}})^2}{n_{\text{wct}} n_p} + \frac{\sigma_{\text{wct}}^2 \sum_k (\text{bhp}_k^{\text{obs}} - \text{bhp}_k^{\text{sim}})^2}{\sigma_{\text{bhp}}^2 n_{\text{bhp}} n_p} + \frac{\sigma_{\text{wct}}^2 \sum_k (\text{gor}_k^{\text{obs}} - \text{gor}_k^{\text{sim}})^2}{\sigma_{\text{gor}}^2 n_{\text{gor}} n_p} + \lambda_{\text{glb}} \frac{\sigma_{\text{wct}}^2 \sum_{n,m} (r_n - r_m)^2}{\sigma_k^2 n_{\text{pa}}} \quad (3.2)$$

Assim, o vínculo de suavidade em nosso problema, significa que a diferença dos valores de porosidade e (logaritmo da) permeabilidade horizontal entre pares de blocos vizinhos no modelo do reservatório deve ser a menor possível, no sentido dos mínimos quadrados, de forma que as observações sejam ajustadas e que os campos de  $\phi$  e  $k_h$  encontrados sejam coerentes do ponto de vista geológico. Então, se a função objetivo for usada sem a presença do vínculo de suavidade (ou seja, sem informação adicional para o problema) ou com um valor muito baixo desse vínculo em relação ao desajuste nas observações; é de se esperar que haja uma grande variância nas soluções, pois o espaço de soluções não sofre a influência do vínculo. Por outro lado, se o vínculo de suavidade for utilizado na função objetivo de forma que tenha um peso muito grande em relação ao desajuste nas observações, reduz-se a variância nas soluções, pois o espaço de soluções fica mais restrito (ou seja, aumenta-se a estabilidade). No entanto, para este último caso, é de se esperar que não seja obtido o ajuste das observações e que os modelos de reservatório encontrados provavelmente não estarão de acordo com um cenário geológico plausível. Logo, para incorporar devidamente o vínculo de suavidade ao ajuste de histórico deste trabalho, é necessário encontrar um valor desse vínculo que estabeleça um compromisso ótimo entre a estabilidade e a variância dos parâmetros (Menke, 1984).

Para controlar a influência da suavidade nos dados de produção, foi introduzido o fator peso  $\lambda_{\text{glb}}$ . Desta forma, na metodologia que está sendo desenvolvida nesse trabalho, quer se verificar o quanto os dados de produção do modelo do reservatório são influenciados pelo vínculo de suavidade. Assim, a suavidade foi introduzida na função

objetivo de maneira que, ao minimizá-la (minimizar a função objetivo), esteja-se também minimizando a diferença entre pares de blocos adjacentes (quarto termo da Equação 3.2).

Logo, quanto maior o valor do fator  $\lambda_{\text{glb}}$ , maior será o peso da suavidade na função objetivo. Assim para valores de  $\lambda_{\text{glb}}$  que façam a suavidade ficar mais representativa do que a diferença entre os dados de produção, estaremos minimizando mais a suavidade do que o desajuste entre os dados observados e calculados. Em outras palavras, para  $\lambda_{\text{glb}}$  grande, o peso da função objetivo é na suavidade. Desta forma é necessário encontrar um valor ótimo de  $\lambda_{\text{glb}}$  que ajuste as observações e que seja coerente do ponto de vista geológico. Ou seja, temos que incorporar o vínculo de suavidade de forma que ele permita que o algoritmo de busca encontre valores de  $\phi$  e  $k_h$  que ajustem as observações e que sejam coerentes com os valores originais de  $\phi$  e  $k_h$  do modelo PUNQ-S3M (modelo verdadeiro).

Observe que com o quarto termo da Equação 3.2 e com o fato de que ele deve ser mínimo, resolve-se, nesse contexto, o problema de incorporar no algoritmo de minimização da função objetivo, uma informação geológica a respeito do nosso reservatório em estudo, ou seja, o vínculo de suavidade.

Repare que estamos diante de um problema de otimização de funções, que em nosso caso, corresponde a encontrar o mínimo da Equação 3.2 influenciada pelo vínculo de suavidade. Para minimizar a função objetivo foi utilizado o algoritmo COMPLEX (Richardson e Kuester, 1973) que segue uma técnica de busca seqüencial para problemas não lineares.

A técnica utilizada neste trabalho para minimizar a função objetivo é descrita na próxima seção deste capítulo.

### **3.4-O algoritmo COMPLEX**

A simulação numérica de reservatórios é um processo que pode envolver um grande esforço computacional. Isso é devido a grande quantidade de parâmetros envolvidos. O modelo de reservatório é composto de cerca de centenas ou milhares de células ou blocos de simulação que discretizam o limite físico estimado do reservatório. Assim, o número de parâmetros do reservatório a serem determinados na inversão é pelo menos da mesma ordem do número de células que compõem o modelo do reservatório.

Uma característica do processo de ajuste histórico de produção, é que, geralmente, a função objetivo possui muitos mínimos, descontinuidades e oscilações bruscas que tornam o seu processo de minimização difícil de ser realizado por um método de otimização que utilize derivadas. Conforme discutido no Capítulo 2.

Nesse contexto, um método de busca direta, como o COMPLEX (Richardson e Kuester, 1973), é uma opção razoável, pois este permite a obtenção da solução sem a necessidade do cálculo de derivadas. Além disso, por se tratar de um método de busca direta, o COMPLEX é menos afetado por eventuais descontinuidades ou oscilações da função objetivo, bastante comuns em problemas de ajuste de histórico (Portella & Prais, 1999; Mantica *et al.*, 2001; Leitão, 1997; Maschio & Schiozer, 2003).

O COMPLEX tende a encontrar o mínimo da função objetivo porque o conjunto inicial de pontos é distribuído aleatoriamente na região provável de soluções. Pois ao utilizar o algoritmo COMPLEX num ajuste de histórico de produção, o engenheiro responsável pela calibração do algoritmo já deve ter uma idéia aproximada dos limites de variação dos parâmetros do reservatório de petróleo que serão determinados. Esta informação pode ser obtida a partir de levantamentos sísmicos, geologia da área e análise de testemunhos.

Para ilustrar o funcionamento do COMPLEX, a busca do mínimo de uma função objetivo de dois parâmetros  $f(p_1, p_2)$  é apresentada. Vejamos então os passos que o COMPLEX segue:

**1º passo)** defini-se os limites de busca, representado pelo retângulo azul na Figura 3.5. Vale ressaltar que nas Figuras 3.5 e 3.6, as curvas de nível representam os valores da função objetivo. No caso ilustrado, trata-se de uma função objetivo com um mínimo bem localizado.

**2º passo)** calcula-se pelo menos  $(n+1)$  parâmetros (pontos azuis na Figura 3.5) que são distribuídos aleatoriamente dentro da caixa definida no passo 1. Cada ponto do COMPLEX corresponde ao valor da função objetivo calculada com um par de parâmetros.

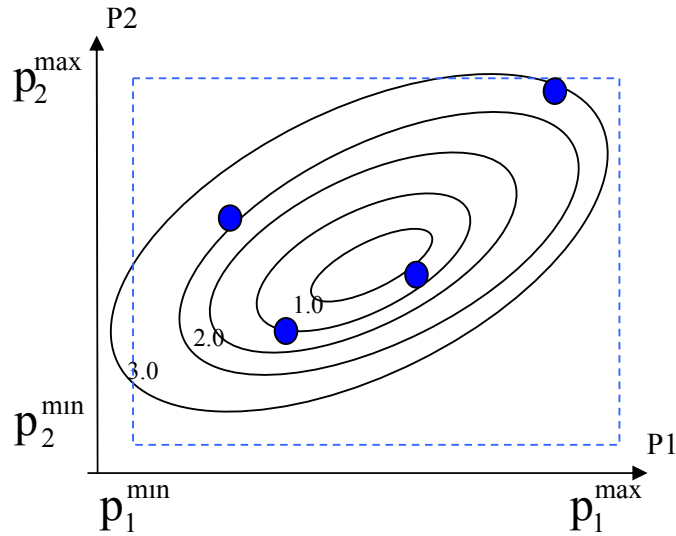


Figura 3.5. O Retângulo azul representa os limites de busca, os pontos azuis o modelo inicial e as curvas de nível o desajuste nas observações.

**3º passo)** como está mostrado na Figura 3.6, o ponto de pior ajuste (maior valor da função objetivo) é rebatido na direção do centróide dos pontos restantes. Ou seja, o ponto que encontra-se mais distante do mínimo, é substituído por um ponto que está  $\alpha$  vezes distante do centróide na direção da linha que une o ponto de pior ajuste com o centróide dos pontos restantes do COMPLEX.

O valor de  $\alpha$  aqui utilizado na minimização da função objetivo do ajuste de histórico do PUNQ-S3M, foi de 1.3. Este valor foi retirado da literatura (Richardson e Kuester, 1973) e, aqui usado, porque com esse valor de  $\alpha$  o COMPLEX mostrou-se eficaz na minimização da função objetivo (Equação 3.2) do problema. Foi verificado que ao longo do processo iterativo, o COMPLEX sempre reduzia o valor da função objetivo, não permanecendo “preso” em mínimos locais. Conforme pode ser verificado na Figura 3.9.

A Figura 3.6 ilustra, por meio da minimização de uma função objetivo de dois parâmetros  $f(p_1, p_2)$ , como se dá a evolução do COMPLEX ao longo do processo iterativo. O ponto verde na Figura 3.6a representa o ponto de mais alto valor da função objetivo (pior ajuste). Sendo assim, este ponto do COMPLEX é substituído por um outro que deve ser colocado na linha que une o ponto de pior ajuste com o centróide dos pontos

restantes, de acordo com a descrição dada no passo 3. Observe que na Figura 3.6a o ponto destacado em verde corresponde ao ponto do COMPLEX mais distante do mínimo (pior ajuste) e o ponto destacado em vermelho corresponde ao centróide dos pontos restantes do COMPLEX. Na Figura 3.6b está ilustrada uma iteração do COMPLEX. Ou seja, a substituição do ponto de pior ajuste, ponto velho, por um novo ponto que é localizado a uma distância  $\alpha$  (distância essa ilustrada pela seta azul nas Figuras 3.6b e 3.6c) do centróide. A Figura 3.6c já ilustra uma nova iteração do COMPLEX.

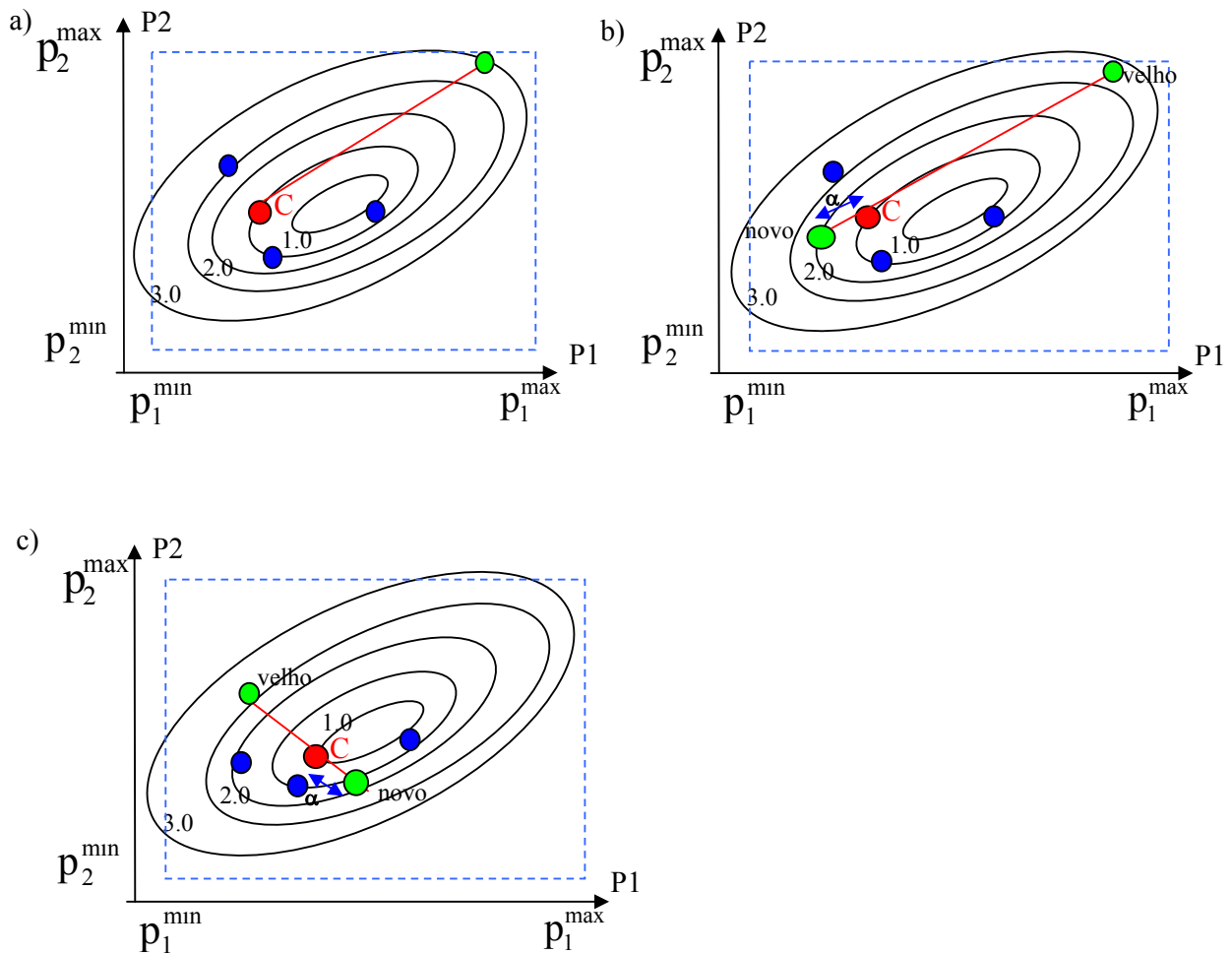


Figura. 3.6. O ponto em vermelho representa o centróide dos pontos com melhor ajuste. Os pontos verdes indicam o cálculo do novo ponto. A seta azul representa a distância  $\alpha$ .

O critério de convergência adotado é quando os valores da função objetivo em cada ponto do COMPLEX não diferem entre si de um certo valor  $\beta$ , para um dado número  $\gamma$  de tentativas consecutivas (neste trabalho utilizou-se  $\gamma = 2$ ). Idealmente,



quando o COMPLEX converge, os seus pontos encontram-se todos na região próxima ao mínimo. Conforme ilustrado na Figura 3.7.

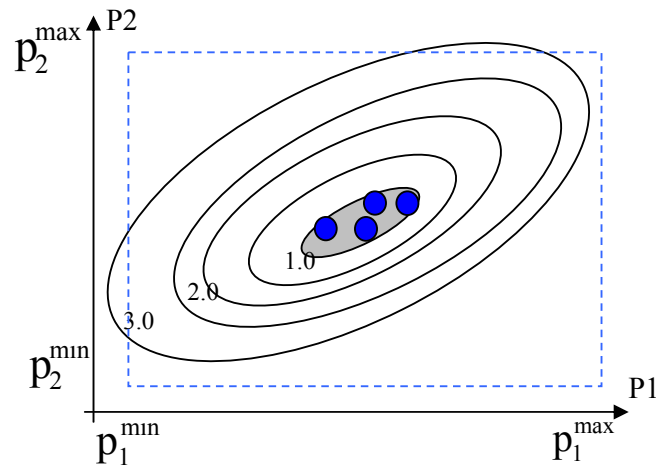


Figura 3.7. Estágio no qual o COMPLEX encontra o mínimo da função objetivo.

