

UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geopengenharia de Reservatórios

SELEÇÃO DE IMAGENS ESTOCÁSTICAS ATRAVÉS DA ANÁLISE DE TESTES EM POÇOS

DIRCEU BAMPI

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Este exemplar corresponde a
redação final da dissertação defendida
por DIRCEU BAMPI
e aprovada em 20 de 12 de 94.

A. Z. Remo
ORIENTADOR

CAMPINAS - SÃO PAULO

B219s

23860/BC

DEZEMBRO - 1994

SELEÇÃO DE IMAGENS ESTOCÁSTICAS
ATRAVÉS DA
ANÁLISE DE TESTES EM POÇOS

DIRCEU BOMPI

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências como

B219s

Bampi, Dirceu

Seleção de Imagens Estocásticas Através da Análise de Testes em Poços.

Campinas: Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP. Instituto de Geociências. Área de Geologia do Petróleo, 1994.

127 p. (Dissertação de Mestrado)

Orientador : Armando Zaupa Remacre

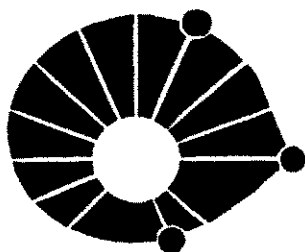
Inclui bibliografia

1. Simulação Estocástica.

2. Reservatórios Estocásticos - permeabilidade

CDD - 519.2

*Início
março 95*



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

SELEÇÃO DE IMAGENS ESTOCÁSTICAS ATRAVÉS DA ANÁLISE DE TESTES EM POÇOS

DIRCEU BAMPI

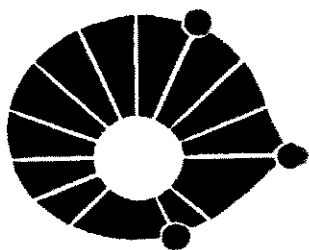
Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências como
requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Geo-
engenharia de Reservatórios.

Orientador: Armando Zaupa Remacre - UNICAMP

CAMPINAS - SÃO PAULO

DEZEMBRO - 1994





UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Seleção de Imagens Estocásticas
através da Análise de Testes em Poços.

AUTOR: Dirceu Bampi

ORIENTADOR: Armando Zaupa Remacre

COMISSÃO EXAMINADORA:

Presidente: Prof. Dr. Armando Zaupa Remacre

Examinadores: Prof. Euclides José Bonet

Dr. Régis Kruehl Romeu

CAMPINAS, 20 de dezembro de 1994.

Para *LUISA*,

minha esposa e companheira de todas as horas,

Para meu filho,

MATEUS

Para meus pais,

MAXIMINO (in memoriam) e

NELLY

AGRADECIMENTOS

A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRÁS - pela oportunidade oferecida.

Ao Dr. Armando Zaupa Remacre, por sua orientação, apoio e atenção.

Aos professores e funcionários do IG e do DEP-FEM que participaram diretamente deste curso de mestrado.

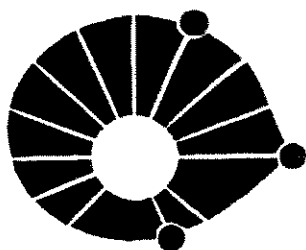
Ao Dr. Kelsen Valente Serra e ao Eng. José Adilson Tenório Gomes, pelos oportunos comentários e sugestões durante a elaboração da tese.

Aos colegas de trabalho do DIES e DEXES, pelo apoio e fornecimento de dados e informações necessárias para este trabalho.

Aos colegas de curso, pelos importantes diálogos mantidos e trocas de informações.

Aos amigos Teresa e Marcelo Lopes de Oliveira, pela dedicação e carinho com que trataram os assuntos pendentes em meu local de origem.

E, finalmente, à minha esposa Luisa e ao meu filho Mateus, pela compreensão, carinho e incentivo.



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

RESUMO

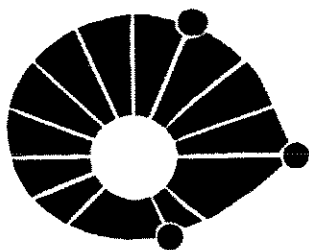
**SELEÇÃO DE IMAGENS ESTOCÁSTICAS ATRAVÉS DA
ANÁLISE DE TESTES EM POÇOS**

DIRCEU BAMPI

Nesta dissertação, os dados de testes em poços são utilizados na caracterização de reservatórios, reduzindo as incertezas da distribuição espacial da permeabilidade. Normalmente, os algoritmos de simulação estocástica, não incorporam este tipo de informações.

A simulação de testes de pressão nas imagens estocásticas através de um simulador numérico permite definir as imagens que melhor representam o reservatório na região investigada pelo teste.

A modelagem de reservatórios sintéticos com duas fácies (reservatório e não reservatório) mostrou que ocorrem significativas variações de permeabilidade equivalente em realizações equiprováveis. Estas conclusões permitiram realizar um estudo da caracterização do arenito Lagoa Parda, situado na parte meridional emersa da bacia sedimentar do Espírito Santo. A análise indica que imagens aparentemente mais adequadas sob o ponto de vista geoestatístico (variogramas, proporções globais e verticais), podem não ser as mais representativas quando são incorporados os dados de testes em poços.



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Pós-Graduação em Geoengenharia de Reservatórios

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ABSTRACT

**STOCHASTIC IMAGES SELECTION BY
WELL TEST ANALISYS**

DIRCEU BAMPI

The stochastic reservoir modeling allows drawing alternative, equally probable realizations of the spatial distribution of the attribute under study. The accuracy and precision of the models require integrating all relevant information.

Conventional conditional simulation techniques do not allow the integration of well test-derived effective permeabilities.

This dissertation investigates a method to obtain the best images to represent the reservoir around the well, investigated by the well test.

Stochastic reservoir models are generated using conventional conditional algorithm. Pressure transient well test information is obtained with a flow simulator in a specific region of the models and compared with the well test effectively performed in a well centered in this region.

SUMÁRIO

Agradecimentos	ii
Resumo	iii
Abstract	iv
Sumário	v
Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	xi
Simbologia	xii
1 - Introdução	1
2 - Revisão bibliográfica	5
3 - Metodologia	14
4 - Análise de testes de pressão em poços	20
4.1 - Comportamento da pressão - Fluxo radial transiente	20
4.2 - Equação geral para um teste de crescimento de pressão	23
4.3 - Determinação do regime de fluxo transiente	26
5 - Permeabilidade equivalente em reservatórios homogêneos	29
5.1 - Teste de pressão com células de dimensões 15x15x5 m	31
5.2 - Teste de pressão com células do poço de dimensões 1x1x5 m	35
5.3 - Simulação com efeitos das fronteiras do reservatório	37
6 - Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos	42
6.1 - Modelos estocásticos de reservatórios	43
6.2 - Testes de formação em modelos estocásticos de reservatórios	45
6.3 - Obtenção da permeabilidade equivalente	46

6.4 - Influência da amplitude do variograma e proporção de fácies não reservatório sobre a permeabilidade equivalente	51
6.5 - Influência do modelo estocástico na definição do regime de fluxo	53
6.6 - Flutuações da permeabilidade equivalente para diferentes realizações ..	58
7 - Caracterização do arenito Lagoa Parda	61
7.1 - O campo de Lagoa Parda	61
7.2 - Distribuição espacial das litofácies do arenito Lagoa Parda	66
7.2.1 - Regularização dos dados	67
7.2.2 - Análise Variográfica	67
7.3 - Simulação Condicional estocástica do arenito Lagoa Parda	76
7.3.1 - Procedimentos adotados para a simulação condicional estocástica ..	77
7.3.2 - Análise das Imagens	79
8- Análise de testes em poços na caracterização do arenito Lagoa Parda	86
8.1 - Tratamento dos dados de rocha e fluido	87
8.1.1 - Permeabilidade relativa	87
8.1.2 - Compressibilidade da rocha	92
8.1.3 - Curvas da análise PVT	92
8.1.4 - Propriedades da água da formação	96
8.2 - Simulação de testes de formação	97
8.2.1 - Interpretação do teste de pressão realizado no poço 7-LP-40-ES	99
8.2.2 - Simulação de teste de formação nas imagens estocásticas	103
8.2.3 - Proposta para incorporação de dois ou mais testes de formação ...	107

9 - Conclusões e recomendações	111
Referências Bibliográficas	114
Apêndice A	123

LISTA DE FIGURAS

3.1 - Fluxograma das etapas para seleção de imagens estocásticas	16
4.1 - Dedução da equação de um teste de crescimento de pressão	24
4.2 - Gráfico de Horner. Determinação da inclinação "m" da linha reta semi-log	26
5.1 - Comportamento da pressão no poço, para um teste simulado em reserva- tório homogêneo	32
5.2 - Método da derivada da pressão. Células do poço com 15x15 m	33
5.3 - Determinação da inclinação "m" da linha reta semi-log. Células do poço com 15x15m	34
5.4 - Método da derivada da pressão com células do poço de dimensões 1x1x5 m	36
5.5 - Inclinação "m" da simulação de teste com células do poço 1x1x5 m	37
5.6 - Curva da derivada da pressão indicando influência da fronteira externa do reservatório	38
5.7 - Influência da fronteira externa do reservatório no comportamento do gráfico de Horner	39
5.8 - Teste simulado apresentando comportamento de regime pseudo- permanente	40
6.1.a - Imagem com 5% de fácies não reservatório e dados sem correlação	47
6.1.b - Derivada da pressão para imagem com 5% de fácies não reservatório ..	48
6.1.c - Inclinação da linha reta semi-log. Imagem com 5% de fácies não	

reservatório	48
6.2.a - Imagem com 15% de fácies não reservatório e variograma com amplitude de 10m	49
6.2.b - Derivada e variação da pressão estática em imagem com 15% de fácies não reservatório	50
6.2.c - Inclinação da linha reta semi-log para uma imagem com 15% de fácies não reservatório	50
6.3 - Permeabilidade equivalente versus proporção de fácies não reservatório .	52
6.4 - Permeabilidade equivalente versus amplitude do variograma da fácies não reservatório	53
6.5.a - Imagem com 35% de fácies não reservatório e dados com correlação de 50m	54
6.5.b - Derivada da pressão. Imagem com 35% de fácies não reservatório e amplitude do variograma de 50m	55
6.5.c - Influência da fácies não reservatório na determinação da linha reta semi-log	56
6.6 - Permeabilidade equivalente para modelos de reservatórios equiprováveis	59
7.1 - Mapa de contorno do topo e seção transversal tipo do arenito Lagoa Parda	62
7.2 - Curvas de proporção vertical: a) dados das eletrofácies; b) dados regularizados	68
7.3 - Variogramas experimentais e ajustes - eletrofácies 1 e 2	73
7.4 - Variogramas experimentais e ajustes - eletrofácies 3 e 4	74

7.5 - Curvas de proporções verticais dos dados regularizados e das realizações 5 e 6	81
7.6 - Variogramas ajustados e de 6 simulações - litofácies 1 e 2	83
7.7 - Variogramas ajustados e de 6 simulações - litofácies 3 e 4	84
8.1 - Determinação do índice de distribuição do tamanho dos grãos	90
8.2 - Curvas de permeabilidade relativa óleo-água	91
8.3 - Curvas de permeabilidade relativa gás-óleo	91
8.4 - Propriedades PVT de laboratório e após tratamento para a simulação de fluxo	95
8.5 - Derivada e variação da pressão no registro realizado no poço 7-LP-40-ES	100
8.6 - Gráfico de Horner do registro de pressão obtido no poço 7-LP-40-ES ...	101
8.7 - Imagens das três camadas inferiores da simulação 3	105
8.8 - Inclinação da linha reta semi-log "m" das imagens simuladas e do teste no poço 7-LP-40-ES	106
8.9 - Fluxograma da metodologia proposta para seleção de imagens estocásticas a partir de testes de pressão em poços	109

LISTA DE TABELAS

5.1 - Dados utilizados para a simulação de um teste de formação com reservatório homogêneo e isotrópico	30
7.1 - Características das fácies reservatório do arenito Lagoa Parda	65
7.2 - Parâmetros de ajuste dos variogramas - Fácies 1	71
7.3 - Parâmetros de ajuste dos variogramas - Fácies 2	71
7.4 - Parâmetros de ajuste dos variogramas - Fácies 3	71
7.5 - Parâmetros de ajuste dos variogramas - Fácies 4	72
7.6 - Proporções globais - fácies simuladas e dados condicionantes	82
8.1 - Curvas de pressão capilar versus saturação de água	89

SIMBOLOGIA

B[]	: Fator volume-formação
C[]	: Compressibilidade
E[]	: Esperança
h	: Espessura
K	: Permeabilidade
Kr[]	: Permeabilidade relativa
Ksim	: Permeabilidade efetiva simulada
Ktes	: Permeabilidade efetiva de teste
p	: Proporção
P	: Pressão
Pd	: Pressão adimensional
Pds[], Pwd[]	: Pressão adimensional no poço
Pi.....	: Pressão inicial
Prob[].....	: Probabilidade
Psat.....	: Pressão de saturação
Pwf.....	: Pressão de fluxo no poço
Pws[].....	: Pressão no poço durante a estática
Pws'[].....	: Derivada da pressão no poço durante a estática
q.....	: Vazão
r.....	: Raio

r_d	: Raio adimensional
R_{si}	: Razão de solubilidade inicial
r_w	: Raio do poço
s	: Efeito de película
S_{or}	: Saturação de óleo residual
S_{wi}	: Saturação de água conata inicial
t	: Tempo
t_d	: Tempo adimensional
t_p	: Tempo de Produção
t_{pd}	: Tempo de produção adimensional
t_{pss}	: Tempo do início do regime pseudo-permanente
$Var[]$: Variância
Δt	: Tempo de estática
Δt_d	: Tempo de estática adimensional
μ	: viscosidade
ϕ	: porosidade

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

As técnicas de caracterização de reservatórios têm grande importância na engenharia de reservatórios, ajudando a melhor descrever as propriedades do reservatório. Um mais aperfeiçoado detalhamento das propriedades do reservatório, tais como permeabilidade e porosidade, facilita a estimativa das reservas de hidrocarbonetos, ajuda selecionar a localização de poços para redução da malha de drenagem e possibilita melhores previsões nos processos de recuperação primária e secundária.

A dificuldade em descrever reservatórios heterogêneos resulta da combinação de dois fatores: (1) variações espaciais das propriedades do reservatório são usualmente de complexidade geométrica, não sendo nem puramente aleatórias nem completamente determinísticas; (2) informações disponíveis sobre tais variações são geralmente limitadas, Alabert (1989).

Várias técnicas de simulação estocástica têm sido propostas para modelar as variações espaciais das propriedades incorporando heterogeneidades e variabilidades inerentes às complexidades geológicas de qualquer reservatório. A heterogeneidade é função da litologia e ambiente deposicional e pós-deposicional do reservatório. Estas técnicas possibilitam a geração de múltiplos modelos de reservatórios, todos consistentes com os parâmetros estatísticos utilizados na

modelagem.

Os métodos geoestatísticos permitem descrever e modelar a correlação e variabilidade espacial das propriedades do reservatório na região não amostrada (intervalo entre poços). A geologia de um reservatório define a continuidade ou correlação espacial das propriedades, representadas pelo variograma. A krigagem permite obter o melhor estimador não tendencioso (imagem suavizada da propriedade). Por sua vez, a simulação condicional gera imagens equiprováveis das propriedades do reservatório, com a mesma variabilidade observada nos dados amostrados.

O processo de obtenção das propriedades médias deve considerar implicitamente os efeitos de heterogeneidades no comportamento do fluxo em escalas menores que aquela no qual o modelo de fluxo é formulado.

As equações que governam o fluxo são obtidas expressando a conservação da massa, momento e energia na escala das propriedades médias. Enquanto as equações de fluxo são formuladas sobre um volume representativo elementar, na prática sua solução requer uma média espacial das propriedades físicas sobre um volume muito maior, Desbarats (1987). A heterogeneidade no modelo de larga escala é então descrita num modo determinístico e seus efeitos são considerados explicitamente pelo modelo de fluxo. A permeabilidade é talvez a propriedade física mais importante no comportamento do fluxo e muitos trabalhos têm surgido tentando resolver o problema de calcular a permeabilidade efetiva em meio heterogêneo.

As referências bibliográficas pesquisadas mostram que as técnicas de

caracterização de reservatórios não se restringem aos dados geológicos e de perfis de poços. Os testes de pressão em poços estão assumindo grande importância na redução das incertezas da distribuição espacial de uma propriedade.

A proposta deste trabalho é utilizar os testes de pressão em poços como uma técnica de seleção de imagens estocásticas. Tendo sido gerada uma série de realizações, sem considerar dados de testes de pressão em poços, onde a única variável é a distribuição espacial de uma dada propriedade (permeabilidade absoluta), pretende-se mostrar que muitas delas não apresentam um comportamento de pressão adequado quando submetidas à análise de teste.

Para que esta técnica funcione adequadamente, é necessário a utilização de um simulador de fluxo capaz de reproduzir uma pressão no poço testado como sendo função das heterogeneidades existentes na região investigada durante a realização do teste.

O comportamento da pressão no poço é obtido em modelos de reservatórios com geometrias conhecidas. Uma resposta adequada do teste de poço capacita o simulador de fluxo para testes de pressão em reservatórios com geometrias mais complexas, como no caso de reservatórios estocásticos, onde é impossível obter a solução analítica. Diferentes hipóteses são analisadas: reservatórios com comportamento infinito, presença de fronteiras seladas nas imediações do poço e a influência das dimensões das células do poço.

A aplicação da análise de testes como uma restrição à distribuição espacial de uma propriedade será de extrema importância se, para diferentes realizações,

ocorrerem significativas variações do comportamento de pressão no poço. Neste contexto, a permeabilidade equivalente de reservatórios sintéticos estocásticos é determinada considerando vários modelos com diferentes proporções da fácies não reservatório e diferentes correlações entre os dados condicionantes.

A aplicação destes conhecimentos a um reservatório real, possibilita a integração dos dados obtidos nos testes de formação com os dados geológicos e geoestatísticos, reduzindo as incertezas da distribuição espacial das permeabilidades de pequena escala.

Os dados de testes de pressão em poços são interpretados utilizando equações cujo desenvolvimento analítico pressupõe a ocorrência de um reservatório homogêneo. As realizações estocásticas obtidas neste trabalho, apresentam diferentes distribuições espaciais da permeabilidade de pequena escala, não assumindo qualquer condição de homogeneidade, mesmo em pequenas porções do reservatório. Assim, litologicamente, o reservatório é heterogêneo e, as equações básicas da análise de testes não seriam adequadas nestes modelos de reservatórios. Mas, como observado por Massonnat (1993), os dados de testes de pressão representam uma característica média das propriedades e os valores individuais contidos no volume investigado são perdidos. Desta maneira, considera-se que as diferentes litologias estão espacialmente distribuídas de tal maneira que, hidraulicamente, o reservatório tem um comportamento homogêneo, durante a realização do teste de pressão.

CAPÍTULO II

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para obter um modelo de reservatório, dados devem estar disponíveis, tendo como origem testemunhos, perfis, informações geológicas e geofísicas, histórico de produção, análise de testes de formação e outros. A importância de cada uma destas fontes de dados pode ser medida pelo volume que estão representando. Um exemplo disso é que, a permeabilidade obtida em testemunhos pode representar um volume 10^{12} vezes menor que o volume analisado num teste de formação. Da permeabilidade medida em laboratório em pequenos plugs é possível definir as heterogeneidades de pequena escala enquanto que, em testes de pressão, são obtidos valores médios das permeabilidades de pequena escala, dentro da região investigada.

Uma das grandes dificuldades na caracterização de reservatórios heterogêneos é definir o valor médio de uma propriedade, ao passar de uma escala para outra, quando esta média não é representada pela média aritmética dos dados.

Há propriedades do reservatório, chamadas aditivas, onde o valor médio é obtido simplesmente realizando a média aritmética de todas as amostras que constituem o volume analisado. Dentro desta categoria, pode-se citar a porosidade e as saturações de fluidos. Outras propriedades não são aditivas, ou seja, a média aritmética não representa efetivamente o processo dependente de tais propriedades. Muitas vezes, mesmo conhecendo a distribuição espacial da propriedade em uma escala, não se conhece a propriedade média em outra escala. A permeabilidade

efetiva de um bloco, por exemplo, composto de diversos plugs acessíveis para análise, permanece desconhecida. Normalmente a permeabilidade efetiva não é nem a média aritmética, nem a média harmônica.

Outro fato complicador e talvez o mais importante, é que nem todos os plugs (ou suporte) que constituem o bloco estão disponíveis para medições. Isto poderia ser resolvido utilizando um método de interpolação dos valores desconhecidos condicionados aos valores conhecidos na vizinhança. Mas, interpolar valores antes de conhecer a sua média é inverter a ordem dos fatos. O problema é definir o processo de caracterização da média, não a escolha do processo de interpolação, Journel (1986).

O objetivo da modelagem estocástica de reservatórios é obter modelos numéricos das propriedades do reservatório que são consistentes com as informações existentes. Os modelos terão melhor representatividade quando integrarem todas as informações relevantes, tais como:

- dados de testemunhos;
- perfilagem de poços;
- interpretações geológicas e geofísicas;
- correlações com afloramentos;
- dados de produção;
- propriedades obtidas em testes de formação.

As técnicas de simulação condicional tais como simulação gaussiana, fractal ou indicatriz têm a possibilidade de considerar a condicionalização local dos dados, histograma local e a correlação espacial dos dados, esta através do variograma. Extensões destas técnicas permitem a inclusão de dados geofísicos. Contudo, nenhuma destas técnicas permitem a integração da permeabilidade efetiva obtida a partir da análise da pressão transiente de um teste de formação, Deutsch (1992).

