

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Dissertação Apresentada à
Faculdade de Engenharia Mecânica
como Requisito Parcial para à Obtenção do
Título de Mestre em Engenharia de Petróleo

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE APLICADA A AJUSTE DE
HISTÓRICO DE PRODUÇÃO USANDO O PVM**

Autor : **AUGUSTO ANDRÉ VIEIRA MACHADO**

Orientador: **PROF. DENIS JOSÉ SCHIOZER**

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Banca Examinadora:

PROF. DENIS JOSÉ SCHIOZER, *Ph.D.*

Prof. Osvaldo Vidal Trevisan, *Ph.D.*

Prof. Francisco Roberto Couri, *Ph.D.*

Agradecimentos

- Ao professor Denis Schiozer, pela orientação e por toda a ajuda que me ofereceu no transcorrer deste trabalho.
- Aos meus colegas do Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP) pela colaboração e amizade durante todo o curso.
- Aos professores do DEP, pela colaboração e qualidade dos ensinamentos que foram transmitidos.
- Aos funcionários do DEP, pelo apoio e colaboração que sempre me brindaram.
- Ao meu pai, minha mãe, minha avó e meu avô pela força durante este período longe de minha família.

Resumo

Um passo fundamental para uma boa caracterização de reservatórios de petróleo e conseqüentemente uma boa previsão de produção é o ajuste de histórico de produção onde o modelo do reservatório é corrigido para que os resultados obtidos pelo simulador reproduzam os resultados observados.

Embora um ajuste totalmente automático seja inviável, existe a possibilidade de utilização de várias técnicas para facilitar o processo. Este trabalho busca fazer uma revisão e a automatização de algumas dessas técnicas. Como principais objetivos estão uma revisão de seqüências de passos a serem seguidos no ajuste, a criação de índices que facilitem a tomada de decisão e, principalmente, a criação de um procedimento para fazer uma análise de sensibilidade automática e quantificar a influência da modificação dos parâmetros no processo de ajuste.

O ajuste e a análise de sensibilidade exigem várias simulações e, por este motivo, este trabalho pesquisou técnicas de paralelização através do pacote PVM (*Parallel Virtual Machine*) para redução do tempo, tornando o processo mais rápido e conseqüentemente mais viável. O uso do pacote PVM permite que se faça uma paralelização das simulações sem modificar o código do simulador (paralelização externa), possibilitando a utilização de simuladores comerciais já existentes e aproveitando suas vantagens.

O resultado do trabalho é um programa que faz uma análise de sensibilidade de vários parâmetros do reservatório, além de criar índices que mostram informações importantes de uma forma rápida e que podem reduzir bastante o tempo do processo de ajuste de histórico.

Palavras chaves:

- Análise de sensibilidade.
- Ajuste de histórico.
- Computação paralela.
- Paralelização externa.
- PVM (*Parallel Virtual Machine*).
- Simulação de reservatórios.

Abstract

An important step towards a good reservoir characterization and therefore a good production prediction is obtained with history matching where the reservoir model is corrected until simulation results match observed data.

Due to the complex reservoir characteristics and the high number of parameters, there is no fully automatic history matching model reported in the literature. However there are many techniques that can be used to improve the process. This work aims a revision and an automatization of some of these techniques. The main objective is to make a revision of the most important steps used in the matching process, the creation of indexes to facilitate some decisions and, mainly, the creation of a methodology to make an automatic sensibility analysis to quantify the influence of some parameters in the matching process.

History matching and sensibility analysis require many simulations and, for this reason, this work uses parallelization techniques through the software PVM (Parallel Virtual Machine) to reduce wall clock time, making the process faster and consequently more viable. The PVM package allows the parallelization of the simulations without modification in the simulator code (external parallelization).

The results of this work is a program that makes automatic sensibility analysis of many reservoir parameters, and creates indexes that show important information that can be used to reduce the total time of the history matching.

Keywords:

- Parallel Computing.
- External Parallelization .
- History Match.
- PVM (*Parallel Virtual Machine*).
- Reservoir Simulation.
- Sensibility Analisy.

Índice

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO	2
1.2. DIVIDINDO O PROCESSO EM ETAPAS	3
1.3. MOTIVAÇÃO PARA ESTE TRABALHO	4
2. AJUSTE DE HISTÓRICO	7
2.1. FATORES QUE AFETAM O AJUSTE DE HISTÓRICO	10
2.2. PROCEDIMENTO PARA O AJUSTE DE HISTÓRICO.....	12
2.2.1. <i>Ajuste das pressões</i>	12
2.2.2. <i>Ajuste das produções</i>	14
2.2.3. <i>Ajuste dos índices de produtividade</i>	15
2.2.4. <i>Importância da análise de sensibilidade</i>	16
3. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	17
3.1. DEFINIÇÃO DE SENSIBILIDADE	19
3.2. ALTERAÇÃO DOS PARÂMETROS	20
3.3. FUNÇÃO OBJETIVO.....	22
3.4. ESCOLHA DO SENTIDO IDEAL DE VARIAÇÃO DO PARÂMETRO.....	22
3.5. ÍNDICES DE SENSIBILIDADE.....	25
3.6. INTERPRETAÇÃO GEOMÉTRICA DOS ÍNDICES.....	26
3.7. ANÁLISE DOS ÍNDICES CRIADOS	27
3.8. CONSIDERAÇÕES FINAIS	29
4. PARALELIZAÇÃO	30
5. RESULTADOS	35
5.1. APLICAÇÕES DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	35
5.2. CAMPO REAL	36
5.2.1. <i>Variação de 5% nos parâmetros</i>	37
5.2.2. <i>Variação de 10% nos parâmetros</i>	41
5.2.3. <i>Variação dos parâmetros de acordo com os limites de incerteza</i>	44
5.2.4. <i>Análise local de acordo com os limites de incerteza</i>	48
5.3. CAMPO TEÓRICO	52
5.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	55
6. CONCLUSÕES.....	58
6.1. RECOMENDAÇÕES	59

Lista de Tabelas

TABELA 4-1 TEMPO DE EXECUÇÃO DE SIMULAÇÕES NAS MÁQUINAS DE UMA REDE HETEROGÊNEA.	32
TABELA 4-2 TEMPO DE EXECUÇÃO DE SIMULAÇÕES NAS MÁQUINAS DE UMA REDE HOMOGÊNEA.	32
TABELA 4-3 ORDEM IDEAL DE EXECUÇÃO DOS PROCESSOS REDE HETEROGÊNEA, DE ACORDO COM O NÚMERO DE PROCESSOS.	33
TABELA 4-4 ORDEM IDEAL DE EXECUÇÃO DOS PROCESSOS NA REDE HOMOGÊNEA, DE ACORDO COM O NÚMERO DE PROCESSOS.	33
TABELA 4-5 ORDEM IDEAL DE EXECUÇÃO DOS PROCESSOS NA REDE HOMOGÊNEA IDEAL, DE ACORDO COM O NÚMERO DE PROCESSOS.	33

Lista de Figuras

FIGURA 2-1 EXEMPLO DOS TRÊS TIPOS DE IMAGENS COMENTADAS NO TEXTO.	8
FIGURA 3-1 ESQUEMA DOS OBJETIVOS PROPOSTOS NA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.	18
FIGURA 3-2 CURVAS SIMULADAS COM UM PARÂMETRO MODIFICADO EM UMA FAIXA POSSÍVEL, CURVA BASE E CURVA REAL DE UMA FUNÇÃO QUE SE DESEJA AJUSTAR.	21
FIGURA 3-3 EFEITO DAS ALTERAÇÕES DOS PARÂMETROS NAS FO.	21
FIGURA 3-4 CONSEQÜÊNCIA DA VARIAÇÃO DOS PARÂMETROS NAS FOP E FOV	24
FIGURA 3-5 ESCOLHA DO SENTIDO DE VARIAÇÃO DOS PARÂMETROS PARA AS FO DE PRESSÃO E PRODUÇÃO (VAZÃO)	25
FIGURA 3-6 GRÁFICO EXPLICATIVO DO ÍNDICE DE SENSIBILIDADE DE FORMA.	27
FIGURA 3-7 COMPARAÇÃO DAS SENSIBILIDADES SEGUNDO O CRITÉRIO DE AFASTAMENTO PARA AS FO DE PRESSÃO E PRODUÇÃO (VAZÃO).	28
FIGURA 3-8 GRÁFICO DOS ÍNDICES DE FORMA PARA AS DUAS FO (PRESSÃO E VAZÃO) NOS SENTIDOS PREFERENCIAIS DE VARIAÇÃO DE CADA PARÂMETRO.	29
FIGURA 4-1 PORCENTAGEM DO TEMPO PARALELO EM REDE HOMOGÊNEA E HETEROGÊNEA EM RELAÇÃO AO TEMPO SERIAL	34
FIGURA 5-1 CURVAS DE PRESSÃO PARA UMA VARIAÇÃO DE 5% NOS PARÂMETROS	39
FIGURA 5-2 CURVAS DE PRODUÇÃO PARA UMA VARIAÇÃO DE 5% NOS PARÂMETROS	39
FIGURA 5-3 ÍNDICES DE AFASTAMENTO PARA UMA VARIAÇÃO DE 5% NOS PARÂMETROS	40
FIGURA 5-4 ÍNDICES DE SENSIBILIDADE PARA UMA VARIAÇÃO DE 5% NOS PARÂMETROS	40
FIGURA 5-5 ÍNDICES DE FORMA PARA UMA VARIAÇÃO DE 5% NOS PARÂMETROS	40
FIGURA 5-6 CURVAS DE PRESSÃO PARA UMA VARIAÇÃO DE 10% NOS PARÂMETROS	42
FIGURA 5-7 CURVAS DE PRODUÇÃO PARA UMA VARIAÇÃO DE 10% NOS PARÂMETROS	42
FIGURA 5-8 ÍNDICES DE AFASTAMENTO PARA UMA VARIAÇÃO DE 10% NOS PARÂMETROS	43
FIGURA 5-9 ÍNDICES DE SENSIBILIDADE PARA UMA VARIAÇÃO DE 10% NOS PARÂMETROS	43
FIGURA 5-10 ÍNDICES DE FORMA PARA UMA VARIAÇÃO DE 10% NOS PARÂMETROS	43
FIGURA 5-11 CURVAS DE PRESSÃO PARA UMA VARIAÇÃO DIFERENCIADA NOS PARÂMETROS	46
FIGURA 5-12 CURVAS DE PRODUÇÃO PARA UMA VARIAÇÃO DIFERENCIADA NOS PARÂMETROS	46
FIGURA 5-13 ÍNDICES DE AFASTAMENTO PARA UMA VARIAÇÃO DIFERENCIADA NOS PARÂMETROS	47
FIGURA 5-14 ÍNDICES DE SENSIBILIDADE PARA UMA VARIAÇÃO DIFERENCIADA NOS PARÂMETROS	47
FIGURA 5-15 ÍNDICES DE FORMA PARA UMA VARIAÇÃO DIFERENCIADA NOS PARÂMETROS	47
FIGURA 5-16 CURVAS DE PRESSÃO PARA UMA VARIAÇÃO DIFERENCIADA NOS PARÂMETROS (AJUSTE LOCAL)	50

FIGURA 5-17 CURVAS DE PRODUÇÃO PARA UMA VARIAÇÃO DIFERENCIADA NOS PARÂMETROS (AJUSTE LOCAL)	50
FIGURA 5-18 ÍNDICES DE AFASTAMENTO PARA UMA VARIAÇÃO DIFERENCIADA NOS PARÂMETROS (AJUSTE LOCAL)	51
FIGURA 5-19 ÍNDICES DE SENSIBILIDADE PARA UMA VARIAÇÃO DIFERENCIADA NOS PARÂMETROS (AJUSTE LOCAL)	51
FIGURA 5-20 ÍNDICES DE FORMA PARA UMA VARIAÇÃO DIFERENCIADA NOS PARÂMETROS (AJUSTE LOCAL)	51
FIGURA 5-21 CURVAS DE PRESSÃO PARA UMA VARIAÇÃO DE 10% NOS PARÂMETROS	53
FIGURA 5-22 CURVAS DE PRODUÇÃO PARA UMA VARIAÇÃO DE 10% NOS PARÂMETROS	53
FIGURA 5-23 ÍNDICES DE AFASTAMENTO PARA UMA VARIAÇÃO DE 10% NOS PARÂMETROS	54
FIGURA 5-24 ÍNDICES DE SENSIBILIDADE PARA UMA VARIAÇÃO DE 10% NOS PARÂMETROS	54
FIGURA 5-25 ÍNDICES DE FORMA PARA UMA VARIAÇÃO DE 10% NOS PARÂMETROS	54
FIGURA 5-26 VARIAÇÃO DA SENSIBILIDADE DENTRO DA FAIXA DE VARIAÇÃO DO PARÂMETRO K_H	56
FIGURA 5-27 VARIAÇÃO DA SENSIBILIDADE DENTRO DA FAIXA DE VARIAÇÃO DO PARÂMETRO K_V	56
FIGURA 5-28 VARIAÇÃO DA SENSIBILIDADE DENTRO DA FAIXA DE VARIAÇÃO DO PARÂMETRO POROSIDADE	57
FIGURA 5-29 VARIAÇÃO DA SENSIBILIDADE DENTRO DA FAIXA DE VARIAÇÃO DO PARÂMETRO C_R	57

1. Introdução

Este trabalho busca a criação de um programa que visa auxiliar o engenheiro na busca de uma melhor caracterização de reservatórios petrolíferos. No início da exploração de um campo de petróleo, a falta de dados do campo dificulta a criação de um modelo que represente o reservatório, pois muitos parâmetros têm que ser estimados. Com o aumento da produção e do número de poços é possível melhorar a confiabilidade do modelo.

A técnica mais utilizada para conferir a caracterização deste modelo e tornar possível a previsão de produção é o ajuste de histórico. Nesta técnica, o modelo que representa o reservatório é submetido a simulação de fluxo e a resposta obtida é comparada com as curvas reais das funções pressão e produção. Se o modelo reproduzir bem as curvas reais das funções que se deseja ajustar, pode-se utilizar este modelo para fazer previsões para tempos maiores. No Capítulo 2, são fornecidos mais detalhes a respeito deste processo.

Muitos trabalhos^{[2][5][8][13][14]} já foram realizados na busca de criar métodos de ajuste automático de histórico, mas a experiência da indústria de petróleo com estes algoritmos levam muitos engenheiros e pesquisadores a acreditar que tal técnica é impraticável. Estes métodos estão sujeitos a tantas limitações que muitas vezes os tornam menos eficientes que o processo realizado por um engenheiro já familiarizado com o reservatório, seguindo a técnica de tentativa e erro. Como resultado, as pesquisas nesta área foram drasticamente reduzidas, quase se extinguindo.

Para reduzir estas limitações deve-se buscar melhoria dos principais componentes envolvidos nos algoritmos de ajuste automático de histórico. Dentre estes componentes estão o potencial computacional e a automatização de tarefas menores no processo de ajuste tais como métodos de otimização para escolha de parâmetros e análise de sensibilidade.

Problemas que necessitam de um grande potencial computacional podem ser reduzidos com a paralelização de tarefas. A paralelização pode ser feita utilizando-se funções dentro do código fonte de um programa que permitem a comunicação com outros programas.

Com a existência de uma rede de processadores, a comunicação permite que algumas tarefas sejam realizadas por programas que são executados simultaneamente em vários processadores. Esta forma de paralelização permite também utilizar simuladores comerciais existentes no mercado sem que seja necessário modificar o código fonte (paralelização externa), aproveitando os recursos já disponíveis nestes simuladores. Maiores detalhes sobre a paralelização serão tratados no Capítulo 4.

A automatização de tarefas menores pode ser outro passo importante para a construção de modelos de ajuste “automático”. Dentro desta linha, pode-se: (1) criar programas que escolhem o valor para um ou mais parâmetros para melhor ajustar a produção, (2) dividir o processo de ajuste em etapas ou (3) criar programas que forneçam índices que auxiliem a tomada de decisões. A descrição simplificada dos dois primeiros itens está apresentada a seguir e a do terceiro, ao longo desta dissertação.

1.1. Métodos de otimização

O trabalho de tese de mestrado de Salazar^[11] estuda a viabilidade de busca do valor ótimo de um parâmetro para obter um ajuste de histórico por meio de paralelização externa. Salazar usa uma rede de estações para realizar várias simulações em paralelo. O processo busca o valor do parâmetro, entre limites previamente estabelecidos, que gera a curva simulada mais próxima da curva real. O intervalo de busca é subdividido e um novo intervalo é criado com os dois valores que geraram as curvas de histórico mais próximas da curva real. Este processo se repete várias vezes, subdividindo o novo intervalo pelo número de computadores disponíveis, até que o critério de convergência seja atingido.

Cuervo^[7] estendeu o trabalho de Salazar^[11] para o caso de dois parâmetros. O trabalho de Cuervo considera uma faixa de variação (com seu limite mínimo e máximo) para cada parâmetro e o objetivo do trabalho é encontrar o valor dos dois parâmetros, dentro destas faixas, que melhor ajustam a curva de histórico. Maiores detalhes do trabalho de Cuervo serão comentados no Seção 1.3.

No trabalho de Ahmed Ouenes e William Weiss^[1] a paralelização também é usada para fazer um ajuste de histórico de produção. Eles dividem os parâmetros que caracterizam o reservatório em grupos e otimizam cada um desses grupos por vez. Por exemplo, escolhem a permeabilidade e a tarefa do programa é achar o valor da permeabilidade que minimiza uma função objetivo, representando o erro com mínimos quadrados entre a produção real e a simulada. Depois de otimizar o valor desse parâmetro escolhem outro e repetem o processo

até satisfazer o ajuste. O programa é interrompido para escolha do novo parâmetro cada vez que o valor de um parâmetro é otimizado, o que faz com que o processo não seja totalmente automático.

Outra técnica usada na análise de ajuste é a teoria do “ótimo controle”^{[4][5]}. Chen,^[5] faz a comparação entre dois métodos para melhorar o ajuste de histórico de pressão minimizando a diferença entre as pressões calculadas e as observadas. Nas propostas anteriores ao trabalho de Chen, os autores utilizam um método aqui chamado de “método das zonas constantes” que divide o reservatório em um número de zonas onde a propriedade a ser estimada é assumida como uniforme. Neste caso é necessário resolver, em cada passo da iteração, para melhorar as estimativas, um número de equações igual ao número de zonas mais um. Na proposta de Chen, a propriedade é substituída por uma função contínua de sua posição, ao invés de valores discretos. Este caso requer a solução de duas equações diferenciais por iteração (uma rodada do simulador e uma equação adjunta da equação da difusividade). O autor relata que um ganho considerável de tempo foi obtido em relação ao método convencional do gradiente em zonas constantes. No entanto esta técnica necessita modificações no código dos simuladores.

O método do gradiente em zonas constantes não reproduz da melhor maneira as heterogeneidades no modelo do reservatório. Essas heterogeneidades influenciam significativamente o fluxo em reservatórios, dificultando o ajuste de histórico e acarretando erros na previsão de comportamento. A análise integrada de geologia e engenharia é conseguida no trabalho de Rodrigues^[10] que aplica a simulação estocástica juntamente com a simulação de fluxo, para melhor caracterizar um reservatório. A simulação estocástica é o processo de geração de imagens alternativas, equiprováveis da variável que está sendo estudada. Com isso Rodrigues consegue reproduzir as principais heterogeneidades da variável estudada por meio de várias imagens e escolhe as melhores. A busca da imagem ótima do parâmetro é feita utilizando-se resultados das simulações em um simulador comercial e a minimização de uma função objetivo que representa matematicamente a qualidade do ajuste obtido.

1.2. Dividindo o processo em etapas

As dificuldades de se criar um algoritmo de ajuste automático também estão relacionadas com a dificuldade de otimizar o valor do grande número de parâmetros

envolvidos no ajuste, principalmente se as heterogeneidades destes parâmetros tiverem de ser consideradas. Uma alternativa possível para auxiliar o engenheiro no processo de ajuste de histórico é dividir o processo em etapas, como proposto por Thomas^[9], e otimizar algumas destas etapas.

Thomas^[9] divide o processo de ajuste em algumas etapas e comenta a respeito de um procedimento ótimo para auxiliar o engenheiro de reservatório. O autor separa os dados de reservatório de maior e menor confiabilidade e destaca algumas considerações básicas na engenharia de reservatório que auxiliam na tomada de decisões para uma nova rodada do simulador na busca de um ajuste de histórico.

Desta forma, considerando que o ajuste automático de histórico é impraticável, uma alternativa para criar ferramentas que auxiliem no ajuste de histórico é dividir o ajuste em partes e otimizar cada uma destas partes. A idéia pode ser utilizada para fazer um programa de computador com vários módulos, um para cada etapa do ajuste (vide Seção 1.3). Uma das etapas mais importantes é a análise de sensibilidade dos parâmetros do reservatório, que será comentada no Capítulo 3 e que é o objetivo principal deste trabalho. Uma análise de sensibilidade completa dos parâmetros do reservatório é uma ferramenta fundamental para um bom ajuste, seja manual ou automático. A análise de sensibilidade é feita escolhendo um grupo de parâmetros do reservatório e quantificando a influência da modificação de cada parâmetro (isoladamente) na resposta da simulação. A alteração é feita para limites previamente estabelecidos e se comparam as alterações em determinadas funções (resposta das simulações) devidas à modificação dos diversos parâmetros.

1.3. Motivação para este trabalho

O ajuste de histórico de produção é um processo exaustivo, pode consumir muito tempo, é custoso e difícil de ser atingido devido à complexidade dos reservatórios. Por isso, os computadores paralelos têm um papel importante, podendo reduzir muito o tempo desse processo. Uma familiarização com o tratamento dos dados de reservatório para saber os dados de maior confiabilidade e a escolha de uma metodologia que auxilie a análise e a tomada de decisões para novas rodadas do simulador podem ajudar muito o engenheiro de reservatório.

Uma ferramenta bastante utilizada no ajuste de histórico é o estudo de sensibilidade, onde se observa a influência da modificação de alguns parâmetros na resposta da simulação. Este estudo deverá indicar os parâmetros que devem ser alterados na busca de um ajuste de

histórico. Surgiu então a idéia de se fazer um programa que seja capaz de ser utilizado para analisar a sensibilidade de vários parâmetros em diferentes regiões do reservatório. O Capítulo 3 comenta como isso será feito e que informações poderão ser obtidas da análise de sensibilidade.

Esse trabalho é parte da criação de um programa que visa auxiliar o engenheiro de reservatório em algumas etapas do ajuste de histórico de reservatórios petrolíferos. O programa final irá ser composto por vários módulos. Para melhor entender a importância do módulo relativo a este trabalho deve-se explicar rapidamente os outros módulos para se ter uma idéia da importância de cada um no programa global. O módulo de análise de sensibilidade visa descobrir quais propriedades que mais influenciam o ajuste, o sentido preferencial de variação destas propriedades, a influência da modificação dos parâmetros nas várias funções que se deseja ajustar e sugerir quantas e quais propriedades devem ser modificadas no ajuste. Essa sugestão é feita com a criação de índices que mostram alterações nas curvas simuladas devido a alterações dos parâmetros. Seguindo o procedimento de ajuste proposto por autores como Thomas, manuais de simuladores e uma pesquisa realizada entre engenheiros da Petrobrás (Apêndice B), estes índices devem indicar os melhores parâmetros a serem alterados.

Um outro módulo do programa (Cuervo^[7]), visa otimizar a busca do valor de parâmetros do reservatório partindo de suas respectivas faixas de variação, podendo também criar uma faixa de variação para um multiplicador dos valores nas imagens das propriedades. Assim ao invés de considerar a propriedade constante e escolher o melhor valor desta propriedade, poder-se-ia escolher o melhor valor do multiplicador das imagens desta propriedade. A dificuldade de se extrapolar este método para muitas propriedades revela a dificuldade de se obter um algoritmo de ajuste automático de histórico. A escolha dos parâmetros que serão utilizados num programa deste tipo, devem ser feitas através da análise de sensibilidade.

Outro módulo fará uma análise integrada de geologia e engenharia para melhor considerar as heterogeneidades do reservatório. Este módulo visa a utilização de métodos estatísticos para gerar imagens de uma propriedade (simulação estocástica). A escolha da melhor destas imagens é obtida também mediante simulação de fluxo usando cada uma das imagens e comparando as curvas obtidas com as curvas reais. As curvas simuladas mais próximas das curvas reais indicam as melhores imagens.

Uma metodologia possível indicada para ajuste de histórico pode utilizar os três módulos no processo de ajuste. Pode-se dividir as propriedades em constantes em todo o campo (ou em regiões) e outras em propriedades que necessitam de algum tratamento estatístico para geração de imagens para todo o campo. Após gerar as imagens prossegue-se com o ajuste utilizando a análise de sensibilidade para reduzir o número de parâmetros que seriam utilizados no módulo de otimização.

A análise de sensibilidade também pode ser utilizada (separadamente dos outros módulos do projeto global) para auxiliar um ajuste por tentativas que é o mais comumente utilizado na indústria de petróleo.

Além da automatização da análise de sensibilidade, este trabalho visa também iniciar um trabalho de criação de índices que facilitem a interpretação dos resultados obtidos com a alteração dos parâmetros.