Observe na Figura 3.7 que temos mais de uma solução, ou seja, mais de um ponto do COMPLEX pode ser tomado como solução. O fato do COMPLEX encontrar mais de uma solução, é útil para se estudar a ambigüidade do problema e também para analisar o papel do vínculo de suavidade. Por enquanto, para facilitar análise, o COMPLEX foi programado de forma a dar como saída, o mais baixo valor da função objetivo (melhor ajuste) e o mais alto valor da função objetivo (pior ajuste). Desta forma o par de parâmetros que gerou o mais baixo valor da função objetivo é tomado como a solução, ou seja, o mínimo da função objetivo.

Observe como a heurística do COMPLEX funciona bem para um problema simples como o exemplificado acima. No entanto, em nosso problema de ajuste de histórico, o COMPLEX trabalha em um espaço de 976 dimensões (estamos invertendo porosidade e permeabilidade horizontal, simultaneamente). E de acordo com o funcionamento do COMPLEX, é necessário que seja adicionado pelo menos mais um ponto dentro do espaço de soluções. O que para o nosso problema resulta em 977 pontos da função objetivo. Logo cada um dos 977 pontos da função objetivo é localizado nesse espaço com um total de 976 coordenadas (valores de  $\phi$  e  $k_h$ ).

Assim, para um problema com mais parâmetros, será que o COMPLEX atinge convergência? Responder essa questão é de fundamental importância para que se possa

utilizar o algoritmo COMPLEX em nosso problema de ajuste de histórico de produção. Pois temos que saber se esse método de minimização trabalha de forma eficiente em nosso problema. Para obter essa informação, foi realizado um teste para a calibrar o COMPLEX (determinar o valor do  $\beta$ ) e verificar se ele estava baixando o valor da função objetivo ao longo do processo iterativo. Esse teste está descrito na próxima seção.

### **3.4.1-Determinação do critério de parada do algoritmo (valor do $\beta$ )**

Para calibrar o COMPLEX no ajuste de histórico do nosso modelo de reservatório, é necessário definir o critério de parada, ou seja, temos que determinar o valor do  $\beta$  para o qual a função objetivo (FO) chegue a ter um valor que represente um ajuste razoável entre os dados de produção do modelo real e os dados de produção do modelo tentativa. Assim, de acordo com o critério de parada do COMPLEX, quando a diferença entre os valores da função objetivo para cada ponto forem menores do que um certo valor (este valor é o  $\beta$ ), o programa deve parar e tomar o ponto de mais baixo valor da função objetivo como o seu mínimo. De forma mais compacta temos: se  $FO_{\text{pior}} - FO_{\text{melhor}} < \beta$ , o algoritmo pára as iterações.

Para determinar o que seria um valor baixo da função objetivo e conseqüentemente determinar o valor do  $\beta$ , foram realizadas algumas “rodadas” do COMPLEX com o objetivo de verificar qual o maior valor da função objetivo que ainda representasse um ajuste razoável nas observações.

Assim, observando o ajuste entre os dados de produção dos modelos calculados pelo COMPLEX e os dados de produção do modelo verdadeiro; e verificando também os valores melhor e pior da função objetivo, pudemos verificar que o valor do  $\beta$  que seria mais razoável de se utilizar foi de  $5 \times 10^{-4}$ . E este foi o valor usado na obtenção dos resultados deste trabalho. Nos gráficos da Figura 3.8, observa-se um ajuste típico encontrado entre os dados de produção observados do modelo verdadeiro (curva vermelha contínua) e os dados de produção obtidos com o melhor e o pior modelos calculados pelo COMPLEX (curvas azul e verde, respectivamente).

Os dados exibidos na Figura 3.8, são os de erupção de água para os poços produtores 4, 12 e 15 do PUNQ-S3M. Esses dados foram obtidos após 1801 iterações do COMPLEX e, o melhor valor (mais baixo valor) da função objetivo foi de  $7.702 \times 10^{-4}$  e o

pior valor foi de  $1.270 \times 10^{-3}$ . Logo, a diferença entre o melhor e o pior valor da função objetivo calculados nesse teste foi de aproximadamente  $5 \times 10^{-4}$ . De acordo com o critério de parada do COMPLEX, essa diferença pode ser considerada como o valor do  $\beta$ , tendo em vista que os demais valores da função objetivo irão se encontrar justamente entre o melhor (mínimo) e o pior valor da função objetivo. Logo, a diferença entre cada valor da FO não irá exceder o valor de  $\beta$ .

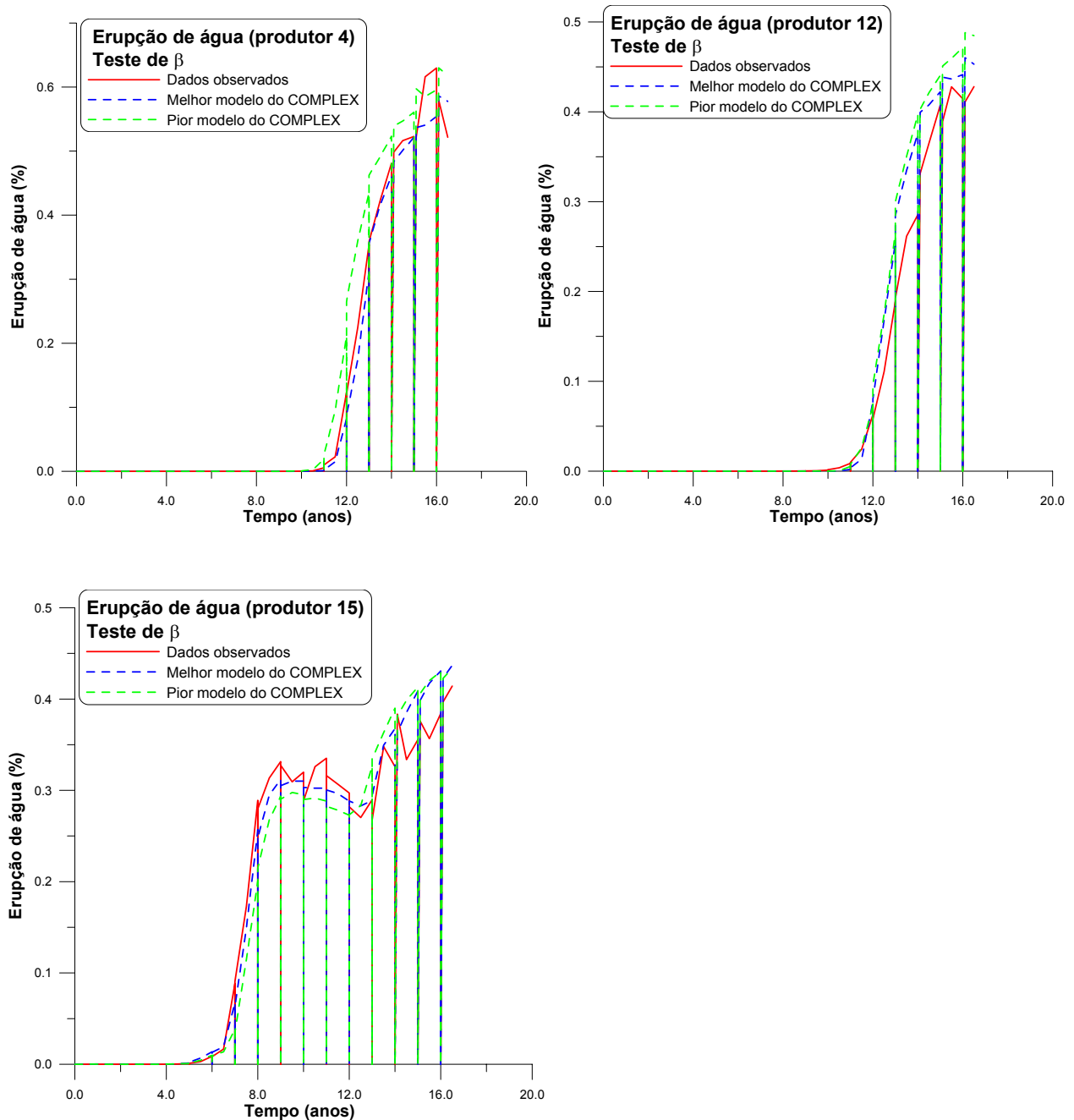


Figura 3.8. Gráficos comparando a produção observada (obtida com os dados originais do PUNQ-S3M) com a produção simulada (obtida no teste para a determinação do valor de  $\beta$ ). Os picos e os baixos abruptos nas curvas indicam quando os poços são fechados à produção. Dados simulados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ .

Na Figura 3.8 é possível verificar que já ocorre uma discrepância entre os dados observados e calculados, no entanto, o ajuste é visualmente aceitável. Logo, utilizar um  $\beta = 5.0 \times 10^{-4}$ , é um critério de parada razoável para o nosso problema de ajuste histórico.

O  $\beta$  foi ajustado desse modo porque, devido a função objetivo usada neste trabalho, foi necessário primeiro verificar por meio de uma inspeção visual, um ajuste razoável dos dados históricos de produção do PUNQ-S3M. Depois de verificado esse ajuste, é que foi possível determinar que o valor da função objetivo para um ajuste como esse (mostrado na Figura 3.8), pode ser considerado como um valor mínimo. A partir disso é que foi estimado o valor do  $\beta$ .

Após determinar o valor do  $\beta$ , o COMPLEX foi usado numa tentativa de ajuste de histórico do PUNQ-S3M, para verificar a sua evolução (evolução do COMPLEX) ao longo do processo iterativo de minimização da função objetivo (Equação 3.2). Para um total de 3200 iterações, foi construída uma curva do valor da FO em função do número de iterações. Esta curva é exibida na Figura 3.9. Observe na Figura 3.9 a diminuição do valor da função objetivo ao longo do processo iterativo realizado pelo COMPLEX. Note que o valor da FO tende a estabilizar num valor mínimo para um número grande de iterações. A partir disso, foi possível concluir que o COMPLEX trabalha de forma eficaz na minimização da função objetivo do ajuste de histórico do reservatório PUNQ-S3M.

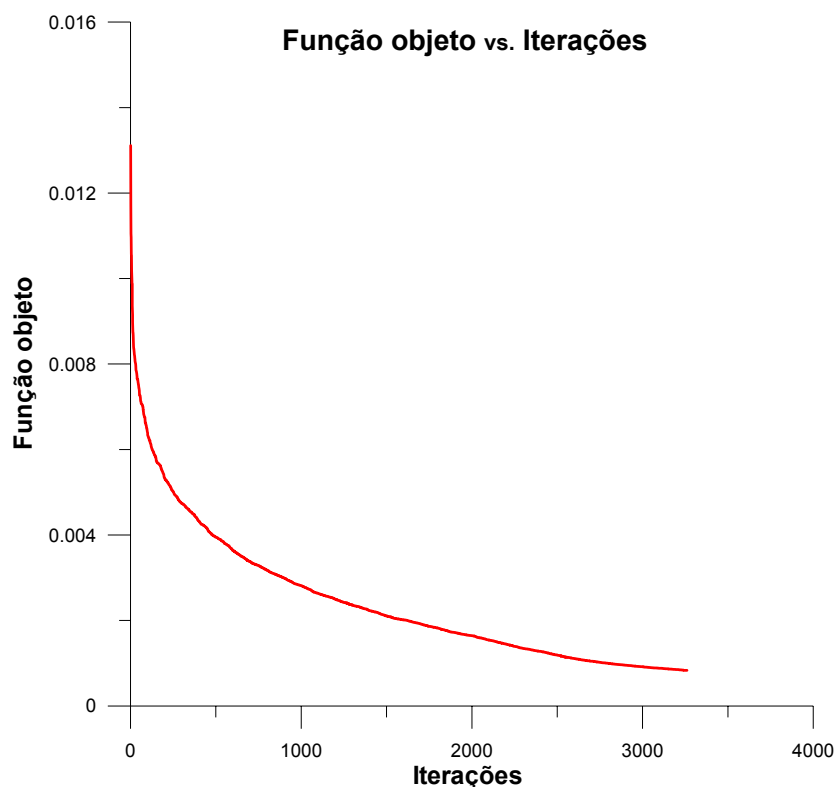


Figura 3.9. Comportamento do valor da função objetivo ao longo do processo iterativo de minimização realizado pelo COMPLEX.

Após determinar o critério de parada para o COMPLEX, constatar que este consegue baixar o valor da função objetivo para o problema de ajuste de histórico de produção do PUNQ-S3M e garantir que o valor do  $\beta$  é pequeno o suficiente para que o critério de convergência fosse atingido e também os dados de produção fossem ajustados; o COMPLEX foi utilizado para determinar os campos de porosidade ( $\phi$ ) e permeabilidade horizontal ( $k_h$ ) do modelo de reservatório (PUNQ-S3M).

### 3.5- Resumo do capítulo

Nesta seção apresento de forma compacta, uma breve revisão da metodologia do ajuste de histórico apresentada neste capítulo e que está sendo testada neste trabalho:

1- Foi verificado que os parâmetros do reservatório a serem determinados pelo COMPLEX serão a porosidade e a permeabilidade horizontal, enquanto que a permeabilidade vertical será calculada pela Equação 3.b. Conforme o ajuste dos dados de produção observados nas Figuras 3.2 e 3.3.

2- Foi discutido como foi medido a qualidade do ajuste entre os dados de produção do modelo verdadeiro e do modelo calculado pelo COMPLEX, por meio da função objetivo (Equação 3.2).

3- Foi explicado o que é o vínculo de suavidade utilizado no problema de ajuste de histórico deste trabalho, como esse vínculo foi introduzido no problema através da função objetivo e como a influência desse vínculo pode ser controlada por meio do fator  $\lambda_{\text{glb}}$ , afim de se obter um compromisso ótimo entre a estabilidade e a variância nas soluções.

4- Foi explicado como funciona o algoritmo de otimização de funções COMPLEX, utilizado na minimização da função objetivo (Equação 3.2) deste trabalho, e como foi determinado o critério de parada do COMPLEX para o problema do ajuste de histórico do PUNQ-S3M.

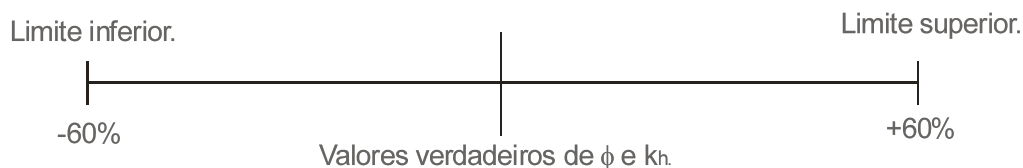
## CAPÍTULO IV – AJUSTE DE HISTÓRICO UTILIZANDO O VÍNCULO DE SUAVIDADE

Este capítulo é iniciado com uma descrição das condições iniciais que foram utilizadas no algoritmo COMPLEX usado na minimização da função objetivo para obtenção dos resultados do ajuste de histórico de produção do modelo de reservatório PUNQ-S3M. Inicialmente, é informado qual os limites de busca dos valores de  $\phi$  e  $k_h$  que foram usados para que o COMPLEX encontrasse o mínimo da função objetivo (FO) e quais os valores iniciais de  $\phi$  e  $k_h$ . Os valores iniciais de  $\phi$  e  $k_h$  correspondem ao modelo inicial do reservatório de onde o COMPLEX inicia a busca do mínimo da FO. Em seguida são apresentados e discutidos os resultados obtidos neste trabalho. Primeiramente os resultados obtidos sem a presença do vínculo de suavidade; depois é mostrado o papel do vínculo de suavidade na estabilização do problema de ajuste de histórico e por último são apresentados os resultados obtidos utilizando-se o vínculo de suavidade na função objetivo.