Um teste de formação informa a permeabilidade efetiva de alguma região ao redor do poço. Esta informação não permite definir a distribuição espacial da permeabilidade próxima ao poço, mas restringe a complexa média não linear dos valores de pequena escala.

A permeabilidade média efetiva, obtida a partir da interpretação do teste de formação, correlaciona-se com a distribuição das permeabilidades de pequena escala ao redor do poço e representa uma restrição determinística da distribuição de permeabilidades investigada pelo teste. Um reservatório com heterogeneidades aleatoriamente distribuídas, quando submetido a um teste de formação, comporta-se como reservatório homogêneo, Alabert (1989).

Warren & Price (1961) determinaram que a média geométrica das permeabilidades de pequena escala representa adequadamente a permeabilidade equivalente dos modelos de reservatórios em 3D, com distribuições espaciais sem correlação entre os dados.

Haldorsen & Chang (1986), mostraram que folhelhos descontínuos em reservatórios siliciclásticos são as fontes dominantes de heterogeneidades que

afetam o comportamento do fluxo. Heterogeneidades devido a variações de permeabilidade dentro do arenito ou folhelho possuem importância secundária. A previsão correta do comportamento do reservatório, sob o efeito de qualquer mecanismo de produção, seja através de influxo de água, capa de gás, recuperação secundária e/ou terciária, ou mesmo, gás em solução depende da habilidade em modelar os efeitos das heterogeneidades dos folhelhos nas propriedades do fluxo.

Butler (1987), propôs que, para reservatórios estocásticos, a permeabilidade obtida de testes de formação converge para a média geométrica das permeabilidades de pequena escala, desde que o tempo de duração do teste seja muito grande.

Alabert (1989), mostrou que para tempos práticos de duração dos testes, a permeabilidade efetiva assim obtida pode não convergir para a média geométrica. Neste caso, a permeabilidade de um teste de pressão pode ser representada pela seguinte equação

$$\overline{K}(\omega, A)^\omega = \frac{1}{N(A)} \sum_{x \in V(A)} K(x)^\omega \quad (2.1)$$

onde a potência $\omega \in [-1, 1] - (0)$. A constante "A" depende do raio de investigação do teste e pode variar no intervalo [0.005; 0.035]. O volume médio $V(A)$ é o anel definido por um raio interno mínimo $r_{\min}(A)$ para eliminar efeitos de poço e um raio externo máximo $r_{\max}(A)$ para eliminar os efeitos da fronteira externa. O número de blocos contidos neste volume é $N(A)$. $K(x)$ é a permeabilidade do bloco na localização x .

Valores ótimos de A e ω são determinados de forma a minimizar o desvio absoluto da média normalizada, ou seja, o valor da seguinte expressão deve ser mínimo.

$$\frac{1}{\eta} \sum_{i=1}^{\eta} \frac{|K_{ws}(i) - K_{wt}(i)|}{K_{ws}(i)} \quad (2.2)$$

Outra condição é que a média deve ser globalmente não tendenciosa, ou seja

$$\frac{1}{\eta} \sum_{i=1}^{\eta} K_{ws}(i) = \frac{1}{\eta} \sum_{i=1}^{\eta} K_{wt}(i) \quad (2.3)$$

onde,

$K_{ws}(i)$ é a permeabilidade média obtida da equação (2.1), a partir das permeabilidades dos blocos da realização " i ";

$K_{wt}(i)$ é a permeabilidade efetiva obtida a partir da interpretação do teste de formação simulado, utilizando dados da realização " i ";

η é o número de realizações.

Na fórmula (2.1), para o caso de $\omega=1$, corresponde a média aritmética e, para $\omega=-1$, corresponde a média harmônica. Quando $\omega \rightarrow 0$ a permeabilidade converge para a média geométrica

$$K(0,A) = \left[\prod_{x \in V(A)} K(x) \right]^{1/N(A)} \quad (2.4)$$

Alabert (op. cit), concluiu que o tipo de média da permeabilidade obtida em um

teste de pressão, depende das características estatísticas dos blocos de pequena escala que realmente afetam o fluxo simulado, podendo ser completamente diferente da clássica média geométrica.

Deutsch (1992), propôs um algoritmo, em 3D, capaz de gerar realizações que honram as permeabilidades efetivas obtidas em testes de formação, além dos dados convencionalmente utilizados, tais como dados condicionantes locais, proporções globais e variogramas. Estas diferentes imagens são geradas através da simulação "annealing" e caracteriza-se como um problema de otimização. A característica básica é perturbar iterativamente a realização e aceitar ou rejeitar a iteração com alguma regra de decisão. Esta decisão baseia-se em quanto a perturbação tem aproximado a imagem da função objetivo.

A função objetivo é definida como uma medida da diferença entre um conjunto de propriedades de referência e as correspondentes propriedades da realização. Estas propriedades podem ser variogramas, dados geológicos e/ou permeabilidade obtida em teste de formação. Duas dificuldades inerentes ao método podem ser citadas:

- Definição do grau de otimização desejado, para satisfazer duas ou mais funções objetivo. Uma dada distribuição espacial não maximizará simultaneamente as funções impostas ao algoritmo;
- A permeabilidade efetiva na região investigada pelo teste, calculada pela equação (2.1), pode ser vista como um processo de mudança de escala,

área esta onde muitos pesquisadores têm contribuído com novos trabalhos, Cruz (1991), mas ainda com muitas incertezas envolvidas.

Historicamente, a permeabilidade obtida em teste de formação caracterizava um modelo de reservatório homogêneo e era utilizada na previsão do seu comportamento através de simuladores de fluxo. Isto inibia a possibilidade de quantificar a importância das heterogeneidades de pequena escala.

A geração de modelos estocásticos, que permitem levar em consideração as heterogeneidades de pequena escala, associados às propriedades médias obtidas a partir da análise de testes de formação, possibilita o descarte dos modelos que não reproduzem a real resposta de pressão.

Oliver (1990), investigou as variações de permeabilidade a partir da resposta de pressão de um poço situado num reservatório infinito. A solução da equação da difusão foi obtida considerando pequenas variações da permeabilidade ao redor da média, sendo função das coordenadas r e θ . A permeabilidade média das permeabilidades de pequena escala dentro do raio de investigação é determinada a partir da inclinação da linha reta obtida em um gráfico semi-logarítmico de P_{wf} versus t , considerando fluxo radial e em regime transiente. O raio de investigação é definido por uma função peso tornando-se muito pequena além daquele raio, pouco contribuindo para a inclinação da linha reta.

Toledo (1990) fez um estudo da importância da densidade dos dados condicionantes necessários para permitir a geração de imagens representativas de

um reservatório. Foram analisados os históricos do comportamento dos reservatórios para diferentes conjuntos de dados amostrais nos casos de amostras pontuais e dados de testes em poços. O resultado da análise de teste (área de influência do teste), em modelos 2D, foi usado como dado condicionante para geração do modelo global do reservatório.

Senger et al. (1991), efetuaram simulações de fluxo em diferentes realizações condicionais de permeabilidade dentro de uma mesma fácies de um reservatório carbonático. Os dados das simulações indicaram valores de permeabilidade efetiva similares àsquelas obtidas utilizando-se a média geométrica das permeabilidades de pequena escala. Desta maneira, as heterogeneidades da permeabilidade dentro de uma fácies poderiam ser representadas por sua média geométrica.

Feitosa (1993), estendeu a solução de Oliver desenvolvendo um algoritmo para estimar a distribuição da permeabilidade equivalente radial como uma função da distância do poço, podendo ser aplicado para grandes variações radiais da permeabilidade.

Sagar (1993), simulou numericamente diversos testes de fluxo em reservatórios modelados sinteticamente em 2D. Os dados de pressão mostraram que a média geométrica das permeabilidades de pequena escala na direção θ , seguida por uma média harmônica ponderada das permeabilidades na direção radial, fornecem uma boa aproximação da permeabilidade equivalente. O algoritmo desenvolvido por Feitosa (op. cit) também mostrou que a média geométrica das permeabilidades na direção θ melhor representa a permeabilidade equivalente radial. A seguir, Sagar

(op. cit), utilizou o algoritmo de simulação estocástica "annealing" para determinar a distribuição das permeabilidades de pequena escala. Neste caso, admitiu uma distribuição espacial inicial das permeabilidades e a resposta do transiente de pressão do campo de permeabilidades conhecidas. O campo de permeabilidades foi obtido de modo a satisfazer simultaneamente o variograma e as restrições derivadas pelo teste de formação.

Massonnat (1993) simulou testes de pressão em dois modelos de reservatórios: a partir de observações em afloramentos e utilizando um algoritmo booleano para gerar diferentes fácies com formas bem definidas. Conclui que, a simulação de testes de pressão em modelos de reservatórios de ambientes geológicos complexos é útil no processo de caracterização do reservatório. Porém, o resultado obtido é uma característica média, perdendo-se as heterogeneidades individuais contidas no volume investigado.

Romeu (1994) estudou a influência de diferentes critérios de cálculo da transmissibilidade equivalente entre células na determinação da permeabilidade efetiva, em modelos de reservatórios em duas e três dimensões. Para uma malha bastante refinada, todos os critérios (média aritmética, harmônica, geométrica e "esquema direto") convergem para um valor único de permeabilidade equivalente. O cálculo da permeabilidade equivalente através do método denominado "esquema direto" converge para este valor mesmo para malhas mais grosseiras. Com malhas menos refinadas, o cálculo da transmissibilidade através da média aritmética e harmônica reproduzem os piores resultados em relação ao ponto de convergência.

CAPÍTULO III

METODOLOGIA

O conhecimento da distribuição espacial das fácies sedimentares em reservatórios portadores de hidrocarbonetos permite uma melhor previsão do comportamento da produção/injeção de fluidos.

As propriedades petrofísicas do reservatório que afetam o fluxo, tais como porosidade e permeabilidade, variam de um ponto para outro. Estas heterogeneidades têm uma influência significativa na recuperação final da jazida, independentemente do mecanismo de produção. Uma avaliação errônea da distribuição e quantificação destas fácies sedimentares pode acarretar investimentos em uma determinada área com resultados desastrosos. Infelizmente, a caracterização de reservatórios é realizada, em quase a sua totalidade, de maneira indireta. A parcela do reservatório identificada fisicamente pela perfuração de poços representa um percentual muito reduzido do volume global da acumulação.

A simulação estocástica de reservatórios permite a geração de diversos modelos, todos eles equiprováveis às informações utilizadas. Normalmente, os algoritmos geoestatísticos não incluem informações provenientes da análise de testes de formação. A inclusão dos dados de testes de pressão permite restringir o número de realizações passíveis de representar o reservatório verdadeiro, possibilitando a redução da amplitude das incertezas na previsão do comportamento do reservatório. É evidente que o uso de mais informações possibilita uma melhor caracterização do

reservatório mas não define qual a verdadeira distribuição espacial de uma propriedade. Imagens diferentes podem traduzir um mesmo comportamento de pressão durante a simulação de um teste de pressão.

Os parâmetros obtidos em um teste de pressão em poços permitem excluir as realizações que não reproduzem o comportamento de pressão observado no teste efetivamente realizado. Mas, como correlacionar um teste de pressão real com uma imagem estocástica? A solução prática para este problema, é reproduzir as condições do teste efetivamente realizado no poço, utilizando a imagem estocástica, através de um simulador numérico. Caso a interpretação do teste simulado em uma imagem estocástica reproduza adequadamente a permeabilidade efetiva do teste, será possível obter as imagens que melhor representam o reservatório no volume investigado pelo teste.

O simulador numérico deve reproduzir o comportamento da pressão no poço adequadamente, refletindo a permeabilidade efetiva da região investigada pelo teste. Diversos trabalhos têm surgido tentando correlacionar a pressão no poço com a pressão média da célula que contém o poço. Um resumo destes trabalhos é apresentado no Apêndice A.

Resumidamente, as diversas fases que compõem este trabalho são apresentadas na figura (3.1) em forma de fluxograma. Cada etapa analisada servirá de suporte para a obtenção de uma metodologia de seleção de imagens estocásticas a partir de testes de pressão em poços.

A validação de um teste de poço, gerado por um simulador numérico é feita

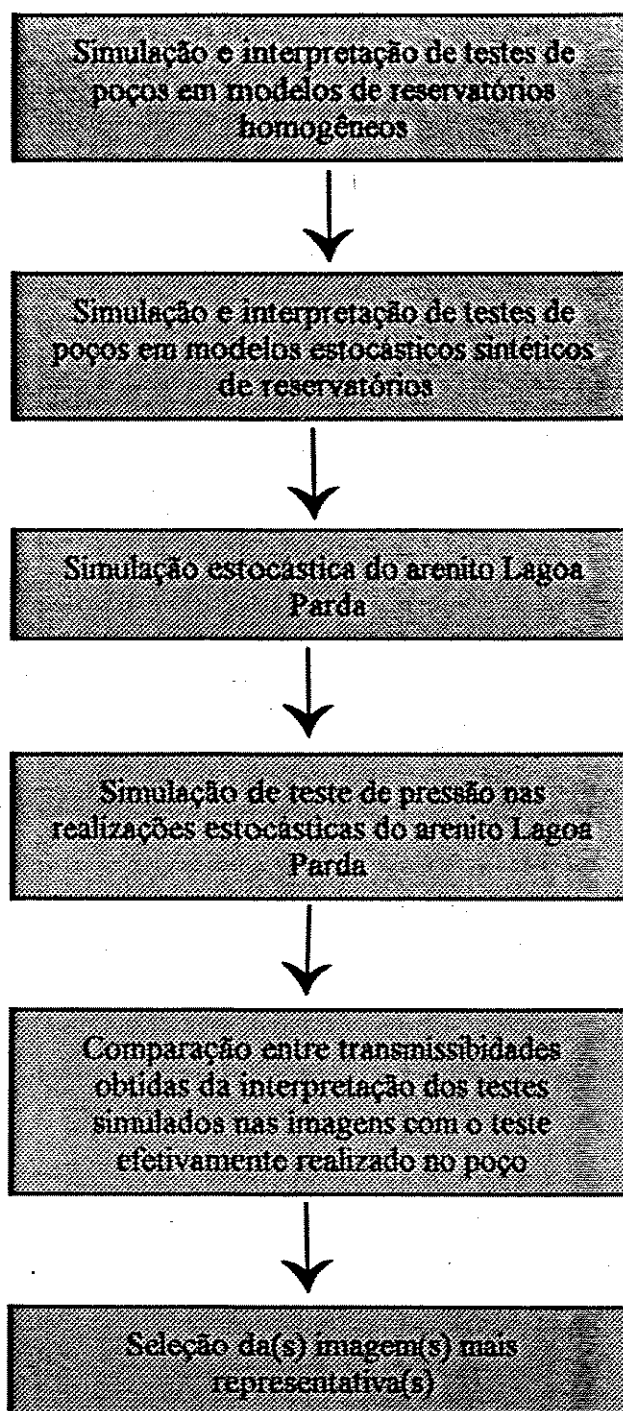


Figura 3.1 - Fluxograma das etapas para seleção de imagens estocásticas

no capítulo V, através da interpretação de testes de pressão durante o período de comportamento transiente. Um poço é colocado no centro do reservatório e todas as células atravessadas pelo poço são completamente abertas ao fluxo. O comportamento da pressão no poço com diferentes geometrias e dimensões das células é analisado para investigar a reprodução da teoria clássica de interpretação de testes de formação. Lara & Campagnolo (1990) mostraram a viabilidade da utilização de simuladores de fluxo para interpretação de testes em diversos modelos de reservatórios e condições de contorno.

Com os dados de pressão será feita a interpretação do teste para calcular a permeabilidade absoluta. Se este valor calculado for similar ao utilizado no simulador numérico, é um indicativo que a metodologia adotada, tanto a nível de simulador, como a nível de interpretação, é adequada para o objetivo proposto.

No capítulo VI é analisada a influência dos modelos estocásticos na permeabilidade equivalente do volume investigado pelo teste. O estudo permitirá obter conclusões comparativas entre imagens com as seguintes características:

- Diferentes proporções de fácies não reservatório;
- Diferentes amplitudes dos variogramas;
- Diferentes realizações de modelos equiprováveis.

As imagens são modelos sintéticos de reservatórios baseados em duas fácies sedimentares: reservatório e não reservatório. A fácies reservatório é suposta

ser homogênea e isotrópica, com boas propriedades de fluxo, enquanto que, a fácies não reservatório atua como uma barreira com porosidade e permeabilidade nulas. Os modelos são gerados, em três dimensões, para diferentes proporções e diferentes amplitudes dos variogramas horizontais da fácies não reservatório. Os modelos estocásticos são considerados como tendo anisotropia geométrica entre os planos horizontal e vertical. Para a direção vertical, a amplitude do variograma é mantida constante. Os modelos gerados baseiam-se em variáveis categóricas de modo que o patamar dos variogramas são definidos pela proporção da respectiva fácies sedimentar. Cada imagem é submetida à simulação de um teste de formação e, com a interpretação do mesmo, é obtida a permeabilidade equivalente do volume investigado pelo teste.

Os resultados destas análises indicarão quais entre os fatores investigados terão maior influência sobre a permeabilidade média obtida no teste de poço simulado. Espera-se identificar, por exemplo, que diferentes imagens equiprováveis apresentem significativas variações da permeabilidade equivalente. Isto possibilitará a caracterização de reservatórios através da associação das imagens estocásticas a testes em poços, reduzindo o grau de incertezas da distribuição espacial.

No capítulo VII, um reservatório do campo de Lagoa Parda, localizado na parte meridional emersa da bacia do Espírito Santo é caracterizado através da simulação estocástica utilizando um algoritmo de variáveis indicatrizes. As variações que ocorrem entre as diversas imagens demonstram o grau das incertezas na distribuição espacial das litofácies. Admitiu-se que seis realizações equiprováveis

dariam um indicativo da variabilidade média do reservatório.

No capítulo VIII, para cada realização do arenito Lagoa Parda, é selecionada uma região centrada em um poço onde tenha ocorrido um teste de formação. Esta região é então submetida à simulação de um teste de pressão em um simulador numérico e, o comportamento de pressão comparado com aquele obtido no poço. O teste é simulado mantendo as mesmas condições observadas no teste efetivamente realizado no poço (vazão, tempo de teste).

A interpretação dos testes utilizando o período de comportamento transiente de pressão deverá mostrar que as imagens apresentam valores distintos de permeabilidade, muitas delas distantes do valor obtido no teste de campo. As realizações em que o comportamento de pressão assemelha-se àquele do teste no poço, reproduzirão as distribuições espaciais da permeabilidade mais adequadas.

CAPÍTULO IV

ANÁLISE DE TESTES DE PRESSÃO EM POÇOS

A interpretação dos dados de pressão obtidos durante um teste de poço permite identificar diversas características do reservatório, tais como permeabilidade, dano e pressão média do reservatório. O comportamento da pressão no poço dependerá das condições iniciais e das condições de contorno (reservatório infinito, reservatório com pressão constante, reservatório limitado ...).

Neste capítulo será feita uma abordagem do comportamento da pressão no poço durante um teste, considerando a condição de fluxo radial transiente em um reservatório homogêneo e infinito.

A equação de fluxo é utilizada para deduzir o comportamento da pressão no poço durante um teste de crescimento de pressão. O método da derivada da pressão durante o período de estática é utilizado para definir se a pressão no poço apresenta um comportamento de reservatório radial infinito.

4.1 - Comportamento da pressão - fluxo radial transiente

O teste de formação consiste em provocar uma vazão do reservatório para o poço de modo a permitir a medição da pressão correspondente.

A equação básica para o escoamento de fluidos em meios porosos é dada por

$$\nabla^2 P = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (4.1)$$

onde η é o termo de difusão hidráulica definido por

$$\eta = \frac{K}{\phi \mu C_t} \quad (4.2)$$

As hipóteses adotadas para o desenvolvimento da equação (4.1), conhecida como equação da difusão, são:

- reservatório horizontal, pouco espesso, homogêneo e isotrópico;
- fluxo isotérmico;
- fluidos pouco compressíveis com viscosidade constante;
- efeitos gravitacionais desprezados;
- pequenos gradientes de pressão no meio poroso.

Em termos de coordenadas cilíndricas, a equação da difusão torna-se

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 P}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (4.3)$$

Para o caso de fluxo radial, as superfícies equipotenciais formam círculos concêntricos ao redor do poço, de modo que

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} = \frac{\partial P}{\partial z} = 0 \quad (4.4)$$

Desta forma, a equação (4.3) fica

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (4.5)$$

ou

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (4.6)$$

que é a equação da difusão para fluxo radial de um fluido de pequena compressibilidade e constante de um meio poroso homogêneo e isotrópico.

Admitindo a condição de fluxo radial transiente em um reservatório homogêneo e infinito, a solução da equação (4.6) é

$$P(r,t) = P_i - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left\{ \ln \left(\frac{kt}{\phi\mu C_r r^2} \right) + 0,809 \right\} \quad (4.7)$$

A queda de pressão adimensional, distância adimensional e tempo adimensional são assim definidos

$$P_d(r_d, t_d) = \frac{2\pi Kh}{qB\mu} (P_i - P(r,t)) \quad (4.8)$$

$$t_d = \frac{Kt}{\phi\mu c_r r_w^2} \quad (4.9)$$

$$r_d = \frac{r}{r_w} \quad (4.10)$$

Inserindo as variáveis adimensionais definidas acima, a equação (4.7) fica

$$P_d(r_d, t_d) = \frac{1}{2} \left\{ \ln\left(\frac{t_d}{r_d^2}\right) + 0.809 \right\} = \frac{1}{2} \ln\left(\frac{4t_d}{e^\gamma r_d^2}\right) \quad (4.11)$$

onde, $\gamma = 0,5772$ (constante de Euler).