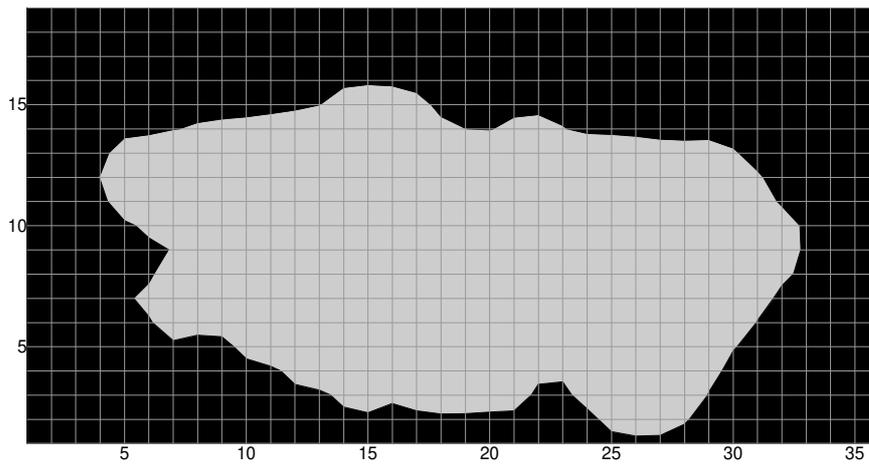
Outro ponto importante é a distinção, neste trabalho entre parâmetros e propriedades. Parâmetro pode ser qualquer característica a ser analisada no processo de ajuste, isto é, pode ser uma propriedade no campo todo, em uma região, em um bloco, uma inclinação de uma curva de permeabilidade relativa, etc. Desta forma, o programa fica mais flexível. Tudo isso será visto nos próximos capítulos.

2. Ajuste de histórico

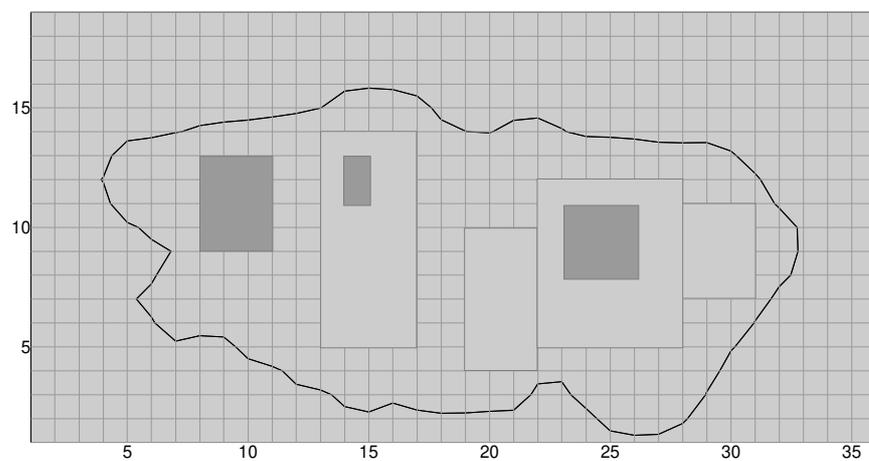
Este capítulo contém uma breve revisão sobre ajuste de histórico e suas principais características. Com isso, espera-se ressaltar a importância da análise de sensibilidade e obter uma base para as decisões que foram tomadas para a criação dos índices de sensibilidade.

O ajuste de histórico é uma ferramenta importante na calibração de um modelo de reservatório usado na simulação visando aumentar a confiabilidade na previsão de produção em campos de petróleo. A partir da comparação dos resultados da simulação com as curvas reais, verifica-se a qualidade do ajuste. O primeiro passo de um ajuste é, portanto, criar um modelo numérico do reservatório que é composto por uma malha que discretiza o domínio limitado pelos limites físicos estimados do reservatório. Os valores de todas as propriedades envolvidas nas equações de fluxo devem ser informadas a todos os nós da malha que compõe o modelo, criando o que pode ser chamado de uma “imagem” para cada uma das propriedades.

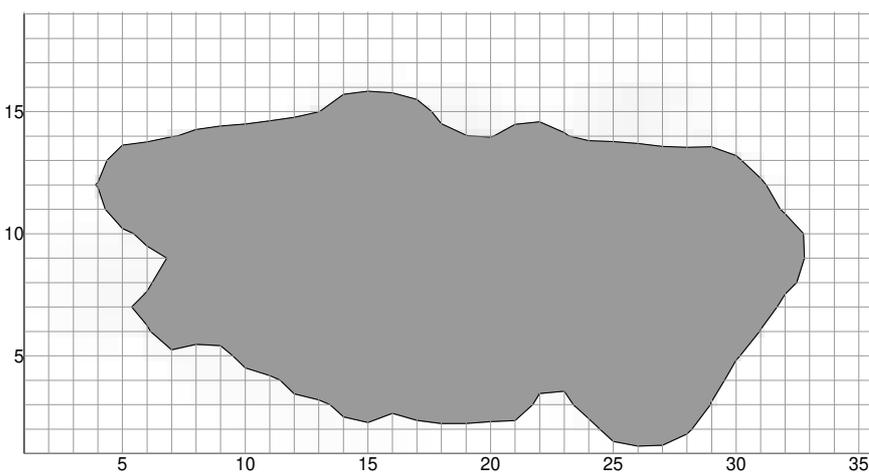
A imagem é composta por valores que podem ser constantes, constantes por regiões ou variar para todos os pontos da malha. Neste trabalho diferencia-se as três, chamando-as respectivamente de imagem homogênea, imagem homogênea por regiões ou imagem heterogênea quando os valores variam para todos os nós (Figura 2-1). Em geral os valores destas propriedades só são conhecidos com maior confiabilidade em alguns pontos da malha e nos outros pontos eles devem ser estimados de alguma forma. Muitas informações vindas de dados geológicos, sísmica, perfis, testes de laboratório, amostragem de fluidos e rochas, testes de poços são utilizados para estimar, a luz de estudos estatísticos, as imagens das propriedades e os limites físicos que compõe o modelo. Desta forma, são muitas as incertezas envolvidas na criação do modelo.



a) Imagem homogênea



b) Imagem homogênea por regiões



c) Imagem heterogênea

Figura 2-A Exemplo dos três tipos de imagens comentadas no texto.

Uma das maneiras de se conferir a qualidade das imagens é comparando as curvas de pressão e produção obtidas com a simulação deste modelo com as curvas reais obtidas com dados do campo. O ajuste de histórico pode ser usado como técnica de escolha das diversas imagens das propriedades, comparando e escolhendo as imagens que produzem curvas de pressão e produção mais próximas das curvas reais.

Em razão de poder haver diferenças significativas entre os dados da caracterização do modelo numérico inicial e os dados reais que governam o comportamento do reservatório, o procedimento mais comum para diminuir essas diferenças é simular o comportamento do passado do reservatório e comparar com o comportamento real. Esse procedimento vai identificar a consistência dos dados e sugerir modificações para melhorar o modelo. Se as mudanças forem feitas de maneira consistente e coerente, o processo de ajuste de histórico pode ser uma ferramenta muito útil para melhorar a caracterização do reservatório e possibilitar a previsão de produções mais confiáveis.

Para não iniciar o ajuste modificando os dados aleatoriamente, deve-se primeiramente reduzir as incertezas dos dados e estabelecer limites de variação dos parâmetros (ou propriedades). Isto é feito para que, entre a infinidade de combinações dos diversos parâmetros possíveis, o ajuste de histórico possa conduzir a um grupo de parâmetros, dentro desses limites previamente estabelecidos, capazes de reproduzir razoavelmente o comportamento do reservatório.

Uma técnica proposta para escolher qual parâmetro modificar primeiro é separar os parâmetros conhecidos com maior grau de certeza, que serão referidos como determinados, dos de maior incerteza, chamados aqui de indeterminados. Em geral, pode-se assumir que parâmetros como as propriedades dos fluidos (B_o , B_g , R_s , μ_o , μ_g) e a pressão do ponto de bolha p_b (se um processo de amostragem confiável for usado) são determinados. A distribuição das propriedades da formação do reservatório (k , k_r , p_c , ϕ) normalmente têm um grau de incerteza maior. Portanto estes dados podem ser tratados como indeterminados. Entretanto, isto não é regra geral e os parâmetros considerados como indeterminados devem ser escolhidos caso a caso. Pode-se então escolher os parâmetros indeterminados e realizar uma análise de sensibilidade para examinar o comportamento do modelo quando estes parâmetros são variados individualmente entre seus limites. Este exercício deve indicar os parâmetros que causam uma maior variação na resposta da simulação, e outros dados que devem indicar por onde se deve iniciar o ajuste.

Neste ponto, deve-se lembrar que mesmo que o ajuste seja satisfatório para determinados parâmetros, não se pode considerar o modelo ajustado como sendo o modelo real do reservatório. É importante ressaltar que o ajuste de histórico não tem solução única, isto é, mais de um conjunto de dados de entrada pode reproduzir o comportamento de um reservatório, incluindo valores fisicamente inconsistentes (se estes forem permitidos). Entretanto, o ajuste é necessário, pois obtendo-se um bom ajuste, pode-se fazer uma previsão de produção mais confiável.

A metodologia criada neste trabalho deve ajudar, principalmente: (1) na fase inicial do ajuste onde poucas informações estão disponíveis e portanto o grau de variação dos parâmetros é grande e, (2) nos casos mais complexos, onde a variação dos parâmetros não tenha conseqüências já previamente conhecidas na produção do campo. Nos dois casos, o conhecimento da influência de cada parâmetro na resposta pode tornar o ajuste muito mais rápido.

2.1. Fatores que afetam o ajuste de histórico

O objetivo do ajuste de histórico é obter um ajuste simultâneo de várias funções. O ajuste individual de cada uma destas funções está intimamente relacionado com o ajuste de determinados parâmetros. Nesta seção, separa-se estas funções em dois grupos e comenta-se a respeito dos parâmetros mais envolvidos com o ajuste destes grupos.

Normalmente os dois grupos de dados disponíveis para o ajuste de histórico são (1) pressão e (2) produção de água e gás, tanto para o campo quanto para poços individuais. Portanto, estas serão as funções (ou curvas) reais que serão utilizadas para identificar a qualidade do ajuste e que neste texto serão chamados genericamente de função objetivo do ajuste de pressão (Fop) e função objetivo do ajuste de produção (Fov). A seguir serão relacionados alguns dos parâmetros do reservatório que estão mais envolvidos com a distribuição e como o nível de pressões para um ajuste de pressão e parâmetros envolvidos com o ajuste das vazões de produção.

- **Distribuição de pressão**

A distribuição de pressão está diretamente relacionada com o fluxo de fluidos. Isto por sua vez é governado pela Lei de Darcy contendo as propriedades k e k_r que sempre aparecem como um produto. Consequentemente, a modificação de um deles vai alterar o

produto e a distribuição de pressão. A escolha do parâmetro a modificar é, naturalmente, governada por várias considerações. Os resultados de uma análise de sensibilidade prévia ajudariam na escolha do melhor parâmetro a ser modificado.

- **Nível de pressão**

O nível de pressão do reservatório é fortemente determinado pelo volume total e pela compressibilidade total. Os dois são relacionados por:

$$c_t = -\frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p} = -\frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta p} \quad (2.A)$$

onde

$$c_t = (1 - \phi)c_r + \phi(c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g) \quad (2.B)$$

Aqui pode-se identificar algumas propriedades que podem ser responsáveis por um nível incorreto de pressões (c_t , c_o , c_w , c_g e ϕ).

- **Vazões de produção**

Considerando que as vazões de óleo serão satisfeitas no início do ajuste, as vazões de água e gás estão relacionadas com as seguintes propriedades:

$$RAO = \frac{k_{rw} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_w B_w} \quad (2.C)$$

e

$$RGO = R_s + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g} \quad (2.D)$$

onde as permeabilidades relativas e a viscosidade são normalmente consideradas como indeterminadas. Portanto, os ajustes de RAO e RGO são obtidos pelas alterações locais ou globais das curvas de permeabilidade relativa e viscosidade. Mas deve-se considerar também que isto altera a distribuição das pressões nos blocos ao redor dos poços e que portanto uma análise de sensibilidade poderia identificar o parâmetro que melhor ajusta uma curva de produção, desajustando o mínimo possível as curvas de pressão.

Nesta seção comentou-se a respeito dos parâmetros que mais afetam as funções de pressão e de produção individualmente, mas é importante lembrar que estas funções devem ser ajustadas simultaneamente e que, portanto, uma análise de sensibilidade poderia identificar o parâmetro que melhor ajusta uma função, desajustando o mínimo possível a

outra. Na próxima seção comenta-se a respeito de um procedimento para o ajuste de histórico, e como a criação de índices de sensibilidade pode ser utilizada neste procedimento.

2.2. Procedimento para o ajuste de histórico

Nesta seção, reuniram-se informações bibliográficas e sugestões de engenheiros (Apêndice B) para criar um procedimento ótimo que auxilie o engenheiro de reservatório na busca de um ajuste de histórico. Destaca-se, durante o procedimento, como a análise de sensibilidade pode ser utilizada como uma ferramenta para acelerar o ajuste. Comenta-se também como a comparação de algumas características das curvas simuladas e real podem sugerir quais parâmetros devem ser modificados e em que ordem, durante o ajuste. O procedimento de ajuste é normalmente dividido em:

1. ajuste de pressões,
2. ajuste de produções, e
3. ajuste dos IP.

Ao se atingir um ajuste razoável da pressão média ao longo do tempo prossegue-se com o ajuste das produções. O ajuste das produções pode desajustar as pressões e serão necessários algumas iterações entre os dois até que se atinja um ajuste desejado das duas funções. Isto é feito primeiro para o campo todo e depois para os poços individualmente.

Na simulação de fluxo do reservatório, os dados reais de produção do óleo são informados ao simulador, que retorna as vazões de produção de água e gás, baseado na mobilidade das fases. É importante nos passos 1 e 2 do ajuste não criar barreiras para o fluxo ao redor dos poços, para que o simulador consiga reproduzir a produção de óleo que lhe foi informada e também para que uma queda de pressão na região próxima ao poço não limite (restringa) o comportamento da pressão ao longo do reservatório. Portanto, pode-se usar um skin(S) próximo de zero ou, um índice de produtividade (IP) maior que o estimado, deixando o ajuste do IP para a última etapa do ajuste de histórico. Nos itens a seguir comenta-se os três passos do procedimento.

2.2.1. Ajuste das pressões

Deve-se iniciar o ajuste de histórico tentando obter um ajuste das curvas de pressão média de todo o reservatório, deixando os ajustes locais para o final, quando já se obteve um ajuste razoável de pressões médias e produções do campo como um todo.

Para isolar o ajuste de pressão do ajuste de produção, alguns autores sugerem que inicialmente o reservatório seja tratado como um sistema monofásico. Para fazer isto, primeiro obtém-se uma vazão total de fluido (na base de volume equivalente) para cada poço. Conseguindo fazer com que o modelo reproduza o volume retirado do reservatório em algum ponto t no tempo, pode-se comparar a curva de pressão simulada com a curva real. Nesta etapa do ajuste tem-se:

$$(Q_t)_{\text{modelo}} = (Q_t)_{\text{observado}} \quad (2.E)$$

onde Q_t (volume total, em condições de reservatório no tempo t) é dado por:

$$Q_t = \sum_{k=1}^{N_t} \sum_{i=1}^{NW} q_{ti} \Delta t_k \quad (2.F)$$

sendo i é o índice do poço, NW o número total de poços, Δt o passo de tempo e N_t o número de passos de tempo necessário para atingir t . Portanto Q_t é o volume ocupado pela massa que foi retirada de um reservatório fechado até o tempo t , em condições de reservatório. Q_t se relaciona com o volume poroso do reservatório pela fórmula:

$$Q_t = \alpha V_p, \quad 0 < \alpha < 1 \quad (2.G)$$

Da definição de c_t tem-se:

$$c_t = - \frac{1}{Q_t} \frac{dQ_t}{dp} \quad (2.H)$$

Substituindo as Equações (2.g) em (2.e) e em (2.h) obtém-se:

$$(V_p)_{\text{modelo}} = (V_p)_{\text{observado}} \quad (2.I)$$

e

$$dp = - \frac{1}{V_p c_t} dV_p \quad (2.J)$$

Se c_t for considerado constante na faixa de variação das pressões no reservatório:

$$dp = p(t) - p_i = - \frac{1}{V_{pi} c_t} (V_p(t) - V_{pi}) \quad (2.K)$$

Supondo c_t correto para um determinado tempo t , dp seria função linear de $(-1/V_{pi})$. Com as hipóteses assumidas acima, as curvas do modelo (simuladas) e as observadas (reais) teriam um dp ($p(t)-p_i$) diferentes em t , somente se V_{pi} estivesse incorreto. Da mesma forma se V_{pi} estivesse correto, dp seria função de $(-1/c_t)$ e estaria incorreto somente se c_t estivesse

incorreto. A partir disto Thomas^[9] sugere que se as curvas reais e simuladas apresentam formas iguais, mas deslocadas de dp (ou seja níveis diferentes) uma das causas prováveis é o erro de c_t ou V_{pi} .

Como já foi mencionado na Seção 2.1 a distribuição de pressão esta diretamente relacionada com o fluxo de fluidos que é governada pela Lei de Darcy contendo k e k_r que sempre aparecem como um produto. Partindo disto Thomas^[9] e o manual do IMEX^[14] sugerem que se os gráficos de \bar{p}_{mod} vs. t e \bar{p}_{obs} vs. t apresentarem formas diferentes então deve-se modificar a permeabilidade absoluta, deixando a k_r que influi mais nas alterações das curvas de produção para ser alterado no ajuste de produção.

É importante lembrar que estas conclusões partiram de uma análise teórica onde foram feitas hipóteses simplificadoras, (reservatório fechado, c_t constante, etc) que não conduzem a uma solução aplicável a todos os reservatórios. A decisão de qual parâmetro modificar em um ajuste de pressão pode ser melhor identificada por uma análise de sensibilidade que além de envolver estes e outros parâmetros, considera as características particular de cada reservatório. A análise teórica, entretanto pode sugerir quais parâmetros serão utilizados na análise.

Nesta seção observou-se que a análise de algumas características do gráfico de pressão (forma e afastamento) pode auxiliar muito no ajuste de histórico. Criar índices que quantifiquem as alterações na forma e no afastamento da curva simulada devido a modificação de uma propriedade do reservatório, pode identificar um bom parâmetro a ser modificado para melhorar o modelo do reservatório, como será visto no Capítulo 3.

2.2.2. Ajuste das produções

Algumas considerações iniciais devem ser feitas no ajuste de produção com relação à escolha da função (Fov) a ser utilizada neste ajuste. Nessa escolha, deve ser considerada a confiabilidade das curvas disponíveis, principalmente relacionada à dificuldade de medição de produção dos fluidos. Para os casos em que as curvas de vazão de gás ou água, RGO e RAO apresentarem muita oscilação, pode-se optar por curvas de produção acumulada das fases, porque apresentam normalmente menores oscilações.

Uma vez atingido um ajuste razoável de pressão, a atenção fica direcionada para um ajuste de produção. No ajuste de pressão tenta-se honrar a produção total de três fases, enquanto que no ajuste de produção tenta-se ajustar a proporção das fases. Portanto, deve-se

modificar principalmente parâmetros relacionados com a mobilidade das fases, tais como curvas de permeabilidade relativa, viscosidade, contatos dos fluidos, etc. Primeiro, deve-se obter o ajuste para o campo como um todo utilizando-se da vazão total de cada fase no reservatório e um conjunto de curvas de permeabilidade relativas e de viscosidade, etc., capaz de reproduzir algo o mais próximo possível desta vazão. Para se escolher o parâmetro ideal a ser modificado, um bom procedimento é fazer uma análise de sensibilidade destes parâmetros e iniciar o ajuste com os parâmetros que alteram mais as curvas simuladas no sentido desejado. Tendo atingido um ajuste razoável das vazões totais de cada fase em todo o campo, deve-se iniciar o ajuste das produções dos poços, modificando localmente os parâmetros indicados por uma análise de sensibilidade local.

Se o ajuste das vazões totais de cada fase desajustar as pressões, primeiro deve-se buscar uma iteração entre os dois ajustes antes de partir para o ajuste local das produções. Por isso deve-se identificar parâmetros que ajustam uma das funções (pressão ou produção) sem desajustar a outra e modificar primeiro os parâmetros que mais afetam a função que se deseja ajustar. Esta influência da modificação de uma propriedade nas funções de pressão e produção ao longo do tempo poderá ser identificada mais facilmente com índices que quantifiquem as alterações em ambas as funções devido às modificações de uma propriedade do reservatório como será visto no Capítulo 3.

2.2.3. Ajuste dos índices de produtividade

A tarefa final é o ajuste dos índices de produtividade (ou injetividade) em cada poço, de forma que as pressões de fluxo de fundo observadas sejam reproduzidas pelo modelo. Para proceder ao ajuste do IP é necessário dispor das pressões de fluxo registradas em cada poço.

Para a pressão de fluxo observada (p_{wf}) tem-se uma vazão (q) e a pressão no bloco do poço (\bar{p}), daí calcula-se o IP:

$$IP = \frac{q}{(\bar{p} - p_{wf})} \quad (2.L)$$

Com o IP calculado alimenta-se o modelo e faz-se outra corrida que deve reproduzir a pressão de fluxo observada.

2.2.4. Importância da análise de sensibilidade

Neste capítulo, procurou-se mostrar que existem algumas regras e procedimentos que podem ser seguidas para se fazer um ajuste de histórico. Entretanto, deve-se ressaltar que são muitas as alternativas a serem seguidas considerando o número de parâmetros a serem ajustados.

Dessa forma, tornam-se sempre necessárias claras definições do objetivo desejado no ajuste e das etapas a serem seguidas para atingir este objetivo. É nesse ponto que a análise de sensibilidade se torna importante. Através da criação de alguns índices, este trabalho procura criar uma metodologia para facilitar o processo de ajuste. Essa metodologia é fundamental para que o ajuste seja mais automático, diminuindo o tempo total do processo.

3. Análise de sensibilidade

No capítulo anterior, procurou-se mostrar o grau de complexidade do ajuste de histórico e as vantagens de possuir ferramentas que facilitem o processo. A análise de sensibilidade é uma dessas ferramentas e embora o seu conceito seja simples, existem várias alternativas para a definição e construção de índices que indiquem o quanto cada propriedade esta influenciando no ajuste.

Algumas das decisões a serem tomadas para a criação desses índices são:

- Qual a função objetivo que representa a qualidade do ajuste?
- Como medir as alterações da função objetivo?
- Quanto variar cada parâmetro para calcular o índice de sensibilidade?
- Qual a região considerada para cada propriedade?

Essas decisões devem estar baseadas no caso específico de cada problema, dependendo do objetivo do ajuste, tamanho e heterogeneidade do reservatório, grau de confiabilidade de cada propriedade, etc. Nos resultados deste trabalho, são feitos alguns comentários sobre essas decisões.

Outra decisão importante está relacionada com quais informações usar como resultados da análise de sensibilidade e como disponibilizá-las para o usuário do programa. A **figura 3-1** mostra um esquema da quantidade de opções de dados de entrada possíveis de serem considerados em uma análise de sensibilidade e as informações que serão disponibilizadas.

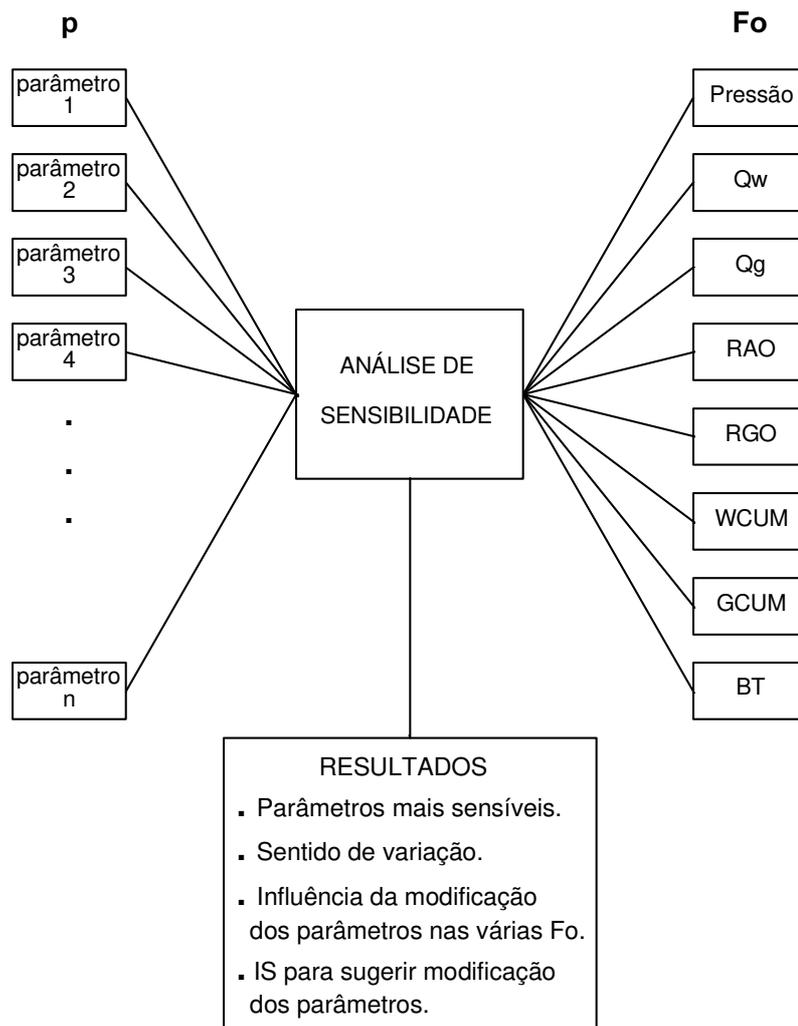


Figura 3-A Esquema dos objetivos propostos na análise de sensibilidade.