### 4.1- Condições iniciais utilizadas no COMPLEX

#### 4.1.1- Limites de variação de $\phi$ e $k_h$

Como foi visto no Capítulo 3 deste trabalho, o algoritmo COMPLEX requer que sejam definidos os limites de busca dos parâmetros. Neste trabalho de ajuste de histórico de reservatórios, os limites superiores e inferiores dos valores de porosidade ( $\phi$ ) e permeabilidade horizontal ( $k_h$ ) que foram utilizados, correspondem aos valores verdadeiros de  $\phi$  e  $k_h$ ,  $\pm 60\%$  desses valores. A Figura 4.1 ilustra o limite de busca utilizado no COMPLEX na obtenção dos resultados. Vale salientar que a permeabilidade vertical ( $k_v$ ) foi calculada com a Equação 3.b. Assim, o COMPLEX foi utilizado para determinar os campos de  $\phi$  e  $k_h$  do PUNQ-S3M.



**Figura 4.1.** Limites de busca utilizados na obtenção dos resultados.

Os limites de busca ilustrados na Figura 4.1 foram utilizados, porque levamos em consideração que em um estudo de reservatório de petróleo real, o engenheiro de reservatório, normalmente, possui uma idéia aproximada de como são os campos de porosidade e permeabilidade do reservatório que ele está analisando (Barnes, 2001). Logo, o limite de variação de  $\pm 60\%$  dos valores verdadeiros de  $\phi$  e  $k_h$ , pode ser considerada com uma margem de variação razoável para testar a eficiência do COMPLEX no ajuste de histórico de produção do PUNQ-S3M. Isso por que, o(a) engenheiro(a) de reservatório, pode inferir locais de maior porosidade e/ou permeabilidade a partir da análise combinada de dados de poços, testemunhos, dados de geologia, teste de interferência, etc; com os dados de levantamentos sísmicos da área em estudo (Barnes, 2001).

#### **4.1.2-Modelo inicial dos campos de $\phi$ e $k_h$**

Como visto no Capítulo 3, para o COMPLEX iniciar o processo de minimização da função objetivo, é necessário que ele parta de um conjunto inicial de parâmetros (que neste trabalho são os valores iniciais de  $\phi$  e  $k_h$ ).

Para o ajuste de histórico de produção do PUNQ-S3M, o modelo inicial que foi utilizado neste trabalho foi a média aritmética dos valores verdadeiros de porosidade e permeabilidade horizontal dos blocos do modelo do reservatório perfurados por poços para cada camada. Por exemplo, a Camada 1 é perfurada pelos seis poços no modelo do PUNQ-S3M, assim os valores iniciais de  $\phi$  e  $k_h$  desta camada, foi a média aritmética dos valores verdadeiros dos seis blocos que foram perfurados pelos poços. O mesmo procedimento foi adotado nas outras quatro camadas do modelo do reservatório, sendo que na quinta camada a média aritmética de  $\phi$  e  $k_h$  foi tomada em relação a três blocos, pois essa camada é perfurada por três poços. A partir disso, para simular as



heterogeneidades dos campos de  $\phi$  e  $k_h$  (o que ocorre na realidade em reservatórios), as camadas do PUNQ-S3M com esses valores médios foram perturbadas com um ruído aleatório normal de no máximo 30% (para cada bloco do modelo do reservatório). E foi a partir desse modelo inicial para os campos de  $\phi$  e  $k_h$  que o COMPLEX gerou aleatoriamente dentro dos limites mostrados na Figura 4.1, os demais 976 modelos do campos de porosidade e permeabilidade horizontal do PUNQ-S3M.

Utilizamos o modelo inicial para o PUNQ-S3M que foi descrito no parágrafo anterior, por considerar que num estudo de reservatório real, nos locais onde poços foram perfurados, é possível que se façam medidas diretas de  $\phi$  e  $k_h$  por meio de testemunhos, ou de medidas geofísicas indiretas como perfilagem sônica para medir porosidade (Suguio, 1980; Guéguen & Palciauskas, 1994). Devido a isto, nos blocos perfurados por poços foi considerado que o limite de variação máxima dos parâmetros  $\phi$  e  $k_h$  do reservatório fosse de  $\pm 2\%$  do valor verdadeiro. Essa pequena variação ainda foi permitida para simular possíveis erros nas medidas.

No entanto, o modelo inicial do reservatório PUNQ-S3M (campos de  $\phi$ ,  $k_h$  e  $k_v$ , com  $k_v$  calculado com a Equação 3.b) que foi utilizada neste trabalho é pessimista. De acordo com o que foi dito na seção anterior deste capítulo, em geral, um(a) engenheiro(a) de reservatório possui uma noção razoável de como se distribui a porosidade e a permeabilidade no reservatório.

No caso deste trabalho, como se conhece os campos verdadeiros de  $\phi$ ,  $k_h$  e  $k_v$ , foi possível constatar o quanto a condição inicial aqui utilizada no COMPLEX, está aquém do valor verdadeiro. Isso pode ser observado na Figura 4.2 *a*, *b* e *c*. Nessa figura estão mostrados os modelos iniciais de cada propriedade do reservatório PUNQ-S3M que se está determinando neste trabalho, ou seja, a porosidade, a permeabilidade horizontal e a permeabilidade vertical. Está exibido também na Figura 4.2, gráficos onde é possível verificar que não há uma boa correlação entre o modelo verdadeiro e o modelo inicial do reservatório. Apesar desta ausência de correlação entre o modelo verdadeiro e o inicial apresentado na Figura 4.2, este foi o modelo inicial utilizado neste trabalho para obtenção dos resultados, pois assim, partindo de uma condição inicial tão aquém do resultado esperado (modelo verdadeiro), pôde-se testar de forma mais rigorosa a eficiência do algoritmo COMPLEX em recuperar os campos de  $\phi$  e  $k_h$  do reservatório.

Vale salientar que na Figura 4.2, está exibida apenas a primeira camada do PUNQ-S3M. Para ver todas as camadas para o modelo verdadeiro do PUNQ-S3M, o leitor deve consultar o apêndice A.

a)

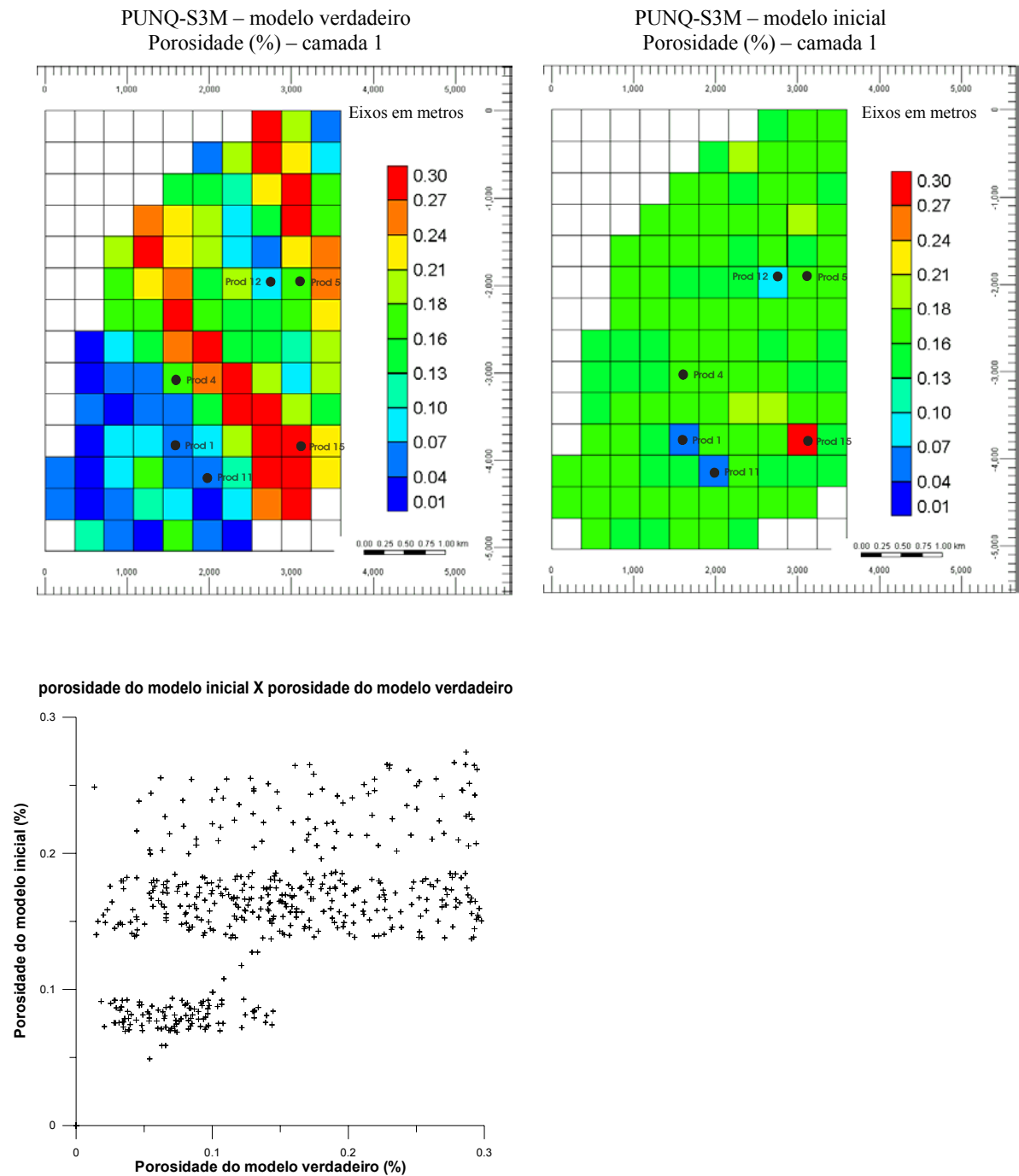


Figura 4.2a. Comparativo entre modelo inicial e o modelo real para o campo de porosidade do reservatório PUNQ-S3M.



c)

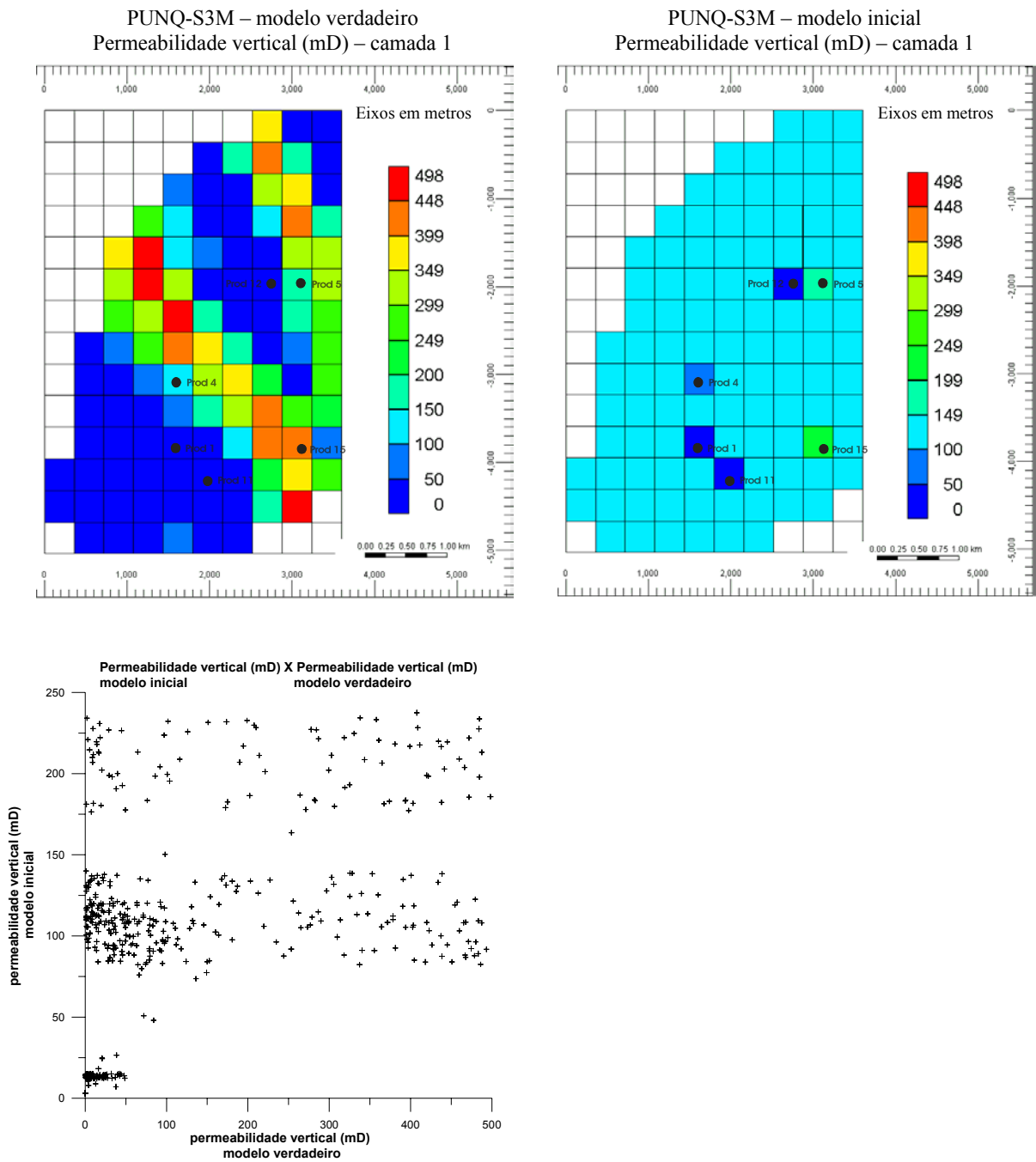


Figura 4.2c. Comparativo entre modelo inicial e o modelo real para o campo de permeabilidade vertical do reservatório PUNQ-S3M.

Agora, utilizando o limite de variação dos parâmetros e o modelo inicial que foram apresentados na primeira seção deste capítulo, mais o critério de parada ( $\beta = 5,0 \times 10^{-4}$ ) definido no capítulo 3, foi realizado o processo de ajuste de histórico do modelo de reservatório PUNQ-S3M que será apresentado nas próximas seções deste capítulo.

#### 4.2- Análise do problema sem o vínculo de suavidade

Nesta seção apresento os resultados para o ajuste de histórico de produção do PUNQ-S3M sem a presença do vínculo de suavidade ( $\lambda_{glb} = 0$ ). Nesses resultados é possível verificar o mal-condicionamento do problema, no sentido da não-unicidade da solução. Ou seja, mais de um modelo de reservatório geram dados de produção que se ajustam aos dados de produção observados. Isso pode ser verificado nas Figuras 4.3 e 4.4.