4.2 - Equação geral para um teste de crescimento de pressão

A pressão estática no instante Δt_d após um período de produção t_{pd} pode ser obtida superpondo um poço injetor com vazão idêntica ao poço original, o qual é considerado ainda em produção. Isto provoca uma vazão equivalente nula após o tempo de produção t_{pd} .

A equação geral de um teste de crescimento de pressão é deduzida a partir da Figura (4.1).

A pressão adimensional durante o período de fechamento do poço pode ser assim definida

$$P_{ds}(\Delta t_d) = P_{wd}(t_{pd} + \Delta t_d) - P_{wd}(\Delta t_d) \quad (4.12)$$

onde $\Delta t_d = t_d - t_{pd}$.

A equação (4.12) considera $P_{wd}(t_d) \approx P_{wd}(t_{pd})$. Esta condição normalmente é satisfeita quando $t_{pd} \gg \Delta t_d$.

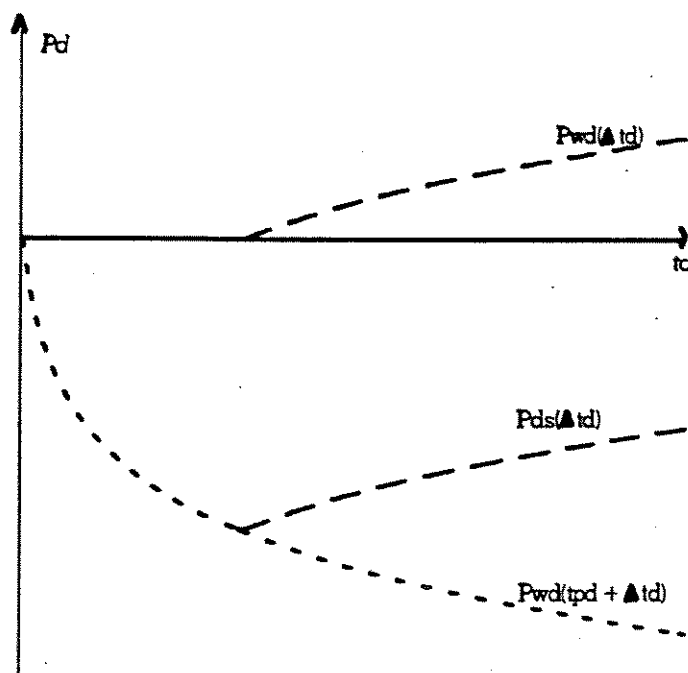


Figura 4.1 - Dedução da equação de um teste de crescimento de pressão

Se, no instante t_d o reservatório ainda possui comportamento infinito, a pressão do poço produtor é determinada pela equação (4.11)

$$P_{wd}(t_{pd} + \Delta t_d) = \frac{1}{2} \ln \left\{ \frac{4(t_{pd} + \Delta t_d)}{e^r} \right\} + s \quad (4.13)$$

e, a pressão no poço injetor é

$$P_{wd}(\Delta t_d) = \frac{1}{2} \ln \left\{ \frac{4\Delta t_d}{e^r} \right\} + s \quad (4.14)$$

Substituindo as equações (4.13) e (4.14) na equação (4.12) resulta

$$P_{ds}(\Delta t d) = \frac{1}{2} \ln \left\{ \frac{t_{pd} + \Delta t d}{\Delta t d} \right\} \quad (4.15)$$

ou, em logaritmo decimal

$$P_{ds}(\Delta t d) = 1,151 \log \left\{ \frac{t_{pd} + \Delta t d}{\Delta t d} \right\} \quad (4.16)$$

Utilizando a definição de variáveis adimensionais

$$\frac{2\pi kh}{qB\mu} \{P_i - P_{ws}(\Delta t)\} = 1,151 \log \left\{ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right\} \quad (4.17)$$

ou, reordenando as variáveis da equação (4.17)

$$P_{ws}(\Delta t) = P_i - m \log \left\{ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right\} \quad (4.18)$$

onde

$$m = 1,151 \frac{qB\mu}{2\pi kh} \quad (4.19)$$

Um gráfico $P_{ws}(\Delta t)$ versus $\log \{(t_p + \Delta t)/\Delta t\}$, figura (4.2), terá um comportamento de linha reta com inclinação "m" se houver regime de fluxo radial com comportamento infinito. Este é o método de Horner para obtenção da permeabilidade equivalente.

4.3 - DETERMINAÇÃO DO REGIME DE FLUXO

As características do reservatório nas proximidades de um poço podem ser determinadas a partir da interpretação dos dados de pressão obtidos durante um teste de formação.

Num teste de formação, um sinal conhecido (por exemplo, um fluxo constante do fluido do reservatório) é aplicado a um sistema não conhecido (o reservatório) e a resposta daquele sistema (a mudança na pressão do reservatório) é medida durante o teste, Gringarten (1979).

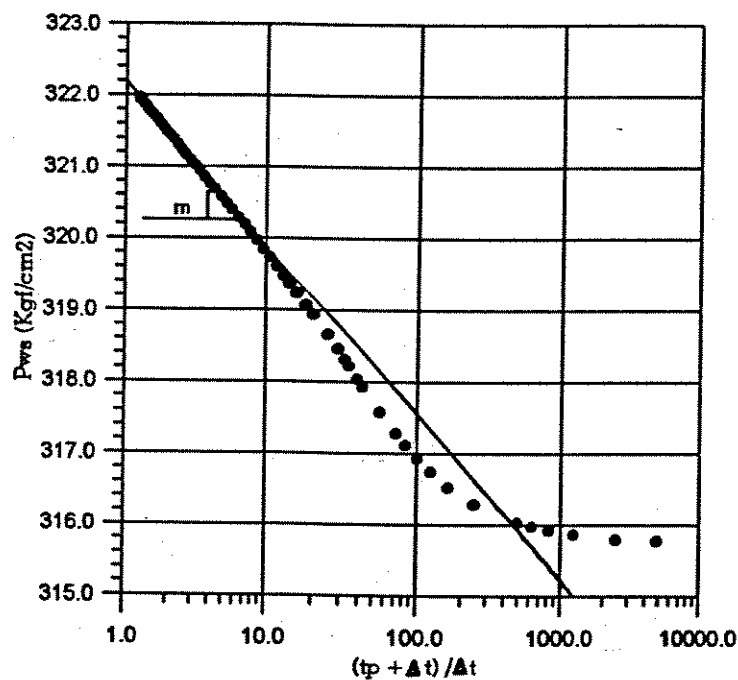


Figura 4.2: Gráfico de Horner. Determinação da inclinação "m" da linha reta semi-log

A finalidade da interpretação do teste de formação é identificar o sistema, conhecendo-se apenas o sinal introduzido (fluxo) e a correspondente resposta (pressão). Este tipo de problema é conhecido como o problema inverso.

A interpretação de dados de testes de pressão normalmente é realizada em duas etapas:

- a) Identificação dos regimes de fluxo (estocagem, radial transiente, pseudo-permanente, etc...) utilizando curvas-tipo (Ramey, Gringarten, derivada, etc...);
- b) Utilização do modelo de reservatório teórico correspondente ao regime de fluxo identificado para a solução do problema inverso através de métodos específicos (método de Horner, por exemplo).

Curva-tipo é a representação gráfica de um modelo teórico de interpretação que tenta reproduzir o comportamento real do poço e do reservatório que está sendo testado. A análise do teste de formação consiste em encontrar a curva-tipo que melhor se ajuste à resposta do poço e do reservatório durante a realização do teste.

Um método eficiente para identificação do comportamento dinâmico do poço e do reservatório durante o teste de formação, é a utilização da derivada da pressão em função do tempo de teste. Um gráfico log-log da derivada da pressão versus tempo de teste permite a identificação do período de teste em que o fluxo comporta-se como estocagem pura, caracterizada por uma linha reta com inclinação unitária. Uma estabilização no valor da derivada indica a ocorrência de um fluxo radial

transiente. Uma tendência de subida ou descida na parte final dos dados indica efeitos de limites.

A equação que define o comportamento de pressão em um poço durante o período de estática, equação (4.17), pode ser reescrita da seguinte forma

$$P_{ws}(\Delta t) = P_i - \frac{qB\mu}{4\pi Kh} \ln\left\{\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right\} \quad (4.20)$$

Derivando a equação (4.20) em relação a Δt

$$P_{ws}'(\Delta t) = \frac{qB\mu}{4\pi Kh} \frac{t_p}{(t_p + \Delta t)} \frac{1}{\Delta t} \quad (4.21)$$

ou, rearranjando os termos

$$\Delta t \frac{(t_p + \Delta t)}{t_p} P_{ws}'(\Delta t) = \frac{qB\mu}{4\pi Kh} \quad (4.22)$$

Assim, um gráfico de $\Delta t \cdot [(t_p + \Delta t)/t_p] \cdot P_{ws}'(\Delta t)$ versus Δt apresentará um valor constante e inversamente proporcional a permeabilidade da região investigada se, durante a realização do teste, o reservatório apresentar um comportamento de fluxo radial infinito. O valor da derivada será definida pelas características rocha/fluido do reservatório assim como da vazão do poço durante o período de fluxo, anterior ao fechamento do poço.

CAPÍTULO V

PERMEABILIDADE EQUIVALENTE EM RESERVATÓRIOS HOMOGÊNEOS

Com este capítulo pretende-se mostrar que a técnica de gerar testes de pressão em simuladores numéricos e usar as equações deduzidas no capítulo IV para sua interpretação, reproduz a permeabilidade esperada do reservatório.

Os testes de pressão em poços foram reproduzidos no simulador comercial "SimBest", versão 1.0. É um simulador do tipo "black oil", desenvolvido pela "Scientific Software-Intercomp Inc.", (1985).

Num primeiro modelo de reservatório homogêneo em que foi obtido um teste de pressão, foi constatado um desvio do comportamento de pressão nos instantes iniciais de crescimento de pressão. Após este período, obteve-se o valor da permeabilidade esperada.

Outro teste de pressão foi gerado com o mesmo modelo de reservatório, mas com menores dimensões para as células do poço. Neste caso, o comportamento da pressão do teste simulado reproduz a teoria da análise de teste desde os instantes iniciais do fechamento do poço.

Constatou-se que a influência do tamanho das células do poço é significativa nos instantes iniciais do teste, onde a variação de pressão com o tempo é muito

5 Permeabilidade equivalente em reservatórios homogêneos

grande. Contudo, uma adequada interpretação do teste permite eliminar estes efeitos, não afetando o cálculo da permeabilidade equivalente.

Um terceiro modelo de reservatório é utilizado, onde as fronteiras externas são "detectadas" pelo poço durante o teste de crescimento de pressão.

Os testes são obtidos em um poço vertical colocado no centro de um reservatório homogêneo, com permeabilidade absoluta de 100 mD e composto de 37x37x7 células. O poço é aberto ao fluxo em todas as camadas com uma vazão constante de 100,0 m³/dia.

Os parâmetros utilizados para a simulação dos testes em poços estão apresentados na Tabela (5.1).

$P_i = 322,2 \text{ Kgf/cm}^2 @ -3000\text{m}$	$C_o = 136,5 \cdot 10^{-6} (\text{Kgf/cm}^2)^{-1}$
$P_{sat} = 212,1 \text{ kgf/cm}^2$	$C_f = 70 \cdot 10^{-6} (\text{Kgf/cm}^2)^{-1} @ 267 \text{ Kgf/cm}^2$
$S_{wi} = 0,18$	$C_w = 50 \cdot 10^{-6} (\text{Kgf/cm}^2)^{-1}$
$S_{or} = 0,23$	$\mu_w = 0,342 \text{ cp}$
$K_{ro} = 0,70 @ S_{wi}$	$B_w = 1.046 \text{ m}^3/\text{m}^3 \text{ STD}$
$B_o = 1,319 \text{ m}^3/\text{m}^3 \text{ STD} @ 322 \text{ Kgf/cm}^2$	$\phi = 0,275$
$\mu_o = 1,933 \text{ cp} @ 322 \text{ Kgf/cm}^2$	$\Delta t = 48 \text{ horas}$
$R_{si} = 109,5 \text{ m}^3/\text{m}^3$	$t_p = 12 \text{ horas}$

TABELA 5.1 - Dados utilizados para a simulação de um teste de formação com reservatório homogêneo e isotrópico

5.1 - Teste de pressão com células do poço de dimensões 15x15x5 m

Para a determinação da permeabilidade equivalente a partir da interpretação de um teste de formação torna-se necessário a identificação do regime de fluxo existente durante parte ou todo período de realização do teste.

Para a simulação de um teste de formação subdividiu-se o reservatório em 9583 células (37x37x7), de dimensões 15x15x5 m. Todos os blocos possuem permeabilidades absolutas idênticas e iguais a 100 mD (reservatório homogêneo e isotrópico). Na simulação, admitiu-se o reservatório sem dano de formação e sem estocagem. A pressão no poço nestas condições, admitindo comportamento radial infinito durante o período de fechamento, é obtida da equação (4.17).

Assim, colocando-se em um gráfico o valor de

$$\frac{2\pi Kh}{qB\mu} \{P_i - P_{ws}(\Delta t)\} \text{ versus } \log \left\{ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right\}$$

a ocorrência de fluxo radial transiente será identificado por uma reta semi-log com inclinação 1,151.

Utilizando os dados da Tabela (5.1), tem-se

$$0,505.(322,2 - P_{ws}(\Delta t)) = 1,151 \log\left(\frac{12 + \Delta t}{\Delta t}\right)$$

Com os dados de pressão obtidos da simulação do teste de formação foi gerada a figura (5.1). A equação (4.17) define o comportamento da pressão num regime radial infinito e em reservatório homogêneo. Estas condições são utilizadas

5 Permeabilidade equivalente em reservatórios homogêneos

para a simulação do teste do poço e era esperado que os pontos de pressão se alinhassem segundo uma linha reta, com inclinação 1,151 kgf/cm²/ciclo. Contudo, para $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ maior que 7, os dados de pressão estão totalmente anômalos. Para $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ menor que 7 é possível interpolar uma linha reta log-log. Esta reta apresenta inclinação 1,170 kgf/cm²/ciclo, similar àquela esperada para o regime de fluxo radial infinito.

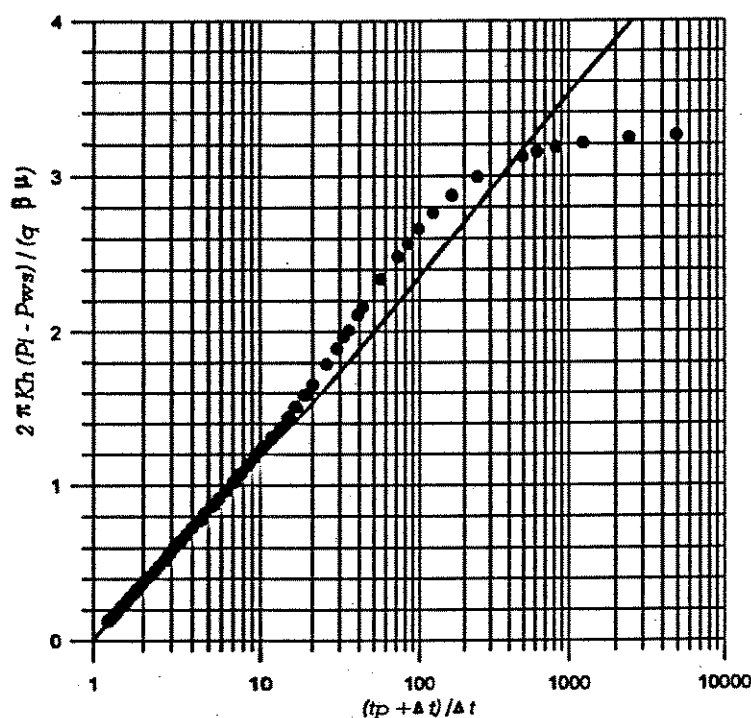


Figura 5.1 - Comportamento da pressão no poço para um teste simulado em reservatório homogêneo

Como o período de crescimento de pressão durante a estática cresce da direita para a esquerda na figura (5.1), fica claro que os pontos iniciais de pressão não reproduzem a teoria de análise de testes. Será visto a seguir que esta anomalia é decorrente da dispersão numérica do simulador de fluxo e é influenciada pelas

5 Permeabilidade equivalente em reservatórios homogêneos

dimensões das células do poço. Consequentemente, torna-se necessário, definir o instante em que o simulador começa a reproduzir a teoria clássica do comportamento de pressão.

Pelas condições utilizadas na simulação, sem estocagem e dano, é de se esperar para a derivada da pressão durante o período de estática, $P_{ws}'(\Delta t)$, um comportamento de fluxo radial transiente. Num gráfico log-log este comportamento é representado por uma linha reta e de valor constante. Todavia, a interpretação do teste de formação simulado mostrou que, para os momentos iniciais do período de estática, a derivada da pressão tem um comportamento diferente do esperado, figura (5.2).

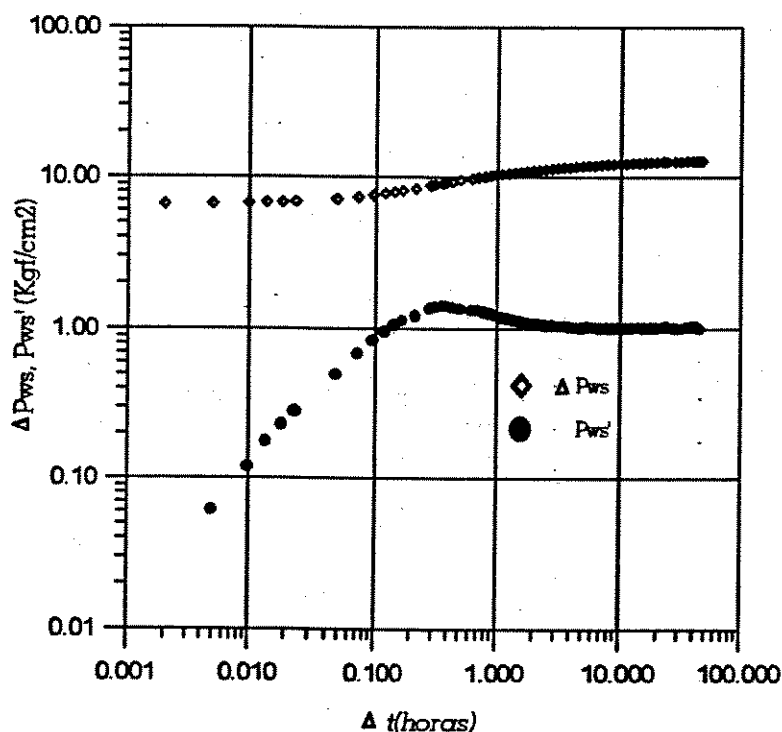


Figura 5.2 - Método da derivada da pressão. Células do poço com dimensões 15m x 15 m

5 Permeabilidade equivalente em reservatórios homogêneos

A derivada da pressão obtida a partir da resposta da simulação de um teste de formação indica que o fluxo radial infinito não está ocorrendo logo após o fechamento do poço. Quando os dados do teste simulado são utilizados para gerar o gráfico de Horner, figura (5.3), também fica evidente um período inicial que não representa um comportamento radial infinito, mas apenas, a partir do momento em que a inclinação da curva permanece constante, com inclinação "m". Tal fato pode ser decorrente da discretização da malha, muito grande para os pequenos tempos de resposta exigidos para a simulação de um teste de formação.

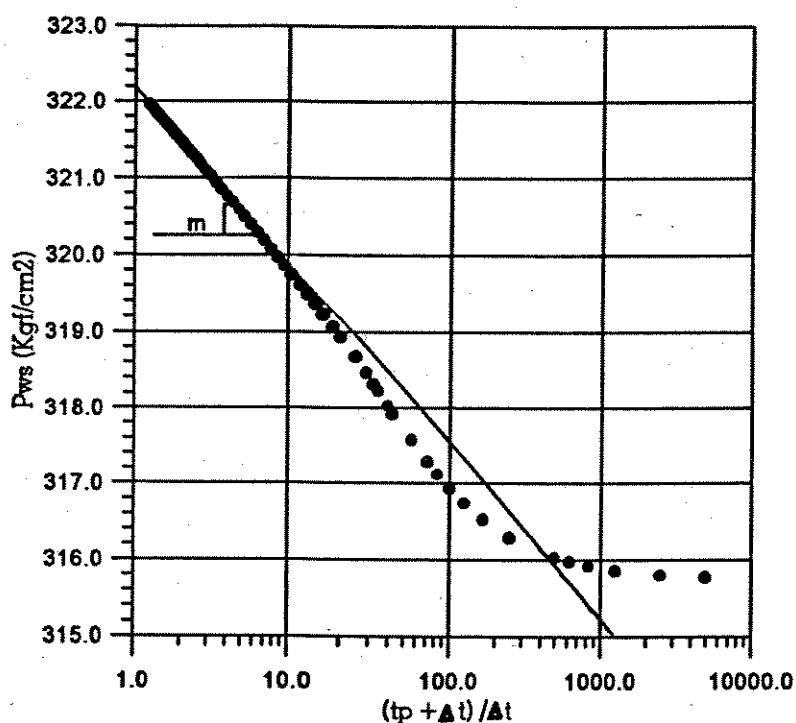


Figura 5.3: Determinação da inclinação "m" da linha reta semi-log.
Células do poço com dimensões 15m x 15 m

A determinação da permeabilidade absoluta é realizada utilizando a equação (4.19), onde "m" é a inclinação da linha reta semi-log. O método da derivada, figura

(5.2), indica que após um período aproximado de 5 horas, a resposta do teste simulado comporta-se como radial infinito. Utilizando este ponto para o início da linha reta semi-log, a inclinação obtida do gráfico de Horner figura (5.3) é $m = 2,320$ Kgf/cm²/ciclo. Com os dados da tabela (5.1), tem-se

$$K = 98,3 \text{ mD}$$

ou seja, a permeabilidade absoluta calculada pelo comportamento de pressão no poço durante o período de estática, utilizando o método da derivada da pressão para determinar o início do período de fluxo radial transiente e, o método de Horner para definir a inclinação "m" foi de 98,3 mD. Este valor é similar àquele utilizado na simulação do teste (100 mD).