As funções mais utilizadas no ajuste de histórico são pressão média do reservatório, pressões nos poços, produção de água (Q_w) e gás (Q_g), RGO, RAO e produção acumulada de água (WCUM) ou gás (GCUM). O objetivo do estudo de sensibilidade é identificar parâmetros que, quando modificados isoladamente no modelo, causam significativas alterações nestas curvas resultantes das simulações. Com a análise de sensibilidade pode-se identificar os melhores parâmetros para iniciar o ajuste, saber o sentido de variação destes parâmetros que aproximam a resposta do modelo das curvas reais, saber a influência da modificação de um parâmetro nas diversas funções que se deseja ajustar (para que se possa ajustá-los simultaneamente) e, a partir da identificação de algumas características das curvas geradas com a modificação dos parâmetros, sugerir quais parâmetros modificar para aproximar as curvas simuladas das curvas reais. Na criação dos índices de sensibilidade, será necessário relacionar as curvas criadas a partir da modificação dos parâmetros com as curvas que caracterizam o modelo inicial do reservatório e também com as curvas de dados

observados no campo. Para diferenciar estas três curvas em uma mesma F_o , elas serão chamadas de **modificada**, **base** e **real** respectivamente. A análise de sensibilidade irá comparar as curvas modificadas com a curva base, para obter os índices de sensibilidade, e outros índices igualmente importantes no ajuste irão comparar as curvas modificadas com a curva real.

3.1. Definição de sensibilidade

Na análise de sensibilidade, deseja-se comparar as alterações de uma F_o causada pela alteração dos parâmetros do reservatório. Como se sabe a sensibilidade pode ser expressa matematicamente pela fórmula:

$$S = \frac{\partial F.o.}{\partial p_j} \approx \frac{\Delta F.o.}{\Delta p_j} \quad (3.A)$$

Para aplicar essa fórmula ao problema estudado surgem duas dificuldades. A primeira é como quantificar as alterações das F_o e a segunda é como comparar a sensibilidade aplicando essa fórmula a parâmetros diferentes, uma vez que as unidades desses parâmetros são diferentes.

Uma das propostas do trabalho para contornar o segundo problema é estabelecer uma equivalência entre os parâmetros diferentes, para que a alteração do parâmetro possa ser retirado da Equação 3.1 e se possa comparar as alterações das F_o . Esta equivalência pode ser feita pela adimensionalização do denominador da Equação 3.1. No caso deste trabalho, esta adimensionalização é feita de forma a variar o parâmetro p_j até os seus limites máximos de incerteza. Como será visto na Seção 5.4, a alteração dos parâmetros para os limites de suas faixas de incerteza causam uma variação máxima na F_o . Portanto a proposta deste trabalho é considerar que a sensibilidade será dada pela variação máxima permitida para uma F_o . Dessa forma, a sensibilidade será calculada somente pelas alterações da F_o (ΔF_o). Na Seção 3.2 será proposta uma condição para as alterações dos parâmetros, e na Seção 3.3 será feita outra proposta para quantificar as alterações das F_o . Dessa forma a sensibilidade passa a ser:

$$S = (\Delta F_o)_{\Delta p_j} \quad (3.B)$$

Para facilitar o fluxo e o entendimento do texto, deste ponto em diante, a sensibilidade resultante da modificação de um parâmetro será referida apenas como sensibilidade do parâmetro.

3.2. Alteração dos parâmetros

Neste trabalho, parâmetro será considerado qualquer dado da caracterização do reservatório, como por exemplo, uma propriedade no reservatório todo, ou numa região, um modificador de uma propriedade, a curva de alguma propriedade (k_r por exemplo), um dado geométrico do reservatório, etc.

A primeira pergunta que surge quando se faz uma análise de sensibilidade é qual modificação deve ser imposta a cada parâmetro. Como os parâmetros devem ser alterados para valores possíveis em um ajuste de histórico a primeira condição que deve ser atendida para a alteração do parâmetro é a escolha de valores dentro dos limites previamente estabelecidos por uma faixa de incerteza (vide Capítulo 2). Outra condição que deve ser atendida (vide Seção 3.1) é como estabelecer um valor de equivalência para a variação de parâmetros diferentes, para permitir a comparação das variações correspondentes nas F_o .

A **figura 3-2** mostra um exemplo de alterações nas curvas de produção causadas pela modificação individual de um parâmetro entre suas respectivas faixas de incerteza para um exemplo de um reservatório real, e a **figura 3-3** mostra a quantificação das alterações nas F_o . A quantificação das alterações é avaliada por um critério de afastamento entre as curvas modificadas e a curva da rodada base, conforme será explicado na Seção 3.4. Verifica-se que quanto maior a modificação no parâmetro maiores as alterações na resposta do modelo. Essa figura mostra que as alterações na curva (pelo critério de afastamento) devido a alteração de um parâmetro são normalmente funções bem comportadas (outros resultados semelhantes para outros parâmetros serão mostrados no capítulo de resultados) e crescentes. Portanto a modificação de um parâmetro para um valor extremo de sua faixa de valores permite estabelecer uma equivalência entre parâmetros diferentes, porque causa a variação máxima possível da F_o (para aquele sentido de variação do parâmetro).

Como as alterações das F_o são diferentes quando os parâmetros são variados para os limites máximo e mínimo, são necessárias duas simulações para cada parâmetro incluído na análise de sensibilidade. Essa variação nos dois sentidos de variação do parâmetro, também traz outro tipo de informação importante no ajuste que é o sentido de variação do parâmetro que aproxima a curva modificada da curva real e que será comentado na Seção 3.4.

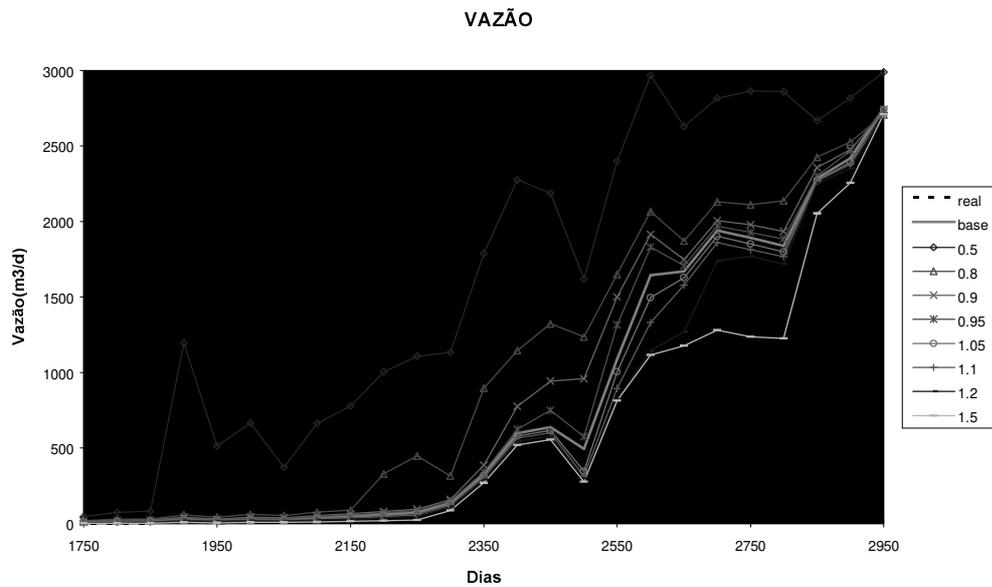


Figura 3-B Curvas simuladas com um parâmetro modificado em uma faixa possível, curva base e curva real de uma função que se deseja ajustar.

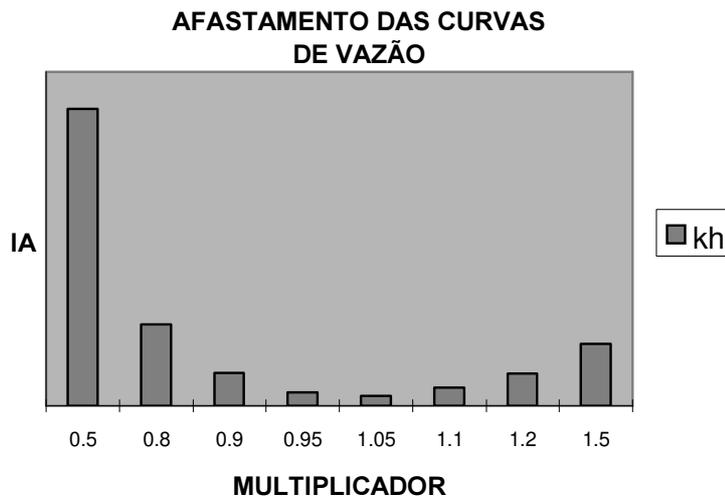


Figura 3-C Efeito das alterações dos parâmetros nas F_o .

Com a finalidade de reduzir o número de parâmetros envolvidos na análise de sensibilidade, para reduzir o número de simulações e o tempo total da análise, uma proposta deste trabalho é escolher os parâmetros com maiores incertezas (vide Capítulo 2). Os parâmetros utilizados nas análises feitas neste trabalho foram: permeabilidade vertical (k_v), permeabilidade horizontal (k_h), porosidade (ϕ), e compressibilidade da rocha (c_r), que foram os mais indicados na pesquisa realizada (Apêndice B).

Os parâmetros que envolvem variação de curvas, como por exemplo permeabilidade relativas, não foram incluídos neste trabalho. Primeiro porque implicam na fixação prévia de

outros parâmetros dos quais estas curvas são dependentes e de modelos de variação destas curvas. Além disso, neste primeiro estudo, procurou-se trabalhar apenas com propriedades dependentes da malha. Como o objetivo do trabalho é principalmente criar um metodologia para quantificar as variações das Fo de resposta das simulações, a atenção para estabelecer os limites de variação dos parâmetros foi dada somente para parâmetros que não envolvem curvas que dependam de outros parâmetros. Entretanto, isto pode ser acrescentado no programa sem muita dificuldade.

3.3. Função objetivo

Os critérios propostos neste trabalho para quantificar as alterações nas Fo consideram as alterações de forma e distanciamento da curva modificada em relação a uma curva de referência. Essas alterações trazem informações importantes que podem auxiliar muito no ajuste, quando as curvas de referência são a curva base ou a curva real. Essas informações serão mostradas nos capítulos seguintes.

Para quantificar as alterações causadas na resposta do modelo deve-se escolher algumas funções para representar o comportamento do modelo. No caso deste trabalho, são utilizadas as mesmas funções utilizadas para representar a qualidade do ajuste de histórico. Essas funções foram chamadas na Seção 2.1 de Fo de ajuste de produção (Fov) e Fo do ajuste de pressão (Fop). Fov são as funções que serão utilizadas para fazer um ajuste de produção, como proposto na Seção 2.2 e podem ser curvas de RGO, RAO, vazão de água ou gás, produção acumulada de água ou gás. Nos gráficos deste trabalho as Fo de produção são as curvas de vazão de água ou gás contra o tempo, e a Fo de pressão são as curvas de pressão média do reservatório contra o tempo.

Dependendo do objetivo do estudo, outras funções podem ser utilizadas com a mesma metodologia usada neste trabalho.

3.4. Escolha do sentido ideal de variação do parâmetro

Uma das possibilidades na identificação do sentido ideal de variação do parâmetro é a visualização dos gráficos das duas Fo com as diversas curvas criadas através de modificações dos parâmetros no arquivo da rodada base, a curva gerada pela rodada base e a curva real. Na **figura 3-4** podem ser vistas as curvas de todos os parâmetros considerados na

análise, variados para os seus limites superior e inferior, assim como a curva base e real. O resultado de cada simulação pode ser visto na Fo de pressão e na Fo de vazão. A proposta deste trabalho para identificar o sentido ideal de variação dos parâmetros é a criação de índices que permitem descobrir as curvas geradas na simulação que se aproximam da curva real. Na legenda dos gráficos deste trabalho, as curvas serão nomeadas pelo parâmetro que foi alterado seguido do valor pelo qual este parâmetro foi multiplicado. Por exemplo kh1.10 significa que o parâmetro permeabilidade horizontal foi multiplicado por 1.10 na região considerada, ou seja foi alterado de dez por cento de seu valor para um limite superior de sua faixa de variação.

A escolha do sentido que mais aproxima a curva modificada da curva real é feito da seguinte forma. Primeiro identifica-se se a curva base esta abaixo ou acima da curva real. Para avaliar a posição da curva simulada base em relação à curva real será utilizado a seguinte fórmula:

$$\text{posição} = \int_0^t (F_{o_{\text{simulada}}} - F_{o_{\text{real}}}) \times dt \cong \sum_{k=1}^{Nt} (F_{o_{k_{\text{simulada}}}} - F_{o_{k_{\text{real}}}}) \times dt \quad (3.C)$$

onde dt é o passo de tempo, t é o tempo total de simulação, k é o índice de intervalo de tempo de simulação, Nt é o número de intervalos de tempo necessários para atingir o tempo t, $F_{o_{k_{\text{simulada}}}}$ é o valor da função objetivo de pressão ou produção relativo ao índice k e $F_{o_{k_{\text{real}}}}$ é o valor da Fo de pressão ou produção da curva real relativo ao índice k.

Se o sinal deste índice (posição) for positivo a curva base está acima da curva real e se for negativo, que está abaixo. Aplicando o mesmo índice para as curvas simuladas modificadas pode-se saber se uma das curvas modificadas trocou de posição em relação a curva real. Se o índice de posição de uma das curvas simuladas modificadas tiver sinal contrário ao índice de posição da curva simulada base é sinal que a curva simulada modificada trocou de posição em relação a curva real e portanto a variação do parâmetro no sentido que gerou esta curva, irá indicar o sentido de variação do parâmetro que aproxima a curva base da curva real. Se nenhuma das duas curvas modificadas trocou de sinal em relação a curva real, a curva que estiver mais próxima da curva real indicará o sentido de variação do parâmetro que aproxima a curva base da curva real.

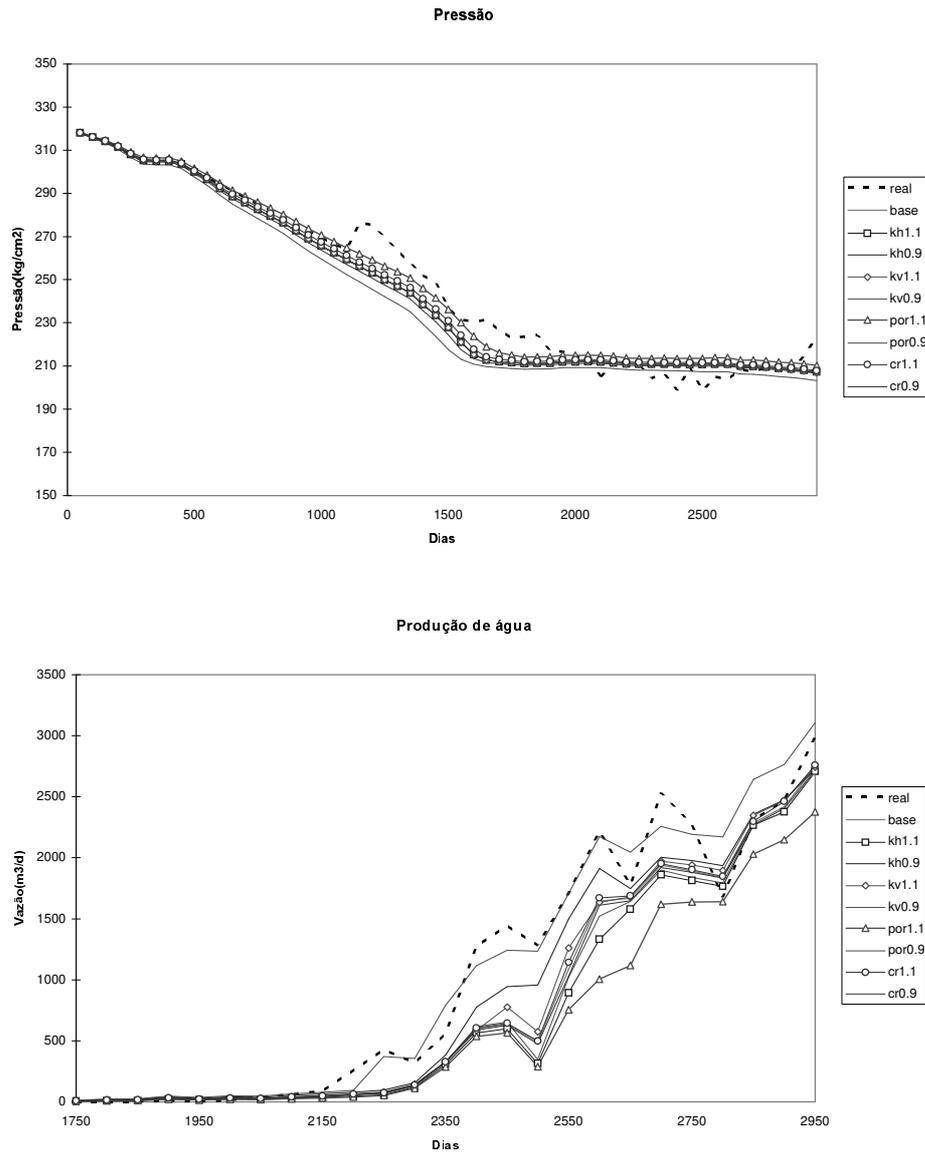


Figura 3-D Conseqüência da variação dos parâmetros nas Fop e Fov

Para avaliar a proximidade de uma curva gerada pela modificação de um parâmetro e a curva real, será utilizada a seguinte fórmula:

$$\text{Afastamento} = \int_0^t \left| \text{Fo}_{\text{simulada}} - \text{Fo}_{\text{real}} \right| \times dt \cong \sum_{k=1}^{Nt} \left| \text{Fo}_{k\text{simulada}} - \text{Fo}_{k\text{real}} \right| \times dt \quad (3.D)$$

onde dt é o passo de tempo, t é o tempo total de simulação, k é o índice de intervalo de tempo de simulação, Nt é o número de intervalos de tempo necessários para atingir o tempo t , $\text{Fo}_{k\text{simulada}}$ é o valor da função objetivo de pressão ou produção relativo ao índice k e $\text{Fo}_{k\text{real}}$ é o valor da Fo de pressão ou produção da curva real relativo ao índice k . Naturalmente quanto menor o afastamento entre a curva simulada e a real, melhor será o ajuste.

A figura 3-5 mostra um exemplo dos índices de afastamento criados acima normalizados pelo maior valor destes índices em cada gráfico. As barras do lado direito representam as simulações quando o parâmetro é variado para o limite superior e as do lado esquerdo as simulações quando o parâmetro é variado para seu limite inferior. As barras com cor indicam o sentido que aproxima a curva base da curva real. Com um gráfico deste tipo pode-se perceber quais as propriedades que causam contribuições positivas em ambas as Fo, e quais causam contribuições contrárias, para que se modifique parâmetros que aproximem simultaneamente todas as Fo que se deseja ajustar.

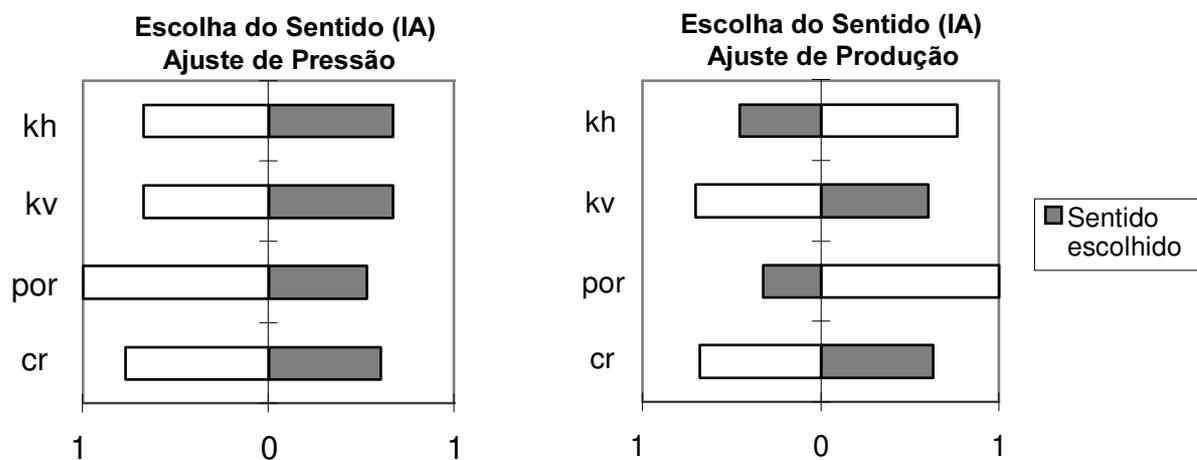


Figura 3-E Escolha do sentido de variação dos parâmetros para as Fo de pressão e produção (vazão)

3.5. Índices de sensibilidade

Duas outras informações importantes que devem ser obtidas no ajuste de histórico, além do sentido ideal de variação do parâmetro e da proximidade da curva modificada em relação a curva real, são a sensibilidade da Fo em relação a uma variação dos parâmetros e o quanto as curvas modificadas têm suas formas próximas da curva real.

A decisão de se identificar o parâmetro que mais altera a Fo é importante porque deve-se iniciar um ajuste modificando antes os parâmetros que tem maior influência no ajuste; caso fossem modificados antes os parâmetros que pouco influenciam a resposta do simulador, possivelmente este trabalho seria perdido ao se variar posteriormente parâmetros que modificam muito a resposta. A proposta deste trabalho é deixar as alterações de parâmetros que influenciam menos a Fo para uma etapa posterior, chamada de ajuste fino.

A sensibilidade será medida comparando as alterações da F_o com relação à curva base. As alterações serão quantificadas por um critério de afastamento da curva modificada em relação à curva base, medido pela fórmula:

$$IS = \sum_{k=1}^{N_t} |F_{o_{k_{simulada}}} - F_{o_{k_{base}}}| \times dt \quad (3.E)$$

A identificação da curva com a forma mais próximas da curva real pode ser obtida com uma análise conjunta dos índices de afastamento (Equação 3-3) e de posição (Equação 3-2) como será mostrado na Seção 3.6. Estes índices passam a ser chamados de IA e IF respectivamente, e são redefinidos como:

$$IA = \sum_{k=1}^{N_t} |F_{o_{k_{simulada}}} - F_{o_{k_{real}}}| \times dt \quad (3.F)$$

$$IF = \frac{\left| \sum_{k=1}^{N_t} (F_{o_{k_{simulada}}} - F_{o_{k_{real}}}) \times dt \right|}{IA} \quad (3.G)$$

3.6. Interpretação geométrica dos índices

Pode-se conferir uma interpretação geométrica para os índices IA, IF e IS. Na Figura 3-6 percebe-se que IS é a área achurada entre a curva simulada modificada e a curva de referência que no caso da sensibilidade é a curva base. Já os índices IF e IA são medidos pelas diferenças entre as curvas simulada e real onde IF será representado graficamente como a diferença das áreas A_{up} (área acima da curva base) e A_{down} (área abaixo da curva base) dividido por IA que é representado como a soma das áreas A_{up} e A_{down} como mostrado na Figura 3-6 e nas seguintes equações:

$$IA = A_{up} + A_{down} \quad (3.H)$$

$$IF = \frac{|A_{up} - A_{down}|}{IA} \quad (3.I)$$

Analisando o índice de forma (IF) percebe-se que o valor máximo que ele pode assumir é um. Se o seu valor em módulo for menor que um, as curvas estão se cruzando. Percebe-se também que quanto menor o valor do módulo do IF, mais próximas estarão o valor de A_{up} e A_{down} .

As curvas com os menores IA indicam as mais bem ajustadas, e o IF será utilizado somente em alguns casos particulares para decidir qual a curva mais bem ajustada entre um

grupo de curvas que apresentam os IA muito próximos. Nesses casos, ele terá interpretação distinta caso as curvas simuladas estejam próximas ou afastadas da curva real, e essa verificação deverá ser feita visualmente analisando os gráficos das curvas. Nos casos onde as curvas simuladas modificadas estejam próximas da curva real, as que apresentam os maiores IF são as curvas que cruzam menos a curva real, e portanto entre um grupo com os IA próximos são as curvas com a forma mais próxima da curva real. Nos casos em que as curvas simuladas modificadas estiverem afastadas da curva real, as curvas que apresentam os menores IF são as curvas que apresentam as áreas A_{up} e A_{down} mais próximas, e portanto esse índice indicará quais as curvas mais centralizadas em relação a curva real. Isso será mostrado novamente nos resultados.

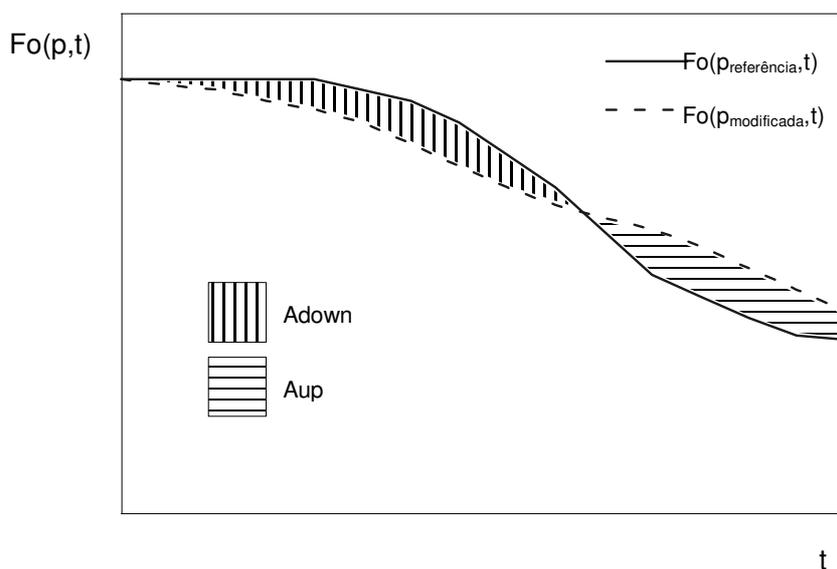


Figura 3-F Gráfico explicativo do Índice de Sensibilidade de forma.

3.7. Análise dos índices criados

IS, IF e IA são criados para duas funções objetivo do ajuste (F_o), que são as curvas de produção e de pressão média do reservatório. Os índices de sensibilidade de afastamento para vários parâmetros podem ser vistos e comparados entre si utilizando o gráfico da Figura 3-7. Para cada gráfico, as barras do lado direito representam as simulações quando o parâmetro é variado para o limite superior e as do lado esquerdo as simulações quando o parâmetro é variado para seu limite inferior. O valor das barras são obtidos pelo IS Equação (3.e) é normalizado pelo maior valor. As barras preenchidas são as barras que representam a

sensibilidade do parâmetro no mesmo sentido indicado na Figura 3-5, isto é, no sentido de variação escolhido.