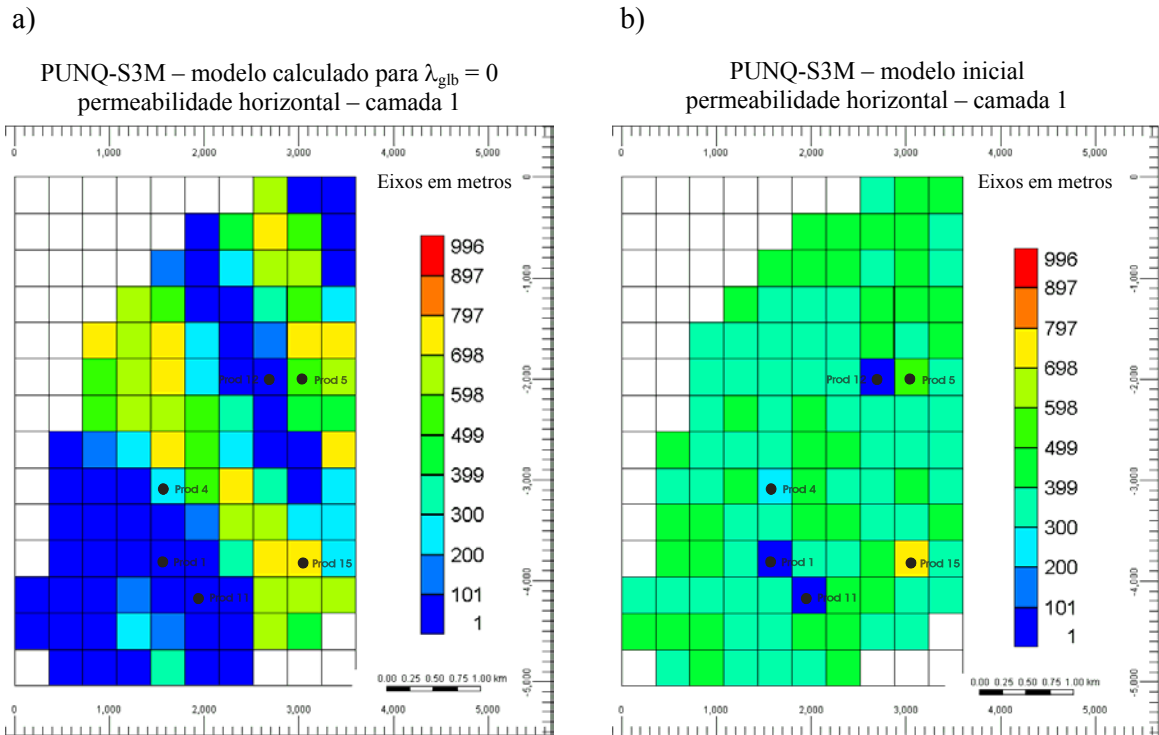
Na Figura 4.3, apresento dois diferentes mapas de  $k_h$  para o PUNQ-S3M. Nessa figura, o mapa *a* corresponde ao resultado obtido pelo algoritmo COMPLEX sem a presença do vínculo de suavidade ( $\lambda_{glb} = 0$ ), onde o algoritmo convergiu após 2959 iterações e, o mapa *b*, corresponde ao campo inicial de  $k_h$  utilizado na obtenção dos resultados deste trabalho. Na Figura 4.3, mostro ainda um gráfico onde é possível verificar mais claramente a diferença entre esse dois campos de  $k_h$ .

Com os dois modelos de reservatório exibidos na Figura 4.3, foram gerados dados de produção para serem comparados com os dados de produção do modelo verdadeiro do PUNQ-S3M. De posse desses dados, foram construídos os gráficos mostrados na Figura 4.4, onde é possível verificar visualmente a qualidade do ajuste. Na Figura 4.4, os gráficos *a1* e *a2*, correspondem, respectivamente, aos dados de erupção de água e de pressão de fundo de poço para o poço produtor 15 obtidos com o modelo gerado pelo COMPLEX para  $\lambda_{glb} = 0$  (modelo este que está exibido na figura 4.3). Já os gráficos *b1* e *b2*, correspondem, respectivamente, aos dados de erupção de água e de pressão de fundo de poço, para o poço produtor 15, obtidos com o modelo inicial (também mostrado na figura 4.3) que está sendo utilizado no COMPLEX para iniciar o processo de minimização da função objetivo. Para os demais poços foram obtidos

resultados semelhantes, no entanto, os dados do poço 15 representam melhor a ambigüidade que se deseja demonstrar.

Na Figura 4.4, é possível notar que os dois modelos mostrados na Figura 4.3, produziram dados de produção (curvas azuis descontínuas) em boa concordância com os dados observados (curvas vermelhas contínuas). Isso evidencia a ambigüidade envolvida na solução do problema de ajuste de histórico do PUNQ-S3M, pois diferentes modelos de reservatório (diferentes campos de  $\phi$ ,  $k_h$  e  $k_v$ ), produziram dados bem ajustados em relação aos dados observados.

Logo, seguindo a metodologia que está sendo testada neste trabalho; afim de reduzir a ambigüidade da solução do problema e torná-lo um problema mais bem condicionado, foi feito uso do vínculo de suavidade ( $\lambda_{glb} \neq 0$ ) na função objetivo. Onde os resultados encontrados estão apresentados na Seção 4.4 deste capítulo. Antes, no entanto, na Seção 4.3, é mostrada a influência do vínculo de suavidade no problema inverso de ajuste histórico.



Melhor modelo calculado pelo COMPLEX após 2959 iterações.

Modelo inicial do reservatório utilizado neste trabalho.

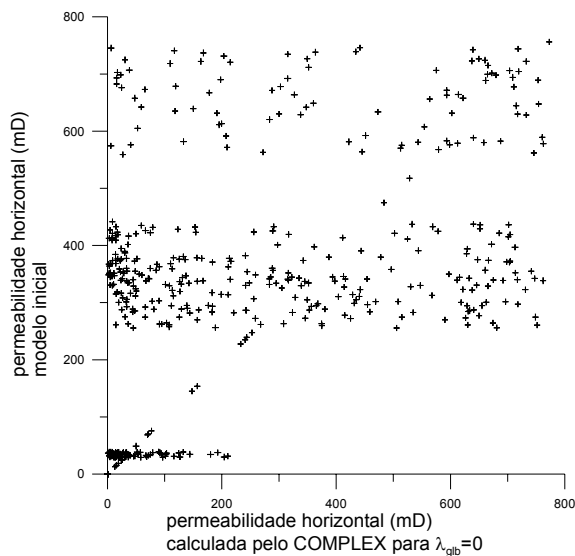


Figura 4.3. Comparativo entre o campo de  $k_h$  calculado pelo COMPLEX para  $\lambda_{glb} = 0$  em 2959 iterações (dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ ) e o campo de  $k_h$  inicial utilizado neste trabalho.

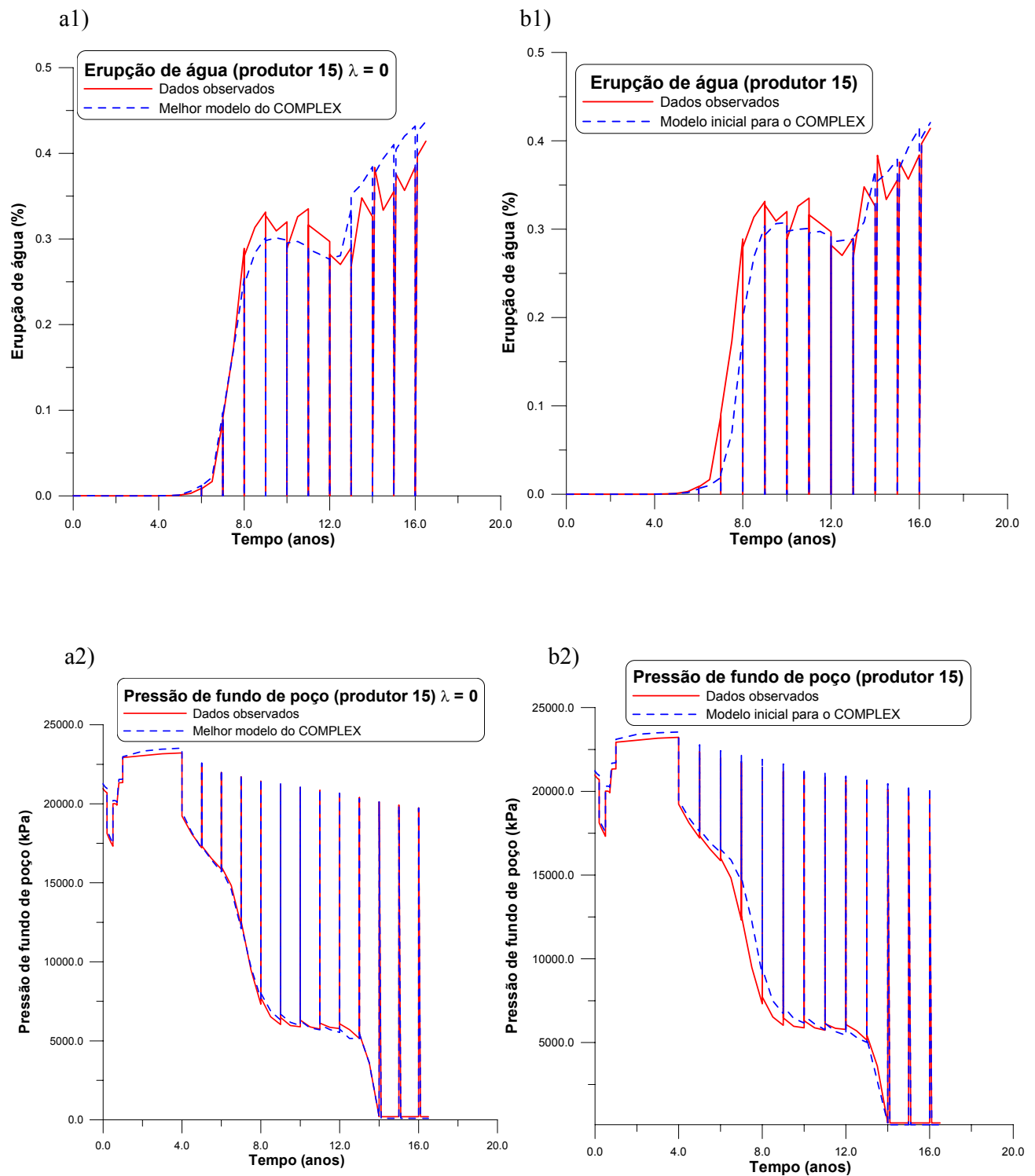


Figura 4.4. Erupção de água e pressão para o poço produtor 15. a1 e a2, dados gerados com o modelo do PUNQ-S3M calculado pelo COMPLEX em 2959 iterações, sem a presença do vínculo de suavidade ( $\lambda_{\text{glb}} = 0$ ). Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ . b1 e b2, dados gerados com o modelo inicial para o PUNQ-S3M que está sendo usado neste trabalho.



### 4.3- Papel do vínculo de suavidade

Como foi dito no Capítulo 2, o processo de ajuste de histórico de reservatórios trata-se de um problema inverso (PI) e, no sentido da não unicidade da solução, esse problema é mal-posto. Logo, mais de um modelo de reservatório pode ajustar as observações. Conforme foi visto na Seção 4.2 deste capítulo.

Logo, para regularizar um PI, de forma a reduzir a ambigüidade nas soluções, é necessário reduzir o número de soluções possíveis. Ao fazer isso, restringe-se o espaço de soluções de forma a acessar apenas as soluções que sejam mais plausíveis, ou dito de outra forma, que respeitem as restrições introduzidas no problema em questão. Um dos modos de se fazer isso, é adicionar vínculos ao problema (Silva *et al*, 2001). E é essa a abordagem que está sendo usado neste trabalho por meio da introdução do vínculo de suavidade na função objetivo. Pois, com esse vínculo, é possível exigir, por meio do fator  $\lambda_{\text{glb}}$ , que algoritmo COMPLEX, só atinja a convergência (critério de parada, valor do  $\beta$  definido no Capítulo 3) após gerar modelos (campos de  $\phi$  e  $k_h$ ) para o PUNQ-S3M que respeitem o vínculo de suavidade. Ou seja, modelos onde a variação nos valores de  $\phi$  e  $k_h$  seja mínima, de acordo com o peso ( $\lambda_{\text{glb}}$ ) atribuído ao vínculo de suavidade na função objetivo. Logo, quanto maior for  $\lambda_{\text{glb}}$ , é de se esperar que menor seja o desvio padrão nos valores de  $\phi$  e  $k_h$  dos modelos gerados pelo COMPLEX.

Com base nisso, é apresentado nesta seção, alguns resultados estatísticos de soluções (campos de  $\phi$  e  $k_h$ ) encontradas pelo COMPLEX para alguns valores de  $\lambda_{\text{glb}}$ .

Ao final do processo iterativo, o COMPLEX gera pelo menos  $n+1$  soluções para o problema tratado e, destas soluções, ele dá como saída a melhor e a pior solução encontradas. No entanto, no programa principal que foi desenvolvido em linguagem FORTRAN, para fazer uso do algoritmo COMPLEX na solução do problema de ajuste do histórico de produção do PUNQ-S3M, é possível registrar em arquivo todas as soluções geradas pelo COMPLEX no estágio em que ele chega ao final do processo iterativo, seja por ter atingido o critério de convergência ou por ter excedido o número máximo de iterações (que no caso deste trabalho foi 10.000). Para compreender isso melhor, considere o exemplo mostrado no Capítulo 3 deste trabalho, onde uma função de dois parâmetros é utilizada para ilustrar o funcionamento do COMPLEX. Para esta função de dois parâmetros, é mostrada novamente na Figura 4.5 a configuração ideal que

teria os pontos do COMPLEX ao final do processo iterativo. Na Figura 4.5, os pontos azuis representam quatro modelos do COMPLEX para uma função de dois parâmetros no estágio em que o critério de convergência é atingido (conforme visto no Capítulo 3).

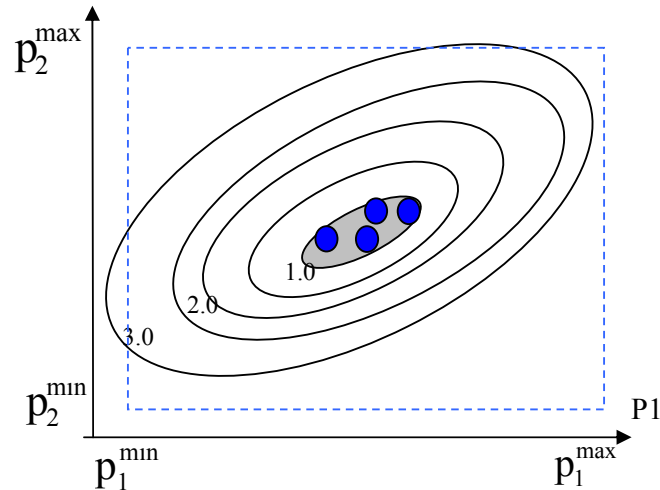


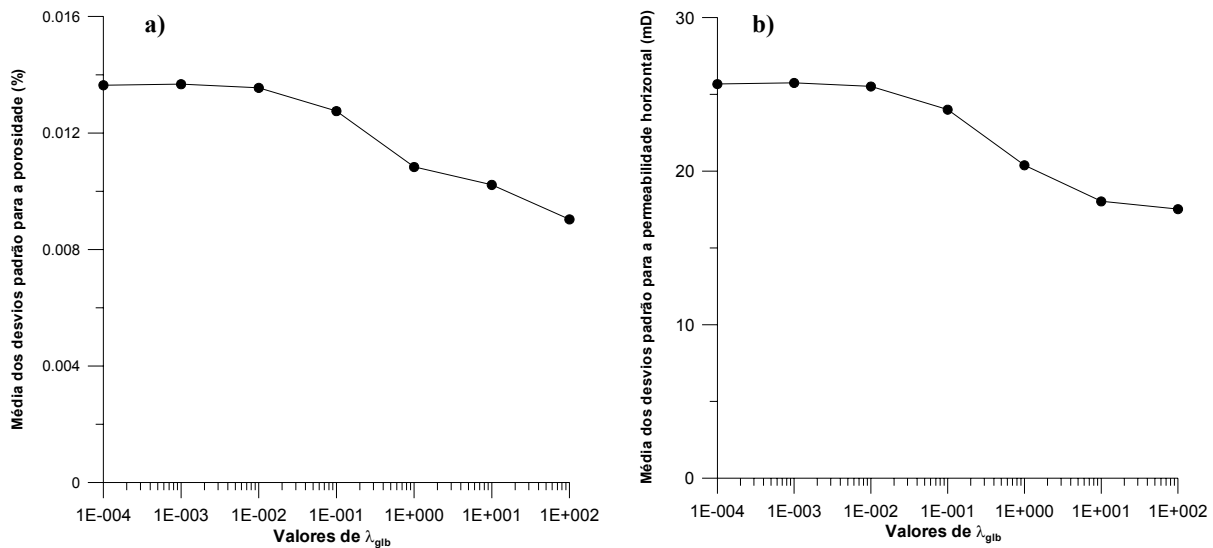
Figura 4.5. Estágio no qual o COMPLEX encontra o mínimo da função objetivo.