5.2 - Teste de pressão com células do poço de dimensões 1x1x5 m

Para verificar se a dimensão das células do poço estariam afetando o comportamento da resposta de pressão nos tempos iniciais da estática, reduziu-se as dimensões horizontais das células sendo que, aquelas pertencentes ao poço, têm 1x1 m. As células laterais foram multiplicadas pelo fator 1,5 em relação à célula vizinha anterior, de modo que a extensão horizontal do reservatório permaneceu idêntica em relação à análise anterior.

O efeito de dispersão numérica praticamente inexistente neste caso, como pode ser observado no comportamento da curva da derivada da pressão durante o fechamento do poço, figura (5.4).

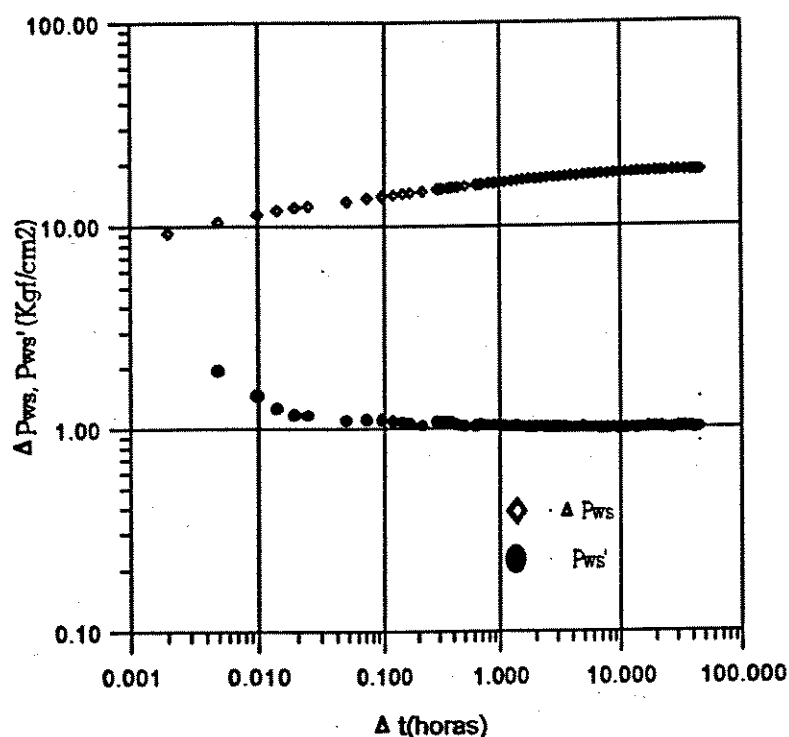


Figura 5.4 - Método da derivada da pressão com células de dimensões 1m x 1m

O gráfico de Horner, figura (5.5), indica um comportamento de fluxo radial infinito em quase todo o tempo de duração da estática onde a inclinação "m" da linha reta semi-log permanece constante. A inclinação da linha reta do gráfico de Horner, obtida nos casos analisados tendo ou não efeitos de discretização da malha sobre o comportamento da pressão no poço é idêntica, de modo que, tais condições não afetam a determinação da permeabilidade equivalente. Tal afirmação é verdadeira desde que o período com comportamento radial infinito seja bem definido, sem os efeitos iniciais de dispersão numérica e efeitos de fronteiras do reservatório.

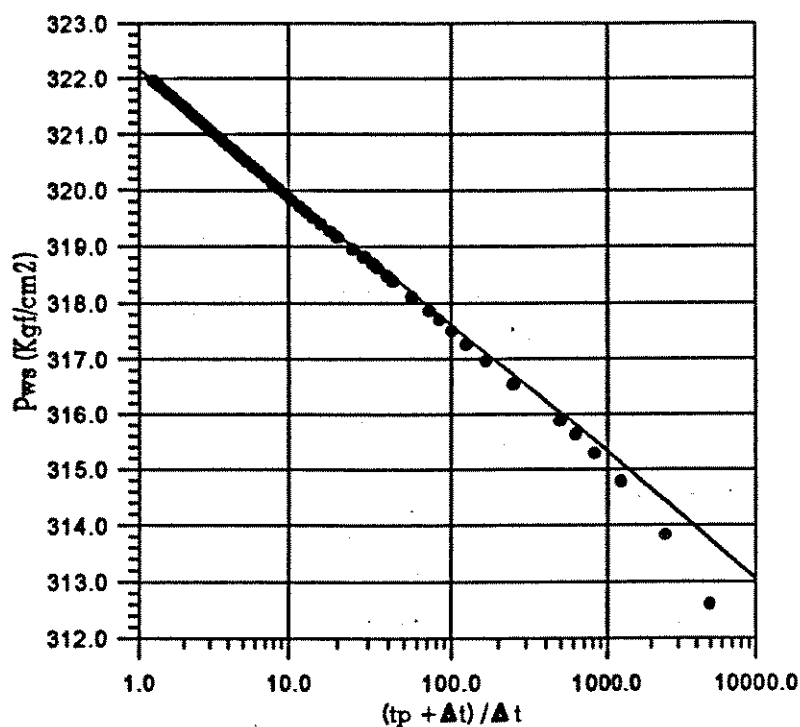


Figura 5.5 - Inclinação "m" da simulação de teste com células do poço de 1m x 1m

5.3 - Simulação com efeitos das fronteiras do reservatório

Nesta análise, as dimensões horizontais das células do poço foram mantidas em 1m x 1m enquanto a dimensão do reservatório foi reduzida a 220m x 220m x 35m. Os resultados obtidos estão apresentados nas figuras (5.6) e (5.7), onde estão representados o comportamento da derivada da pressão e o gráfico de Horner, respectivamente.

Analisando o comportamento da derivada da pressão e do gráfico de Horner verifica-se que as fronteiras externas do reservatório são atingidas antes do término do teste simulado.

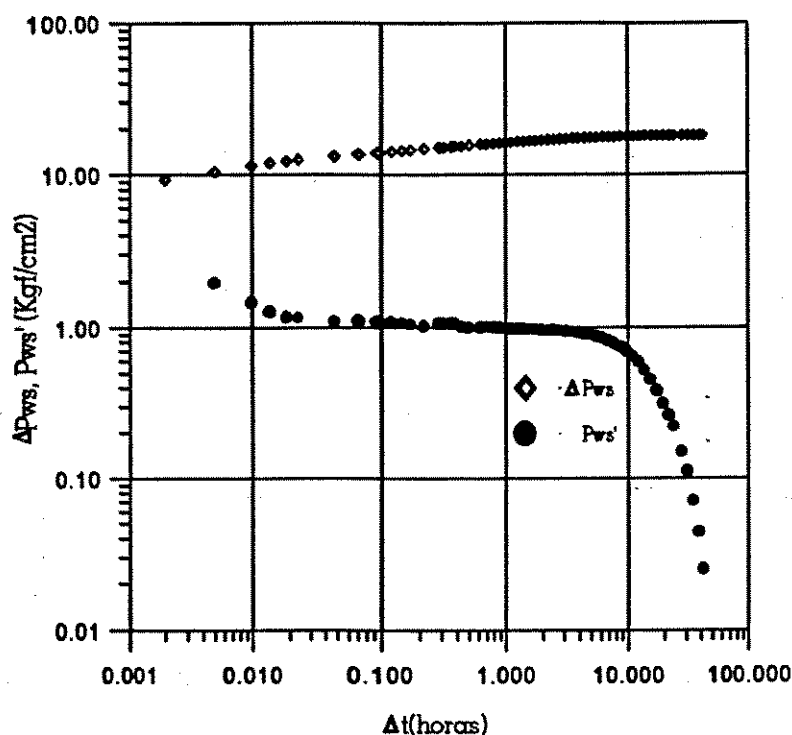


Figura 5.6 - Curva da derivada da pressão indicando influência das fronteiras externas do reservatório

A curva da derivada da pressão, durante o regime de fluxo radial infinito, manteve-se num patamar razoavelmente constante e idêntico àqueles dos casos anteriores; atingidas as fronteiras seladas do reservatório, a variação da pressão no poço torna-se cada vez menor de modo que a sua derivada tende a zero. Por sua vez, o gráfico de Horner mantém-se com inclinação "m" constante e, quando atingidas as fronteiras externas, ocorre um desvio da linha reta semi-log.

Após um período de aproximadamente 5 horas do fechamento do poço, o comportamento da curva da derivada da pressão indica o início do período de fluxo

5 Permeabilidade equivalente em reservatórios homogêneos

de transição ou transiente tardio. A duração do período de transição depende da relação da forma poço-reservatório. Passado este período, normalmente curto para um reservatório quadrado e sem fluxo através das fronteiras, inicia-se o regime de fluxo pseudo-permanente. A partir deste instante a pressão no poço varia linearmente com o tempo, figura (5.8).

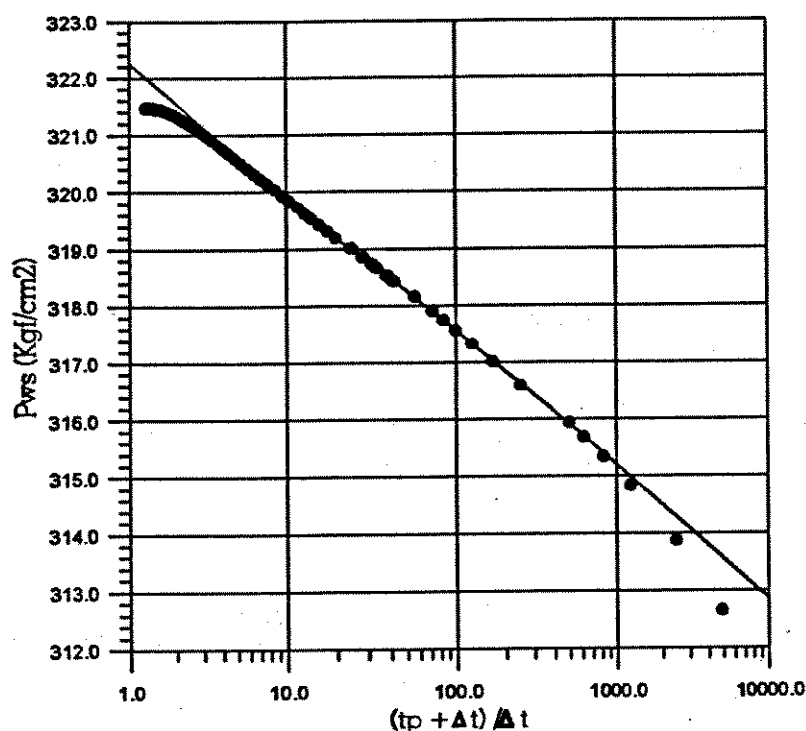


Figura 5.7 - Influência das fronteiras externas do reservatório no comportamento do gráfico de Horner

O comportamento de fluxo radial infinito deixa de existir quando os limites externos do reservatório começam a afetar a pressão no poço. O início do regime pseudo-permanente é determinado a partir da seguinte relação

5 Permeabilidade equivalente em reservatórios homogêneos

$$(t_{da}) = \frac{K \cdot t_{pss}}{\phi \mu C A}$$

Para um reservatório quadrado com um poço no centro, $(t_{da})_{pss} = 0,1$. Com os dados da tabela (5.1), determina-se o instante em que a pressão no poço inicia um comportamento linear com o tempo (início do regime pseudo-permanente)

$$t_{pss} = 20,2 \text{ horas}$$

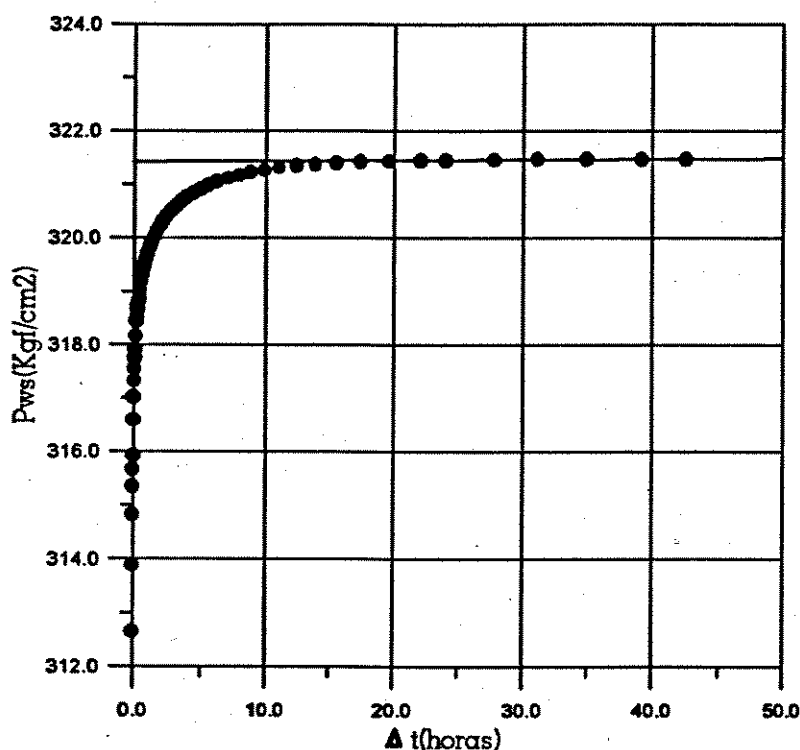


Figura 5.8 - Teste simulado apresentando comportamento de regime pseudo-permanente

A figura (5.8) comprova o resultado acima, mostrando que, para tempos superiores a 20 horas de estática, o comportamento de pressão linear no poço

5 Permeabilidade equivalente em reservatórios homogêneos

caracteriza o regime pseudo-permanente.

Comprovada a eficácia da utilização do simulador numérico para gerar testes de pressão em poços, pretende-se, no próximo capítulo, determinar a influência de diferentes distribuições espaciais da permeabilidade de pequena escala, no comportamento da pressão no poço. Modelos estocásticos de reservatórios serão obtidos considerando diferentes distribuições espaciais, sem a inclusão de dados de testes. A hipótese de significativas variações da permeabilidade equivalente, obtida em um poço colocado no centro do reservatório, será importante para permitir a redução das incertezas da distribuição espacial através de testes de pressão.

CAPÍTULO VI

PERMEABILIDADE EQUIVALENTE EM RESERVATÓRIOS HETEROGÊNEOS

A geração de testes de pressão em simuladores de fluxo permite avaliar se os modelos numéricos de reservatórios possuem um comportamento hidráulico equivalente ao reservatório real. A inclusão dos dados de testes na caracterização de reservatórios, associados aos modelos estocásticos, possibilita uma visão mais dinâmica da região investigada pelo teste. Facilita a determinação de características do reservatório que dependem da interação rocha-fluido.

Neste capítulo pretende-se avaliar o impacto de diferentes distribuições espaciais da permeabilidade no comportamento da pressão em um poço localizado no centro do reservatório e, conseqüentemente, obter a permeabilidade equivalente de cada modelo. Serão comparados modelos com diferentes parâmetros geoestatísticos, tais como amplitude de variogramas e proporções da fácies não reservatório.

Caso os resultados confirmem sensíveis variações de permeabilidade equivalente entre os modelos sinteticamente gerados, será possível a utilização dos dados de testes como uma técnica de pós-processamento das imagens para seleção daquelas que representam efetivamente o reservatório.

6.1 - Modelos de reservatórios estocásticos

Os dados de um teste de formação podem ser vistos como uma restrição na distribuição da permeabilidade na vizinhança do poço avaliado.

A obtenção da permeabilidade equivalente a partir de dados de um teste de formação está condicionada a determinadas condições específicas do reservatório analisado. Há na literatura vários métodos de interpretação de testes e são utilizados dependendo do modelo de reservatório que melhor caracteriza o intervalo testado. Pode-se citar, entre outros,

- reservatório homogêneo infinito;
- reservatório naturalmente fraturado;
- reservatório hidráulicamente fraturado;
- reservatório com dupla porosidade.

Por outro lado, soluções para reservatórios com variações de permeabilidade aleatoriamente distribuídas envolvem muitas hipóteses simplificadoras cujo impacto na precisão das aproximações não está ainda bem documentada, Alabert (1989).

Pressupondo que tais formações comportam-se como um reservatório hidráulicamente homogêneo, é possível condicionar os modelos de permeabilidade estocástica às informações de um teste de formação. Também, sendo possível obter uma permeabilidade média a partir de um teste de formação,

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

esta será uma restrição à distribuição da permeabilidade de pequena escala ao redor do poço. Sob este enfoque, foram geradas diversas imagens, cuja variabilidade espacial limitou-se àquela da permeabilidade absoluta.

A simulação estocástica consistiu em obter a distribuição espacial da permeabilidade podendo assumir apenas dois valores, 150 mD ou zero, representando um bloco reservatório ou não reservatório, respectivamente. O reservatório foi modelado em três dimensões, com 49x49x4 células de 20m x 20m x 5m.

Os modelos foram gerados a partir do programa SISIMPDF da biblioteca GSLIB, Geostatistical Software Library, desenvolvido por Deutsch & Journel (1992), empregado para a simulação da variável indicatriz.

Apenas quatro blocos possuem dados condicionantes e estão localizados nas células (25,25), nas quatro camadas existentes. Nestas células considerou-se aquela da camada dois como sendo não reservatório e as demais com permeabilidades de 150 mD.

Os modelos foram considerados isotrópicos nas direções X e Y (plano horizontal), enquanto que, amplitude do variograma vertical foi mantida constante em todos os modelos e igual a 3m.

Vários modelos estocásticos foram gerados de modo a analisar a influência da proporção de fácies não reservatório e amplitude dos variogramas na permeabilidade equivalente das realizações obtidas.

O modelo exponencial de variograma foi utilizado nas simulações, com

amplitudes variando de zero a 250m, enquanto que a proporção de fácies não reservatório variou no intervalo de zero a 35%. O raio de investigação utilizado nas simulações foi mantido constante e igual a 40m no plano horizontal e 5m no plano vertical. O patamar dos variogramas foi definido pela proporção das fácies no modelo simulado.

6.2 - Testes de formação em modelos estocásticos de reservatórios

A simulação de testes de formação em reservatórios foi realizada com o simulador de fluxo SimBest-1 a partir da distribuição das fácies reservatório e não reservatório, obtidas pela simulação estocástica. O método de solução utilizado foi o IMPES, uma vez que a dispersão numérica é sempre menor que o método totalmente implícito, além de apresentar menor tempo de execução.

A simulação do teste de formação consistiu em colocar em produção um poço vertical no centro do reservatório nas células (25,25), camadas 1, 3 e 4. A célula (25,25,2) possui permeabilidade nula. O poço foi colocado em produção com uma vazão constante de 100 m³/dia durante um período de 12 horas. A seguir, o poço é fechado e observado o comportamento de pressão por um período de 48 horas. Os dados de rocha e fluidos utilizados na simulação do teste de formação estão apresentados na Tabela (5.1). O reservatório possui as fronteiras externas seladas,

não tem aquífero e a pressão está acima da pressão de saturação.

6.3 - Obtenção da permeabilidade equivalente

O comportamento da pressão no poço durante o período de estática determina a permeabilidade equivalente do reservatório nas imediações do poço. O gráfico da derivada da pressão, associado à variação da pressão estática, define o período em que o fluxo no poço comporta-se como radial infinito. Nos instantes iniciais do período de estática, a variação de pressão é bastante acentuada. Para observar o comportamento deste rápido crescimento de pressão são necessários resultados em intervalos de tempo bastante reduzidos.

Como constatado no capítulo V, o comportamento da pressão no poço gerado pelo simulador nos instantes iniciais do período de estática, não reproduz os valores desejados. Assim, o gráfico da derivada da pressão será utilizado para definir os dados pertencentes ao regime radial infinito e, a inclinação da linha reta semi-log no gráfico de Horner determinará a permeabilidade equivalente da região investigada pelo teste.

A permeabilidade equivalente será função das características geoestatísticas utilizadas na modelagem do reservatório. Observou-se que, quanto menor a correlação entre os dados de cada fácies (menor amplitude do variograma), menor a permeabilidade equivalente.

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

Na figura (6.1.a) pode ser observada a imagem da camada superior de um reservatório com 5% de fácies não reservatório, modelado com variograma apresentando efeito de pepita puro (sem correlação entre os dados condicionantes e dados simulados).