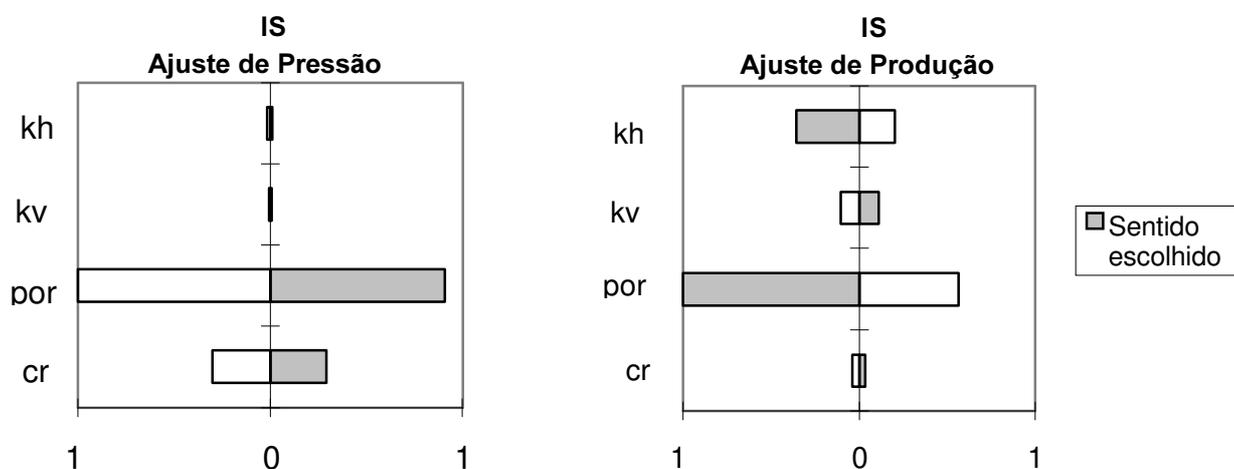


Figura 3-G Comparação das sensibilidades segundo o critério de afastamento para as Fo de pressão e produção (vazão).

Com um gráfico deste tipo, pode-se identificar se a contribuição da modificação de uma propriedade em um determinado sentido é significativa (sensível) ou não. Naturalmente, deve-se iniciar o ajuste alterando os parâmetros que sejam muito significativos em relação a Fo que se deseja ajustar e que sejam pouco significativos (alterem pouco) em relação a outra Fo.

Neste gráfico pode-se observar a influência que a modificação de um parâmetro em um determinado sentido causa nas duas Fo. Por exemplo, caso o usuário do programa chegue a conclusão de que é necessário modificar um parâmetro que tem contribuição contrária nas duas Fo (informação obtida do IA pelas barras achuradas em sentidos opostos para um determinado parâmetro), ou seja, que aproxima uma delas mas afasta a outra, o usuário teria noção do quanto a outra Fo se afastaria da curva real. Esse é o caso do parâmetro k_h na Figura 3-7. Pode-se notar que esse é o parâmetro que influi de maneira contrária nas duas Fo, mas ainda assim seria um bom parâmetro para tentar ajustar a Fo de produção pois não afastaria muito a curva base de pressão da real.

Na Figura 3-8 são mostrados os módulos dos IF. Os IF só são usados para comparar grupos de parâmetros que possuem IA próximos. No capítulo de resultados mostram-se as vantagens de utilizar esses dois índices para identificar as curvas mais próximas da real.

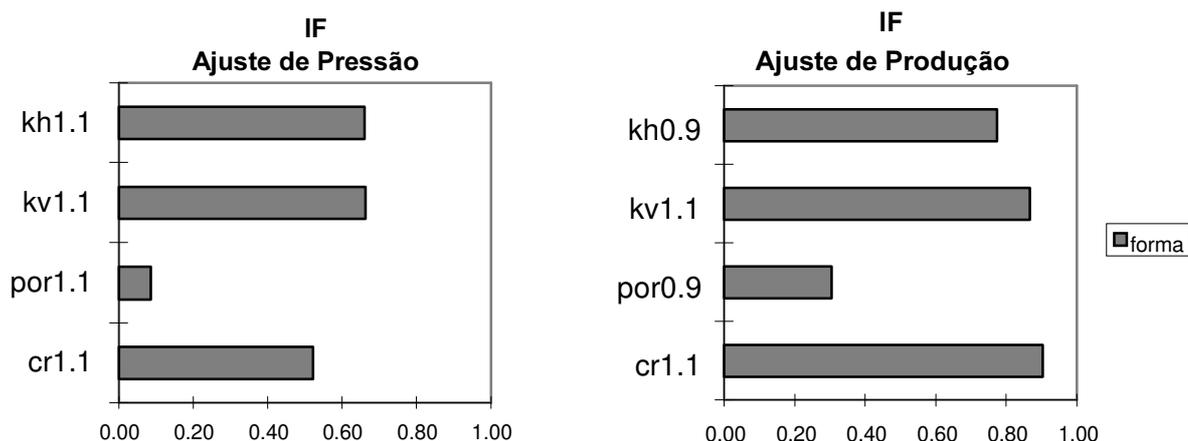


Figura 3-H Gráfico dos Índices de forma para as duas Fo (pressão e vazão) nos sentidos preferenciais de variação de cada parâmetro.

3.8. Considerações finais

Este capítulo procurou enfatizar dois pontos principais: (1) a importância da análise de sensibilidade no ajuste de histórico de produção e (2) a importância da criação de alguns índices para facilitar a interpretação dos resultados.

A interpretação dos resultados pode ser feita visualmente através da comparação das curvas de pressão e produção ou através dos gráficos criados na metodologia deste trabalho. A observação dos gráficos com os índices pode resultar numa série de indicações do tipo:

- Sentido ideal de variação dos parâmetros nas Fo.
- Proximidade da curva simulada em relação à curva real, com a modificação de um único parâmetro.
- Parâmetros onde um determinado sentido de variação tem contribuição positiva nas Fo.
- Caso existam parâmetros que contribuem de forma contrária nas duas Fo, conhecer se a contribuição negativa em uma das Fo é significativa ou não.
- Sensibilidade dos parâmetros, indicando os parâmetros ideais para se iniciar o ajuste.

Além disso, a criação de índices possibilita a automatização do ajuste ou, pelo menos, parte dele. A partir de índices, podem ser criados programas que eliminam informações desnecessárias, filtrando as informações importantes para o ajuste.

4. Paralelização

A análise de sensibilidade é uma ferramenta importante no processo de ajuste mas pode se tornar muito demorada devido ao grande número de simulações. Para torná-la mais viável, é importante reduzir o tempo total do processo, e isso pode ser obtido com a paralelização onde o processo é dividido em partes independentes para serem executadas em várias máquinas ao mesmo tempo.

A paralelização foi facilitada com o surgimento de alguns “*software*” que permitem a comunicação entre programas que são executados em máquinas diferentes. Esse tipo de paralelização permite a utilização de programas comerciais sem a necessidade de modificação de seus códigos (paralelização externa). Isso foi de grande importância neste trabalho pois permitiu utilizar os recursos de um simulador comercial já existente no mercado.

O PVM é uma biblioteca de funções para permitir a comunicação entre programas que estejam sendo executados na mesma máquina ou em máquinas diferentes desde que estas máquinas estejam ligadas em rede. Essa biblioteca de funções é utilizada dentro do código fonte dos programas nas linguagens C e FORTRAN. A escolha desse “*software*” foi devida ao fato dele ser de grande aceitação e utilização, o que facilita obter informações para sua implementação, além de ser um “*software*” de domínio público e de fácil utilização.

A inicialização e a execução dos programas paralelos são feitas da seguinte forma. Antes da chamada de qualquer função, deve-se inicializar os “*daemons*” nas diversas máquinas que formam a máquina virtual. “*Daemons*” são processos que ficam aguardando o recebimento de uma mensagem enquanto estiverem ativos. Os “*daemons*” mais conhecidos por usuários de computadores são os “*mail*”. Estes “*daemons*” ficam portanto aguardando o recebimento de uma mensagem que no caso deste trabalho é o nome de um programa (escravo) que é enviado através da rede por um outro programa (mestre). Uma vez rodando o programa mestre e os programas escravos, as funções de envio e recebimento das mensagens

estabelecem a comunicação entre os diversos programas. Portanto, podemos “empacotar” um conjunto de informações, que possui um “nome” e enviar este pacote para um outro programa, que o estará aguardando, até que chegue uma determinada mensagem identificada por este “nome”. As informações passadas ao programa escravo normalmente são os dados necessários para sua execução. Ao terminar a execução do programa escravo os seus resultados são devolvidos ao programa mestre que reúne informações de vários escravos que foram executados em paralelo. O algoritmo do programa criado neste trabalho pode ser visto no Apêndice C.

Neste trabalho, as tarefas que serão realizadas em paralelo são as rodadas do simulador. Uma rodada do simulador para a variação de um determinado parâmetro é totalmente independente da rodada do simulador para a variação de outro parâmetro, pois as informações criadas na execução de uma determinada rodada não ajudam em outra. Como a análise de sensibilidade exige a execução de muitas simulações (duas para cada parâmetro envolvido na análise) que são demoradas e independentes, é bastante vantajoso utilizar a paralelização das simulações.

Outro aspecto importante para diminuir o tempo da análise de sensibilidade é a otimização do tempo na paralelização. Em uma rede de estações a velocidade da execução de um determinado processo pode ser diferente quando executado em máquinas diferentes, portanto o gerenciamento da máquina em que serão executados os processos impedirá que uma máquina mais lenta execute um processo que poderia estar sendo executado em uma máquina mais rápida.

Para se fazer esse gerenciamento, deve-se comparar o tempo de execução de um determinado processo em diferentes máquinas. Isso pode ser feito dividindo-se o tempo de execução dos processos nas máquinas da rede pelo tempo de execução do mesmo processo na máquina mais rápida da rede. É importante ressaltar que os processos considerados na análise de sensibilidade são simulações diferentes mas que possuem tempos de execução muito próximos quando executados isoladamente na mesma máquina. Isso ocorre porque os modelos utilizados nas simulações são pouco modificados em relação ao arquivo base. Sem essa consideração não teria sentido comparar os tempos de execução de diferentes processos em máquinas diferentes.

Os resultados da comparação dos tempos são mostrados para o caso de uma rede com velocidades de processamento variadas (**tabela 4-1**), que será chamada de rede heterogênea, e

para o caso de uma rede com velocidades de processamento próximas (tabela 4.2), que será chamada de rede homogênea.

Tabela 4-A Tempo de execução de simulações nas máquinas de uma rede heterogênea.

	tempo / tempo da maq1
maq1	1.00
maq2	2.50
maq3	3.13
maq4	3.45
maq5	3.45

Tabela 4-B Tempo de execução de simulações nas máquinas de uma rede homogênea.

	tempo / tempo da maq1
maq1	1.00
maq2	1.25
maq3	1.38
maq4	1.38
maq5	1.38

Com base nessas velocidades pode-se fazer um gerenciamento das máquinas onde serão executadas as simulações possibilitando uma otimização do tempo de execução dos diversos processos. Na **tabela 4-3** são mostrados, de acordo com o número de simulações, os tempos estimados de execução dos processos para o caso de uma rede heterogênea, como é o caso de uma rede formada pelas máquinas da **tabela 4-1**, na **tabela 4-d** os tempos para o caso de uma rede homogênea formada pelas máquinas da **tabela 4-2** e na **Tabela 4-5** os tempos para o caso de uma rede homogênea ideal, onde todas as cinco máquinas possuem a mesma velocidade.

A ordem das máquinas mostrada nas tabelas 4-3 4-4 e 4-5 é a ordem que possibilita uma otimização do tempo de execução do número de processos correspondente em cada coluna. Como os tempos de execução dos processos nas tabelas anteriores são medidos com as máquinas livres de processos externos, é importante notar que estes tempos podem ser afetados quando as máquinas utilizadas estão rodando processos externos, porque o processador da máquina fica compartilhado. Assim sendo, estes tempos serão chamados neste trabalho de tempos teóricos. Entretanto, o programa que está sendo desenvolvido visa mais uma aplicação para utilização de redes que ficam paradas em períodos noturnos e caso a utilização dessas redes seja baixa, os tempos devem se aproximar dos tempos das tabelas.

Tabela 4-C Ordem ideal de execução dos processos rede heterogênea, de acordo com o número de processos.

n. de processos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ordem das máquinas (de cima para baixo)	maq1	maq1 maq1	maq1 maq1 maq2	maq1 maq1 maq1 maq2	maq1 maq1 maq2 maq3	maq1 maq1 maq2 maq3 maq4	maq1 maq1 maq1 maq2 maq3 maq4	maq1 maq1 maq1 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq1 maq1 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq1 maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq1 maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq1 maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq4 maq5
	tempo teórico	1.00	2.00	2.50	3.00	3.13	3.45	4.00	4.00	5.00	5.00	6.00	6.26

Tabela 4-D Ordem ideal de execução dos processos na rede homogênea, de acordo com o número de processos.

n. de processos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ordem das máquinas (de cima para baixo)	maq1	maq1 maq2	maq1 maq2 maq3	maq1 maq2 maq3 maq4	maq1 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq4 maq5
	tempo teórico	1.00	1.25	1.38	1.38	1.38	2.00	2.50	2.76	2.76	2.76	3.00	3.75

Tabela 4-E Ordem ideal de execução dos processos na rede homogênea ideal, de acordo com o número de processos.

n. de processos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ordem das máquinas (de cima para baixo)	maq1	maq1 maq2	maq1 maq2 maq3	maq1 maq2 maq3 maq4	maq1 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq5	maq1 maq1 maq2 maq2 maq3 maq3 maq4 maq5
	tempo teórico	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	3.00	3.00

A figura 4-1 mostra o ganho de tempo na execução de simulações em paralelo para a rede homogênea e para a rede heterogênea em relação ao tempo de execução das simulações em série na máquina mais rápida de cada rede. Nesta figura, a máquina da rede que executa o processo em série não é a mesma nos três casos mostrados, mas é sempre a máquina mais rápida da rede. Observa-se que quanto mais homogênea a rede maiores são as vantagens da

paralelização porque menor é a velocidade da máquina mais rápida da rede (que executaria o processo em série) em relação a média de velocidades das máquinas da rede, e também porque as tarefas tem tamanhos (tempo de execução) semelhantes. Entretanto, para um número grande de processos, há vantagens para os dois tipos de redes. É importante mencionar que os tempos calculados neste trabalho e que produziram a Figura 4-1 são os tempos ideais pois não se considera o tempo de comunicação, mas o trabalho de Schiozer^[12] mostra que esses tempos são desprezíveis em relação aos tempos de simulação e que os gráficos práticos são muito próximos dos tempos mostrados.

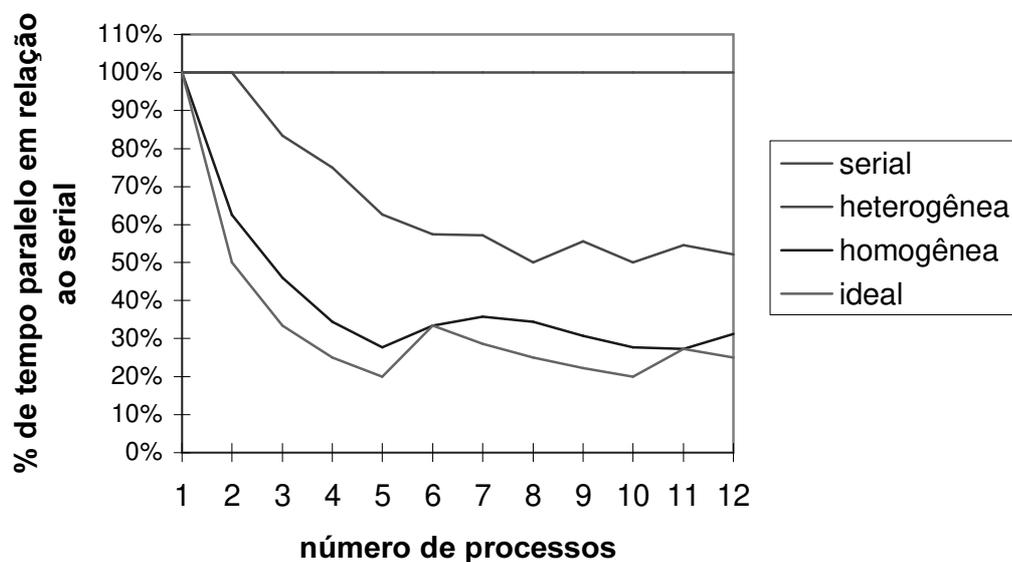


Figura 4-A Porcentagem do tempo paralelo em rede homogênea e heterogênea em relação ao tempo serial

Neste capítulo procurou-se mostrar as vantagens da paralelização com um gerenciamento da execução de tarefas em máquinas específicas para proporcionar um ganho de tempo nas simulações e tornar a análise de sensibilidade mais viável, uma vez que uma análise de sensibilidade envolve muitas simulações.

5. Resultados

Até este ponto, mostrou-se um procedimento de ajuste de histórico baseado numa seqüência de passos a serem seguidos e na observação de índices de sensibilidade que devem indicar os parâmetros a serem modificados no processo de ajuste. Foi dada atenção especial para a criação e apresentação dos índices. Neste capítulo serão mostradas as diversas informações que podem ser obtidas com a observação dos índices para algumas aplicações possíveis do programa.

5.1. Aplicações da análise de sensibilidade

Como foi proposto no procedimento de ajuste de histórico (Seção 2.2), tenta-se fazer um ajuste das F_o em todo o campo e, após atingir esse ajuste, tenta-se um ajuste local das F_o . Portanto o programa será aplicado para uma análise de sensibilidade de todo o campo, e também uma análise de sensibilidade local. Nesta seção será utilizado um campo real (Apêndice A) para mostrar essas duas aplicações do programa, utilizando-se como F_o de produção as curvas de vazão de água. Por último, mostra-se uma aplicação para um campo teórico utilizando-se como F_o de produção as curvas de vazão de gás.

No processo proposto de análise de sensibilidade, deve-se informar os limites possíveis de variação dos parâmetros envolvidos. Será mostrada uma aplicação para o caso de um campo real, onde esses limites são conhecidos. Quando não se tem um conhecimento dos testes feitos na obtenção dos parâmetros, para que seja possível estimar uma tolerância (limites para a faixa de variação dos parâmetros), uma alternativa proposta é fixar um percentual de variação dos parâmetros, estabelecendo assim limites mínimos e máximos para todos os parâmetros.

Os gráficos dos resultados são mostrados numa ordem que facilita a separação de informações importantes obtidas na análise de sensibilidade. Em todos os gráficos desse trabalho as legendas mostram a curva base, a curva real e as curvas com os parâmetros modificados. Os parâmetros são modificados multiplicando o parâmetro (na região

especificada pelo usuário) pelo valor do lado direito do nome do parâmetro na legenda. Por exemplo kh1.05 significa que o parâmetro foi multiplicado por 1.05, e portanto foi modificado para o limite superior de uma faixa de variação do parâmetro que é de cinco por cento. Da mesma forma kh0.95 significa que o parâmetro foi multiplicado por 0.95 e portanto foi modificado para o limite inferior de uma faixa de variação do parâmetro que é de cinco por cento.

As informações são organizadas da seguinte forma. Primeiro identifica-se o sentido ideal de variação do parâmetro em cada Fo (gráficos de escolha do sentido) através do IA. O próximo passo é a escolha do parâmetro a ser alterado e isso depende do tipo de ajuste realizado. Recomenda-se, para um ajuste grosseiro, que seja utilizado o parâmetro mais sensível. Para um ajuste mais refinado, deve-se verificar quais os parâmetros que apresentam o mesmo sentido ideal de variação nas duas Fo e os que apresentam sentidos opostos de variação (também nos gráficos de escolha do sentido). Entre os parâmetros que apresentarem o mesmo sentido de variação nas duas Fo o parâmetro ideal a ser modificado é o mais sensível (gráficos de IS). Entre os parâmetros que apresentam sentidos opostos de variação, deve-se descartar da análise o parâmetro que causar uma variação contrária e significativa nas duas funções que se deseja ajustar. O IF terá utilidade apenas nos casos onde for necessário optar por duas curvas com IA próximos conforme explicado na Seção 3.6.

A seguir mostra-se uma série de informações possíveis de serem observadas nos gráficos de análise de sensibilidade para um campo real e para um campo teórico.

5.2. Campo real

Nas duas primeiras aplicações considera-se que não se tem conhecimento dos limites das faixas de variação dos parâmetros e utiliza-se uma faixa de cinco por cento na primeira aplicação e dez por cento na segunda para estabelecer os limites superior e inferior. Na terceira aplicação consideram-se conhecidos os limites dos parâmetros ou seja, a confiabilidade na obtenção de cada parâmetro é levada em consideração ao se estabelecer os limites de variação. Nas aplicações anteriores a análise é feita para toda a região ocupada pelo campo, e na seqüência faz-se uma aplicação para uma análise de sensibilidade local (onde se conhece os limites dos parâmetros).

5.2.1. Variação de 5% nos parâmetros

Os gráficos das Figuras 5-1 e 5-2 são para uma análise onde não se conhecem os limites das faixas de variação dos parâmetros. Considerando-se uma faixa de cinco por cento para estabelecer os limites superior e inferior pode-se obter as seguintes informações.

A Figura 5-3 mostra para cada propriedade o índice de afastamento da curva modificada em relação a real e destaca o sentido que aproxima as duas curvas. Os parâmetros permeabilidade vertical (k_v) e compressibilidade da rocha (c_r) apresentam contribuições favoráveis ao ajuste das duas funções, quando variados para o limite superior. Os parâmetros porosidade (por) e permeabilidade horizontal (k_h) apresentam uma contribuição contrária nas duas funções onde se deseja obter o ajuste, pois quando variados para o limite superior, que é o sentido ideal de variação dos dois parâmetros para o ajuste de pressão, irá afastar a curva de produção da curva real.

- **Ajuste de pressão**

Na Figura 5-4 verifica-se que entre os parâmetros que apresentam contribuições positivas no ajustes das duas funções (c_r e k_v), c_r é o mais sensível, e modifica pouco F_o de produção, portanto é um bom parâmetro a ser alterado para o ajuste de pressões. k_v , por ser pouco sensível ao ajuste de pressão, não deve ser alterado nesse ajuste. Entre os parâmetros com contribuição contrária (por e k_h), a porosidade apresenta uma contribuição muito significativa nas duas F_o e, portanto, não é um bom parâmetro a ser alterado em nenhum dos dois ajustes (pressão e produção), uma vez que sua modificação aproximaria do ajuste uma das curvas, mas afastaria a outra. Quanto a k_h , percebe-se que esse parâmetro altera pouco a curva de pressão e portanto também não deve ser modificado no ajuste.

Considerando que k_v , k_h e c_r apresentam os IA próximos (Figura 5-3) e que todas as curvas estão afastadas da curva real (Figura 5-1), o IF de menor valor (entre as curvas com o mesmo IA) indica a curva mais centralizada em relação a curva real. Observando os índices verifica-se que c_r tem o menor IF (Figura 5-5), indicando portanto a curva mais bem ajustada das três. Entretanto, a diferença ainda é pequena para este limite de variação.

- **Ajuste de produção**

Entre os parâmetros que apresentam contribuições positivas no ajustes das duas funções (c_r e k_v), a modificação de c_r é pouco sensível ao ajuste de produção portanto não é

um bom parâmetro a ser alterado. Por outro lado k_v é mais sensível que c_r , e modifica pouco a F_o de pressão, portanto é um bom parâmetro a ser alterado para este ajuste.

Entre os parâmetros com contribuição contrária, a k_h é bastante sensível ao ajuste de produção e pouco sensível ao ajuste de pressão (Figura 5-4), portanto mesmo tendo uma contribuição negativa no ajuste de pressão, é outro bom parâmetro a ser modificado para o ajuste de produção. Além disso, percebe-se que k_h apresenta (sem considerar a porosidade) o menor índices de afastamento (Figura 5-3) e o menor IF (Figura 5-5), indicando portanto a curva mais bem ajustada. A porosidade não deve ser modificada (por motivos já comentados no ajuste de pressão).

- **Comentários**

Um ponto importante que deve ser levado em consideração aqui é que embora as análises estejam sendo feitas para ajuste de pressão e produção, esse mesmo tipo de análise pode ser estendido para outros tipos de ajuste, isto é, volume de óleo no reservatório (OIP), tempo de irrupção de água ou gás, etc.

Outro comentário importante é o fato de que quando vários parâmetros entram na análise, fica difícil comparar curvas de pressão e produção. Uma análise deste tipo pode ser usada para seleção de parâmetros e só os escolhidos apareceriam numa análise gráfica posterior.

Em conclusão desta seção, pode-se comentar que, para uma variação de 5%, os indicadores importantes são a escolha do sentido e o IS. O IF pouco acrescenta neste caso pois a forma da curva não varia muito com esse nível de variação dos parâmetros.