Já para o problema do PUNQ-S3M, ao final do processo iterativo do COMPLEX, obtemos um arquivo que tem 977 modelos e cada modelo possui 976 parâmetros, ou seja, trata-se de um espaço de dimensão 976, impossível de ser representado numa figura como a Figura 4.5. No entanto, de posse desse arquivo com os modelos do COMPLEX, foi possível fazer um tratamento estatístico das soluções geradas.

Como foi explicado no Capítulo 3, o vínculo de suavidade introduzido na função objetivo requer que a diferença de porosidade e permeabilidade horizontal entre pares de blocos vizinhos seja mínima, no sentido dos mínimos quadrados. Diante disso, é de se esperar que quanto maior for o peso do vínculo de suavidade (valor de  $\lambda_{glb}$ ) em relação as demais parcelas da função objetivo, menor seja a diferença dos valores de  $\phi$  e  $k_h$  para blocos adjacentes. O que significa que ao construir mapas de  $\phi$  e  $k_h$ , espera-se que quanto maior o valor de  $\lambda_{glb}$  menor seja a variação de  $\phi$  e  $k_h$  em relação as regiões dos mapas. Logo, quanto maior  $\lambda_{glb}$  menor será o desvio padrão de  $\phi$  e  $k_h$  para cada célula do modelo do reservatório, conforme explicado no início desta seção.

Em vista disso, foram construídos gráficos da média dos desvios padrão de  $\phi$  e  $k_h$  para cada melhor modelo do PUNQ-S3M encontrado pelo COMPLEX com diferentes

valores de  $\lambda_{glb}$ . Esses gráficos estão apresentados na Figura 4.6. Neles é possível notar a influência do vínculo de suavidade, pela diminuição na média dos desvios padrões a medida em que os valores de  $\lambda_{glb}$  vão crescendo.



**Figura 4.6. Média dos desvios padrão das soluções encontradas pelo COMPLEX em função de  $\lambda_{glb}$ . a) para a porosidade e b) para a permeabilidade horizontal.**

Para verificar visualmente o efeito da suavidade nas soluções encontradas pelo COMPLEX, foram construídos os mapas de desvio padrão de  $\phi$  e  $k_h$  para  $\lambda_{glb} = 10^{-4}$  e  $\lambda_{glb} = 100$ , mostrados na Figura 4.7. Nos mapas dessa figura, note que para  $\lambda_{glb} = 10^{-4}$  (mapas a1 e a2), existe uma maior variação de valores do que para  $\lambda_{glb} = 100$  (mapas b1 e b2). Pois, conforme explicado no Capítulo 3, um valor alto de  $\lambda_{glb}$  na função objetivo, transfere o peso da ação de minimização do COMPLEX do desajuste nas observações para o vínculo de suavidade. Fazendo assim, com que as soluções encontradas, apresentem uma variação menor de valores de  $\phi$  e  $k_h$ .

Entretanto, de acordo com o que foi discutido no Capítulo 3; como não temos certeza quanto a variação suave de  $\phi$  e  $k_h$  no reservatório PUNQ-S3M, é necessário que o vínculo de suavidade seja incorporado no ajuste de histórico do reservatório de forma a introduzir o menor viés geológico de suavidade sobre os valores de  $\phi$  e  $k_h$  calculados pelo COMPLEX, mas que ainda assim, permita ao COMPLEX encontrar modelos (campos de

$\phi$  e  $k_h$ ) para o PUNQ-S3M, que gerem dados de produção que se ajustem aos dados observados. Logo, para se incorporar de forma satisfatória o vínculo de suavidade, é necessário determinar qual o valor de  $\lambda_{glb}$  que causa menos influência nas soluções do problema e que o regularize no sentido de reduzir a ambigüidade nas soluções.

A determinação desse valor ótimo de  $\lambda_{glb}$  é realizada na próxima seção deste capítulo, onde são apresentados e discutidos os resultados do ajuste de histórico do PUNQ-S3M influenciados pelo vínculo de suavidade.

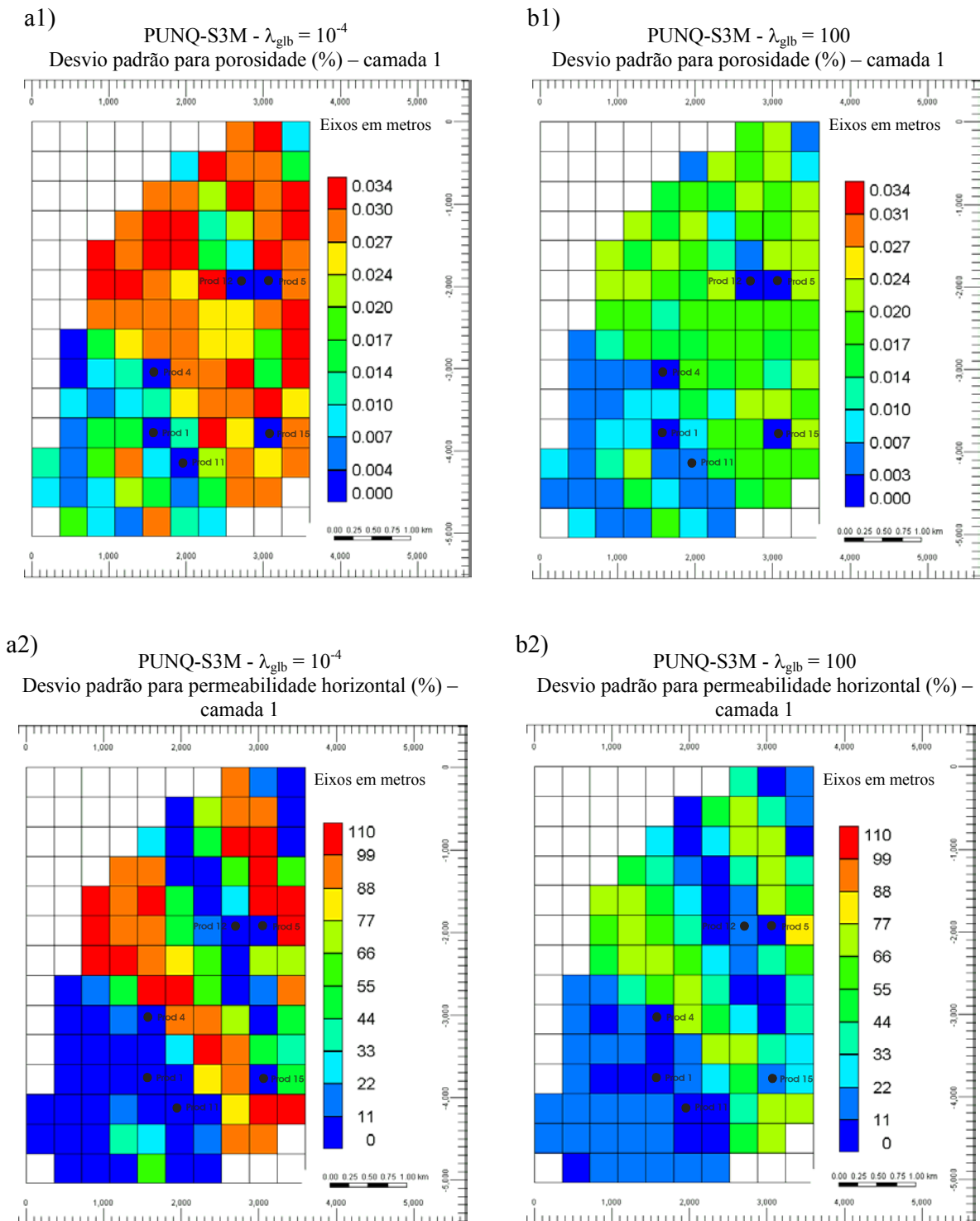


Figura 4.7. Mapas de desvio padrão para os modelos encontrados pelo COMPLEX ao final do processo iterativo. a1 e a2 para 2888 iterações e  $\lambda_{gfb} = 10^{-4}$ . b1 e b2 para 10.000 iterações e  $\lambda_{gfb} = 100$ . Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ .

#### 4.4-Aplicação do vínculo de suavidade no ajuste de histórico do modelo de reservatório PUNQ-S3M

Como foi explicado no Capítulo 3 desta dissertação, o vínculo de suavidade foi incorporado à função objetivo (FO) do ajuste de histórico de produção para o reservatório PUNQ-S3M. Nesta seção, apresento os resultados obtidos com diferentes pesos para o vínculo de suavidade ( $\lambda_{glb}$ ) na FO (Equação 3.2, que é mostrada novamente logo a seguir).

$$F(wct, bhp, gor, \psi) = \frac{\sum_k (wct_k^{obs} - wct_k^{sim})^2}{n_{wct} n_p} + \frac{\sigma_{wct}^2 \sum_k (bhp_k^{obs} - bhp_k^{sim})^2}{\sigma_{bhp}^2 n_{bhp} n_p} + \frac{\sigma_{wct}^2 \sum_k (gor_k^{obs} - gor_k^{sim})^2}{\sigma_{gor}^2 n_{gor} n_p} + \lambda_{glb} \frac{\sigma_{wct}^2 \sum_{n,m} (r_n - r_m)^2}{\sigma_k^2 n_{pa}}$$

Nas Figuras 4.8, 4.9 e 4.10, são apresentados alguns dados de produção para diferentes valores de  $\lambda_{glb}$ , onde é possível comparar os dados do modelo verdadeiro do PUNQ-S3M com os dados gerados pelos modelos calculados pelo COMPLEX.

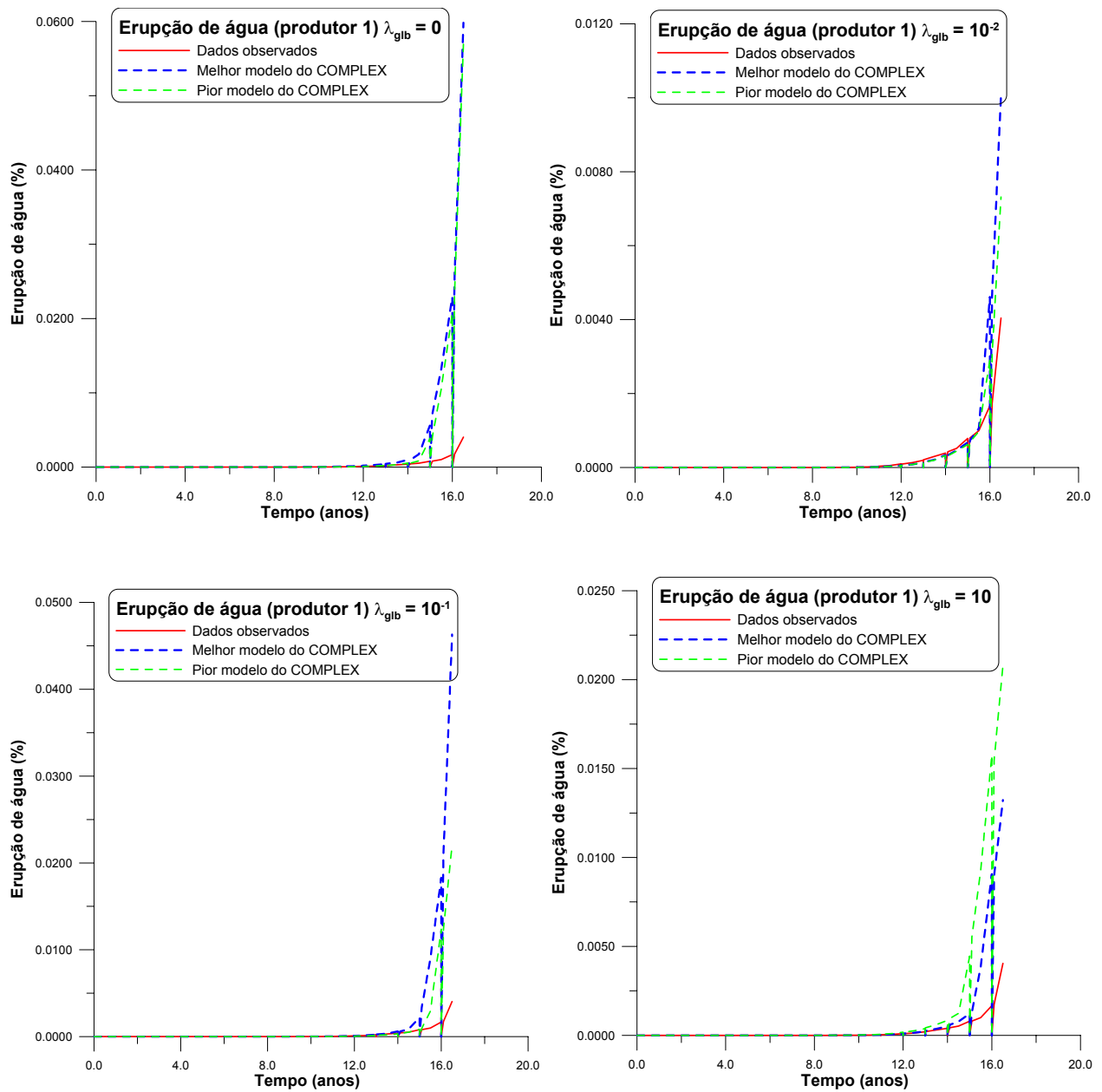


Figura 4.8. Curvas de erupção de água para o poço produtor 1. As curvas em vermelho são os dados gerados pelo modelo verdadeiro do PUNQ-S3M perturbados com ruído. As curvas em azul e verde são os dados gerados pelo melhor e o pior modelo calculado pelo COMPLEX, respectivamente. Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ .

Nos gráficos da Figura 4.8 é possível observar que o valor de  $\lambda_{g\text{lb}}$  que gerou o melhor ajuste entre os dados de produção observados e calculados foi  $\lambda_{g\text{lb}} = 10^{-2}$ . Note que para este valor de  $\lambda_{g\text{lb}}$  o modelo do PUNQ-S3M calculado pelo COMPLEX previu

bem a chegada de água além de ter melhor concordância com os dados observados até aproximadamente o décimo quinto ano de produção do poço.