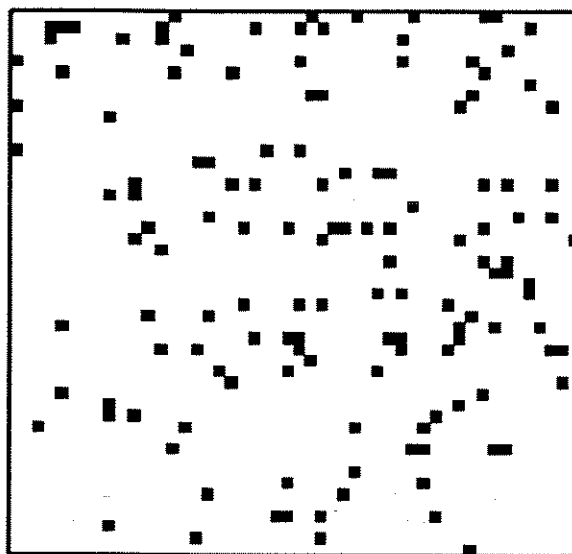


Figura 6.1.a - Imagem com 5% de fácies não reservatório e dados sem correlação

A simulação de um teste de formação no reservatório assim modelado apresentou o comportamento de pressão durante a estática mostrado na figura (6.1.b). A derivada de pressão indica comportamento radial infinito para $\Delta t \geq 2,0$ horas. Utilizando este instante para início da linha reta semi-log no gráfico de Horner, figura (6.1.c) obtém-se a inclinação m (neste caso, $m = 3,08 \text{ Kg/cm}^2/\text{ciclo}$). A permeabilidade equivalente é definida pela equação (4.19),

$$K = 129,6 \text{ mD.}$$

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

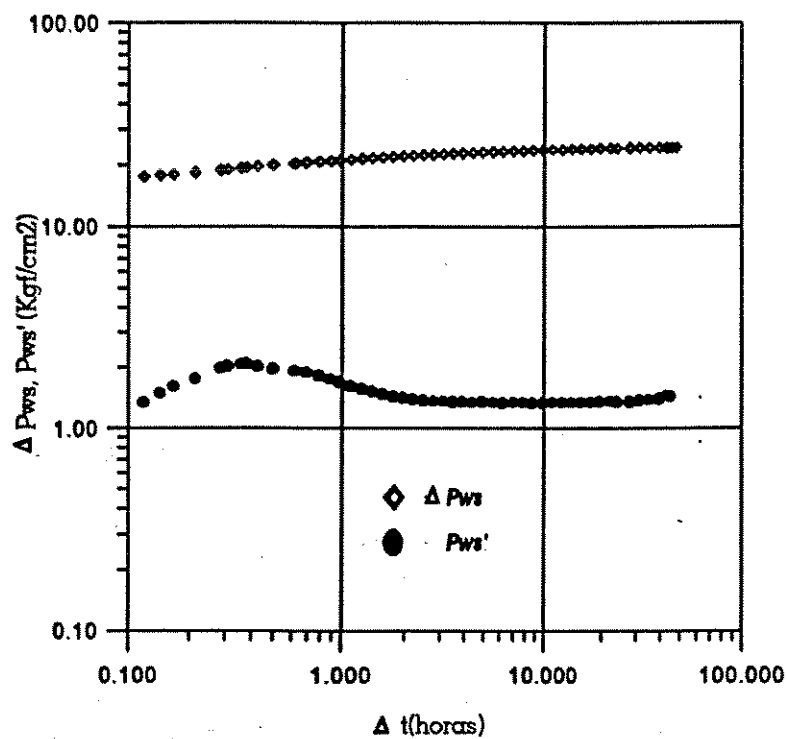


Figura 6.1.b - Derivada da pressão para imagem com 5% de fácies não reservatório

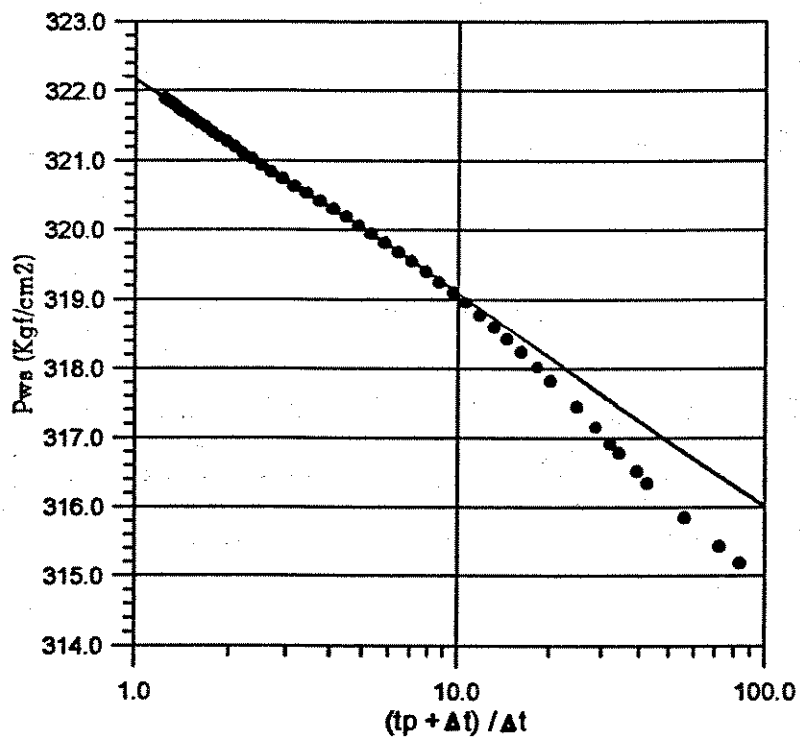


Figura 6.1.c: Inclinação da linha reta semi-log. Imagem com 5% de fácies não reservatório

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

Nas figuras (6.2.a), (6.2.b) e (6.2.c) estão os gráficos que representam um reservatório modelado com uma proporção de fácies não reservatório de 15% e variograma com amplitude de 10m. A inclinação da linha reta semi-log, obtida do gráfico de Horner, é 4,24 kgf/cm²/ciclo e, a permeabilidade equivalente calculada de 94,0 mD, é muito inferior àquela obtida do modelo apresentado na figura (6.1.a).



Figura 6.2.a - Imagem com 15% de fácies não reservatório e variograma horizontal com amplitude de 10m.

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

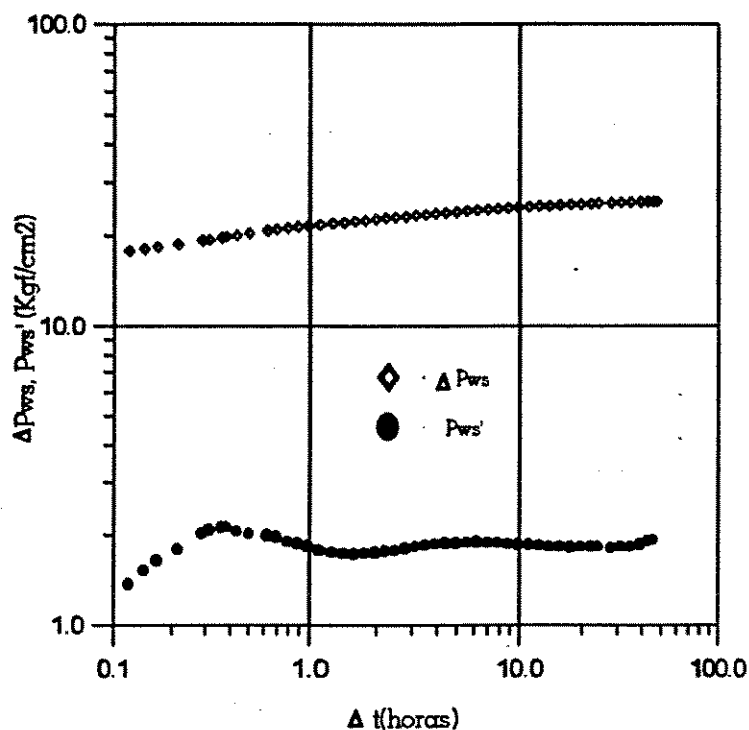


Figura 6.2.b: Derivada e variação da pressão estática em imagem com 15% de fácies não reservatório

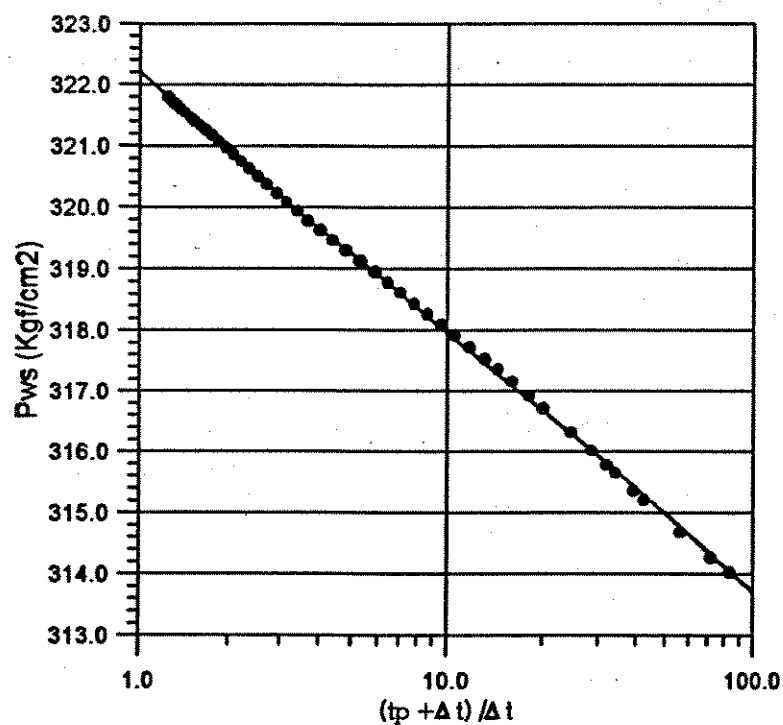


Figura 6.2.c: Inclinação da linha reta semi-log para uma imagem com 15% de fácies não reservatório

6.4 - Influência da amplitude do variograma e proporção de fácies não reservatório sobre a permeabilidade equivalente

A permeabilidade equivalente em diversos reservatórios modelados estocasticamente é obtida através da simulação de teste de poço. A única variabilidade espacial entre os modelos simulados é a permeabilidade absoluta e, os demais parâmetros mantidos constantes. Os modelos apresentam apenas duas fácies:

- fácies reservatório com permeabilidade absoluta de 150 mD;
- fácies não reservatório com permeabilidade nula.

A sequência adotada para a obtenção dos resultados desta análise consistiu das seguintes etapas:

- simulação estocástica do modelo de reservatório;
- simulação de um teste de formação através de um poço colocado no centro do reservatório;
- interpretação do teste de formação para obtenção da permeabilidade equivalente do modelo de reservatório simulado.

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

A figura (6.3) mostra a permeabilidade equivalente como função da proporção de fácies não reservatório, indicando uma redução superior a 50% da permeabilidade absoluta de um reservatório homogêneo quando a proporção de fácies não reservatório é da ordem de 25% e pequena correlação entre os dados condicionantes e dados simulados. Por sua vez, a figura (6.4) apresenta a permeabilidade equivalente como função da amplitude do variograma da fácies não reservatório. Verifica-se que, para pequenas correlações entre os dados, a permeabilidade equivalente é menor que aquela existente em variogramas com maiores amplitudes. Observa-se que não existe uma relação linear entre o aumento da fácies não reservatório e a respectiva redução da permeabilidade.

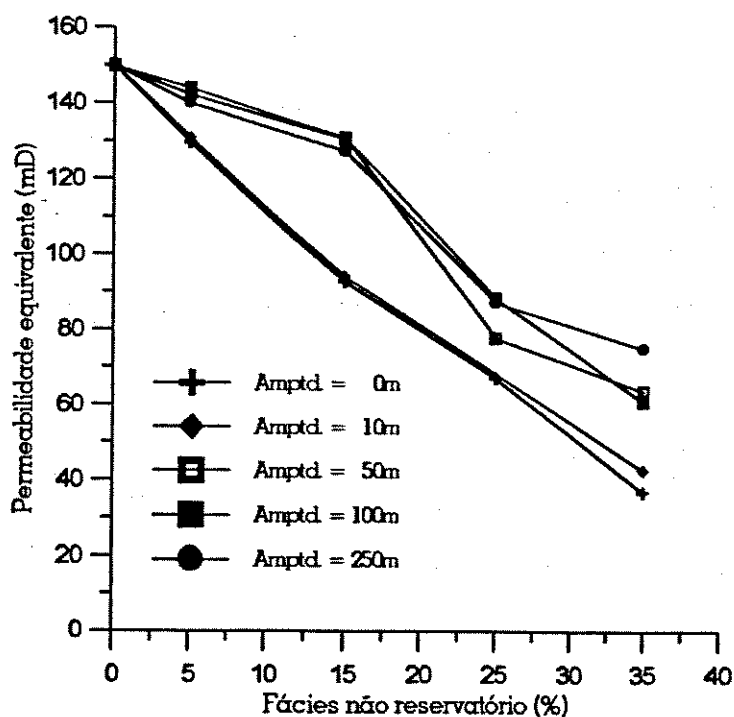


Figura 6.3: Permeabilidade equivalente versus proporção de fácies não reservatório

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

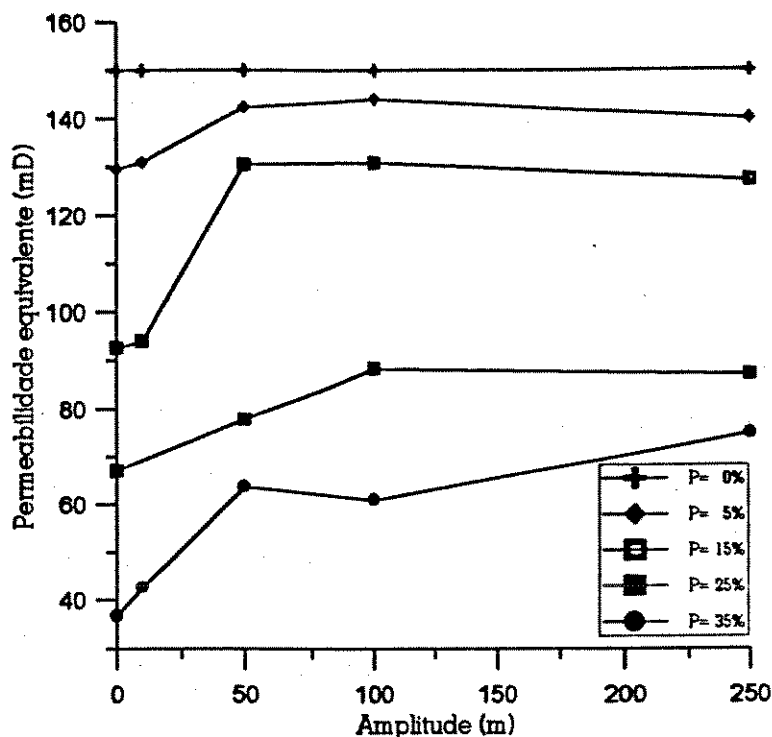


Figura 6.4: Permeabilidade equivalente versus amplitude do variograma da fácies não reservatório.

6.5 - Influência do modelo estocástico na definição do regime de fluxo

A interpretação de um teste de formação para a obtenção da permeabilidade equivalente utilizando o método de Horner pressupõe a existência do regime de fluxo radial infinito, onde as fronteiras do reservatório ainda não foram detectadas. Também considera-se que o reservatório seja homogêneo e isotrópico.

Para a interpretação de testes de formação em reservatórios com heterogeneidades aleatoriamente distribuídas parte-se da premissa que tais

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

formações comportam-se como que hidraulicamente homogêneas quando submetidas a um teste de formação. Constatou-se que esta condição pode ser considerada verdadeira desde que ocorra a presença de pequenas proporções de fácies não reservatório. Em modelos com maiores proporções de fácies não reservatório verificou-se que a hipótese de comportamento homogêneo está condicionada a ausência de correlação entre os dados condicionantes e dados simulados. Tal fato pode ser comprovado observando a figura (6.5.a) onde é mostrado a imagem de uma camada do reservatório modelado com uma proporção de 35% de fácies não reservatório e amplitude do variograma de 50m.

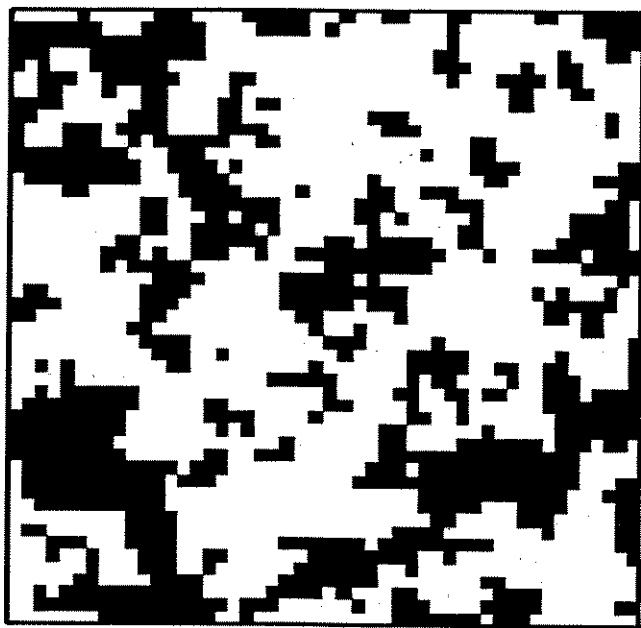


Figura 6.5.a - Imagem com 35% de fácies não reservatório e dados com correlação de 50m.

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

A figura (6.5.b) mostra o comportamento da variação e derivada da pressão estática do teste de formação simulado neste modelo.

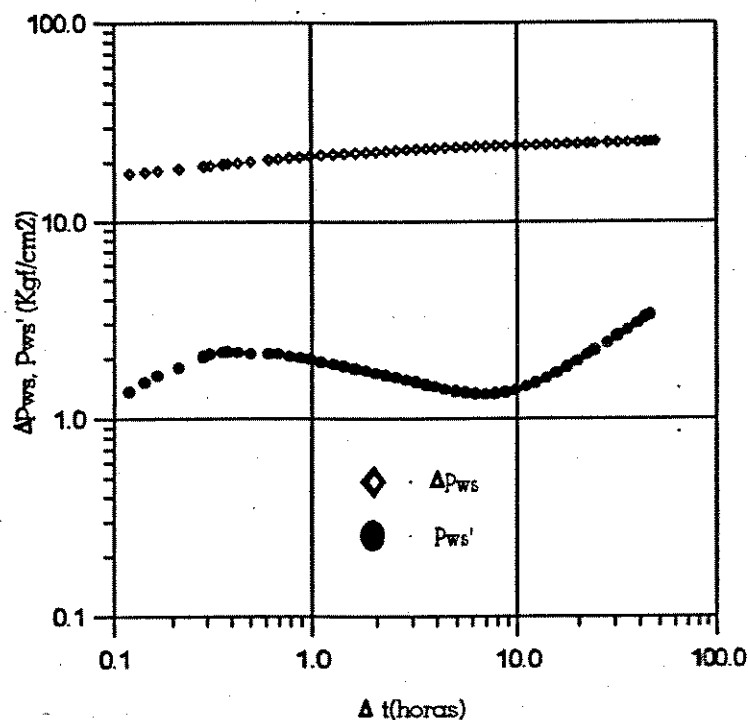


Figura 6.5.b: Derivada da pressão. Imagem com 35% de fácies não reservatório e amplitude do variograma de 50m.

Verifica-se que para os instantes iniciais do fechamento do poço a derivada da pressão é afetada pela dispersão numérica do simulador. Quando o comportamento da derivada tende a um patamar constante indicando um regime de fluxo radial infinito, ocorre um novo incremento do valor da derivada. Como consequência, a obtenção da inclinação da linha reta semi-log do gráfico de Horner, (figura 6.5.c), fica prejudicada, impossibilitando a determinação da permeabilidade equivalente.

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

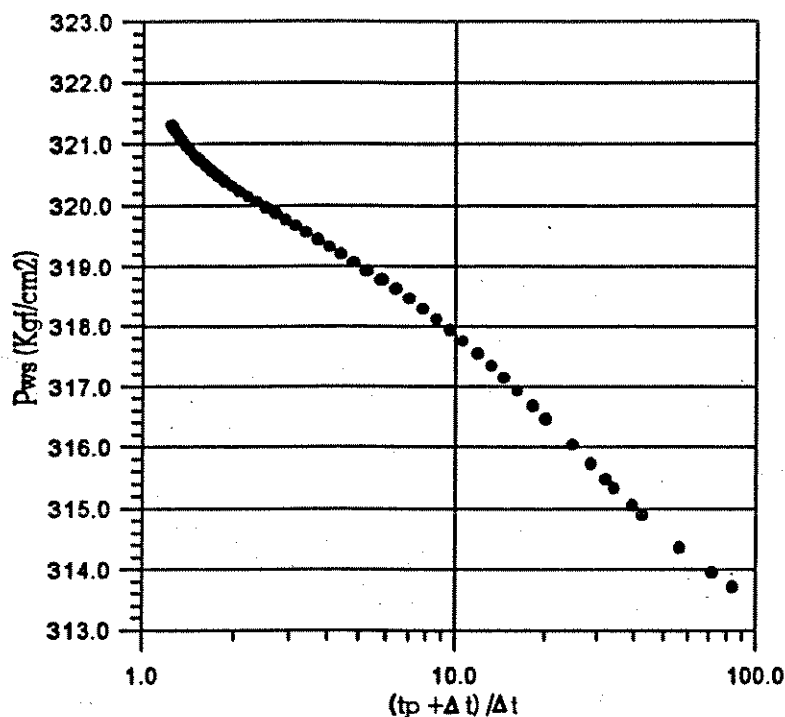


Figura 6.5.c: Influência da fácies não reservatório na determinação da linha reta semi-log.