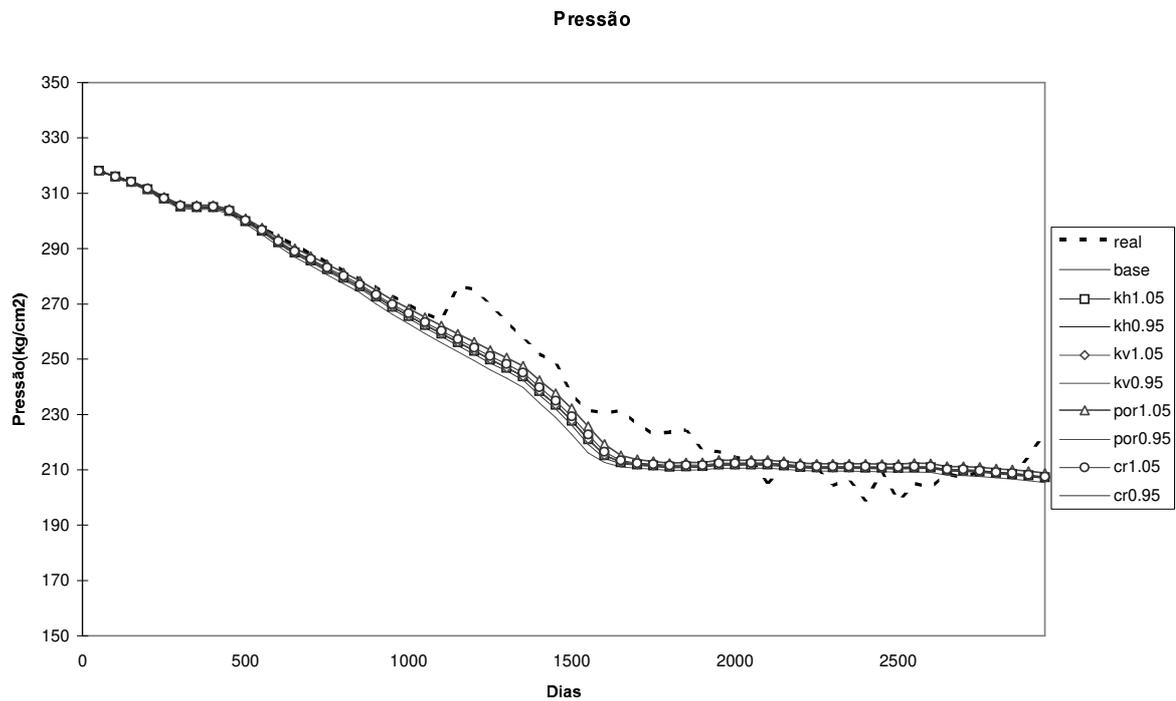


Figura 5-A Curvas de pressão para uma variação de 5% nos parâmetros

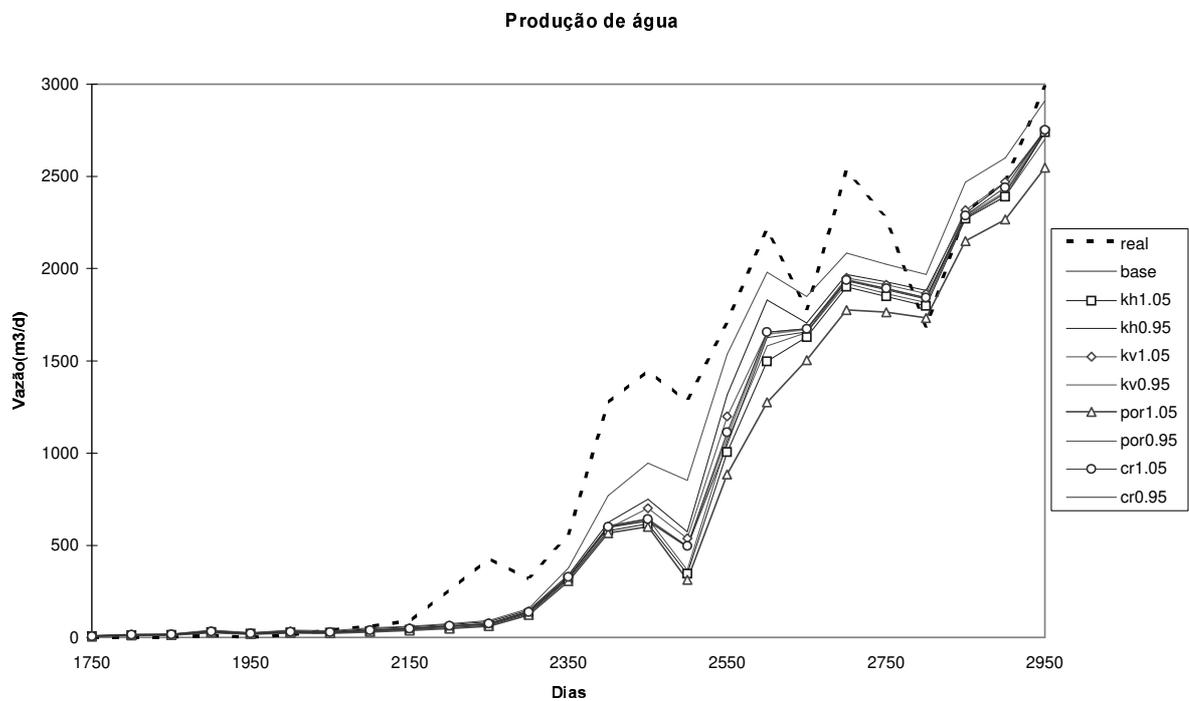


Figura 5-B Curvas de produção para uma variação de 5% nos parâmetros

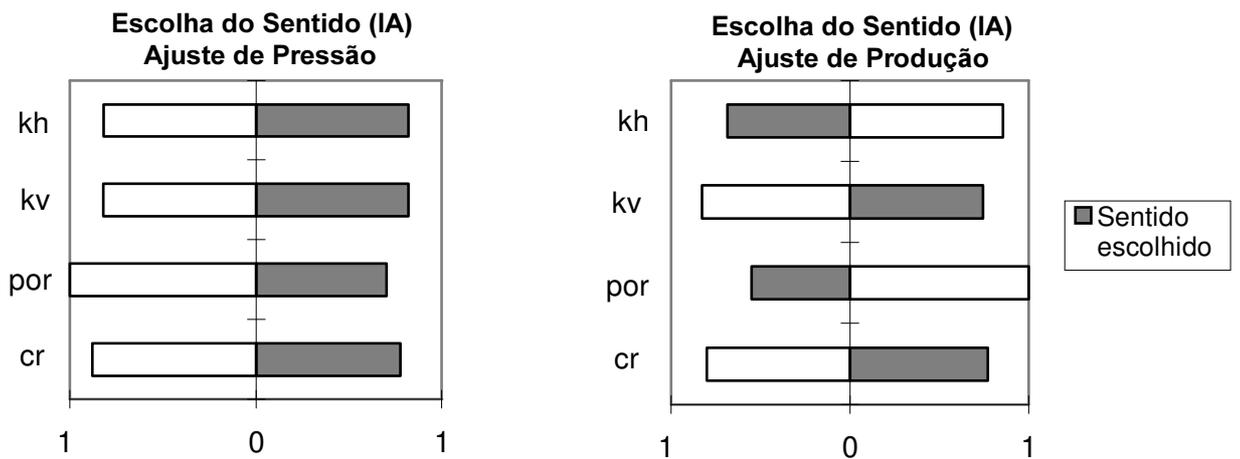


Figura 5-C Índices de afastamento para uma variação de 5% nos parâmetros

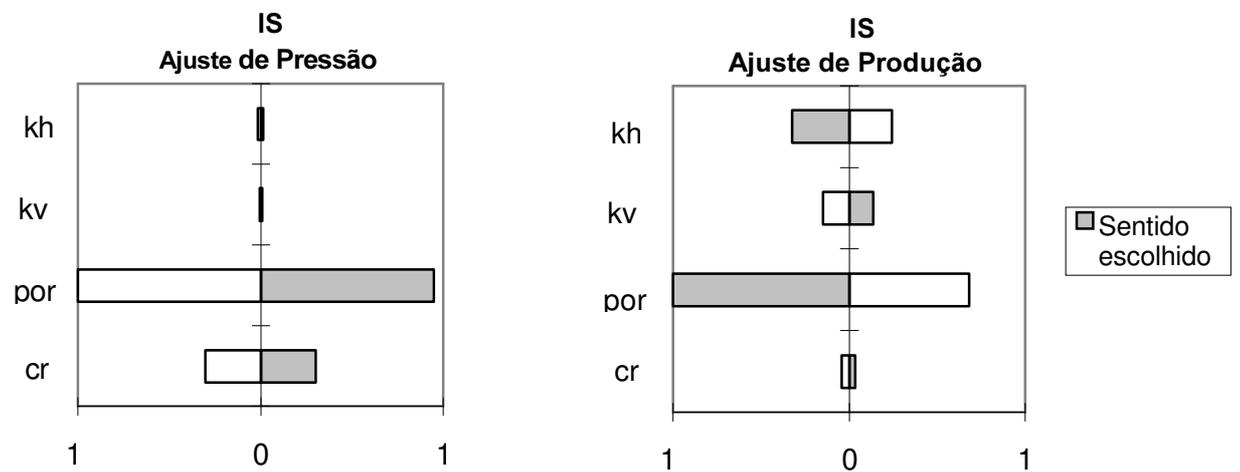


Figura 5-D Índices de sensibilidade para uma variação de 5% nos parâmetros

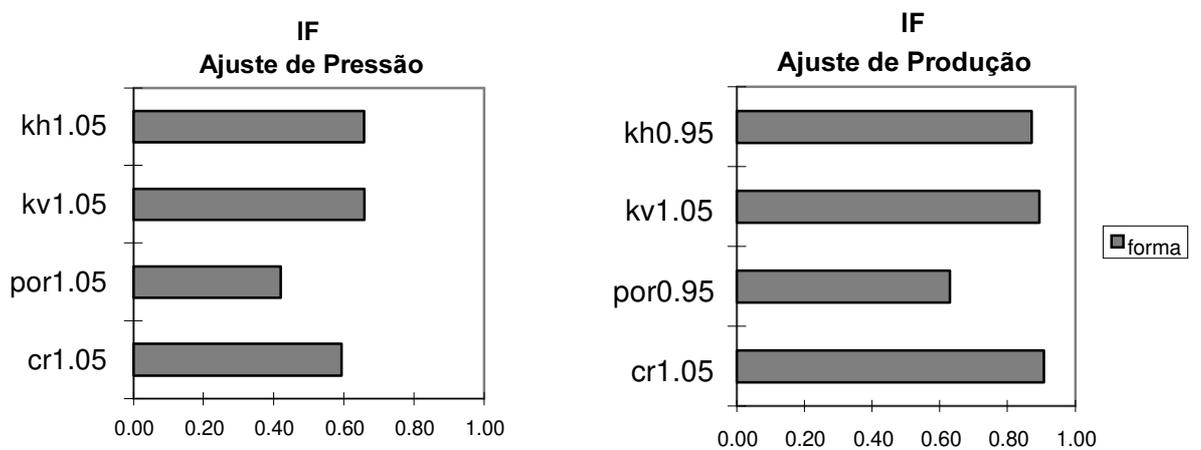


Figura 5-E Índices de forma para uma variação de 5% nos parâmetros

5.2.2. Variação de 10% nos parâmetros

Considerando-se uma faixa de dez por cento para estabelecer os limites superior e inferior dos parâmetros, não se percebe nenhuma modificação qualitativa em relação as informações obtidas para a variação de cinco por cento. Nesta faixa de variação dos parâmetros também pode-se concluir que, para um ajuste fino, a alteração do parâmetro c_r no sentido do seu limite superior é a melhor modificação para o ajuste das curvas de pressão e que a alteração do parâmetro k_h para o seu limite inferior e k_v para o seu limite superior são as melhores modificações para o ajuste de produção. Para um ajuste ainda grosseiro, a porosidade é o parâmetro que mais influencia a resposta e deve ser alterada. Deve-se observar a alteração do volume de óleo (OIP) para cada alteração feita.

Observando os gráficos das Figuras 5-6 e 5-7 percebe-se que a faixa de variação de dez por cento permite uma verificação melhor dos resultados obtidos com os índices dessa análise.

A comparação dos resultados de cinco e dez por cento mostram que no caso de se adotar um mesmo percentual de variação para todos os parâmetros de uma análise, os resultados pouco dependem do valor escolhido para este percentual. Isto foi observado em todos os casos estudados.

A única diferença que pode ser observada nos resultados para esse nível de alteração dos parâmetros é quanto a utilidade do IF (Figura 5-10). Pode-se observar que o IF para o parâmetro por apresenta valores para pressão e produção próximos de zero, informando que a curva simulada está mais próxima da real e isso pode ser visualizado na Figura 5-7.

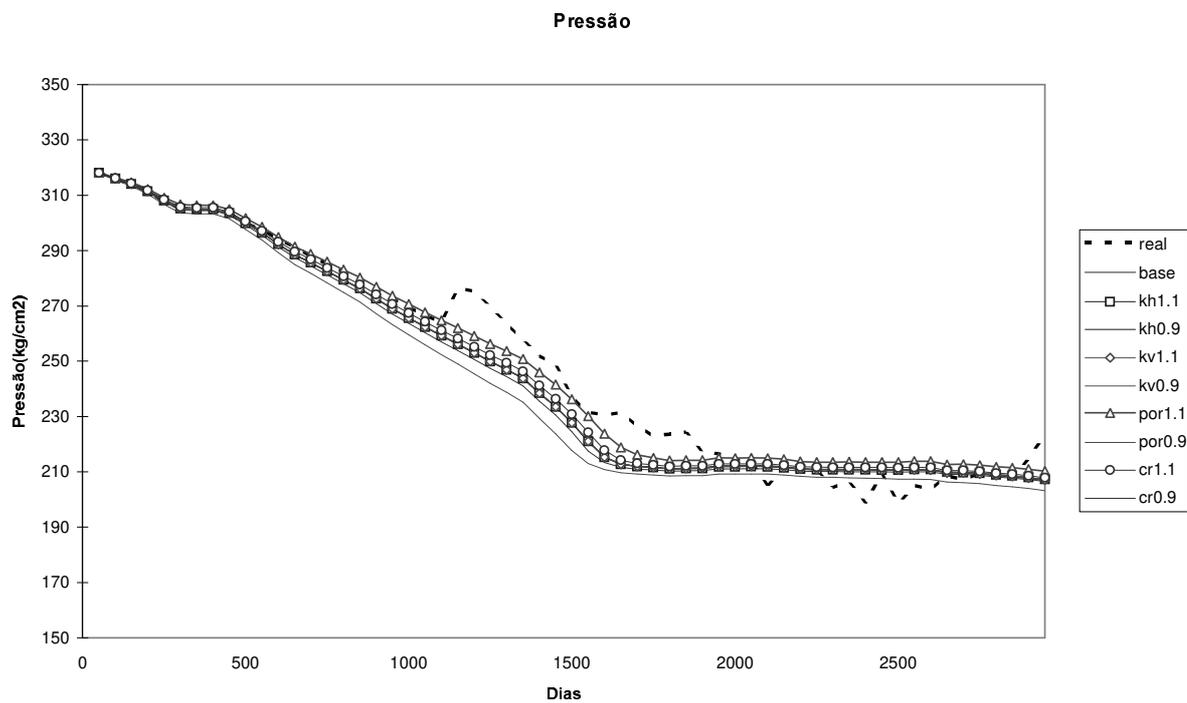


Figura 5-F Curvas de pressão para uma variação de 10% nos parâmetros

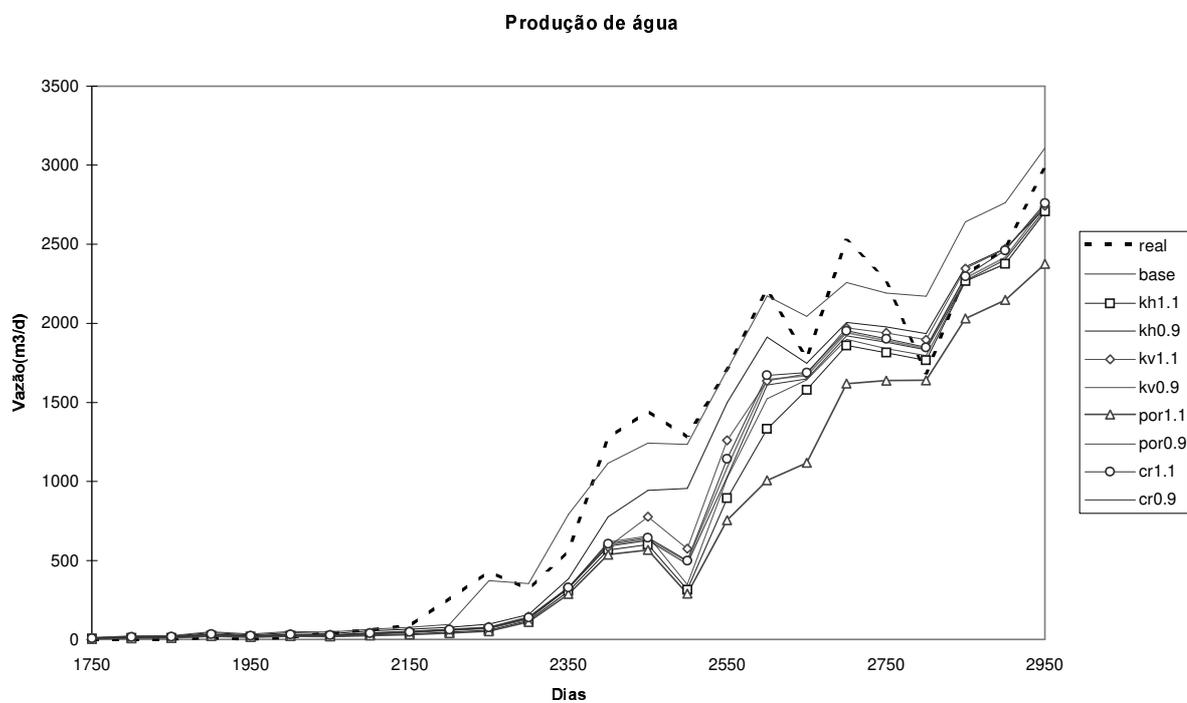


Figura 5-G Curvas de produção para uma variação de 10% nos parâmetros

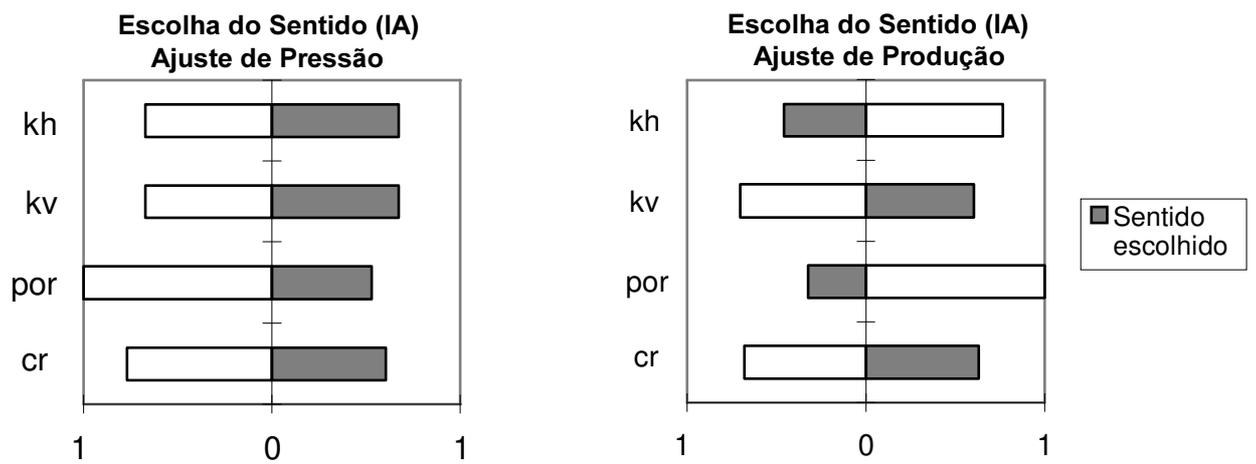


Figura 5-H Índices de afastamento para uma variação de 10% nos parâmetros

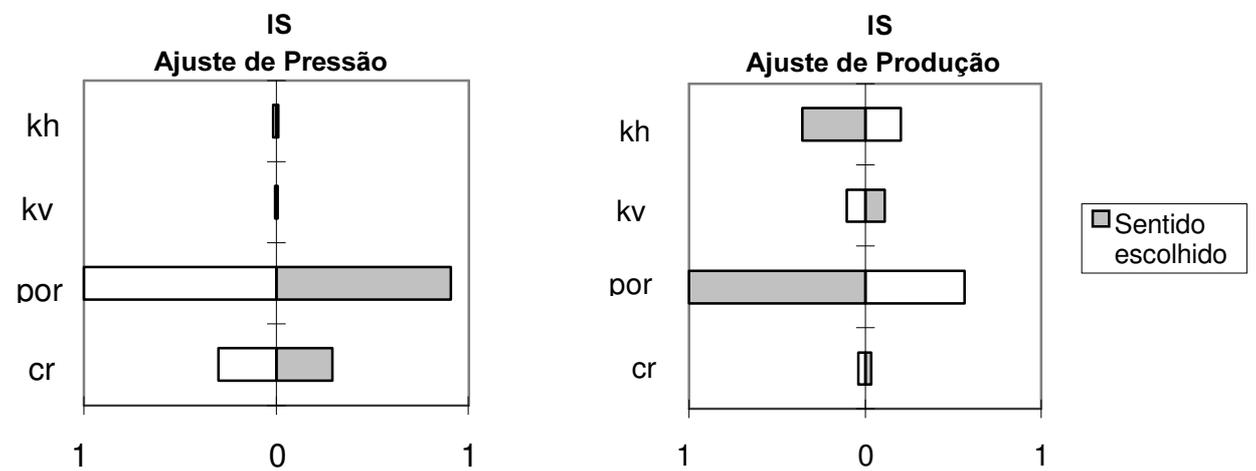


Figura 5-I Índices de sensibilidade para uma variação de 10% nos parâmetros

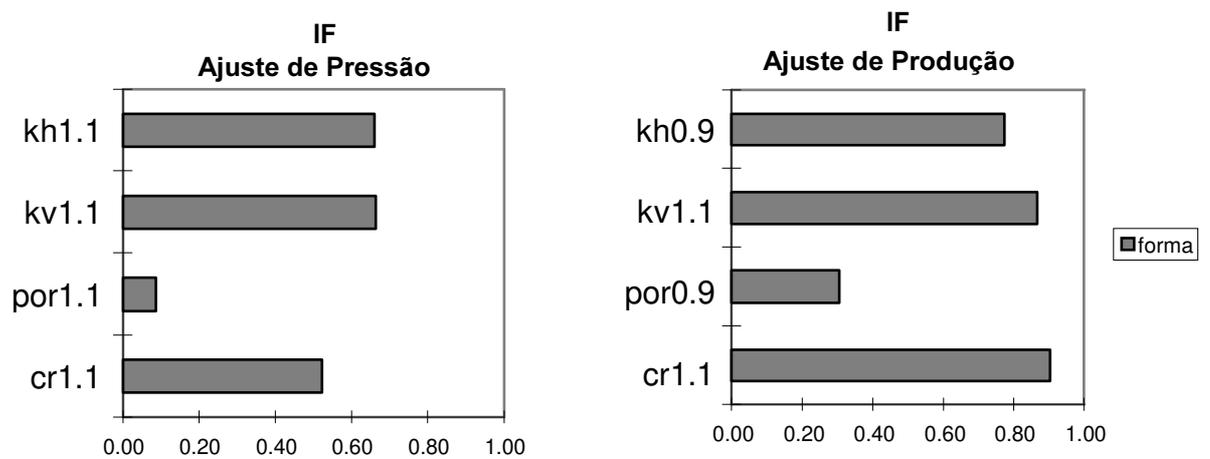


Figura 5-J Índices de forma para uma variação de 10% nos parâmetros

5.2.3. Variação dos parâmetros de acordo com os limites de incerteza.

Os gráficos das Figuras 5-11 e 5-12 são para uma análise onde se conhecem os limites das faixas de variação dos parâmetros. Neste item, considera-se os limites de incerteza das permeabilidades vertical e horizontal de cinquenta por cento, os limites da porosidade de vinte por cento e os limites da compressibilidade da rocha de dez por cento.

A Figura 5-13 mostra, para cada propriedade, o índice de afastamento da curva modificada em relação a real e destaca o sentido que aproxima as duas curvas. Os parâmetros permeabilidade vertical (k_v) e compressibilidade da rocha (c_r) apresentam contribuições favoráveis ao ajuste das duas funções, quando variados para o limite superior (Figura 5-13). O parâmetro porosidade (por) e permeabilidade horizontal (k_h) apresentam uma contribuição contrária nas duas funções onde se deseja obter o ajuste, pois quando variados para o limite superior, que é o sentido ideal de variação dos dois parâmetros para o ajuste de pressão, irá afastar a curva de produção da curva real.

Outro ponto importante é que nem sempre a curva mais próxima da real determina o sentido de variação. Isso acontece porque o sentido ideal de variação do parâmetro deve ser indicado pela curva que, partindo da curva base, caminha no sentido da curva real, como foi explicado na Seção 3.4. O parâmetro k_h , por exemplo, tem o sentido escolhido com a diminuição do valor do parâmetro, no ajuste de produção, enquanto que a curva mais próxima da real é obtida com um aumento deste parâmetro.

- **Ajuste de pressão**

Na Figura 5-14 verifica-se que entre os parâmetros que apresentam contribuições positivas no ajustes das duas funções (c_r e k_v), c_r é o mais sensível, e modifica pouco a F_o de produção, portanto é um bom parâmetro a ser alterado para o ajuste de pressão. A k_v por ser pouco sensível ao ajuste de pressão não deve ser alterada neste ajuste. Entre os parâmetros com contribuição contrária (por e k_h), a porosidade apresenta uma contribuição muito significativa nas duas F_o e em sentidos contrários e portanto só deve ser alterada num ajuste grosseiro (pressão e produção), uma vez que sua modificação aproximaria do ajuste uma das curvas, mas afastaria a outra. Quanto a k_h , percebe-se que esse parâmetro altera pouco a curva de pressão e, portanto, não tem influência no ajuste.