Na Figura 4.9, é possível verificar também a influência do vínculo de suavidade no ajuste para os dados de pressão de fundo de poço para o poço produtor 1. Embora a diferença do ajuste conseguido com diferentes valores de  $\lambda_{g|b}$  seja bem mais sutil do que no caso exibido na Figura 4.8.

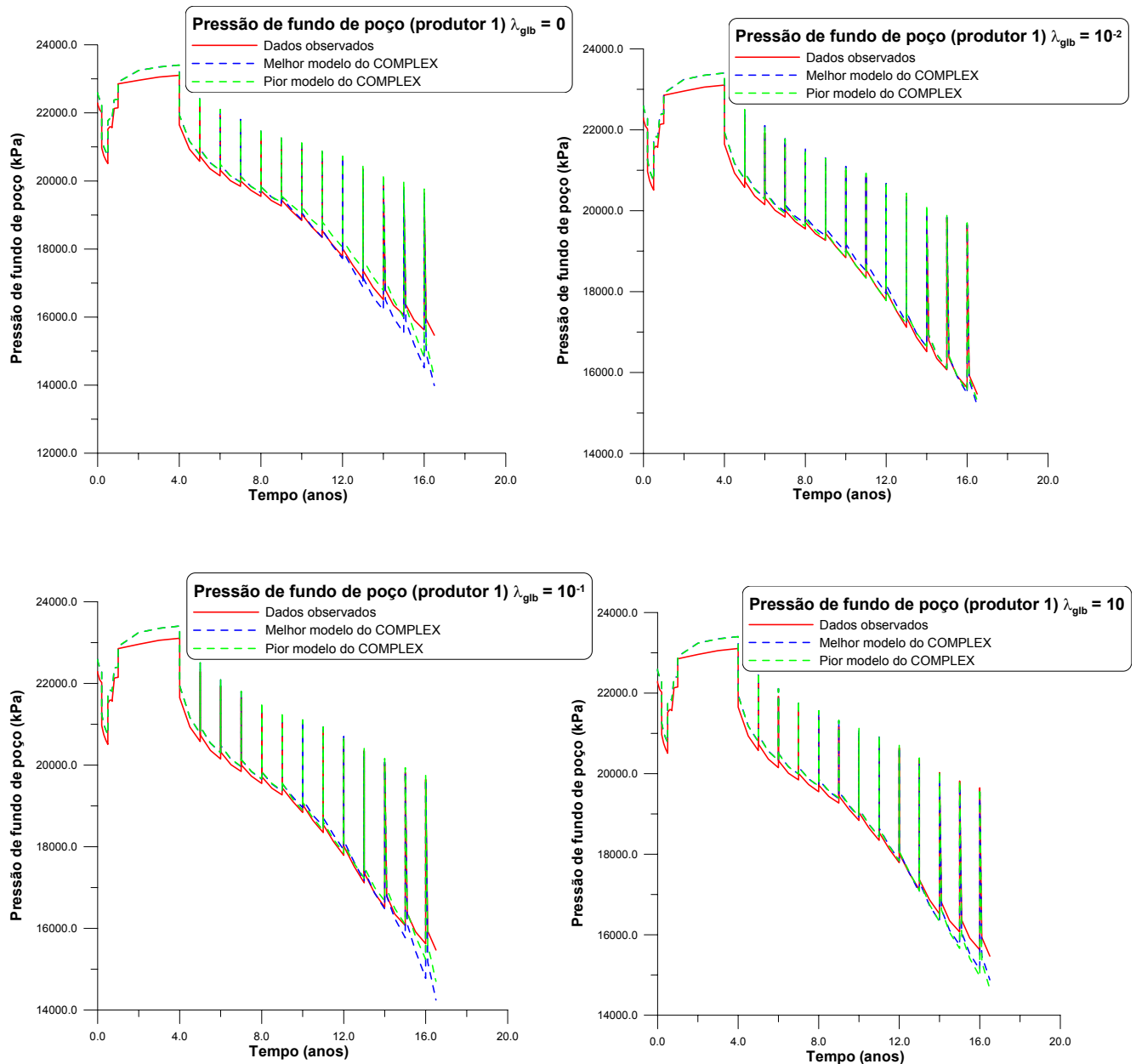


Figura 4.9. Curvas de pressão para o poço produtor 1. As curvas em vermelho são os dados gerados pelo modelo verdadeiro do PUNQ-S3M perturbados com ruído. As curvas em azul e verde são os dados gerados pelo melhor e pior modelo calculado pelo COMPLEX, respectivamente. Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ .



Pela figura 4.9, pode-se perceber que os dados de pressão de fundo para o poço produtor 1 obtidos com os modelos calculados pelo COMPLEX para diferentes valores de suavidade ( $\lambda_{glb}$ ), concordam bem com os dados observados do PUNQ-S3M. No entanto, apesar do ajuste ter sido bom para vários valores de  $\lambda_{glb}$ , ainda assim, o modelo do PUNQ-S3M que gerou o melhor resultado foi o modelo calculado com  $\lambda_{glb} = 10^{-2}$ . Note que até o final do período de tempo (16,5 anos) simulado, os dados de pressão obtidos com o modelo calculado para  $\lambda_{glb} = 10^{-2}$ , se manteve em excelente concordância com os dados observados, enquanto que, para os outros valores de  $\lambda_{glb}$ , os dados de pressão simulados para o poço produtor 1, mostram uma tendência a se afastar dos dados observados. Isto é uma indicação de que nesses casos (para  $\lambda_{glb}$  igual a zero,  $10^{-1}$  e 10) os modelos (campos de  $\phi$  e  $k_h$ ) gerados pelo COMPLEX, seriam menos confiáveis para previsão de produção do que o modelo gerado com  $\lambda_{glb} = 10^{-2}$ .

Na figura 4.10, são exibidos os dados de erupção de água para o poço produtor 4, onde mais uma vez, a diferença de ajuste entre os modelos calculados pelo COMPLEX para diferentes valores  $\lambda_{glb}$  mostrou-se discreta.

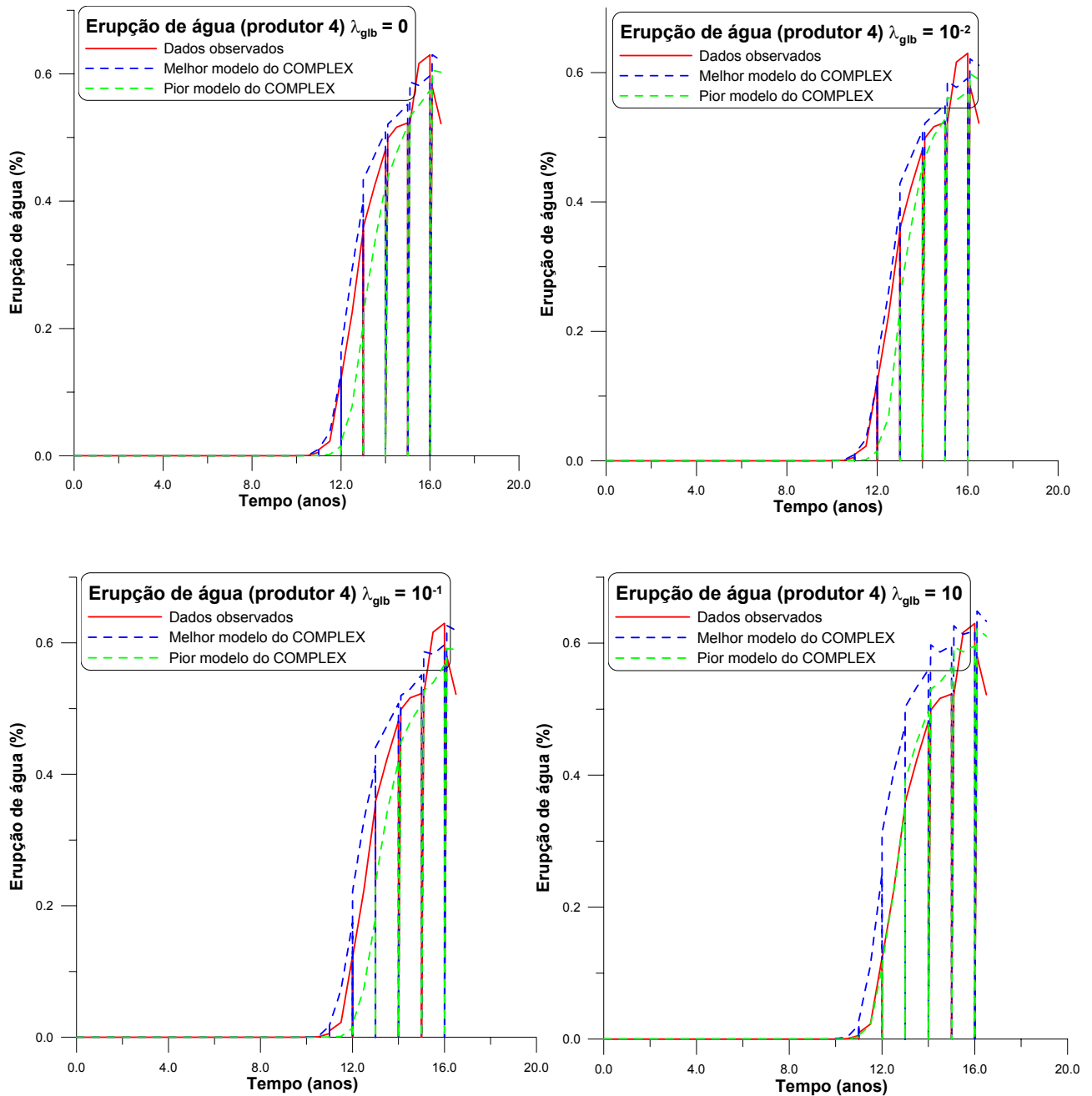


Figura 4.10. Curvas de erupção de água para o poço produtor 4. As curvas em vermelho são os dados gerados pelo modelo verdadeiro do PUNQ-S3M perturbados com ruído. As curvas em azul e verde são os dados gerados pelo melhor e o pior modelo calculado pelo COMPLEX, respectivamente. Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ .

Para os demais poços do reservatório, o ajuste entre os dados de produção observados e os dados de produção obtidos com os modelos calculados pelo COMPLEX se mostraram semelhantes ao exibidos nas Figuras 4.8, 4.9 e 4.10. Ou seja, a diferença no

ajuste, para diferentes valores de  $\lambda_{glb}$ , se mostrou discreta. Mas na maioria das vezes, com o melhor ajuste sendo conseguido pelos dados gerados pelo modelo calculado com o valor de  $\lambda_{glb} = 10^{-2}$ .

Agora, observando novamente a Figura 4.6, é possível perceber que é aproximadamente no ponto onde  $\lambda_{glb} = 10^{-2}$ , que os valores da média do desvio padrão das soluções encontradas pelo COMPLEX começam a diminuir. Logo, é desse ponto em diante que o vínculo de suavidade começa a influenciar mais fortemente as soluções do problema.

Nesse contexto, a partir da observação do ajuste nos dados de produção (Figuras 4.8, 4.9 e 4.10) e das curvas da média de desvio padrão (Figura 4.6); chega-se a conclusão de que o valor do vínculo de suavidade para o ajuste de histórico de produção do PUNQ-S3M, que menos influência as soluções (campos de  $\phi$  e  $k_h$ ) e ainda assim gera um ajuste razoável dos dados de produção observados, é de aproximadamente  $10^{-2}$ . Ou seja, com esse valor de  $\lambda_{glb}$ , se introduz o menor viés geológico de suavidade nos campos de  $\phi$  e  $k_h$  calculados pelo COMPLEX, e ainda assim, observa-se um ajuste razoável entre os dados de produção gerados pelo modelo determinado pelo COMPLEX e os dados históricos de produção do reservatório verdadeiro (PUNQ-S3M).

Assim, para  $\lambda_{glb} \approx 10^{-2}$ , pode-se concluir que o vínculo de suavidade, foi incorporado de forma satisfatória ao problema de ajuste de histórico de produção do PUNQ-S3M. Pois com esse valor de suavidade, foi estabelecido o compromisso ótimo entre a variância e a estabilidade da solução encontrada, conforme discutido no Capítulo 3. Logo, encontramos um valor de suavidade ( $10^{-2}$ ) que restringiu o número de soluções possíveis de serem encontradas para o problema e que gerou um campo de porosidade e permeabilidade que ajustaram as observações, conforme o ajuste dos dados de produção verificados nas Figuras 4.8, 4.9 e 4.10. Nos demais poços do PUNQ-S3M também foram observados ajustes como os que foram exibidos nas Figuras 4.8, 4.9 e 4.10.

Na Tabela 4.1, apresento o número de iterações, os valores melhor e pior da função objetivo para 7 valores de  $\lambda_{glb}$  e se o COMPLEX atingiu ou não o critério de convergência ( $\beta = 5,0 \times 10^{-4}$ ; se  $FO_{pior} - FO_{melhor} < \beta$ , o algoritmo pára o processo iterativo).

$\lambda_{\text{glb}}$	Número de iterações	FO para o melhor modelo	FO para o pior modelo	Critério de convergência atingido
0 (zero)	2959	$3,492 \times 10^{-4}$	$8,492 \times 10^{-4}$	sim
$10^{-4}$	2888	$3,692 \times 10^{-4}$	$8,689 \times 10^{-4}$	sim
$10^{-3}$	2877	$3,807 \times 10^{-4}$	$8,803 \times 10^{-4}$	sim
$10^{-2}$	2937	$3,901 \times 10^{-4}$	$8,899 \times 10^{-4}$	sim
$10^{-1}$	3127	$6,119 \times 10^{-4}$	$1,112 \times 10^{-3}$	sim
1	3514	$3,244 \times 10^{-3}$	$3,744 \times 10^{-3}$	sim
10	10.000	$1,779 \times 10^{-2}$	$1,718 \times 10^{-2}$	não

**Tabela 4.1.** Valores da função objetivo encontrados pelo COMPLEX para 7 valores de  $\lambda_{\text{glb}}$ . Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ .

Note na Tabela 4.1, que a partir de valores de  $\lambda_{\text{glb}}$  maiores do que  $10^{-3}$  houve um aumento gradual no número de iterações para que o COMPLEX atingisse o critério de convergência. Isso porque foi a partir de  $\lambda_{\text{glb}} = 10^{-2}$  que o vínculo de suavidade começou a influenciar mais fortemente os valores da função objetivo (conforme Figura 4.6), elevando seus valores (valores da FO) e exigindo um maior número de iterações para que o COMPLEX atingisse o critério de convergência. No caso para  $\lambda_{\text{glb}} = 10$  (e também para valores maiores do que este), o COMPLEX não conseguiu convergir em um total de 10.000 iterações. O que mostra que para valores altos de  $\lambda_{\text{glb}}$ , os modelos do reservatório PUNQ-S3M (campos de  $\phi$  e  $k_h$ ) encontrados pelo COMPLEX, não são mais coerentes com o modelo verdadeiro.