Neste caso, a hipótese do reservatório comportar-se como que hidraulicamente homogêneo, durante o período de realização do teste, não é válida. Então, outra alternativa para o cálculo da permeabilidade equivalente do volume investigado durante o teste, quando a inclinação da linha reta semi-log (gráfico de Horner) muda a cada instante, deve ser utilizada. Para um reservatório onde a permeabilidade é sempre constante, a determinação é feita a partir da seguinte equação

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

$$K = 1,151 \frac{qB\mu}{2\pi m h} \quad (6.1)$$

ou, em termos da derivada da pressão, equação (4.22),

$$K = \frac{qB\mu}{4\pi h \Delta P'} \quad (6.2)$$

onde,

$$\Delta P' = \Delta t \frac{(t_p + \Delta t)}{t_p} P_{ws}'(\Delta t) \quad (6.3)$$

Oliver (1990) investigou o comportamento de reservatórios compostos durante um teste de formação. Para o caso de duas regiões circulares, distintas apenas por diferentes permeabilidades absolutas, mostrou que a mobilidade das regiões cilíndricas interna e externa são definidas por duas linhas retas com inclinações inversamente proporcionais às respectivas permeabilidades. A inclinação da linha reta semi-log em um dado instante de tempo t é definida pelos valores da permeabilidade de pequena escala que ocorrem em uma região circular definida por um raio interno (r_{int}) e um raio externo (r_{ext}).

Assim, um aumento do valor da derivada da pressão, como observado na figura (6.5.b), indica que está ocorrendo uma diminuição da permeabilidade na região que está sendo investigada.

Na hipótese da simulação de um teste de formação em um reservatório composto, onde a região próxima ao poço possui uma permeabilidade superior

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

àquela da região externa, a curva da derivada da pressão apresentará inicialmente um patamar inferior àquele do final do teste e será inversamente proporcional à permeabilidade.

6.6 - Flutuações da permeabilidade equivalente para diferentes realizações

A simulação estocástica permite gerar infinitos modelos de reservatórios, todos eles satisfazendo as condições impostas pelos dados condicionantes. Cada modelo, contudo, pode ter efeitos não coincidentes com os demais quando submetido a um simulador de fluxo. Com o objetivo de analisar a influência sobre a permeabilidade equivalente de modelos de reservatórios geoestatisticamente equiprováveis, foram geradas cinco imagens com diferentes "sementes". Para o plano x-y considerou-se um reservatório isotrópico com amplitude do variograma exponencial de 50m e, na vertical, uma amplitude de 3m. Na figura (6.6) estão representados os resultados da permeabilidade equivalente para reservatórios com percentuais de fácies não reservatório variando de zero a 35%. A importância deste gráfico está no fato da grande variabilidade apresentada pela permeabilidade equivalente para um mesmo percentual de fácies não reservatório. Desta forma, apesar de geoestatisticamente os reservatórios com mesmo percentual de fácies não reservatório serem tratados com a mesma probabilidade de acontecerem, quando submetidos a um simulador

6 Permeabilidade equivalente em reservatórios heterogêneos

de fluxo isto não necessariamente será verdadeiro.

Na figura (6.6), nem todos os modelos de reservatórios simulados (cinco para cada percentual de fácies não reservatório) foram passíveis de obtenção da permeabilidade equivalente. Para a proporção de 35% de fácies não reservatório apenas um ponto foi plotado. Isto é decorrente do fato que na interpretação do teste de formação do respectivo modelo simulado, as variações radiais de permeabilidade afetam o comportamento da pressão no poço, impedindo a ocorrência do regime radial infinito antes de se atingir as fronteiras seladas do reservatório.

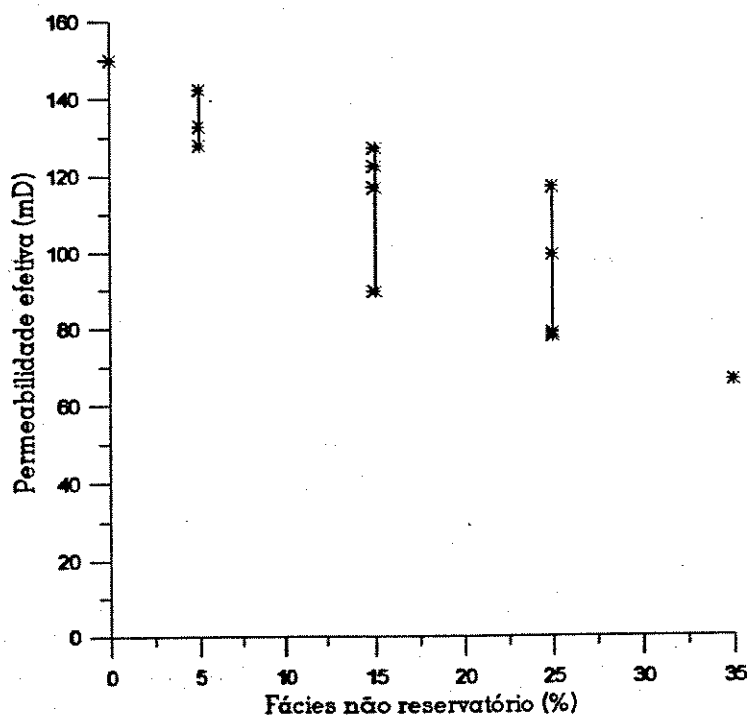


Figura 6.6 - Permeabilidade equivalente para modelos de reservatórios equiprováveis

A aplicabilidade de um simulador numérico pode ser valiosa na modelagem de reservatórios com heterogeneidades passíveis de soluções analíticas: fraturas, dupla porosidade, barreiras entre outras. Todavia, quando o reservatório apresenta características litológicas com variações espaciais aleatórias torna-se impossível sua modelagem analítica.

A utilização de um simulador de fluxo para gerar testes de pressão em modelos de reservatórios estocásticos mostrou que a permeabilidade equivalente apresenta sensíveis variações para diferentes distribuições da permeabilidade de pequena escala. Então, os dados de testes de pressão podem ser associados às realizações estocásticas como uma técnica de pós-processamento das imagens. Apenas serão consideradas imagens representativas do reservatório aquelas cujo comportamento de pressão seja compatível com aquele observado no teste efetivamente realizado.

Esta técnica de associação, imagens estocásticas - dados de testes, será empregada nos capítulos seguintes para a caracterização do arenito Lagoa Parda, localizado na Bacia do Espírito Santo.

CAPÍTULO VII

CARACTERIZAÇÃO DO ARENITO LAGOA PARDA

Neste capítulo é utilizado o algoritmo de simulação sequencial da indicatriz para gerar modelos estocásticos do arenito Lagoa Parda. Os dados condicionantes são derivados da análise estatística multivariada que permitiu a definição de quatro eletrofácies, utilizando informações de testemunhos e perfis dos poços. A distribuição espacial das quatro eletrofácies é definida pelos respectivos variogramas nas três direções principais.

O comportamento das realizações, quanto à reprodução de variogramas, proporções globais e curvas de proporções verticais é investigado. Constatou-se que os variogramas das imagens se afastam dos modelos de variogramas utilizados na simulação estocástica quando estes apresentam patamares muito diferentes da respectiva variância.

7.1 - O campo de Lagoa Parda

O campo de Lagoa Parda situa-se na parte meridional da bacia sedimentar emersa do Espírito Santo, no município de Linhares. Sua descoberta ocorreu em fev/78 através do poço 1-LP-02-ES.

A trapa consiste de uma estrutura dômica onde o arenito Lagoa Parda tem a espessura máxima com óleo de 53m, profundidade de -1520m e área aproximada de 3 Km². A figura (7.1) apresenta o mapa de contorno do topo estrutural e uma seção

7 Caracterização do arenito Lagoa Parda

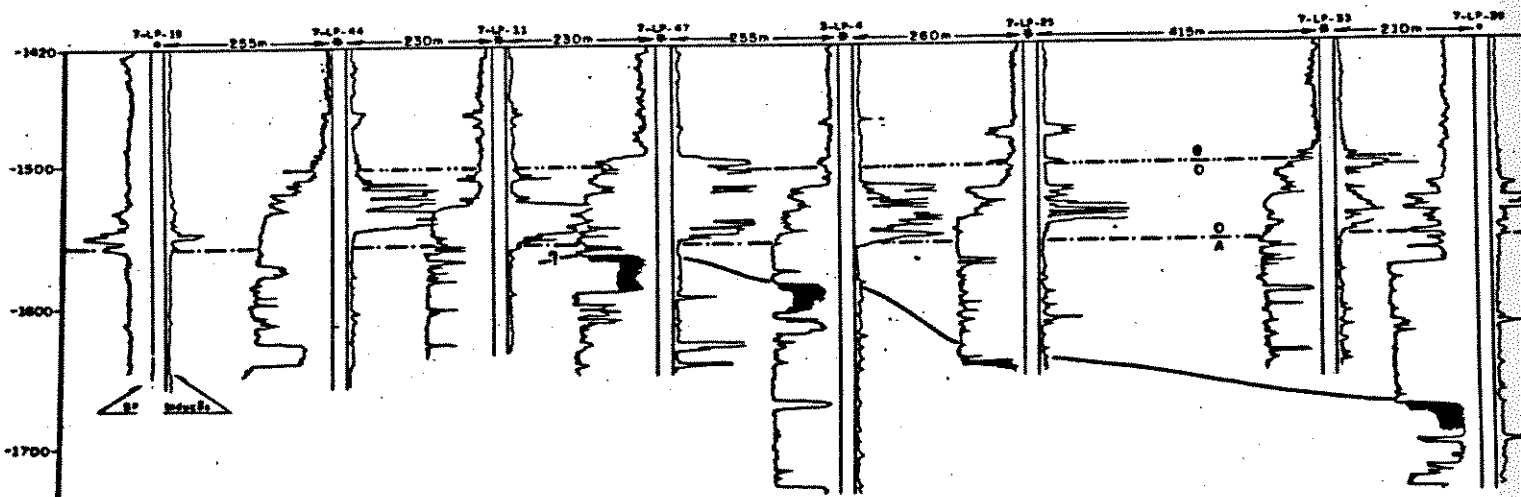
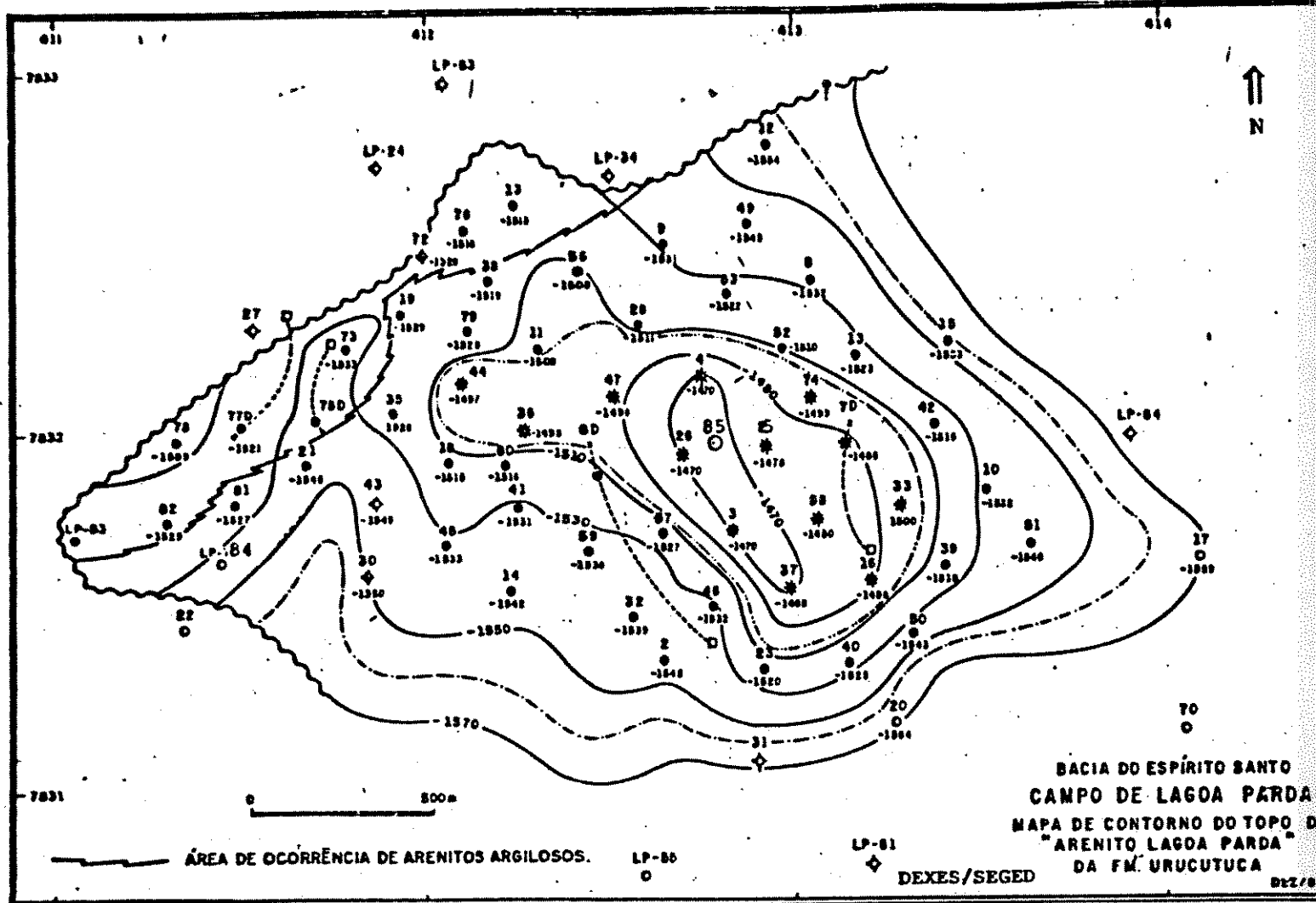


Figura 7.1 - Mapa de contorno do topo e seção transversal tipo do arenito Lagoa Parda

transversal tipo do arenito Lagoa Parda. Comporta um volume da ordem de 8.10^6 m^3 de óleo com uma pequena capa de gás (contato gás-óleo original a -1506m) e um contato óleo-água original a -1559m.

O mecanismo de drenagem mais atuante é o influxo de água proveniente do aquífero subjacente à acumulação. Este efetivo mecanismo de produção deve propiciar uma excelente eficiência de varrido vertical, permitindo uma recuperação final superior a 50% do volume original de óleo.

O arenito Lagoa Parda é constituído por turbiditos da idade Eoceno Inferior, composto por arenitos com intercalações de folhelhos com espessuras variáveis e pequenas extensões laterais. A distância média entre poços, da ordem de 200m, não permite efetuar qualquer correlação entre folhelhos ocorrentes em poços vizinhos. A partir dos registros de pressão obtidos nos poços perfurados constata-se que as heterogeneidades do reservatório não isolam o corpo arenoso, lateral ou verticalmente, mas que provocam o avanço do contato óleo-água de maneira irregular.

As boas características permoporosas do reservatório, aliadas a um óleo de grau API 30 com viscosidade de 1.55 cp nas condições originais de pressão e temperatura conferem aos poços elevados índices de produtividade. Normalmente os poços operam com vazões limitadas, tentando inibir a formação prematura de cone de água. Devido à contínua elevação do contato óleo-água provocada pela expansão do aquífero, os poços apresentam um gradativo aumento do corte de água (BSW médio atual superior a 80%). Por outro lado, a excelente manutenção de

pressão permite que a RGO permaneça constante e proveniente quase que exclusivamente do gás em solução.

Estudos concluídos no ano de 1986 no reservatório do arenito Lagoa Parda, utilizando simulador numérico de fluxo, indicaram um volume de óleo recuperável significativamente inferior ao produzido até o momento. Naquela simulação, não foram utilizadas as técnicas geoestatísticas na caracterização do arenito Lagoa Parda. Este fato, associado a um possível subdimensionamento do potencial do aquífero, podem ser as principais causas do desvio entre o comportamento previsto e realizado do reservatório, Souza (1991).

Ferreira (1988), utilizou a análise geoestatística para a caracterização do reservatório do arenito Lagoa Parda, simulando a distribuição espacial dos folhelhos dispersos no corpo arenoso através da variável volume de folhelhos (V_{sh}).

Utilizando os dados de perfis e 347 plugs obtidos em testemunhos de sete poços do campo de Lagoa Parda, Sarzenski (1993) realizou a caracterização do reservatório em perfis de poço, utilizando a análise estatística multivariada. Foram definidas quatro eletrofácies, sendo três eletrofácies reservatório (arenitos) e uma eletrofácies não reservatório (folhelhos).

As principais características macroscópicas das fácies-reservatório podem ser observadas na Tabela (7.1). As permeabilidades absolutas representativas horizontais e verticais K_h e K_v , respectivamente, foram obtidas utilizando-se médias aritméticas, harmônicas e/ou geométricas dos dados petrofísicos, ponderadas pelas respectivas espessura das fácies.

7 Caracterização do arenito Lagoa Parda

Fácies	Descrição	Perme. representativa	
		Kh(mD)	Kv(mD)
FR-1	ARN muito grossos e maciços, conglomerados, arenitos médios a finos com laminações plano-paralelas e onduladas	180.1	40.9
FR-2	ARN finos com intraclastos de folhelhos e ARN finos a médios maciços	15.8	19.0
FR-3	ARN finos a muito finos e siltitos interlaminados com folhelhos	76.1	3.7
FR-4	folhelhos homogêneos, folhelhos escorregados e diamictitos	-	-

Tabela 7.1 : Características das fácies-reservatório do arenito Lagoa Parda: Kh - permeabilidade absoluta média horizontal; Kv - permeabilidade absoluta média vertical.

A caracterização do reservatório em 4 fácies (além de 10 subfácies) foi obtida através do modelo da análise discriminante em função dos perfis GR, VSH, CNLS, RHOB, e PHIE com um acerto de 87.5% nos poços testemunhados. As fácies foram determinadas a cada 20cm de profundidade em 62 poços.

A análise petrofísica dos 347 plugs indicou que as porosidades são semelhantes para as 3 fácies reservatório (22%-23%). As melhores características médias de permeabilidade horizontal e vertical pertencem a FR-1. Na FR-3 ocorrem interlaminações de siltitos e folhelhos associados a arenitos finos e muito finos, responsável pela redução da permeabilidade vertical.

A seguir será feito um estudo geoestatístico do reservatório para determinar a distribuição espacial das litofácies, gerando 6 imagens estatisticamente

equiprováveis. Para cada imagem é então selecionado o volume correspondente à região investigada por um teste de poço efetivamente realizado. Neste volume, é simulado um teste através do simulador SimBest-1 e calculada a transmissibilidade do fluido. Este valor definirá se a imagem possui uma distribuição espacial das fácies adequada para o valor de transmissibilidade obtido no teste de poço.

7.2 - DISTRIBUIÇÃO ESPACIAL DAS LITOFÁCIES DO ARENITO LAGOA PARDA

A correlação rocha-perfil no campo de Lagoa Parda realizada por Sarzenski (1993), definiu 4 eletrofácies, sendo três fácies reservatório e uma constituída de folhelhos dispersos no corpo arenoso. Para a simulação geoestatística foi elaborado um arquivo contendo os dados de 57 poços integrantes do arenito Lagoa Parda. Cada ponto está posicionado através de suas coordenadas UTMX e UTMY a cada 20 cm de profundidade. Nos intervalos com testemunhos foram honradas as litofácies originalmente definidas; nos demais intervalos destes poços e nos poços não testemunhados foram usadas as eletrofácies resultantes da aplicação do modelo de análise discriminante.

7.2.1 - Regularização dos Dados

Os dados das eletrofácies espaçados de 20 em 20 cm, obtidos dos perfis de poços e testemunhos perfazem um total de 30166 pontos. A análise variográfica e posterior simulação estocástica, com esta enorme quantidade de informações, tornam-se tarefas muito demoradas. Para otimizar o processo e evitando perda de informações originalmente obtidas, foi realizada uma regularização nos dados das eletrofácies, onde os dados resultantes passaram a ter um espaçamento vertical de 2 metros.

Nesta regularização, para um dado intervalo, a eletrofácies predominante era considerada e as demais descartadas. Na figura (7.2) são observadas as curvas de proporções verticais para espaçamentos de 0,2 m (dados de perfis) e 2 m (dados regularizados). Apesar de uma maior homogeneização das curvas regularizadas, a aparência é similar àquela observada nos dados originais.

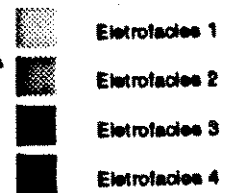
O estudo da distribuição espacial das eletrofácies do reservatório, tanto a nível de variografia como da simulação estocástica, utilizará os dados faciológicos condicionantes obtidos desta regularização.