- **Ajuste de produção**

Entre os parâmetros que apresentam contribuições positivas no ajustes das duas funções (c_r e k_v), a modificação de c_r é pouco sensível ao ajuste de produção portanto não é um bom parâmetro a ser alterado. Por outro lado k_v é mais sensível que c_r , e modifica pouco a F_o de pressão, portanto é um bom parâmetro a ser alterado para esse ajuste.

Entre os parâmetros com contribuição contrária, a k_h é o parâmetro mais sensível ao ajuste de produção e pouco sensível ao ajuste de pressão (Figura 5-14), portanto mesmo tendo uma contribuição negativa no ajuste de pressão, é outro bom parâmetro a ser modificado para o ajuste de produção. A porosidade, que também apresenta contribuição contrária nas duas F_o não deve ser modificada (por motivos já comentados no ajuste de pressão).

As diferenças neste ajuste, quando comparado com os ajustes de cinco e dez por cento, são a mudança do parâmetro mais sensível no ajuste da F_o de produção, que passa a ser a permeabilidade horizontal, mostrando a importância de se considerar os limites das faixas de variação dos parâmetros. Quando se considera a faixa de variação dos parâmetros, k_v apresenta os menores índices de forma e afastamento, indicando portanto a curva mais bem ajustada.

- **Comentários**

A análise realizada nesta seção, além das informações já descritas, é importante pois indica que o ajuste pode ser obtido com a variação dos parâmetros escolhidos e dentro do limite de incerteza destes parâmetros. Isso pode ser observado principalmente para os parâmetros porosidade e permeabilidade horizontal, onde a partir de variações nos parâmetros escolhidos, a curva simulada passa a ter posição contrária à curva base em relação a curva real. Essa seria uma informação importante para o programa de otimização, por exemplo, pois pode se concluir que existe um valor dentro desse intervalo que minimiza a distância entre as curvas simulada e real.

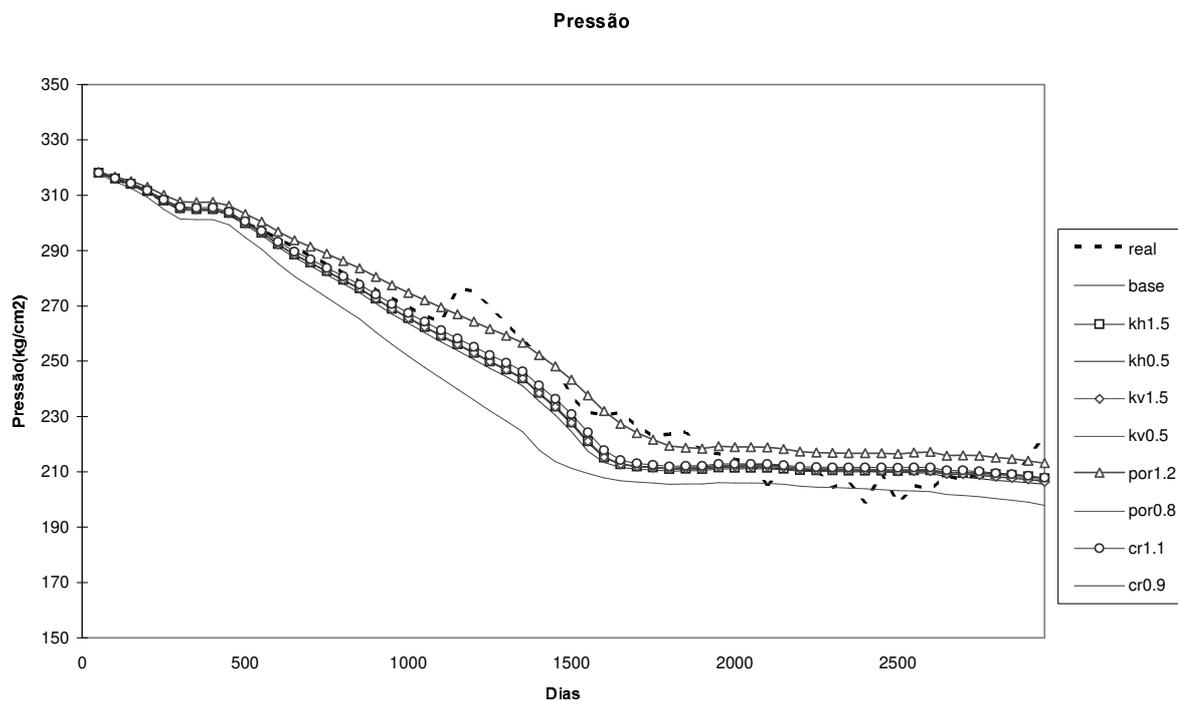


Figura 5-K Curvas de pressão para uma variação diferenciada nos parâmetros

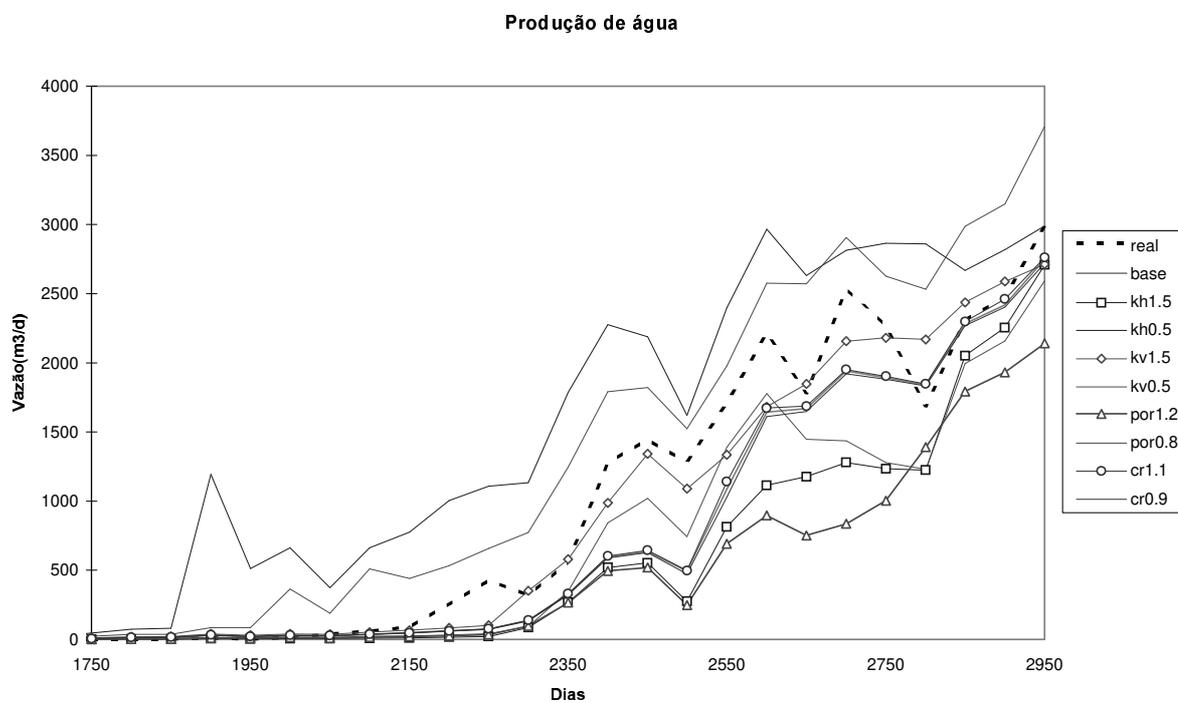


Figura 5-L Curvas de produção para uma variação diferenciada nos parâmetros

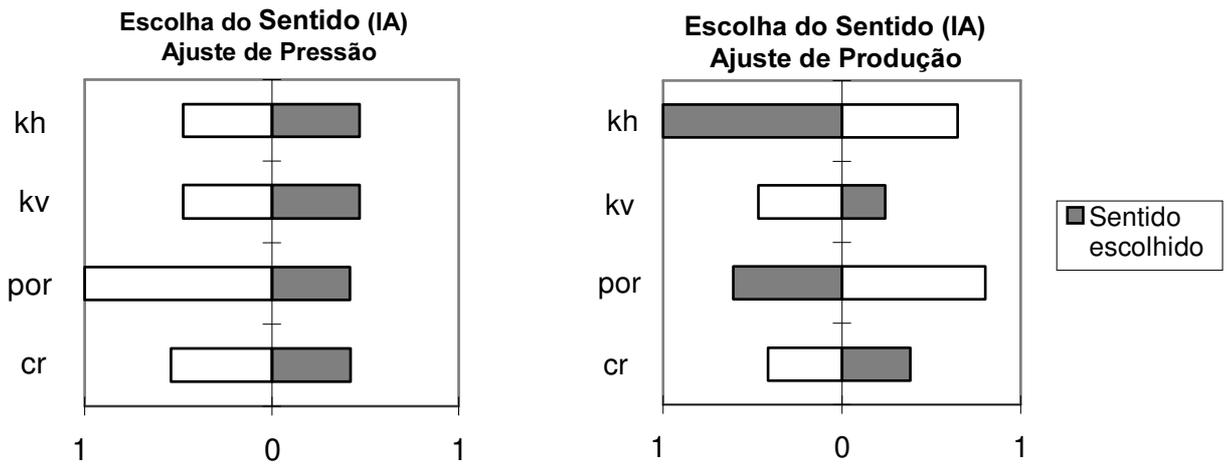


Figura 5-M Índices de afastamento para uma variação diferenciada nos parâmetros

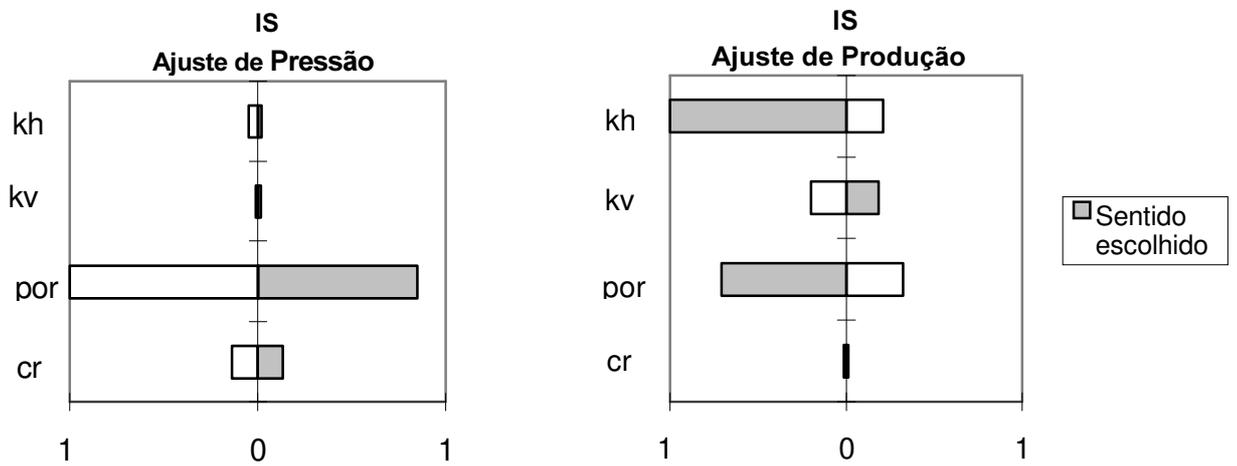


Figura 5-N Índices de sensibilidade para uma variação diferenciada nos parâmetros

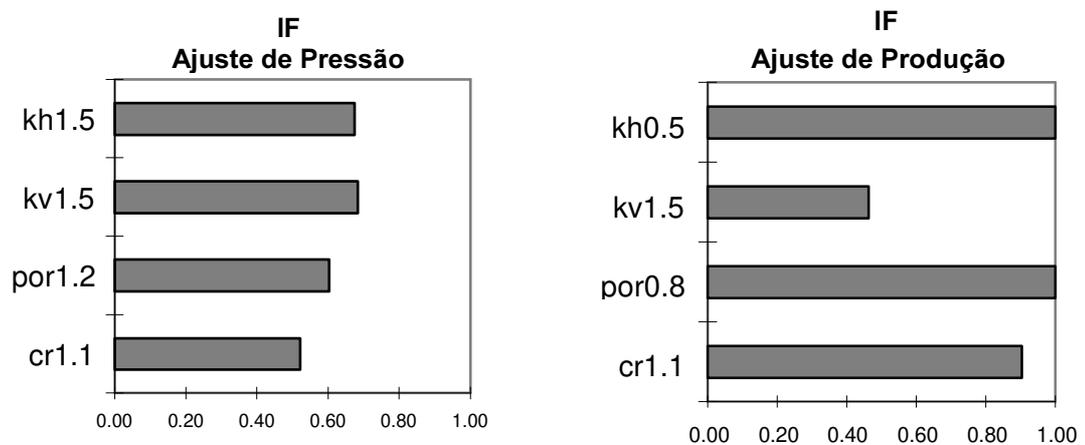


Figura 5-O Índices de forma para uma variação diferenciada nos parâmetros

5.2.4. Análise local de acordo com os limites de incerteza.

Os gráficos das Figuras 5-16 e 5-17 são para uma análise local onde se conhece os limites das faixas de variação dos parâmetros. A análise é realizada para uma região próxima ao poço 10 (Apêndice A), que é o poço com o pior ajuste. Nesse item, considera-se os limites de incerteza das permeabilidades vertical e horizontal de cinquenta por cento, e os limites da porosidade e da compressibilidade da rocha de vinte por cento.

A Figura 5-18 mostra, para cada propriedade, o IA da curva modificada em relação a real e destaca o sentido que aproxima as duas curvas. O único parâmetro que apresenta contribuição favorável ao ajuste das duas funções é a compressibilidade da rocha quando variado para o limite superior (Figura 5-18). Os parâmetros porosidade (por), permeabilidade vertical (k_v) e permeabilidade horizontal (k_h) apresentam uma contribuição contrária nas duas funções, pois quando variados para o limite superior, que é o sentido ideal de variação dos três parâmetros para o ajuste de pressão, irá afastar a curva de produção da curva real. Entretanto, as contribuições das permeabilidades na pressão são muito pequenas.

- **Ajuste de pressão**

Na Figura 5-19 verifica-se que a c_r além de ser o único parâmetro que apresenta contribuição favorável ao ajuste das duas F_o é também muito sensível ao ajuste de pressões, e modifica pouco a F_o de produção, portanto é um bom parâmetro para ser alterado no caso do ajuste de pressões. Entre os parâmetros com contribuição contrária (por , k_v e k_h), a porosidade apresenta uma contribuição muito significativa nas duas F_o (Figura 5-19) e portanto não é um bom parâmetro a ser alterado em nenhum dos dois ajustes (pressão e produção). A k_v e a k_h também não devem ser alterados no ajuste de pressões por serem muito pouco sensíveis a este ajuste.

A c_r , além de ser o parâmetro mais indicado para ser alterado no ajuste de pressões, apresenta o menor IA (Figura 5-18) e o menor IF, e portanto é a curva que apresenta a melhor compensação das áreas acima e abaixo da curva real, sendo portanto a mais centralizada, e também a curva mais próxima da real.

- **Ajuste de produção**

O único parâmetro que apresenta contribuição positiva nos ajustes das duas funções (c_r), é pouco sensível ao ajuste de produção, portanto não é um bom parâmetro a ser alterado. Entre os parâmetros com contribuição contrária, k_h e k_v são bastante sensíveis ao ajuste de produção e pouco sensíveis ao ajuste de pressão (Figura 5-14). Portanto, mesmo tendo uma

contribuição negativa no ajuste de pressão, são bons parâmetros a serem modificados no ajuste de produção. A porosidade, que também apresenta contribuição contrária nas duas F_0 , não deve ser modificada, por motivos já comentados no ajuste de pressão.

Outro ponto importante é que os dois parâmetros que serão alterados (k_h , k_v) têm IF alto, isto é, próximo de 1.0 e IA no mesmo sentido. Isso significa que as curvas simuladas estão todas de um só lado em relação à real. Pode-se concluir, então, que esses dois parâmetros podem ser usados em conjunto, alterados simultaneamente para baixo para obter um ajuste melhor.

Comentários

Essa análise local está sendo apresentada a título de ilustração, a partir do caso base. Entretanto, o ideal seria fazer uma análise localizada para cada poço ou para um conjunto de poços problemáticos, não a partir da base, mas a partir do ajuste do campo como um todo. A metodologia entretanto é a mesma.

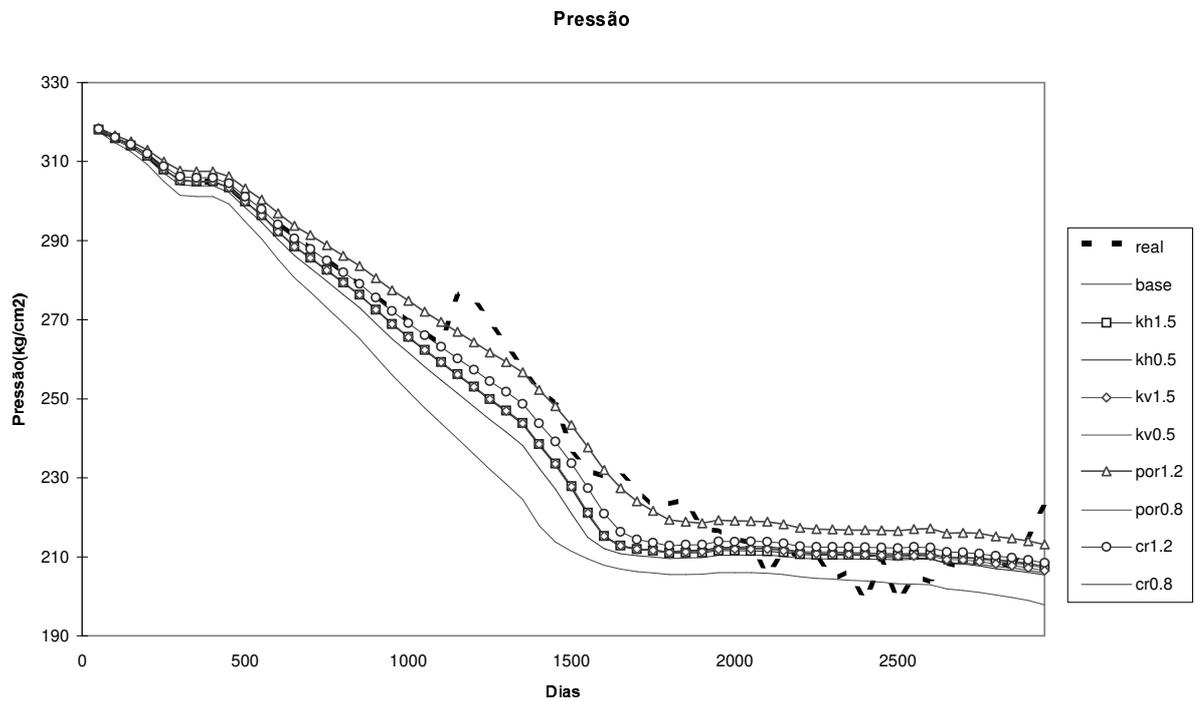


Figura 5-P Curvas de pressão para uma variação diferenciada nos parâmetros (ajuste local)

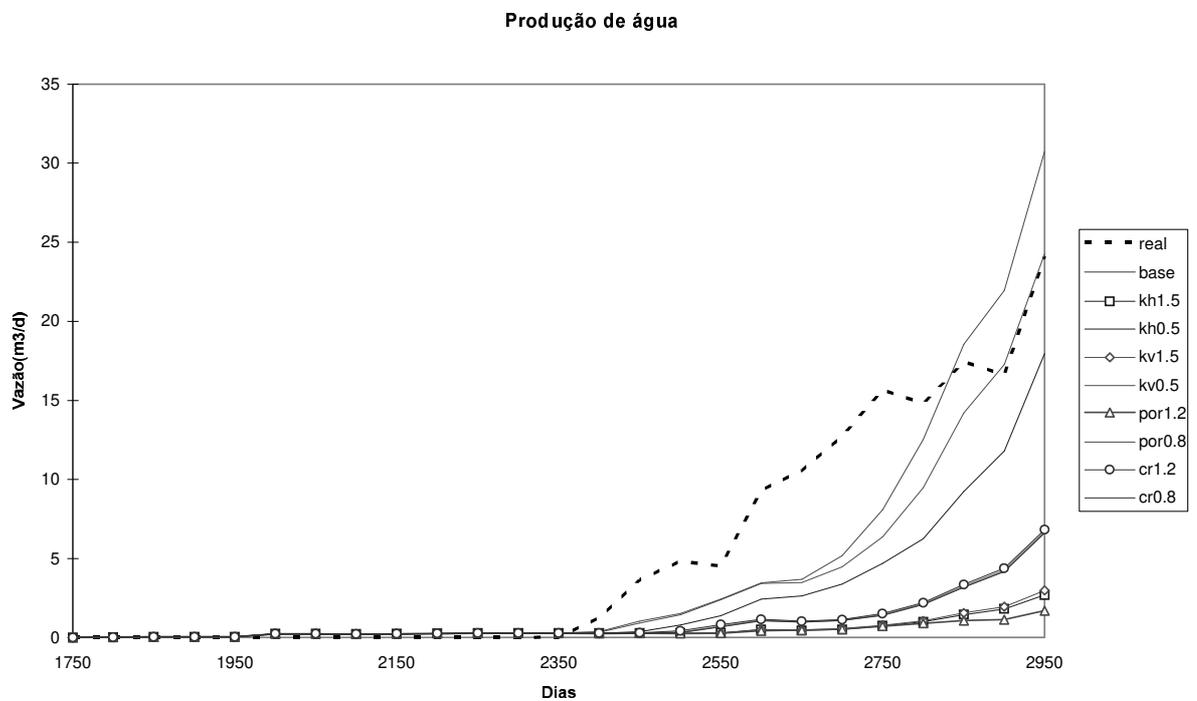


Figura 5-Q Curvas de produção para uma variação diferenciada nos parâmetros (ajuste local)

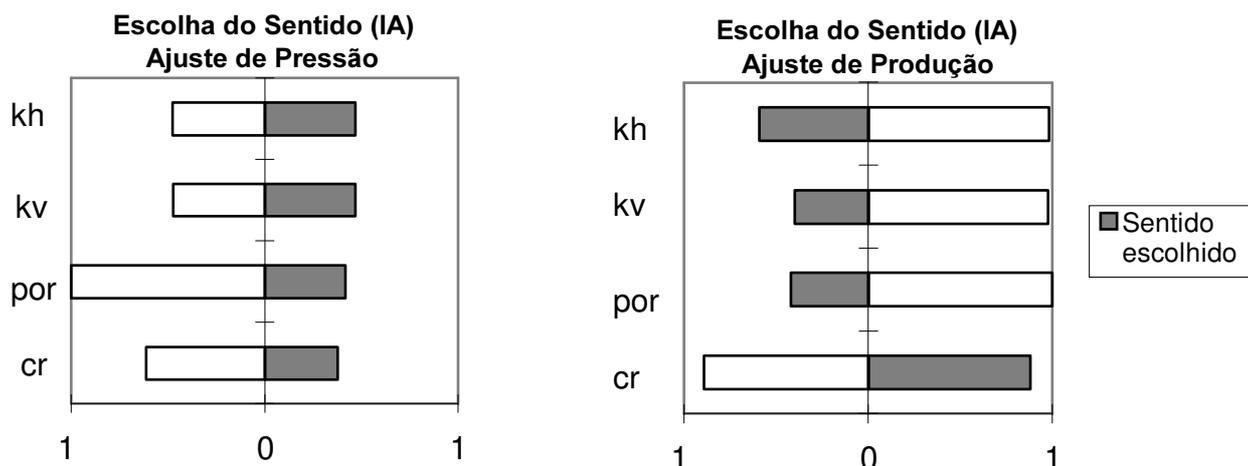


Figura 5-R Índices de afastamento para uma variação diferenciada nos parâmetros (ajuste local)

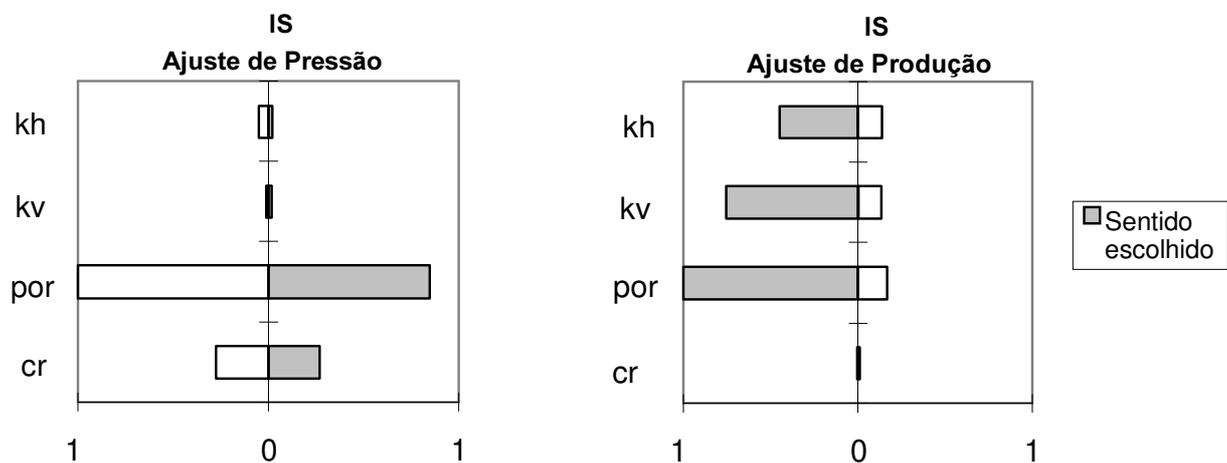


Figura 5-S Índices de sensibilidade para uma variação diferenciada nos parâmetros (ajuste local)

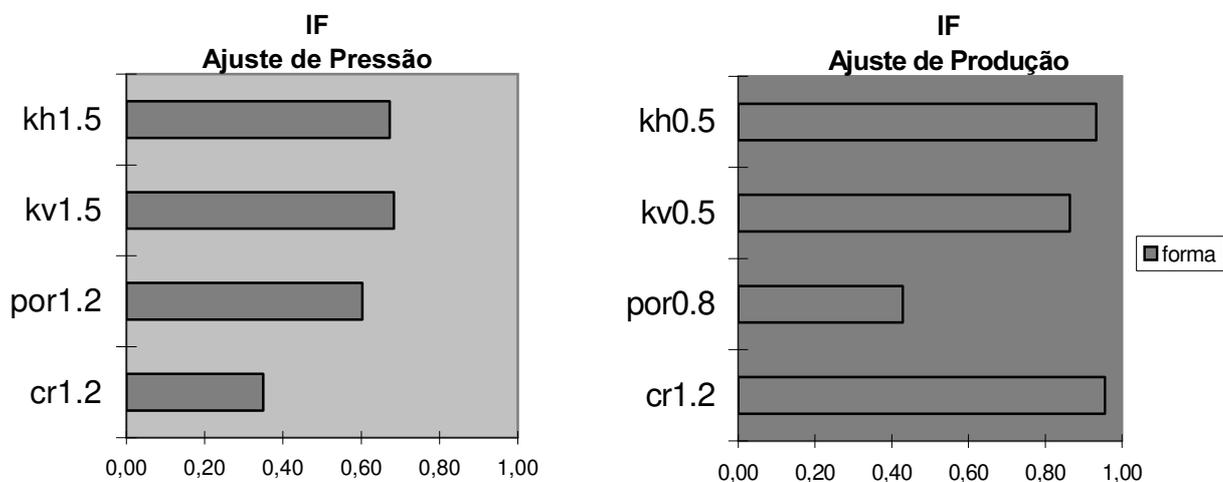


Figura 5-T Índices de forma para uma variação diferenciada nos parâmetros (ajuste local)

5.3. Campo teórico

Um outro exemplo é a aplicação da metodologia deste trabalho para um campo teórico onde há produção de gás. Considera-se que não se tem conhecimento dos limites das faixas de variação dos parâmetros e utiliza-se uma faixa de dez por cento para estabelecer os limites superior e inferior das incertezas dos parâmetros. As curvas resultantes das simulações e as curvas reais são mostradas nas Figuras 5-21 e 5-22.