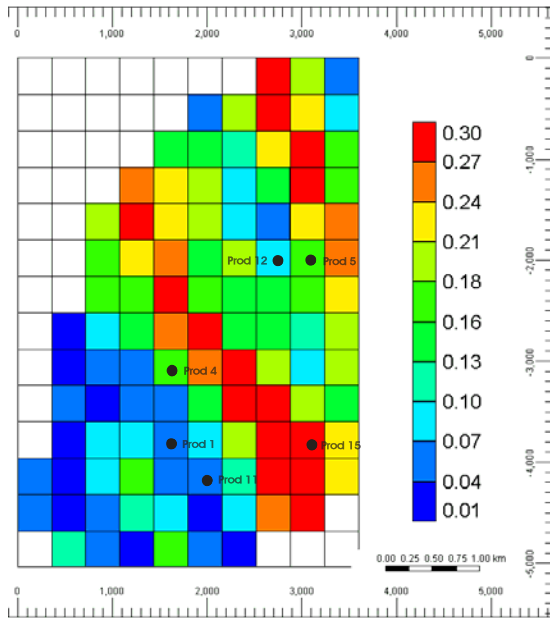
#### **4.5- Comparação entre o modelo real e o obtido como solução para o ajuste de histórico do PUNQ-S3M**

No caso de um ajuste de histórico realizado para um reservatório real, o(a) engenheiro(a) não tem acesso aos campos de porosidade e permeabilidade, julgando a qualidade da solução encontrada baseado na observação das curvas dos dados de produção dos poços. No caso deste trabalho, onde está se testando uma metodologia de ajuste de histórico, os campos verdadeiros de porosidade e permeabilidade são

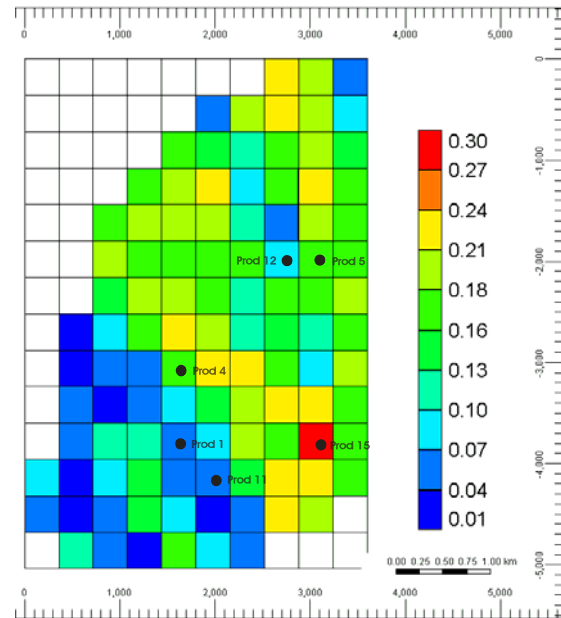
conhecidos. Assim, afim de mostrar a qualidade da resposta encontrada pelo COMPLEX para  $\lambda_{\text{glb}} = 10^{-2}$ , além da análise dos dados de produção (figuras, 4.8, 4.9 e 4.10) feita na seção anterior, são exibidos nessa seção, na Figura 4.11, os campos de  $\phi$  e  $k_h$  encontrados pelo COMPLEX ao lado do modelo verdadeiro para o PUNQ-S3M. Além disso, no apêndice B está mostrado o campo de permeabilidade horizontal para todas as camadas do modelo do PUNQ-S3M calculado pelo COMPLEX com  $\lambda_{\text{glb}} = 10^{-2}$ .

Na Figura 4.11, é possível perceber a boa concordância entre os campos de  $\phi$  e  $k_h$  calculados pelo COMPLEX para  $\lambda_{\text{glb}} = 10^{-2}$  e os campos verdadeiros de  $\phi$  e  $k_h$  do PUNQ-S3M. Note que na solução dada pelo COMPLEX (mapas b1 e b2), os canais ficaram bem marcados e as suas direções foram recuperadas. Isso, mais a qualidade do ajuste dos dados de produção verificados nas figuras (4.8, 4.9 e 4.10), mostra que para  $\lambda_{\text{glb}} = 10^{-2}$  atingimos o objetivo deste trabalho. Ou seja, incorporamos um vínculo de suavidade ao ajuste de histórico do PUNQ-S3M, que melhorou o ajuste entre os dados observados e simulados e ainda expressou uma informação geológica (suavidade) a respeito do reservatório em estudo. Vale salientar que na Figura 4.11, o Mapa b3 (campo de permeabilidade vertical) foi calculado com a Equação 3.b.

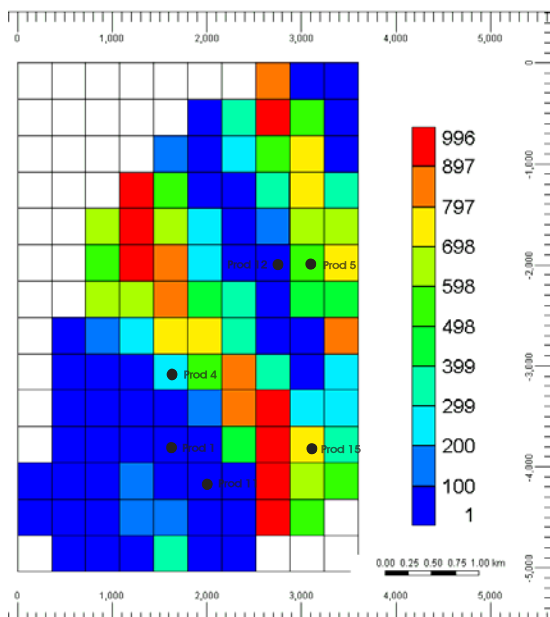
a1) PUNQ-S3M – modelo verdadeiro  
Porosidade (%) – camada 1



b1) PUNQ-S3M – modelo encontrado para  $\lambda_{glb} = 10^{-2}$   
Porosidade (%) – camada 1



a2) PUNQ-S3M – modelo verdadeiro  
Permeabilidade horizontal (mD) – camada 1



b2) PUNQ-S3M – modelo encontrado para  $\lambda_{glb} = 10^{-2}$   
Permeabilidade horizontal (mD) – camada 1

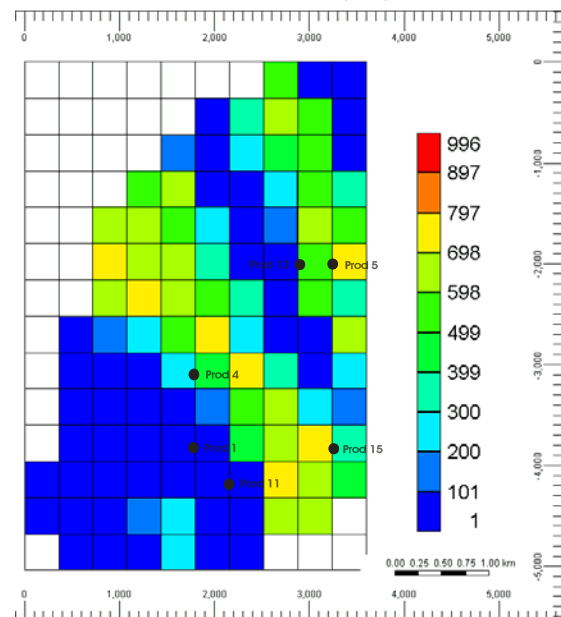


Figura 4.11 continua na próxima página.

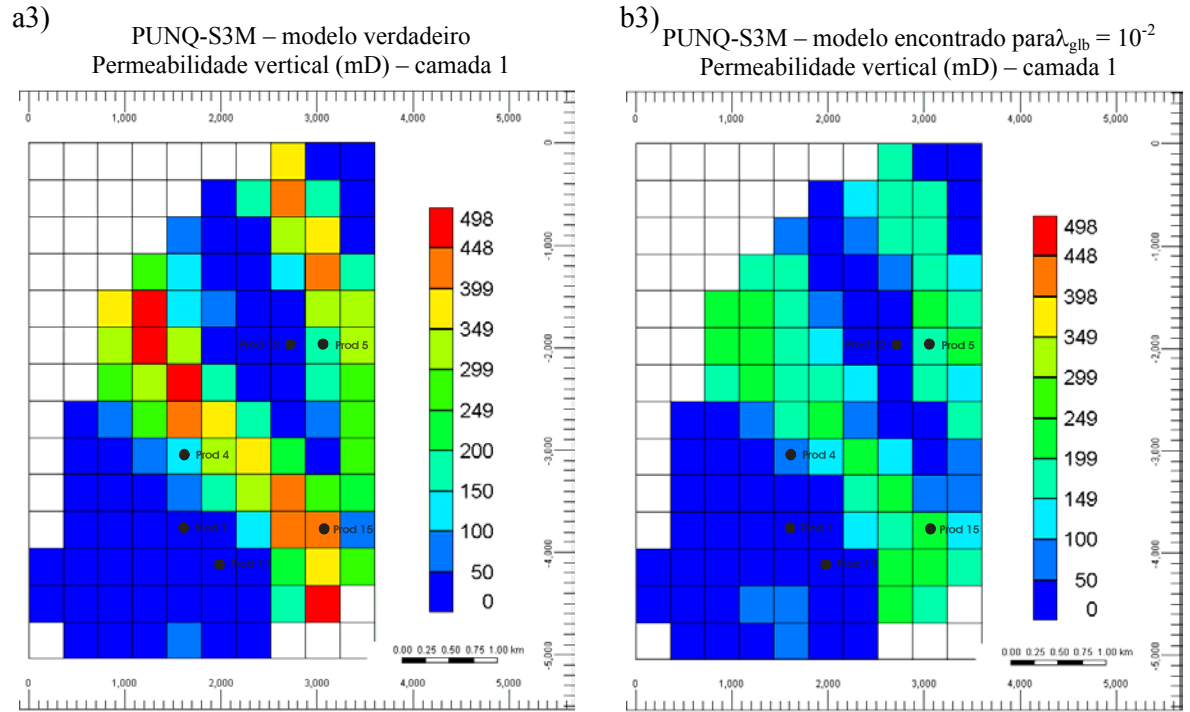


Figura 4.11. Mapas dos campos de  $\phi$ ,  $k_h$  e  $k_v$  para o PUNQ-S3M. a1, a2 e a3, corresponde aos campos verdadeiros. b1, b2 e b3 correspondem a solução dada pelo COMPLEX para  $\lambda_{glb} = 10^{-2}$  em 2937 iterações. Dados obtidos com  $\alpha = 1.3$  e  $\beta = 5 \times 10^{-4}$ .

## CAPÍTULO V – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

### 5.1-Conclusões

O trabalho desenvolvido nesta dissertação de mestrado levou às seguintes conclusões:

- Determinamos um critério de parada para o COMPLEX com base na observação dos valores da FO que representaram um ajuste razoável dos dados históricos de produção do modelo PUNQ-S3M. O que permitiu verificar que, quando o COMPLEX atingia o critério de convergência, o seu melhor modelo gerava dados de produção em boa concordância com os dados históricos originais do PUNQ-S3M.
- Foi verificado que o algoritmo COMPLEX é eficaz na minimização da função objetivo do processo de ajuste de histórico. Tendo em vista que ao ser iniciado com uma condição pessimista para os parâmetros  $\phi$  e  $k_h$  do reservatório, (média dos valores de  $\phi$  e  $k_h$  dos blocos do modelo do reservatório atravessados por poços), ainda assim esse algoritmo conseguiu sempre reduzir o valor da função objetivo ao longo do processo iterativo.
- Foi incorporada por meio de uma equação matemática, a hipótese geológica de que os parâmetros  $\phi$  e  $k_h$  do reservatório variam suavemente ao longo do reservatório. Logo, pode-se utilizar a Equação 3.4, que quantifica a suavidade, para se verificar a sua eficiência no ajuste de histórico em outros modelos de reservatório e também com outros métodos de minimização da função objetivo.
- Encontramos que o valor ótimo de  $\lambda_{glb}$  foi de aproximadamente  $10^{-2}$ . Com isso foi estabelecido o compromisso entre a resolução e a variância da solução encontrada para o ajuste de histórico do PUNQ-S3M.



- A metodologia de ajuste de histórico aqui desenvolvida, se mostrou plausível de ser aplicada a um campo de óleo/gás semi-sintético.
- Conseguiu-se determinar razoavelmente bem os campos de porosidade e permeabilidade do PUNQ-S3M. Logo, ao se aplicar esta metodologia em um reservatório real onde se tenha acesso a dados de levantamentos sísmicos, da geologia da área e a dados de poços, pode-se introduzir essas informações no problema de forma a restringir as soluções dadas pelo COMPLEX à soluções cada vez mais geologicamente plausíveis.

## 5.2-Recomendações

- Para tornar a metodologia de ajuste de histórico de produção apresentada neste trabalho, mais eficiente, seria interessante combinar o vínculo de suavidade simultaneamente à outros vínculos (ex.: o vínculo de suavidade por partes), com a finalidade de adicionar mais informação aos dados do problema inverso de ajuste de histórico de reservatórios. Tendo em vista que cada reservatório tem suas particularidades e, para considerar isso, a combinação de mais de um vínculo pode ser mais adequada na solução do problema.
- Testar o vínculo de suavidade por partes. Onde, nesse caso, dividi-se o reservatório em regiões e considera-se um  $\lambda$  diferente para cada região do modelo de reservatório. Assim, cada  $\lambda$  também seria um parâmetro a ser determinado pelo COMPLEX.
- Utilizou-se neste trabalho a norma  $L_2$  dos mínimos quadrados na função objetivo. No entanto, pode-se testar também a sensibilidade do problema de ajuste de histórico à outras normas. Como por exemplo, a norma  $L_1$ , que é menos afetada por dados que têm uma maior discrepância em relação aos dados observados.

## **BIBLIOGRAFIA**

ALECU, T.I., 2003. The Inverse Problem Solutions and Resolutions. Universite of Geneve. Technical Report, Novembro.

AZIZ, K. & SETTARRI, A., 1979. Petroleum reservoir simulation. Applied Science Publishers. London and New York.

BARKER, J. W.; CUYPERS, M. & HOLDEN, L., 2001. Quantifying Uncertainty in Production Forecasts: Another Look at the PUNQ-S3 Problem. SPE 74707.

BARNES, A. E., 2001. Seismic Attributes in Your Faces. CSEG Recorder, p. 41-47.

BEAR, J., 1972. Dynamics of Fluids in Porus Media. American Elsevier Oublications. New York.

CAERS, J., 2002. History for History Matching under Geological Constraint. In Proceeding to ECMOR VIII, 8<sup>th</sup> European Conference on Mathematics of Oil Recovery.

CMG, Ltd., 2002. User's Guide IMEX. Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator, version 2002. Office #200, 3512-33 Stret N.W. . Calgary, Alberta Canada T2L 2A6.

COSSÉ, R., 1993. Basics of Reservoir Engineering. Oil and gas field development techniques. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA.

DAKE, L. P., 1978 Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Science. Amsterdam.

DOMENICO, P. A. & SCHWARTZ, F. W., 1990. Physical and Chemical Hydrogeology.

FEITOSA, F. A. C.; FILHO, J. M.; SILVA, A. B.; MENTE, A.; SANTOS, A. C.; FEITOSA, E, C.; NERY, G. G.; MÖBUS, G.; FRANÇA, H, P, M.; CABRAL, J. J. S. P.;

DEMÉTRIO J. G. A. & COSTA, W. D., 1997. Hidrogeologia: conceitos e aplicações. CNPq. Fortaleza.

FILHO, J. D. S., 2002. Sistemas Petrolíferos: Aplicação de Simulador Numérico na Daterminação de Rotas de Migração de Petróleo. Notas de aula.

GUÉGUEN, Y. & PALCIAUSKAS, V., 1994. Introduction to the Physics of Rocks. Princeton Univ. Press. New Jersey.

HADAMARD J., 1902. "Sur les probléms aux dérivées partielles et leur signification physique", Princeton University Bulletin 13, Princeton, N.J.

HARDING, T. J.; RADICLIFF, N. J. & KING, P. R., 1996. Optimization of Production Strategies using Stochastic Search Methods. SPE 35518.