7.2.2 - Análise Variográfica

Os dados das eletrofácies regularizados, com espaçamento de 2m, serão

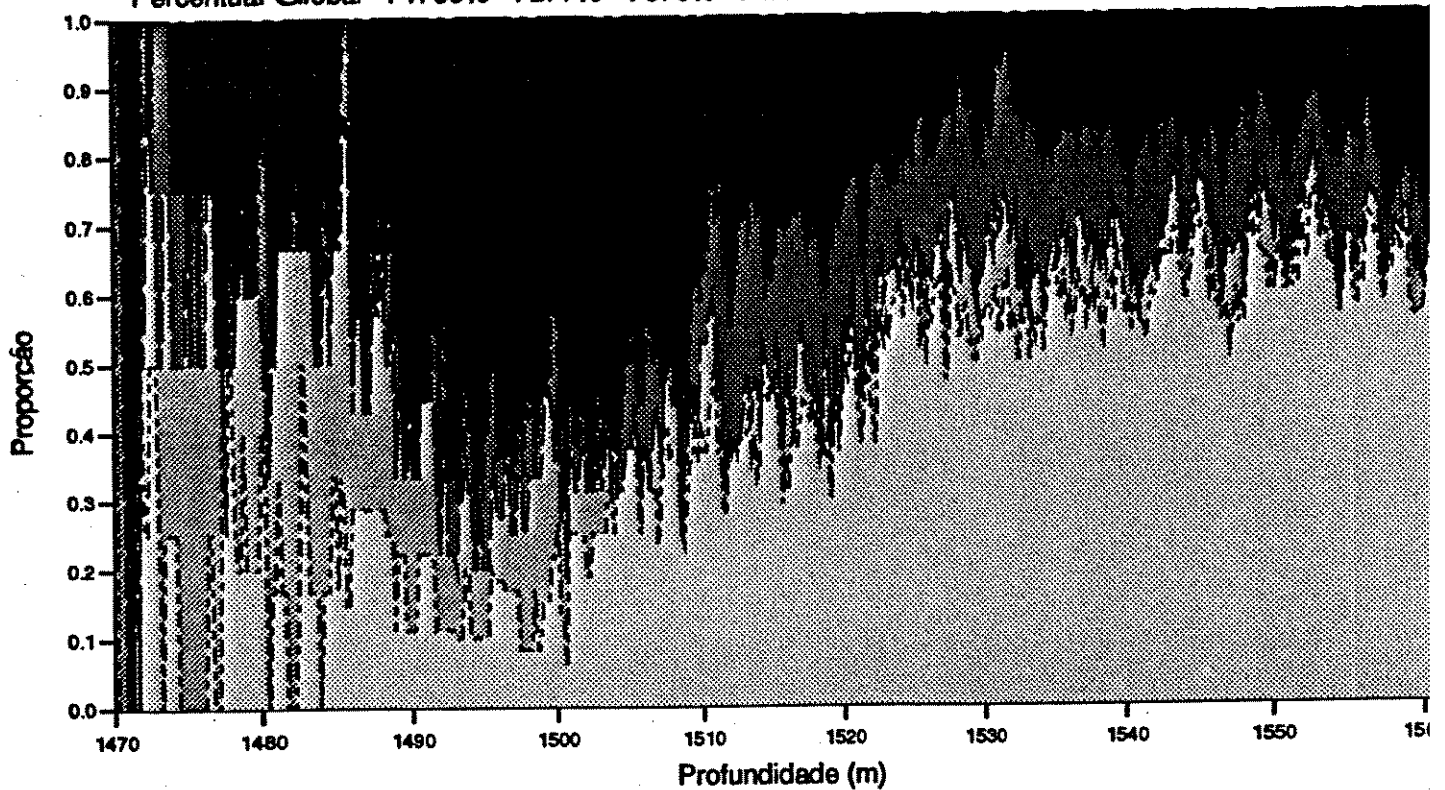
CURVAS DE PROPORÇÃO VERTICAL- LAGOA PARDA

Legenda



Espacamento: 0,2m

Percentual Global - F1: 58% - F2: 7% - F3: 9% - F4: 25%



Espacamento: 2,0m

Percentual Global - F1: 61,8% - F2: 5,6% - F3: 6,9% - F4: 25,7%

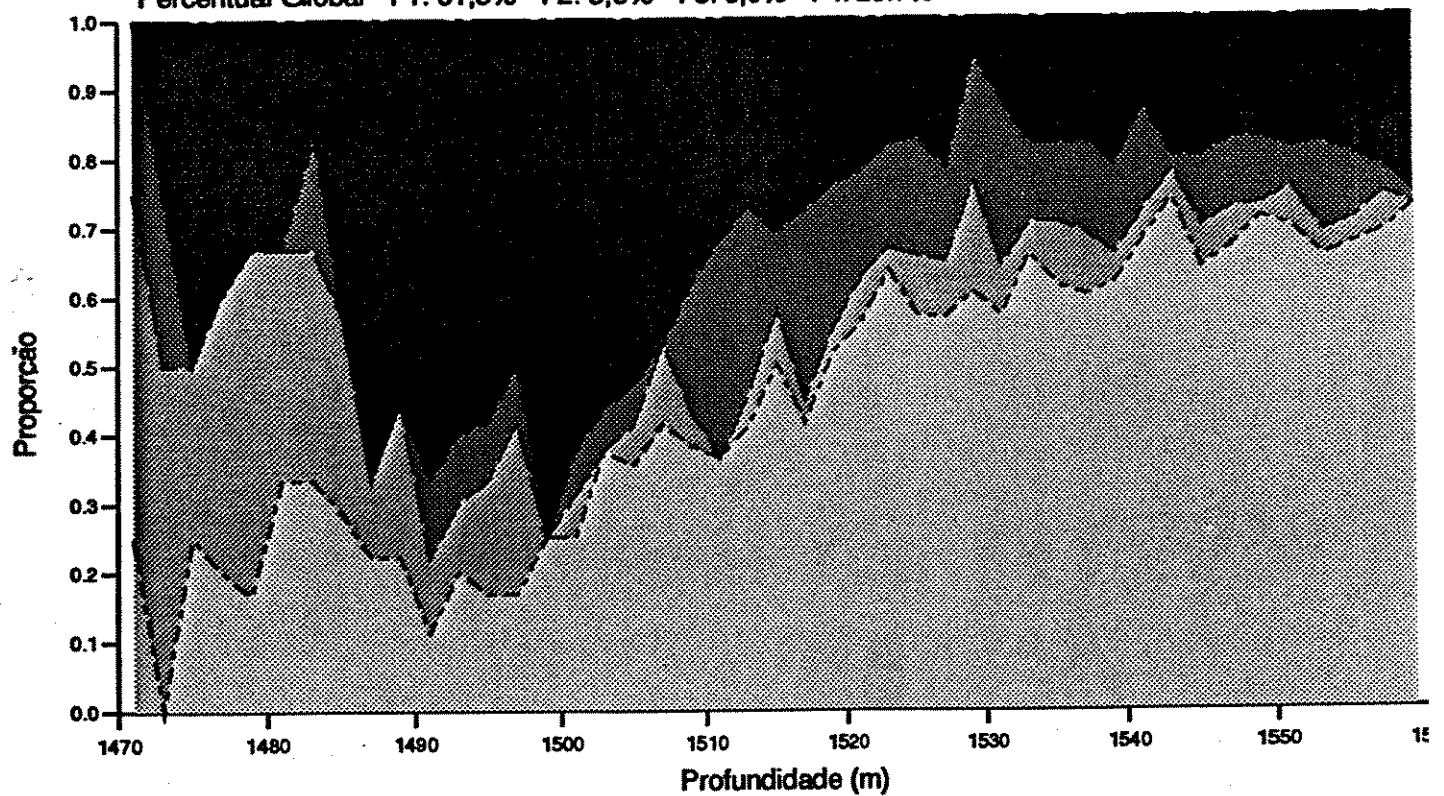


Figura 7.2 - Curvas de proporção vertical: a) Dados das eletrofácies, espaçamento 0,2m; b) Dados regularizados, espaçamento 2,0m.

utilizados para gerar os respectivos variogramas experimentais do Arenito Lagoa Parda. A determinação das eletrofácies a partir de perfis de poços foi realizada do topo do reservatório a profundidades que dependem da profundidade de cada poço. Porém, há um aquífero de grande dimensão na base da acumulação de óleo, tendo um contato óleo-água original a -1559,0 m. Como os poços normalmente ultrapassam em várias dezenas de metros esta profundidade e, o interesse é a caracterização do reservatório de óleo, os dados experimentais obtidos da análise discriminante foram limitados à profundidade de -1565,0 m. O intervalo do reservatório de 6 metros (-1559,0/-1565,0 m) foi mantido para permitir a ocorrência de dados condicionantes para a simulação estocástica na base do reservatório de óleo.

O número de dados das eletrofácies que definirão os modelos experimentais dos variogramas, assim como, os dados condicionantes para a simulação estocástica, considerando espaçamento vertical de 2,0 m e até a profundidade de -1565,0 m é de 1283 pontos, distribuídos nos 57 poços do reservatório.

O programa GAMV3, da GSLIB, gera os variogramas experimentais a partir de um conjunto de dados irregularmente espaçados e em três dimensões.

Foram obtidos variogramas experimentais em diversas direções horizontais tendo como objetivo identificar as direções de máximas anisotropias zonal e/ou geométrica. Após uma análise detalhada dos resultados, constatou-se que, para o plano horizontal, a anisotropia geométrica pode ser desprezada. Por sua vez, a anisotropia zonal é significativa e apresenta valor máximo nas direções N45W e N45E.

Os ajustes dos variogramas aos modelos experimentais foram realizados com

o programa ANAVAR, Corneti & Remacre (1994). As figuras (7.3) e (7.4) apresentam os variogramas experimentais e os variogramas teóricos ajustados para cada eletrofácies e direções principais.

A definição do comportamento das fácies próximo a origem (h tendendo a zero) nos variogramas horizontais é dificultada pelo espaçamento dos poços, da ordem de 200 m. Observando os variogramas experimentais, torna-se impossível definir qual o modelo de variograma que melhor se ajustaria (exponencial, gaussiano, esférico,...). Porém, o conhecimento geológico da área permite assumir que as litofácies não possuem boa continuidade para pequenas distâncias, impedindo o uso de modelos teóricos de variogramas que possuem esta característica, como é o caso do modelo gaussiano.

A opção mais adequada neste caso, foi ajustar o modelo exponencial, já que apresenta um comportamento próximo a origem, intermediário aos modelos teóricos mais utilizados (menor continuidade que o modelo gaussiano e mais contínuo que o modelo esférico). Os parâmetros que definem os modelos ajustados nas três direções principais das 4 fácies estão reportados nas tabelas (7.2) a (7.5).

Uma comparação entre os diversos ajustes indica que a máxima e mínima amplitudes ocorrem nas eletrofácies 1 e 4, respectivamente, enquanto que o patamar máximo dos variogramas ocorre na eletrofácies 1. A utilização de um pequeno efeito de pepita nos ajustes demonstra a pequena continuidade das fácies próximo a origem.

7 Caracterização do arenito Lagoa Parda

Modelo	Amplitude(m)			Patamar
	N45W	N45E	VERT	
Exponencial	360	360	25,7	0,178
Exponencial	360	-	25,7	0.030
Média		0,58		
Variância		0,24		
Efeito Pepita		0,027		

Tabela 7.2: Parâmetros de ajuste dos variogramas - Fácies 1.

Modelo	Amplitude(m)			Patamar
	N45W	N45E	VERT	
Exponencial	210	210	25,6	0,040
Exponencial	210	-	-	0.003
Média		0,07		
Variância		0,06		
Efeito Pepita		0,020		

Tabela 7.3: Parâmetros de ajuste dos variogramas - Fácies 2.

Modelo	Amplitude(m)			Patamar
	N45W	N45E	VERT	
Exponencial	210	210	14,0	0,054
Exponencial	-	210	14,0	0.007
Média		0,11		
Variância		0,10		
Efeito Pepita		0,030		

Tabela 7.4: Parâmetros de ajuste dos variogramas - Fácies 3.

7 Caracterização do arenito Lagoa Parda

Modelo	Amplitude(m)			Patamar
	N45W	N45E	VERT	
Exponencial	165	165	16,5	0,100
Exponencial	165	-	16,5	0.020
Média		0,24		
Variância		0,18		
Efeito Pepita		0,030		

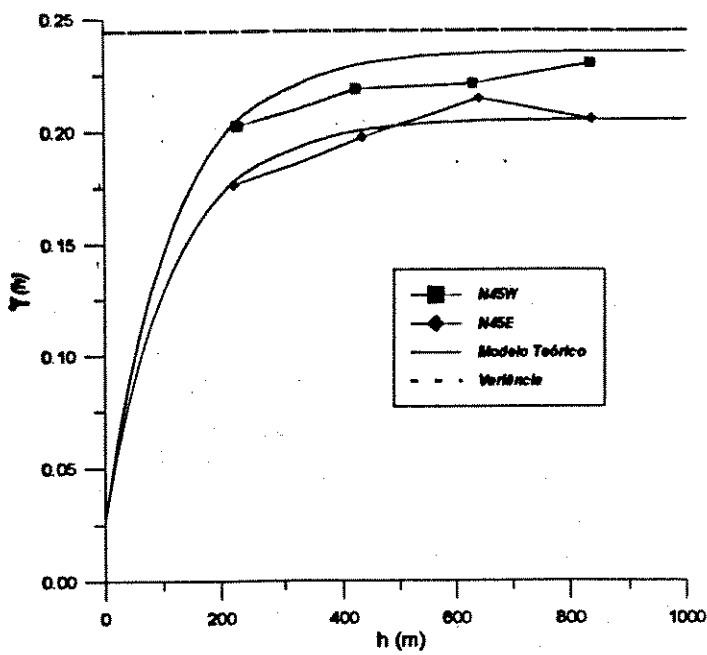
Tabela 7.5: Parâmetros de ajuste dos variogramas - Fácies 4.

A caracterização geológica do arenito Lagoa Parda através da análise dos perfis dos poços não permite correlacionar os folhelhos de um poço para outro, indicando que a amplitude da fácies 4 (fácies selante) é menor que a distância entre os poços. Isto equivale a afirmar que as heterogeneidades litológicas permitem uma boa comunicação hidráulica dos fluidos do reservatório. A amplitude horizontal de 165 metros dos variogramas ajustados para os folhelhos, tabela (7.5), menor que a distância entre poços, procura refletir estas condições.

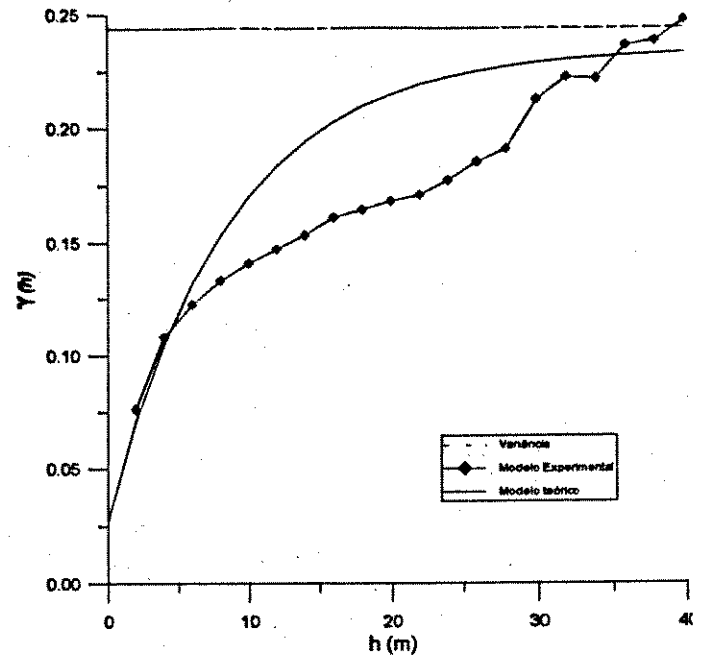
Os dados dos registros de pressão efetuados no reservatório indicam uma distribuição da pressão razoavelmente constante, ao longo de toda a acumulação de óleo, também evidenciando que os folhelhos não possuem grandes comprimentos laterais. Apesar disso, a definição correta da sua distribuição espacial é essencial para efetuar uma adequada previsão do comportamento de fluxo do reservatório.

O ajuste dos variogramas verticais seguiu os pontos experimentais para distâncias "h" menores que 10,0 m. Para distâncias maiores, o patamar do variograma ajustado tende para a covariância na origem da respectiva indicatriz, ou seja, a

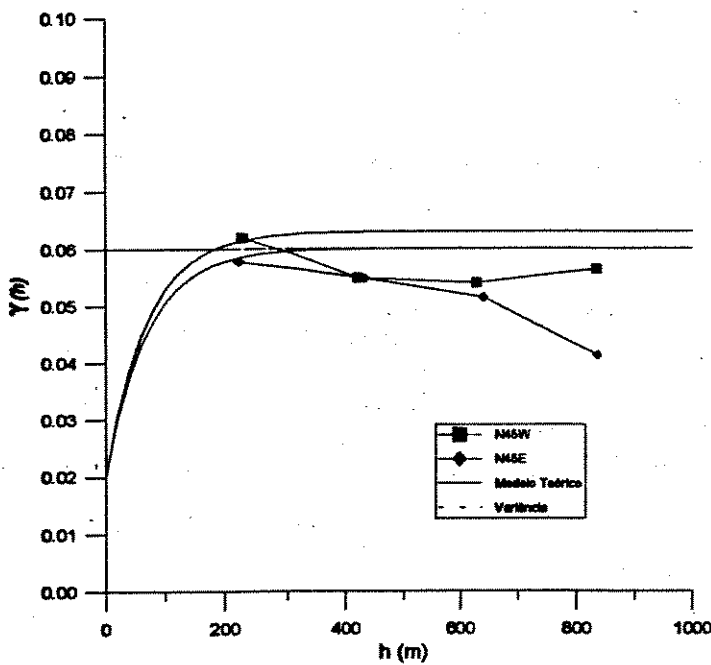
7 Caracterização do arenito Lagoa Parda



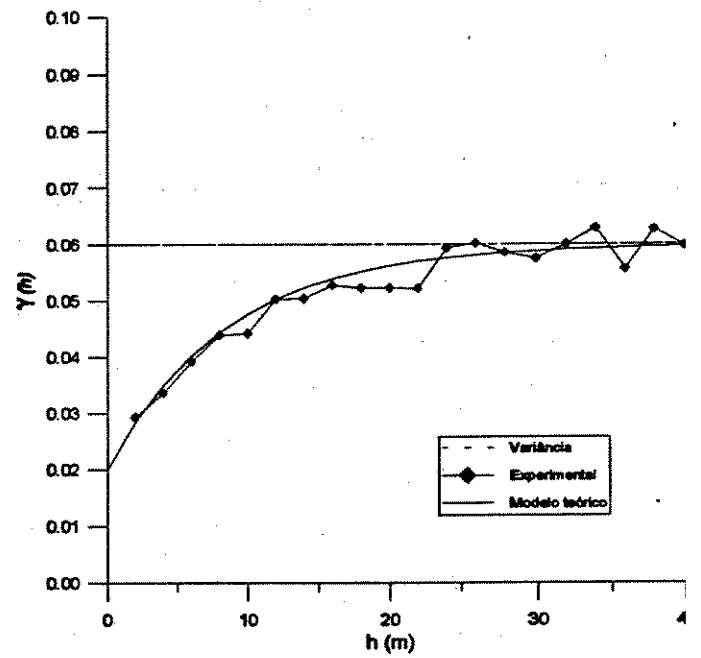
Variograma horizontal - Fácies 1.



Variograma vertical - Fácies 1



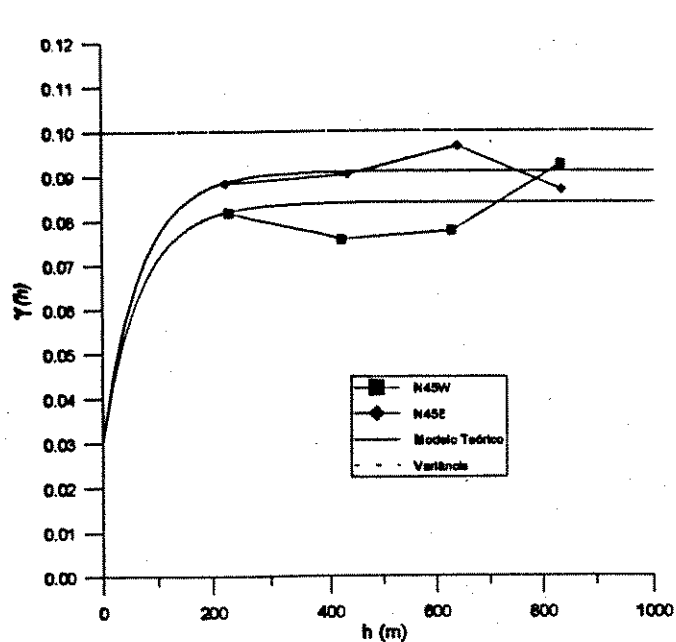
Variograma horizontal - Fácies 2.