A Figura 5-23 mostra, para cada propriedade, o IA da curva modificada em relação à real e destaca o sentido que aproxima as duas curvas. Nesta aplicação, a variação de todos os parâmetros apresenta contribuições positivas ao ajuste das duas F_o , isto porque a produção de gás tem forte correlação com a pressão.

- **Ajuste de pressão e produção**

Nesta aplicação, uma vez que todos os parâmetros apresentam contribuição positiva para o ajuste das duas funções, a simples escolha do parâmetro mais sensível, indica o parâmetro ideal para o ajuste da F_o . No caso estudado, como nas duas F_o , o parâmetro mais sensível é a porosidade (por). Este parâmetro fica sendo o melhor parâmetro a ser alterado no ajuste das pressões e produções deste campo.

- **Comentários**

Neste caso, pode-se considerar uma interpretação diferente das seções anteriores para o IF. Quando, como neste caso para a porosidade, IA é pequeno e o IF grande, isto é uma indicação que as curvas simulada e real estão muito próximas, que estão se cruzando e portanto, que se apresentam bem ajustadas.

Nos gráficos de vazão de gás (Figura 5-22) pode-se perceber que a curva modificada criada pela alteração do parâmetro para o limite superior da porosidade (por1.1), desloca a curva base para a direita, e que a curva modificada criada pela alteração do parâmetro viscosidade do gás para o limite superior, desloca a curva base para baixo. Considerando que a curva real esta deslocada para a direita, e para baixo da curva base, a identificação destas características da curva seria importante de ser identificada por um outro índice, pois a combinação da variação simultânea desses dois parâmetro deve aproximar muito a curva modificada da curva real.

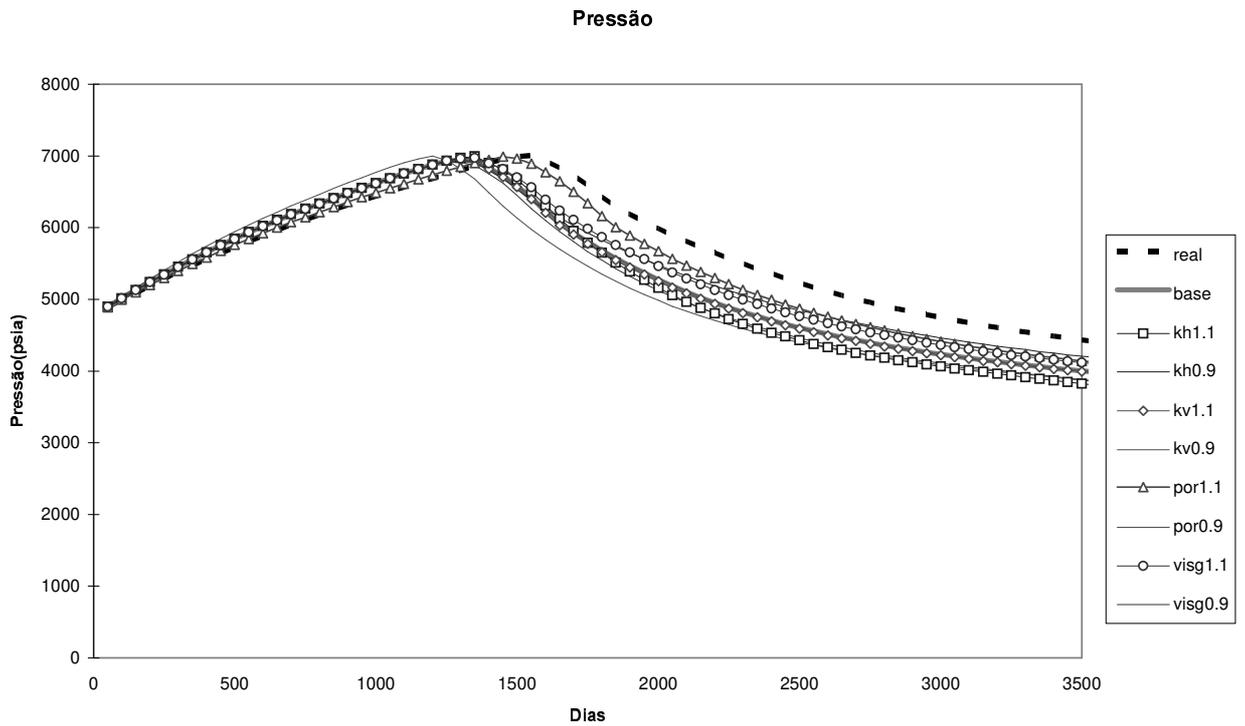


Figura 5-U Curvas de pressão para uma variação de 10% nos parâmetros

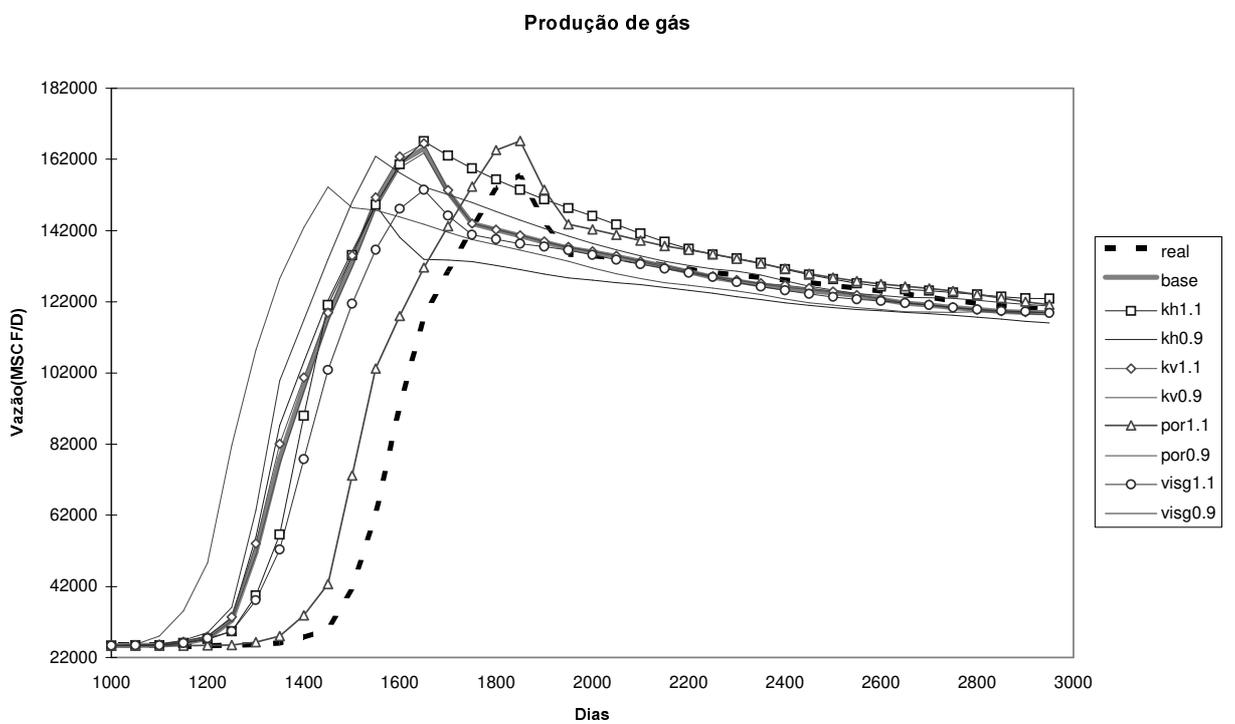


Figura 5-V Curvas de produção para uma variação de 10% nos parâmetros

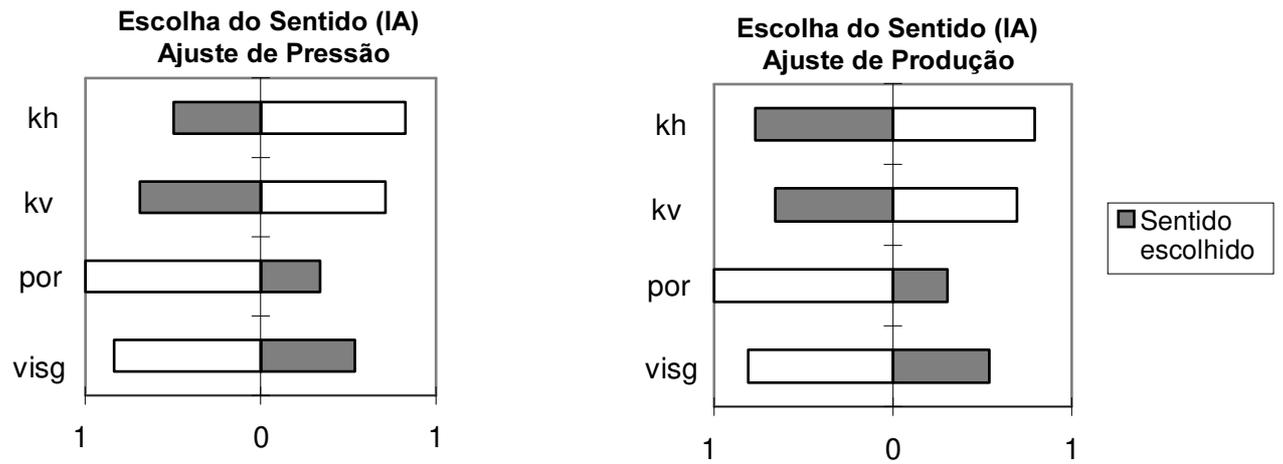


Figura 5-W Índices de afastamento para uma variação de 10% nos parâmetros

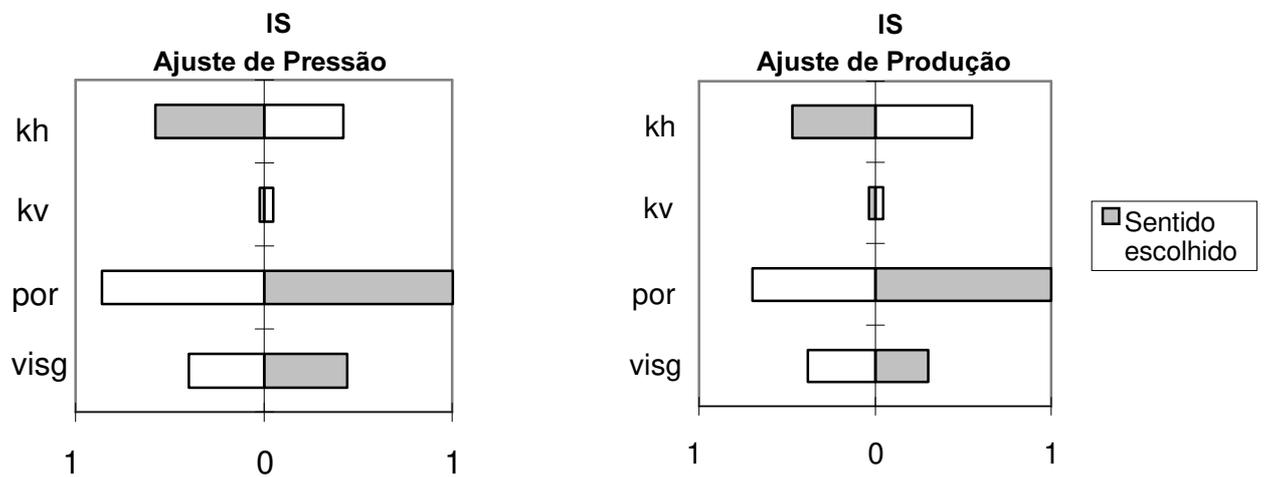


Figura 5-X Índices de sensibilidade para uma variação de 10% nos parâmetros

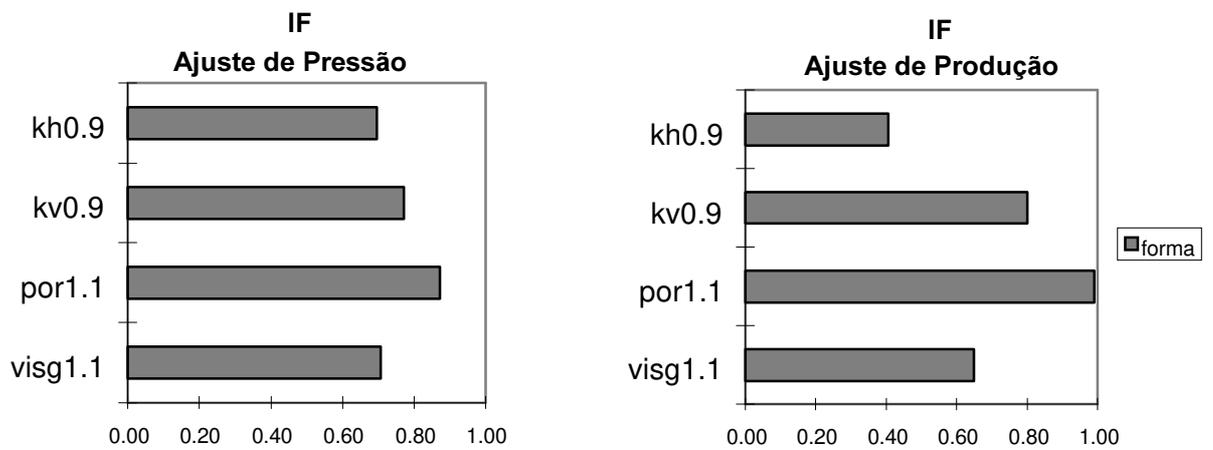


Figura 5-Y Índices de forma para uma variação de 10% nos parâmetros

5.4. Considerações finais

Neste capítulo procurou-se mostrar como os índices propostos e a criação de um procedimento de ajuste de histórico podem ser utilizados para a automatização da análise de sensibilidade. Os índices permitem identificar o comportamento das curvas modificadas em relação as curvas de referência (real e base), facilitando a identificação do parâmetro ideal a ser alterado.

No final do capítulo, Figuras 5-26 a 5-29, são mostrados o comportamento das F_o , medidos pelo IA, quando um parâmetro é modificado para valores dentro de sua faixa de incerteza. O objetivo destes gráficos é mostrar que a variação do parâmetro para um valor extremo de sua faixa de variação, provoca a alteração máxima na F_o , mostrando também que o comportamento da curva é suave, indicando que a sensibilidade tem a mesma característica independente da faixa de variação no parâmetro. Portanto, quando se comparam as respostas das simulações geradas com os parâmetros variados para um valor extremo da faixa permitida de variação deste parâmetro, está se comparando as alterações máximas permitidas para aquela F_o . Esses gráficos possibilitam a escolha de variar o parâmetro para os limites de sua faixa de tolerância para verificar sua sensibilidade. Quando esses limites são conhecidos, este é o melhor procedimento.

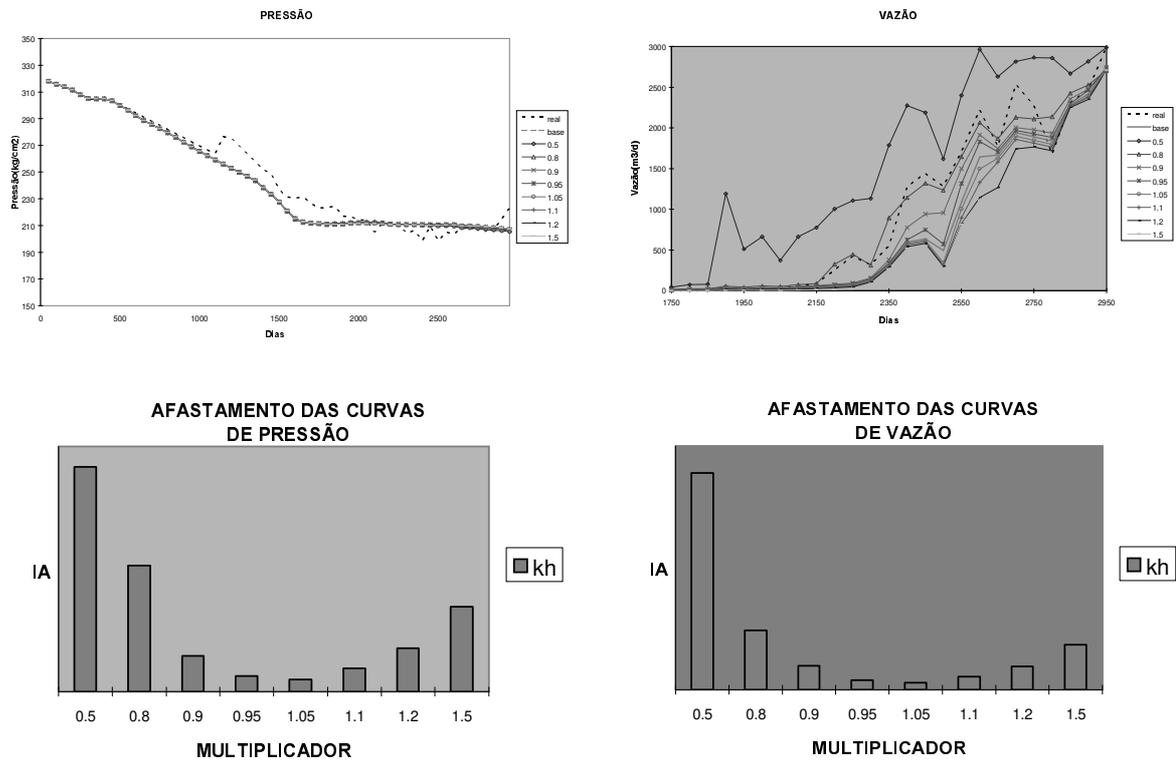


Figura 5-Z Variação da sensibilidade dentro da faixa de variação do parâmetro k_h

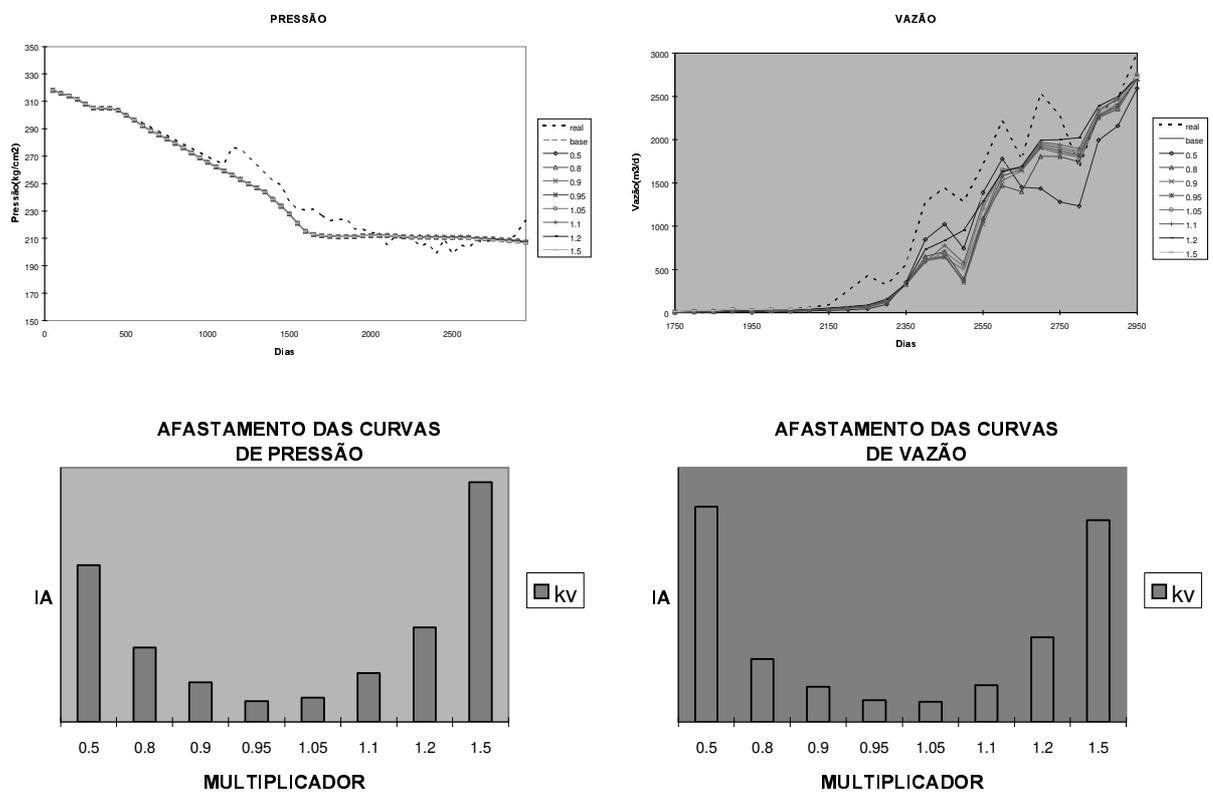


Figura 5-AA Variação da sensibilidade dentro da faixa de variação do parâmetro k_v

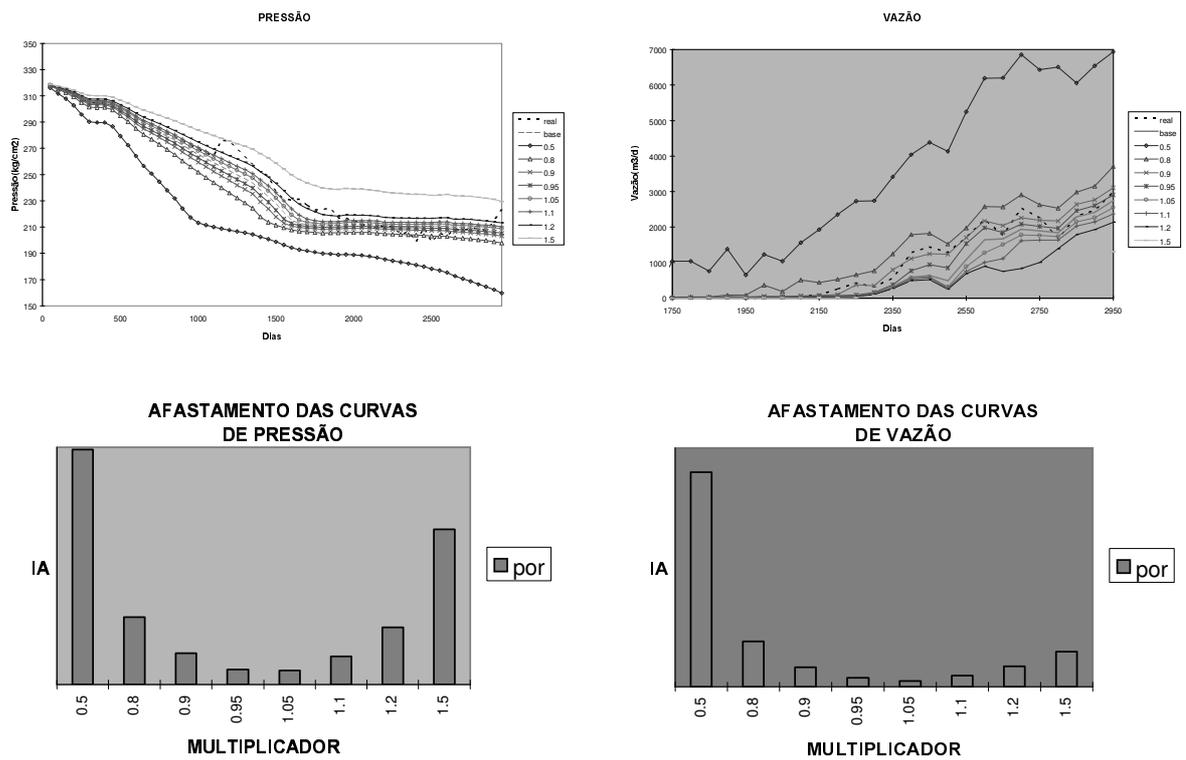


Figura 5-BB Variação da sensibilidade dentro da faixa de variação do parâmetro porosidade