LEITÃO, H. C., 1997. Ajuste de Histórico Automatizado Através de Otimização Multivariada e Paralelização Externa, UNICAMP. Dissertação de mestrado em engenharia de petróleo. Novembro.

MACHADO, A. A. V., 1997. Análise de Sensibilidade Aplicada a Ajuste de Histórico de Produção Usando o PVM. UNICAMP. Dissertação de mestrado em engenharia de petróleo. Fevereiro.

MANTICA, S.; COMINELLI, A. & MANTICA, G., 2001. Combining Global and Local Optimization Techniques for Automatic History Matching Production and Seismic Data. SPE 66355.

MASCHIO, C. & SHIOZER, D. J., 2003. Selection of Parameters for History Matching of Petroleum Fields Using Streamline Simulation. Proceedings of COBEM 2003, 17<sup>th</sup> International Congress of Mechanical Engineering, São Paulo, SP.

MEDEIROS, W. E. ; SILVA, J. B. C., 1996. Geophysical Inversion Using Appromate Equality onstrint. *Geophysics*, v. 61, n. 06, p. 1678-1688.

MENKE, W., 1984. *Geophysical Data Analysis: Discrete Inverse Theory*. Academic Press, INC. Orlando, Florida.

NETTO, S. L. A.; SCHIOZER, D. J.; LIGERO, E. L. & MASCHIO, C., 2003. *History Matching Using Uncertainty Analysis*. Petroleum Society. Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum.

OUENES, A.; BHAGAVAN, S.; BUNGE, P. H. & TRAVIS, B. J.,1994 Application of Simulated Annealing and Outher Global Otimization Methods to Reservoir Description: Myths and Realities. SPE 28415.

PEACEMAN, D. W., 1977. *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*. Elsevier Scientific Publishing Company. Houston, Texas.

PORTELLA, R. C. M. & PRAIS, F., 1999. Use of Automatic History Matching and Geostatistical Simulation to Improve Production Forecast. SPE 53976.

RICHARDSON, J. A., KUESTE, J. L., 1973. The Complex Method for Constrained Optimization. Communication of the ACM, vol. 16, nº 8, p. 487-489.

ROMERO, C. E.; CARTER, J. N.; GRINGARTEN, A. C. & ZIMMERMAN, R. W., 2000. A Modified Genetic Algorithm for Reservoir Characterization. SPE 64765.

ROSA, A. J. & CARVALHO, R. S., 2002. *Previsão de comportamento de reservatório de petróleo: métodos analíticos*. Rio de Janeiro: Interciência.

SALAZAR, V. M. A., 1995. *Paralelização de Ajuste de Histórico de Produção em Rede de Estações Usando PVM*. UNICAMP. Dissertação de mestrado em engenharia de petróleo. Dezembro.

SANTOS, J. A. M., 2003. Quantifying Production Strateg Impact in Risk Analysis of an E&P Project Using Reservoir Simulation. SPE 79679.

SCHULZE-RIEGERT, R. W.; HAASE, O. & NEKRASSOV, A., 2003. Combined Global and Local Optimization Techniques Applied to History Matching. SPE 79668.

SILVA, J. B. C; MEDEIROS, W. E. & Barbosa, V.C.F., 2001. Pitfalls in nonlinear inversion. Pure And Applied Geophysics, v. 158, p. 945-964.

SILVA, J. B. C. ; MEDEIROS, W. E. & Barbosa, V.C.F., 2001. Potential field inversion: choosing the appropriate technique to solve a geologic problem. Geophysics, EUA, v. 66, p. 511-520.

SUBBEY, S.; CHIRSTIE, M. & SAMBRIDGE, M., 2003. A Strategy for Rapid Quantification of Uncertainty in Reservoir Performance Prediction. SPE 79678.

SUBBEY, S.; CHIRSTIE, M. & SAMBRIDGE, M., 2004. Prediction under uncertainty in reservoir modeling. Journal of Petroleum Science and Engineerring 44, p.143-153.

SUGUIO, K., 1980. Rochas Sedimentares: Propriedades – Gênese – Importância econômica. São Paulo. Editora Edgard Blücher.

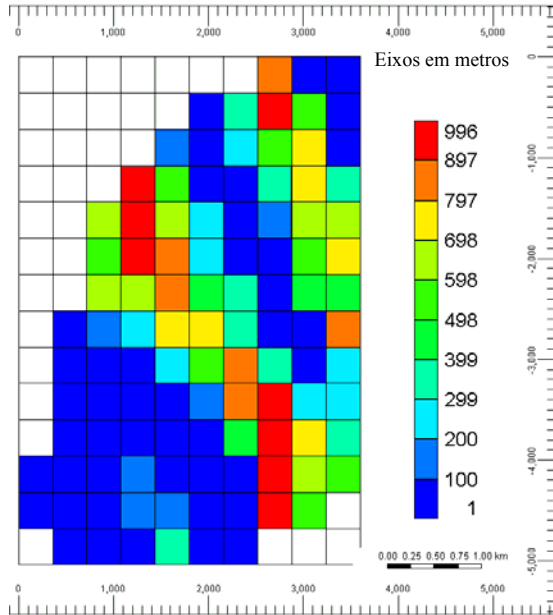
THOMAS, G. W., 1982. Principles of Hydrocarbon Reservoir Simulation. International Human Resources Development Corporation. Boston.

THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A. A.; CORREIA, C. A.; FILHO, C. V.; XAVIER, J. A. D.; MACHADO, J. C. V.; FILHO, J. E. S.; PAULA, J. L.; ROSSI, N. C. M.; PITOMBO, N. E. S.; GOUVEIA, P. C. V. M.; CARVALHO, R. S. & BARRAGAM, R. V., 2001. Fundamentos de Engenharia de Petróleo. Rio de Janeiro. Interciência.

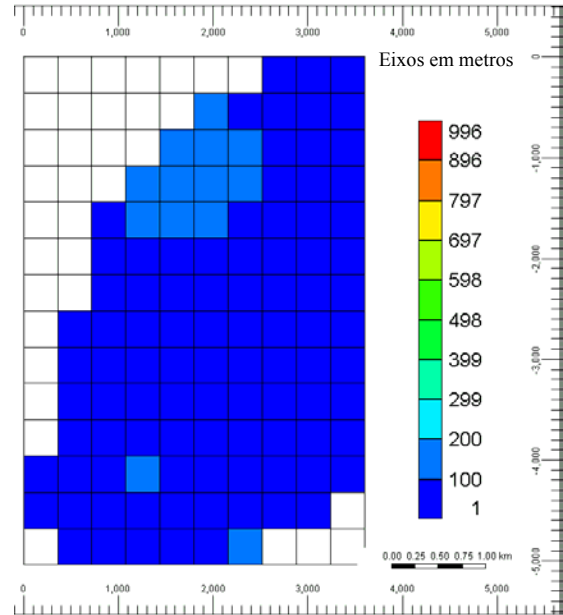
## APÊNDICE A

Modelo verdadeiro do PUNQ-S3M para a permeabilidade horizontal.

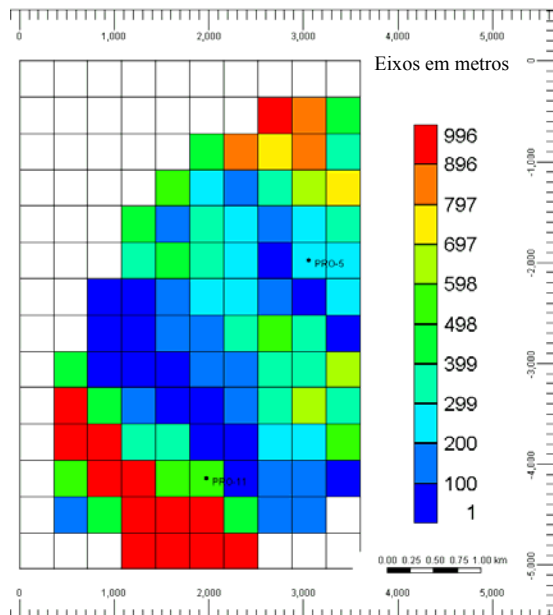
Camada 1



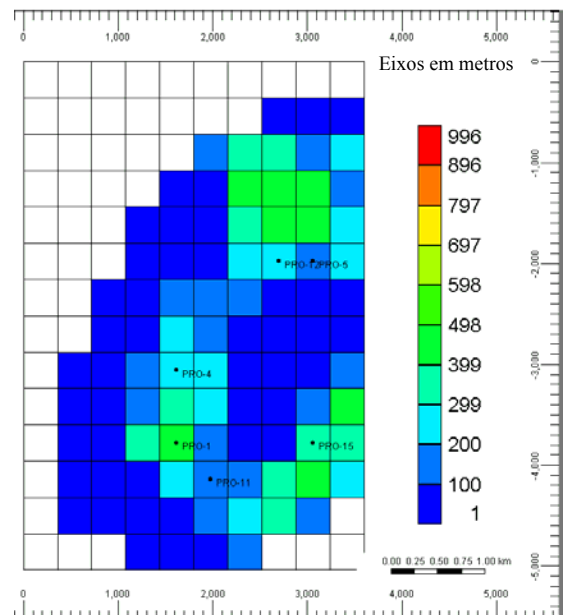
Camada 2



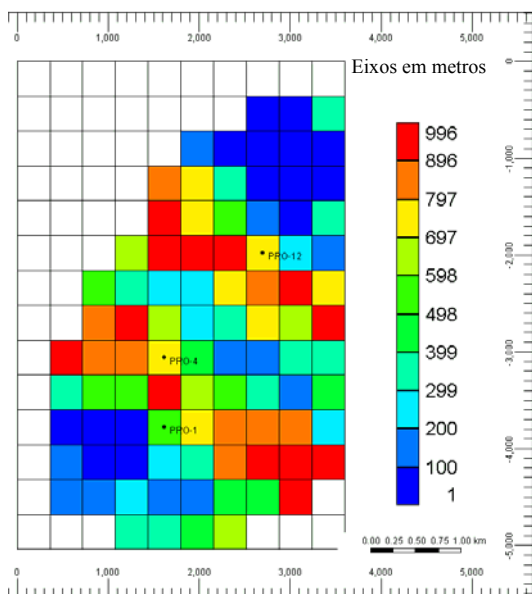
Camada 3



Camada 4

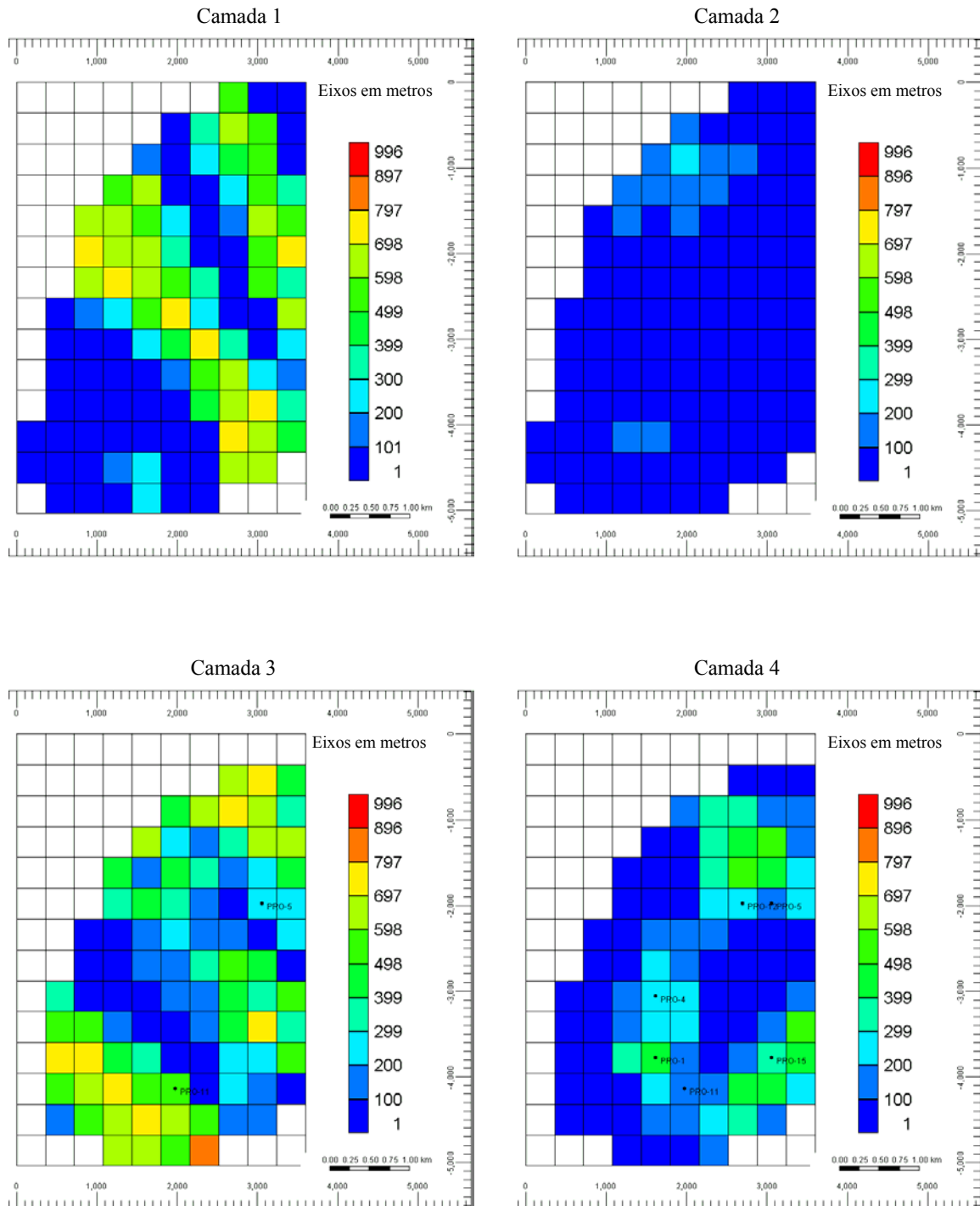


Camada 5

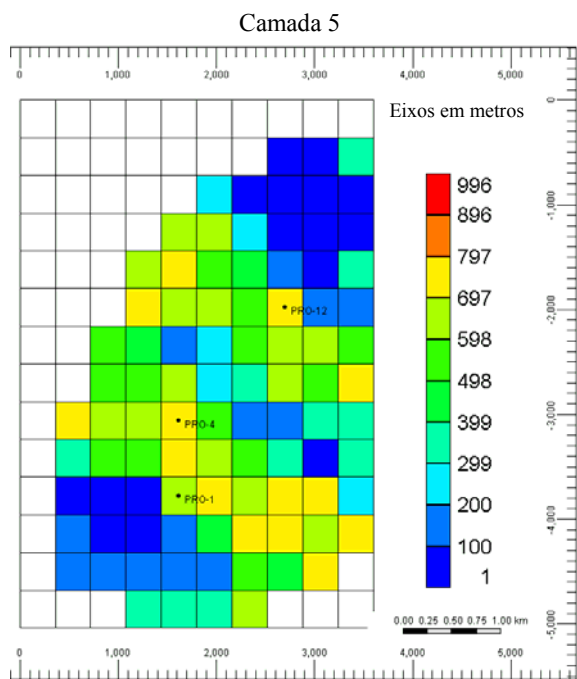


## APÊNDICE B

Modelo para a permeabilidade horizontal do PUNQ-S3M calculada pelo COMPLEX para  $\lambda_{glb} = 10^{-2}$ .







# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)