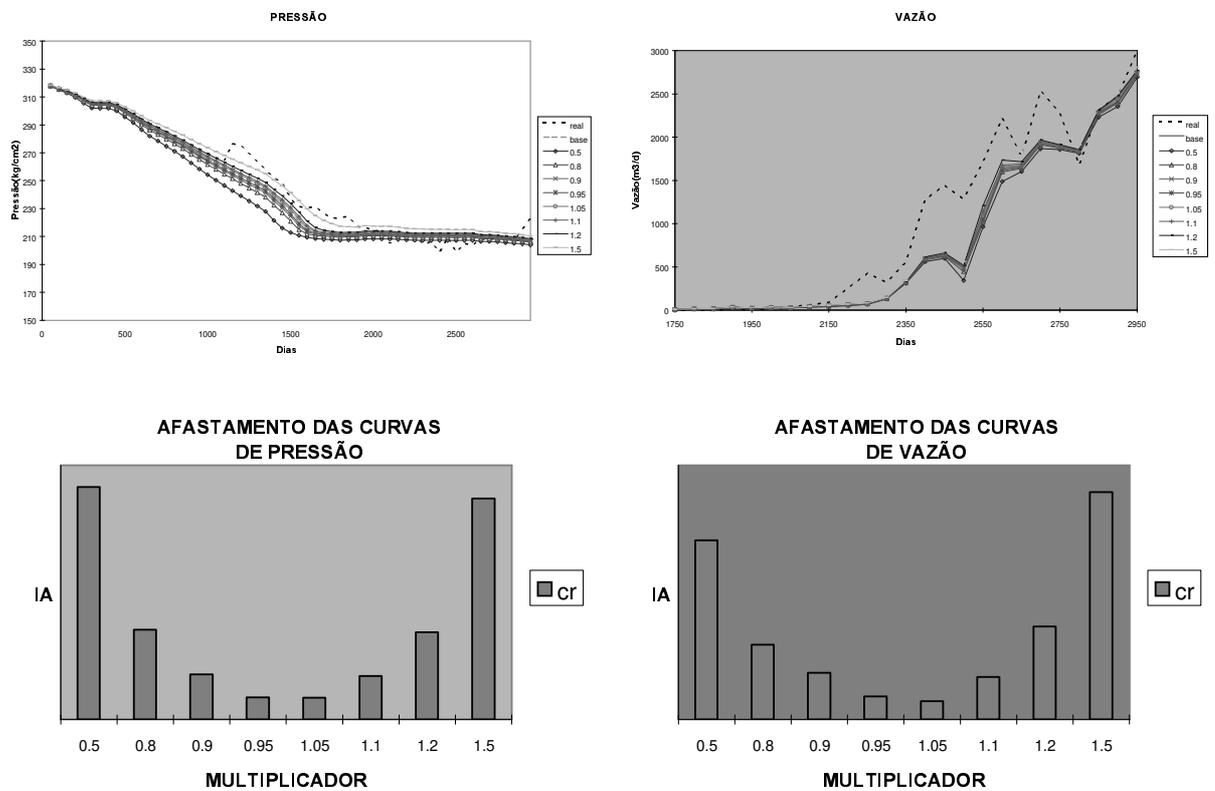


Figura 5-CC Variação da sensibilidade dentro da faixa de variação do parâmetro c_r

6. Conclusões

A pesquisa realizada neste trabalho levou às seguintes conclusões:

- Os índices criados neste trabalho facilitam muito o processo de ajuste de histórico porque identificam:
 1. O sentido ideal de variação dos parâmetros nas F_o .
 2. A proximidade da curva simulada em relação a curva real, com a modificação de um parâmetro.
 3. Os parâmetros que com um determinado sentido de variação têm contribuição positiva nas F_o .
 4. Caso existam parâmetros que contribuam de forma contrária nas duas F_o , os índices indicam se a contribuição negativa em uma das F_o é significativa ou não.
 5. A sensibilidade dos parâmetros, indicando os parâmetros ideais para se iniciar o ajuste.
- A criação dos índices possibilita a automatização de partes do ajuste, uma vez que com os índices podem ser criados programas que eliminem informações desnecessárias e filtrem informações importantes para o usuário.
- As sensibilidades podem ser calculadas através de uma variação nos parâmetros; se essas variações são os limites de incerteza dos parâmetros, muitas informações úteis podem ser tiradas dos índices criados neste trabalho.
- O índice de sensibilidade (IS) mede o grau de variação da curva simulada obtida com a alteração de um parâmetro. Este índice é obtido através da comparação da curva simulada com a curva base. Para um ajuste grosseiro, deve-se alterar o parâmetro com o maior IS. Para um ajuste fino, deve-se observar a influência no IS de cada função objetivo para se fazer a escolha.

- O índice de afastamento (IA) é obtido através da comparação de curva simulada com a real. Este índice contém informações de proximidade destas curvas e, conseqüentemente, do sentido que o parâmetro deve ser alterado para melhorar o ajuste.
- O índice de forma (IF) é também obtido através da comparação das curvas simulada e real. A sua interpretação isolada não é possível mas em conjunto com o (IA) pode fornecer informações úteis, conforme explicado no capítulo de resultados.
- A obtenção desses índices pode ser feita em duas etapas. Na primeira, pode-se analisar a produção de todo o campo e na segunda, pode-se trabalhar com regiões próximas aos poços e usar índices para poços com ajuste mais difícil. A análise por regiões pode ser feita também no ajuste global do campo; neste caso pode-se tratar uma propriedade como parâmetros diferentes em diferentes regiões.
- Maior flexibilidade é conseguida quando os parâmetros analisados podem ser qualquer característica do modelo de simulação. Parâmetros podem ser propriedades em regiões específicas da malha, propriedades de fluidos ou rochas, inclinação ou pontos terminais de curvas, modificadores de propriedades, etc.
- A paralelização com o gerenciamento da execução das simulações em máquinas específicas reduz muito o tempo total da análise de sensibilidade tornando o processo mais viável.
- O ganho de tempo da paralelização em relação ao processo serial é maior em redes que possuem máquinas com velocidades de processamento próximas.

6.1. Recomendações

Após a análise dos resultados apresentados neste trabalho, recomenda-se que três pontos principais sejam investigados com maior atenção. O primeiro seria a sensibilidade cruzada de parâmetros, ou seja, a influência que a modificação simultânea de dois parâmetros tem sobre a F_o . O segundo é relativo à forma das curvas de pressão e produção. O terceiro é a inclusão de outras F_o neste estudo.

A análise de sensibilidade cruzada poderia ser apresentada na forma de uma matriz, onde os índices de crescimento do número de linhas e colunas nesta matriz, corresponderiam a ordem de variação (do parâmetro mais sensível para o parâmetro menos sensível) das sensibilidades dos parâmetros obtidos em uma análise de sensibilidade prévia de variação individual dos parâmetros. Dessa forma, a diagonal principal forneceria as informações dos

índices obtidas variando os parâmetros isoladamente e, fora desta diagonal, teria-se informações resultante da variação de dois parâmetros. Criando-se uma matriz para cada F_o , verificar-se-ia se esta análise traria informações extras importantes.

Quanto à forma das curvas, verificou-se a necessidade de um índice que melhor represente a comparação da forma entre as curvas real e simulada. Para casos reais esse índice é de difícil obtenção pois a variação de produção é grande; talvez possa se criar algo para representar melhor a curva de produção acumulada. O índice seria mais útil para o ajuste de pressões.

Por último, outras F_o que poderiam ser incluídas neste trabalho seriam o tempo de irrupção de água e gás e volume de óleo no reservatório.

Nomenclatura

A	Área.
B	Fator volume de formação.
c	Compressibilidade.
Fo	Função que se deseja ajustar (refere-se genericamente as curvas simuladas e real).
Fop	Função objetivo do ajuste de pressão.
Fov	Função objetivo do ajuste de produção.
GCUM	Produção acumulada de gás
IA	Índice de afastamento
IF	Índice de forma
IP	Índice de produtividade.
IS	Índice de sensibilidade.
k	Permeabilidade.
Nt	Número total de passos de tempo necessário para atingir o tempo t.
NW	Número total de poços.
p	Pressão.
Q	Volume ocupado pela massa retirada do reservatório.
q	Vazão.
RAO	Razão água óleo.
RGO	Razão gás óleo.
R_s	Razão de solubilidade do componente gás na fase óleo.
S	Saturação.
s	Skin.
t	Tempo.
V	Volume.
WCUM	Produção acumulada de água

SUBSCRITO

g	Gás.
i	Índice do poço.
j	Índice do parâmetro.
o	Óleo.
p	Poroso.
pi	Poroso inicial
r	Rocha.
rg	Relativa ao gás.
ro	Relativa ao óleo.
rw	Relativa a água.
t	Total.
w	Água.

LETRA GREGA

ϕ	Porosidade.
α	Índice de proporcionalidade.
μ	Viscosidade.

SÍMBOLOS

Σ	Somatório.
----------	------------

Bibliografia

- [A] Ahmed, O. e William, W.: **“Parallel Reservoir Automatic History Matching Using a Network of Workstations and PVM”**, SPE 29107 , February 1995.
- [B] Bishop, K. A.e Knapp R. M. : **“An Approach to the Problem of Slow Convergence For Automatic History Matching Procedures”**, SPE 5424, May 1975.
- [C] **Introdução ao PVM**, Centro de Computação, UNICAMP, Outubro 1994.
- [D] Chavent , G., Dupuy , M., e Lemonnier, P.: **“History Matching by Use of Optimal Theory”**, SPEJ (Feb 1975) 74-86 ; Trans. ,AIME, 259.
- [E] Chen, W. H. et al. :**“A New Algorithm for Automatic History Matching”**, SPEJ (Dec. 1974) 593-608 ; AIME 257.
- [F] **IMEX Three-Phase Implicit-Explicit Dual- Porosity/Dual-Permeability Black Oil Simulator**, CMG (Computer Modeling Group), User’s Guide ;Version 96.
- [G] Cuervo, Carlos H. V. : **“Otimização do Cálculo de Parâmetros no Processo de Ajuste de Histórico de Produção usando PVM”**, UNICAMP, Tese de mestrado em Engenharia de Petróleo, em andamento.
- [H] Dogru, A. H. e Seinfeld, J. H. : **“Comparison of Sensitivity Coefficient Calculation Methods in Automatic History Matching”**, SPE 8251, September 1979.
- [I] G. W. Thomas & Associates Walton-on Thames : **“History Matching and Other Frustrations”**.
- [J] Rodrigues, G. : **“Consideração das Incertezas na Caracterização de Reservatórios Utilizando Ajuste de Histórico e Simulação Estocástica em Engenharia de Petróleo”**, UNICAMP, Tese de mestrado em Geoengenharia de Reservatórios, Dezembro 1996.
- [K] Salazar A. V. M. : **“Paralelização de Ajuste de Histórico de Produção em rede de Estações usando PVM”**, UNICAMP , Tese de mestrado em engenharia de petróleo, Dezembro de 1995.

- [L] Schiozer, D. J. e Souza, S.H. : **“Paralelização de Ajuste de Histórico de Produção”**, relatório interno DEP-FEM-UNICAMP, 1996.
- [M] Tan, T. B. et al.: **“A Computationally Efficient Gauss-Newton Method for Automatic History Matching”**, SPE 29100, February 1995.
- [N] Wasserman, M. L. et al: **“Practical Applications of Optimal-Control Theory to History-Matching Multiphase Simulator Models”**, SPE 5020, October 1974.

Apêndice A

Descrição dos reservatórios.

Reservatório real

Devido a impossibilidade de citar em sua totalidade os dados do reservatório real, só serão divulgados os dados relativos aos parâmetros modificados na tese.

Geometria:

Profundidade do bloco de coordenadas $x = 1$, $y = 1$, $z = 1$: 2960m.

Ângulo de inclinação da formação: 0 (zero) graus.

36 blocos na direção x , de 250m de comprimento.

19 blocos na direção y , de 250m de comprimento.

15 blocos na direção z , de comprimentos (de cima para baixo):

3 de 40m, 10 de 1m, 1 de 30m e 1 de 110m.

Posição dos poços e limites do reservatório (Figura A1):

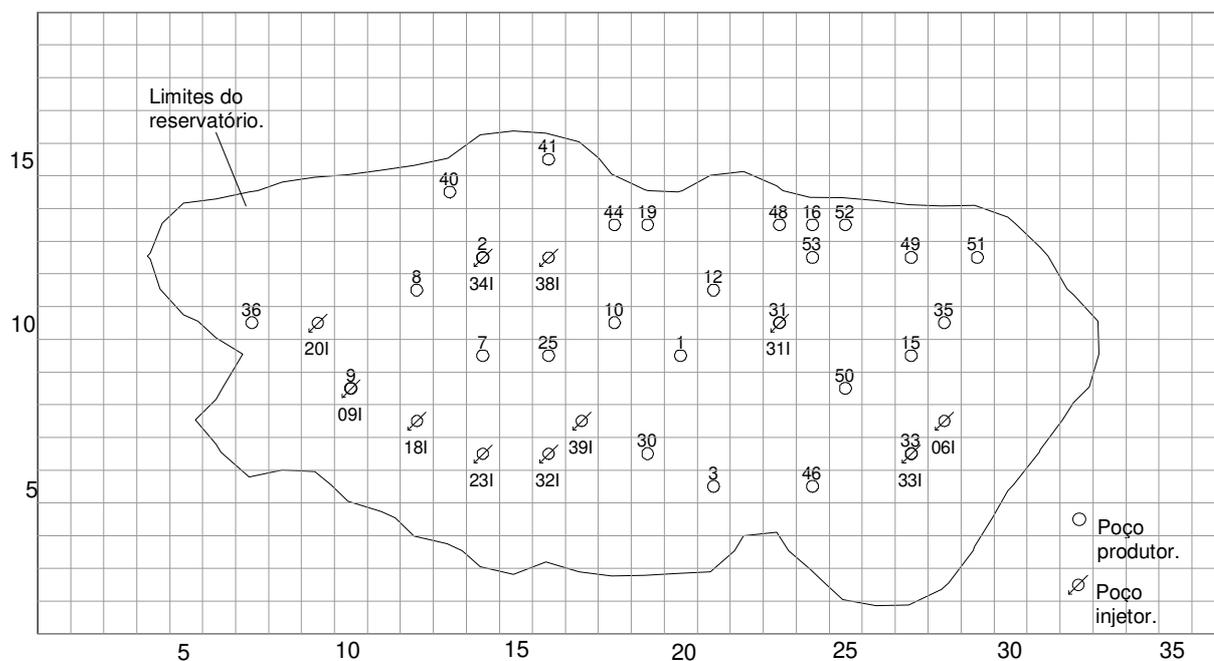


Figura A1 Limites do reservatório e posição dos poços na malha do modelo para uma das camadas.

Propriedades da rocha e fluidos:

camada	porosidade	permeabilidade i	permeabilidade j	permeabilidade k
1 a 3	.42	1200	1200	10
4 a 14	.28	800	800	10
15	.25	500	500	10

Propriedades dos componentes:

Compressibilidade da rocha $5.3 \times 10^{-5} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$

Reservatório teórico

Geometria:

Profundidade do bloco de coordenadas $x = 1, y = 1, z = 1$: 8400ft.

Ângulo de inclinação da formação: 0 (zero) graus.

10 blocos na direção x, de 1000ft de comprimento.

10 blocos na direção y, de 1000ft de comprimento.

3 blocos na direção z, de comprimentos (de cima para baixo):

1 de 20ft, 1 de 30ft e 1 de 50ft.

Propriedades da rocha e fluidos:

camada	porosidade	permeabilidade i	permeabilidade j	permeabilidade k
1	0.3	200	200	20
2	0.3	50	50	40
3	0.3	500	500	60

Viscosidade do Gás:

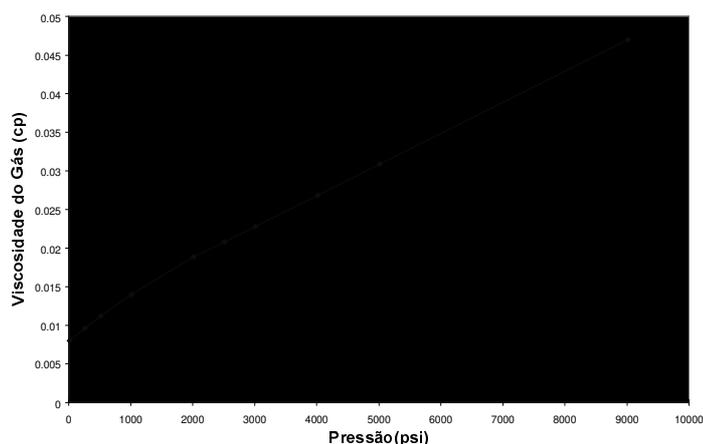


Figura A2 Viscosidade do Gás

Apêndice B

Questionário

Este apêndice mostra os resultados de um questionário para identificar as necessidades de engenheiros com experiência em ajuste de histórico com relação as informações necessárias em uma análise de sensibilidade.

No questionário foram feitas três perguntas que são:

1. Listar, por ordem de importância, as propriedades mais utilizadas no processo de ajuste (independente do grau de confiabilidade).
2. Quais os tipos de ajuste em que uma análise de sensibilidade seria mais útil? Listar por ordem de importância.
3. Que tipo de informações você gostaria de um programa de análise de sensibilidade de parâmetros? Listar por ordem de importância.

As respostas das três perguntas, em ordem de importância (iniciando-se pela mais importante), foram respectivamente:

1. k_{rw} , k_{ro} , k_h (permeabilidade horizontal) e k_v (permeabilidade vertical), c_f (compressibilidade dos fluidos), c_t , c_r , ϕ (porosidade), contato água óleo, transmissibilidade da falha e posição da falha.
2. Vazão de produção de água ou gás, pressão média do reservatório, BT da água ou gás, produção acumulada de água ou gás.
3. Sensibilidade do parâmetro (dentro de limites previamente estabelecidos), análise de sensibilidade por regiões, sentido ideal de variação de um parâmetro, influência da variação de um parâmetro nas funções que se deseja ajustar.

Apêndice C

Algoritmo do programa de análise de sensibilidade

O programa criado neste trabalho foi feito em linguagem C e dividido em três partes principais. A primeira parte visa automatizar a modificação de arquivos de entrada do simulador, modificando-se um arquivo base e criando vários novos arquivos, sendo um para cada parâmetro que se deseja incluir na análise de sensibilidade. Os arquivos de entrada do IMEX são compostos de várias seções que, entre outras coisas, formam a malha do reservatório, atribuem valores às propriedades da malha e dos fluidos e controlam os dados de entrada e saída do simulador. A segunda parte é a paralelização propriamente dita, ou seja criar máquinas virtuais para rodar os arquivos que foram criados simultaneamente, para que haja ganho de tempo. Nessa etapa entram a utilização das funções do PVM. Ainda nas máquinas virtuais e a partir de cada arquivos de saída do simulador serão selecionados os dados que serão utilizados na análise de sensibilidade. Esses arquivos contém dados das funções produção dos fluidos vs. tempo, produção acumulada dos fluidos vs. tempo e pressão média do reservatório vs. tempo, que são devolvidos para a máquina principal.

A terceira etapa é a elaboração dos índices de sensibilidade que é a finalidade principal do trabalho. A partir dos arquivos com as funções de produção e vazão são criados dois índices para cada parâmetro, sendo um índice para cada função. Com esses índices é escolhido o parâmetro que causa a maior variação nas duas funções, escolhendo-se assim o parâmetro que mais influencia o ajuste.

C.1 Algoritmo

A Figura C-1 mostra o algoritmo do programa mestre utilizado no trabalho. O programa inicia com a entrada do número de processos que serão criados na máquina virtual. O número de processos será igual ao número de simulações. Como cada parâmetro é modificado para os limites máximo e mínimo de sua faixa de variação, são necessárias duas novas rodadas do simulador para cada parâmetro incluído na análise de sensibilidade e portanto o número de processos é igual a duas vezes o número de parâmetros. Deve-se informar também o nome do arquivo com os dados reais, o nome do arquivos de dados de entrada do simulador IMEX que se deseja fazer a análise de sensibilidade (arquivo base) e os limites máximos e mínimos de cada parâmetro. O arquivo de dados reais do campo em estudo deve informar a produção de água, óleo e gás de cada poço e dados da pressão média

do reservatório ao longo do tempo considerado na simulação. O arquivo base é um arquivo de dados do simulador IMEX, onde são informados todos os dados que caracterizam o reservatório em estudo.

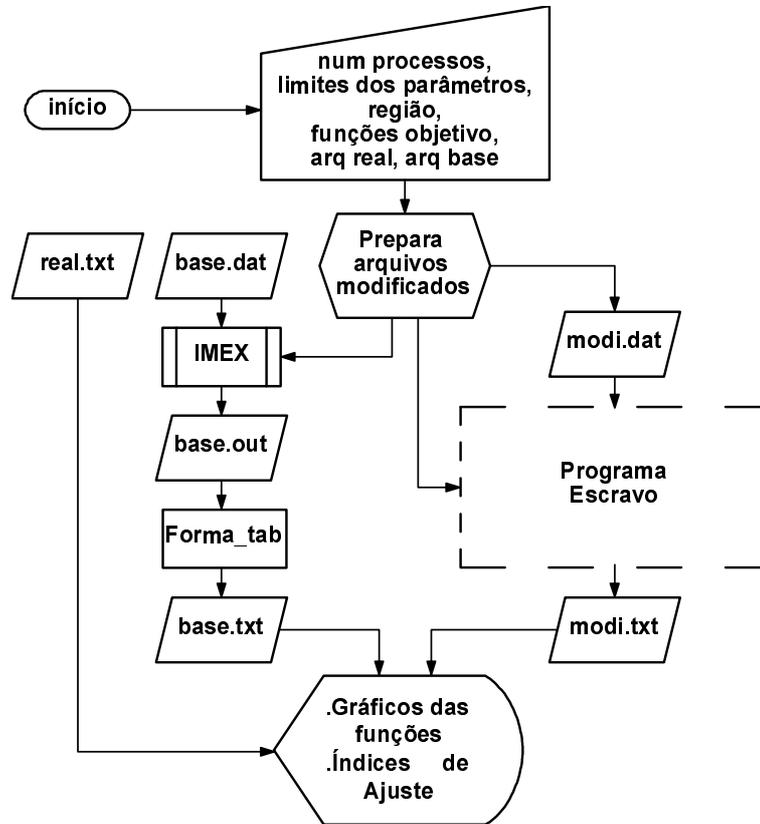


Figura C-1 Algoritmo do programa mestre.

A seguir vem uma função responsável por modificar o arquivo base. Essa função tem como objetivo alterar o valor do parâmetro para um dos limites de incerteza em todo o reservatório ou em regiões onde se deseja realizar a análise de sensibilidade. Após a criação dos arquivos de entrada do IMEX com os parâmetros modificados, chamados de arquivos modificados (“modi.dat” ou “modi”), o programa mestre inicializa os programas escravos e executa a simulação do arquivo base. O simulador gera um arquivo da saída com extensão “*.out” que contém os dados que criarão as duas Fo da rodada base. A seguir, a função “forma.tab” cria um novo arquivo com extensão “*.txt” com os dias e respectivas vazões de produção (Fo de produção) e pressões médias (Fo de pressão) do reservatório. As vazões de produção são relativas aos poços internos à região considerada na análise. Paralelamente à execução do arquivo base, os programas escravos executam uma tarefa semelhante ao que foi feito para o arquivo base, para cada arquivo modificado “*.out” criado com a simulação dos respectivos arquivos modificados “*.dat” criando os arquivos das Fo com extensão “*.txt”. O algoritmo do programa escravo é mostrado na Figura C-2. No final do programa

mestre, os dados de produção e pressão criados com a alteração dos parâmetros para seus limites máximos e mínimos são comparados com os dados de produção real para selecionar qual das duas curvas mais se aproxima das curva real, selecionando uma simulação para cada parâmetro modificado. Nessa parte do programa tem-se uma curva de pressão e uma de produção para cada parâmetro. A quantificação das modificações destas curvas, quando comparadas com a curva base fornece os Índices de Sensibilidade de forma e afastamento para cada parâmetro.

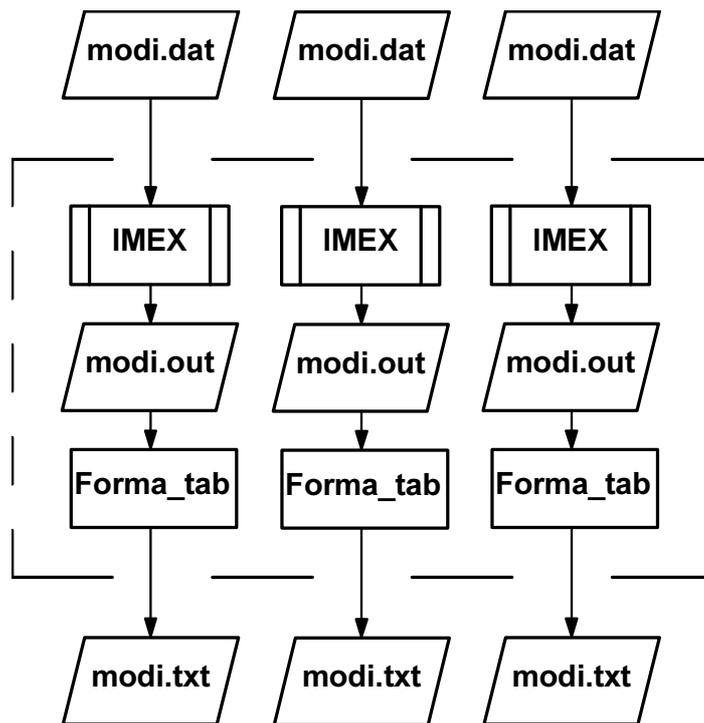


Figura C-2 Algoritmo do programa escravo.