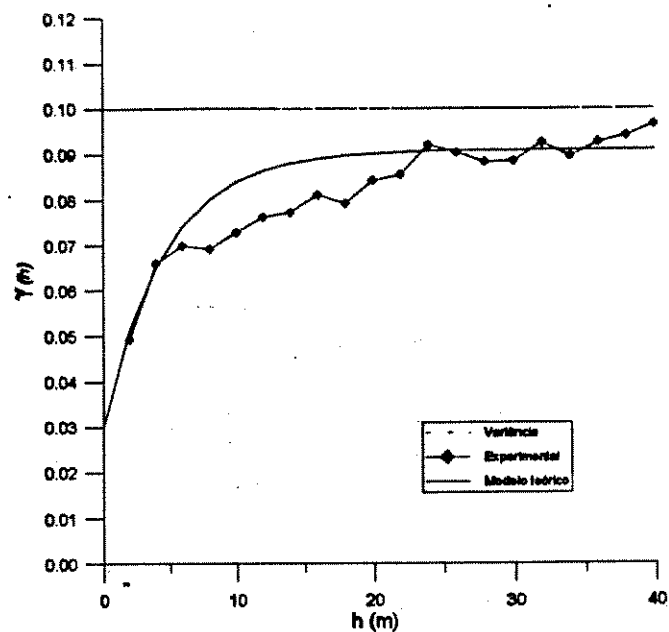
Variograma vertical - Fácies 2

Figura 7.3 - Variogramas experimentais e ajustes - Eletrofácies 1 e 2

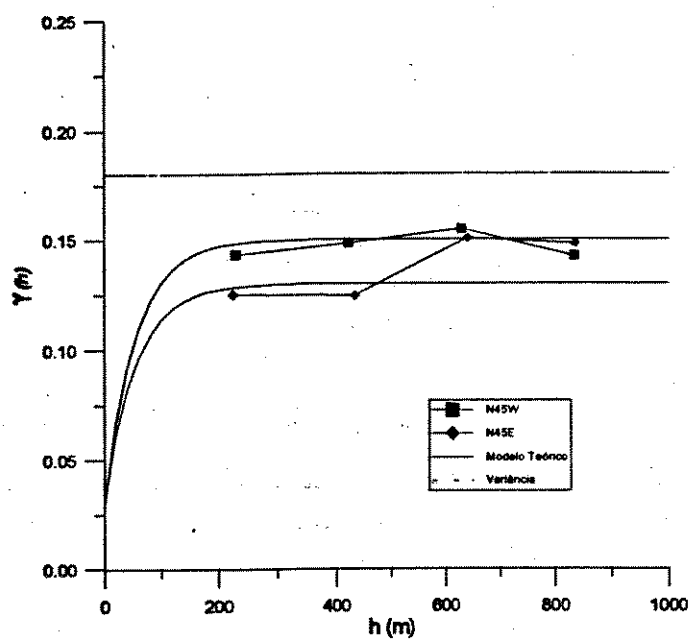
7 Caracterização do arenito Lagoa Parda



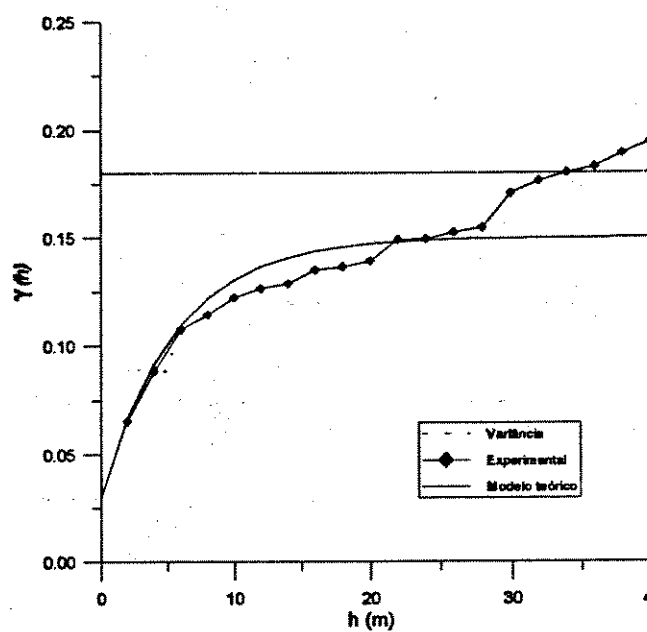
Variograma horizontal - Fácies 3



Variograma vertical - Fácies 3



Variograma horizontal - Fácies 4



Variograma vertical - Fácies 4

Figura 7.4 - Variogramas experimentais e teóricos - Eletrofácies 3 e 4

variância. Tal metodologia de ajuste foi adotada em decorrência do fato que, para o caso de variáveis indicatrizes, a variância é definida por

$$\text{Var}[I(x)] = p(1 - p)$$

onde "p" é a proporção da função I(x).

Além disso, para distâncias maiores que a amplitude do variograma, não existe qualquer correlação entre os dados e, nesta condição, o patamar do variograma é definido pela covariância na origem. Neste caso, conhecendo-se a proporção de uma dada variável, fica definida sua variância e, conseqüentemente, o patamar do seu variograma. A adoção de variogramas ajustados com patamares equivalentes à variância pode permitir uma melhor reprodução dos variogramas obtidos das realizações estocásticas.

7.3 -SIMULAÇÃO CONDICIONAL ESTOCÁSTICA DO ARENITO LAGOA PARDA

A distribuição espacial das litofácies é definida pelos variogramas teóricos obtidos da análise variográfica realizada com os dados das eletrofácies. Estes mesmos dados serão utilizados como dados condicionantes para a simulação condicional estocástica do reservatório.

Diversos algoritmos, cada um deles com formalismos diferentes, permitem efetuar a simulação de variáveis indicatrizes.

A utilização do algoritmo de simulação das componentes principais é importante quando da ocorrência de correlação cruzada entre as variáveis categóricas, ou seja, a presença de uma dada variável categórica favorece a ocorrência de uma outra variável específica.

A simulação através da construção da curva de probabilidade condicional acumulada para cada nó considera como dados condicionantes aqueles localizados na vizinhança do nó a ser simulado, podendo ser os dados originais como aqueles previamente simulados. A inexistência de dados condicionantes permite ao algoritmo montar uma função de densidade acumulada a partir das proporções informadas de cada variável. Este algoritmo, denominado "SISIMPDF" - simulação sequencial da indicatriz a partir da função densidade de probabilidade, pertencente à biblioteca "GSLIB", não considera a correlação cruzada entre as indicatrizes. Sua utilização é bastante simples, não necessitando dos variogramas cruzados entre as variáveis.

O algoritmo "SISIMPDF" foi adotado para a simulação sequencial da variável

indicatriz. O algoritmo original sofreu duas modificações para melhor adaptação aos objetivos desejados neste trabalho:

- **Modificação 1 - Introdução da matriz de controle:**

O objetivo desta alteração é evitar a simulação de nós que pertencem ao grid de simulação mas não fazem parte do reservatório;

- **Modificação 2 - Introdução das curvas de proporção vertical:**

Nos reservatórios portadores de hidrocarbonetos, podem ocorrer consideráveis variações verticais das proporções de cada variável. Com a introdução destas curvas, (figura 7.5), cada nó passa a ser simulado considerando a função de densidade acumulada da camada a que o mesmo pertence.

7.3.1 - Procedimentos adotados para a simulação sequencial estocástica

Antes de iniciar a simulação sequencial estocástica, alguns procedimentos básicos devem ser adotados. Como as diversas realizações obtidas nesta fase ainda serão submetidas a um simulador de fluxo, algumas considerações devem ser feitas de modo a permitir resultados do comportamento do reservatório mais adequados. A orientação do grid e as dimensões das células devem ser otimizados, evitando resultados de fluxo inadequados e/ou gastos de CPU desnecessários.

- Rotação dos dados condicionantes

Quando o reservatório é submetido a uma simulação de fluxo, resultados diferentes são obtidos para duas orientações de "grid", mesmo para um "grid" muito refinado. É recomendado que a orientação do "grid" deva estar de acordo com a orientação das permeabilidades.

As litofácies do arenito Lagoa Parda apresentam anisotropias zonais máximas nas direções N45W e N45E. Para o "grid" da simulação de fluxo possuir estas orientações, as coordenadas UTMX e UTMY dos dados condicionantes foram rotacionadas de 45° no sentido anti-horário.

- Definição do tamanho das células do "grid"

As células do grid para a simulação estocástica devem ter dimensões definidas por fatores geológicos e também por limitações decorrentes da posterior simulação de fluxo.

A amplitude das estruturas definidas na análise variográfica impõe uma limitação nas dimensões das células. Para uma boa representação da distribuição espacial das variáveis é necessário que a dimensão das células em uma dada direção seja menor que a menor amplitude dos variogramas nesta mesma direção.

As imagens da simulação estocástica serão submetidas à simulação de um

teste de formação e, como já observado no capítulo 6, ocorre uma influência muito grande entre as dimensões da célula do poço e o comportamento da derivada da pressão nos instantes iniciais do fechamento do poço. Por outro lado, dimensões muito reduzidas das células exigiriam um número muito elevado de células para a simulação de um teste de poço para que as fronteiras externas do reservatório não sejam atingidas.

Desta maneira, a simulação foi realizada em uma malha de 99x99x45 células, com dimensões de 20m x 20m x 2m, num total de 441045 células, com o topo da camada superior a -1471,0 m e base da camada inferior a -1561,0 m.

7.3.2 - Análise das Imagens

Os modelos teóricos dos variogramas gerados a partir das eletrofácies definirão a distribuição espacial das fácies no reservatório. Cada uma das 6 imagens geradas, difere das demais pela sequência aleatória com que os nós são visitados. Esta modificação é definida por diferentes "sementes" aleatórias usadas no arquivo de parâmetros. Algumas observações podem ser feitas com relação às imagens geradas, analisando o comportamento das curvas de proporção vertical, proporções globais e variogramas.

- Curvas de proporções verticais

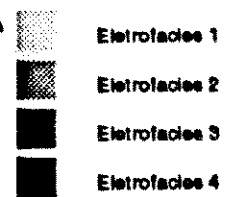
De uma maneira geral, o algoritmo consegue reproduzir o comportamento das curvas de proporções verticais (CPV) observadas nos dados condicionantes. Na figura (7.5), estão reportadas as CPV dos dados condicionantes e das imagens obtidas das simulações estocásticas número 5 e 6. Uma comparação como o algoritmo sem a inclusão das curvas de proporções verticais mostrou que as CPV geradas pelas imagens não refletiam o comportamento daquelas observadas nos dados originais.

- Proporções Globais

As imagens geradas deveriam reproduzir proporções globais que oscilem ao redor das proporções dos dados condicionantes. Os valores obtidos nas seis imagens geradas e dos dados originais estão reportados na tabela (7.6). Observa-se que as proporções globais das imagens da fácies 1, apresentam valores abaixo daqueles apresentados pelos dados originais, enquanto que, para as fácies 2 e 3, o algoritmo conseguiu reproduzir imagens tendo apenas proporções superiores àquelas dos dados condicionantes. A fácies não reservatório (fácies 4), foi a que mais se aproximou da proporção definida pelos dados condicionantes.

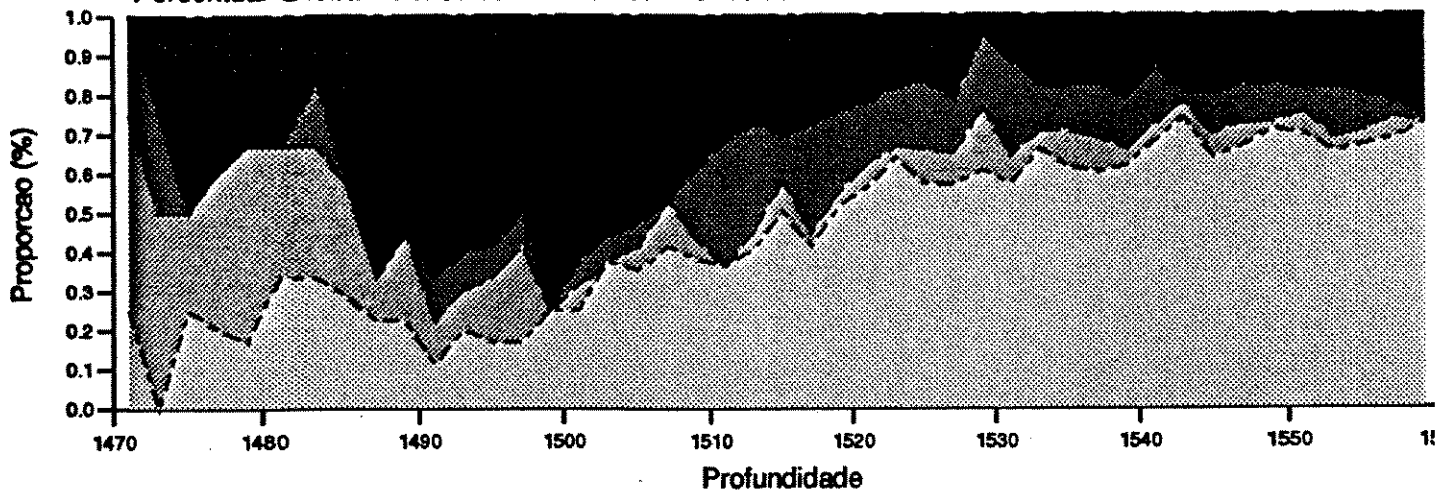
CURVAS DE PROPORÇÃO VERTICAL- LAGOA PARDA

Legenda



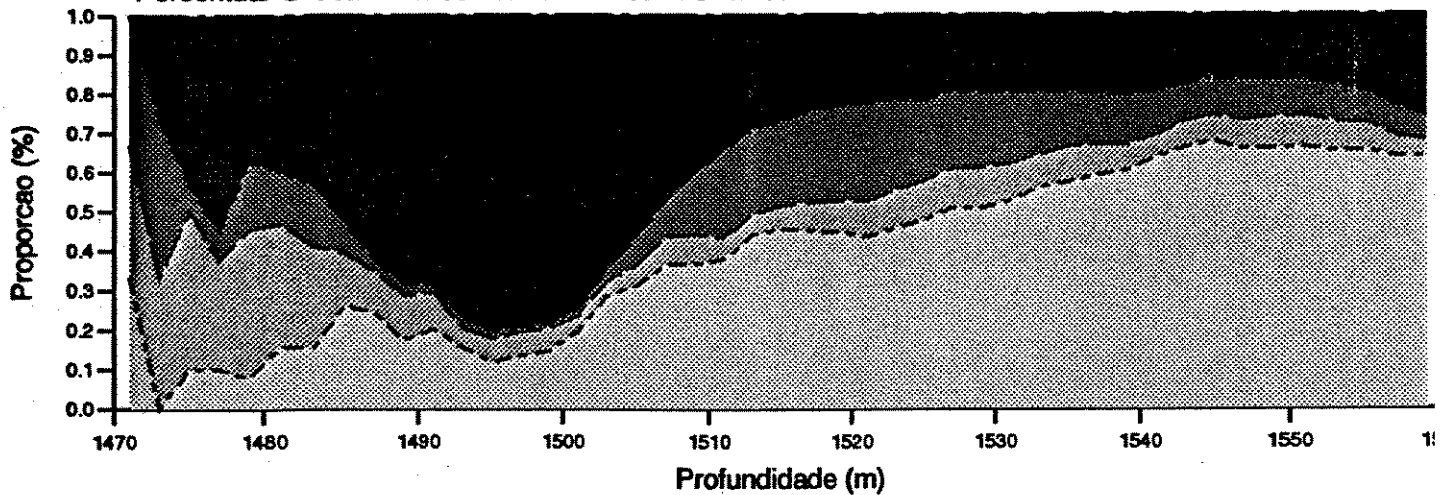
Dados de Perfis

Percentual Global - F1: 58.0% - F2: 6.9% - F3: 10.8% - F4: 24.2%



Simulação 5

Percentual Global - F1: 55.4% - F2: 7.4% - F3: 12.9% - F4: 24.3%



Simulação 6

Percentual Global - F1: 53.5% - F2: 8.5% - F3: 12.5% - F4: 25.5%

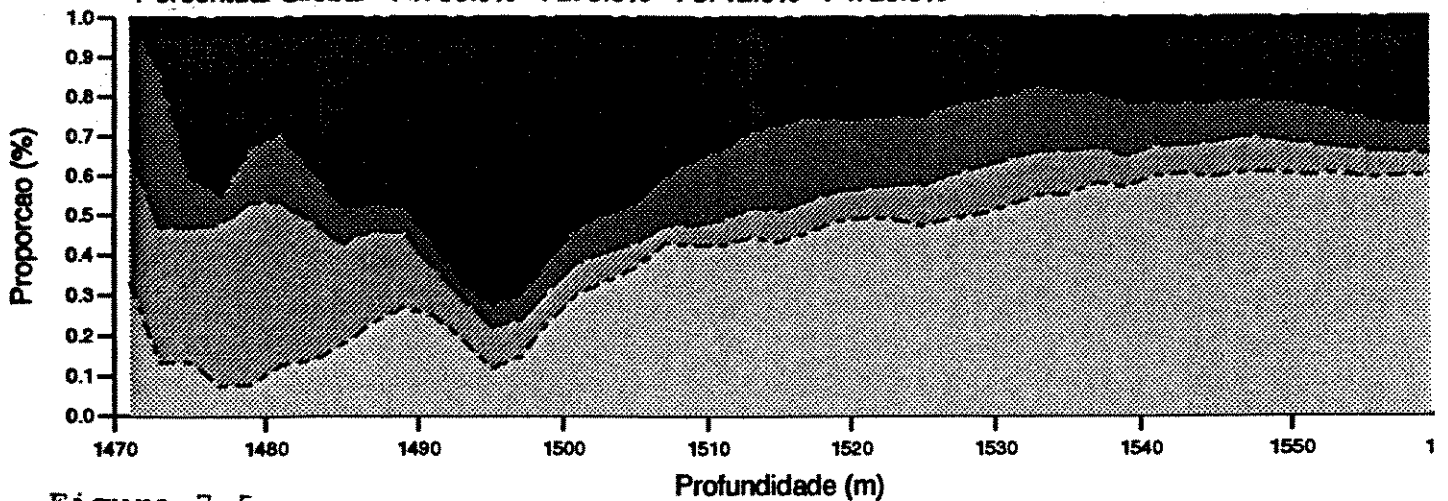


Figura 7.5 - Curvas de proporções verticais dos dados regularizados e das realizações 5 e 6.

Simulação	fácies 1	fácies 2	fácies 3	fácies 4
1	52,8	8,5	11,3	27,4
2	53,5	7,0	14,1	25,4
3	52,5	10,1	13,2	24,2
4	53,7	7,8	12,3	26,2
5	55,4	7,5	12,9	24,2
6	53,5	8,4	12,5	25,6
Média das simulações	53,6	8,2	12,7	25,5
Dados condicionantes	58,0	6,9	10,8	24,2

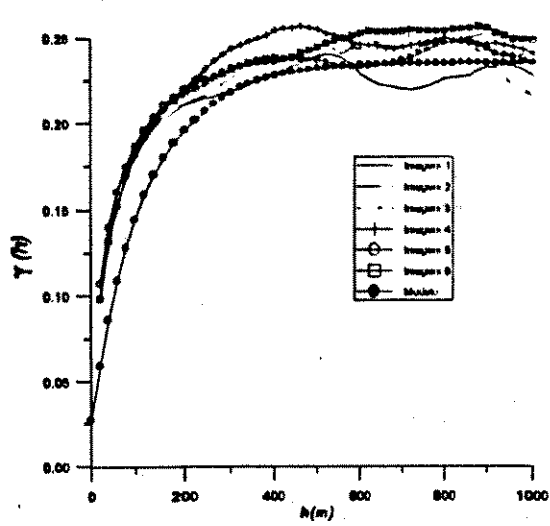
Tabela 7.6: Proporções globais - fácies simuladas e dados condicionantes.

- Variogramas

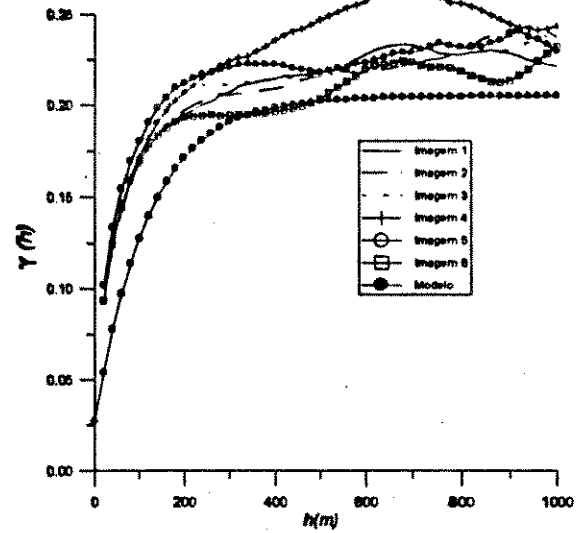
Os algoritmos de simulação permitem obter realizações que refletem a estatística modelada a partir dos dados condicionantes. Por outro lado, o número de dados condicionantes é muito reduzido quando comparado com o número total de células simuladas. As incertezas quanto à distribuição espacial das fácies serão representadas por diferentes modelos estatísticos.

As figuras (7.6) e (7.7) apresentam os variogramas das 6 imagens geradas e os respectivos variogramas teóricos. Observa-se que as imagens geraram variogramas apresentando um comportamento mais pepítico do que nos modelos utilizados. Os variogramas horizontais da fácies 4 não apresentam uma boa reprodução, principalmente na direção N45E. O efeito da anisotropia zonal desta

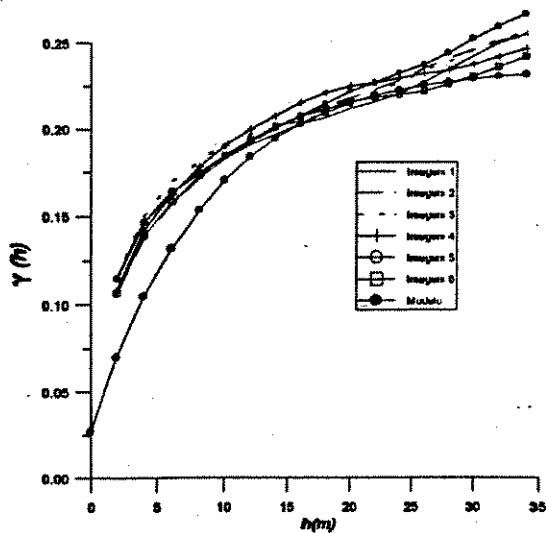
7 Caracterização do arenito Lagoa Parda



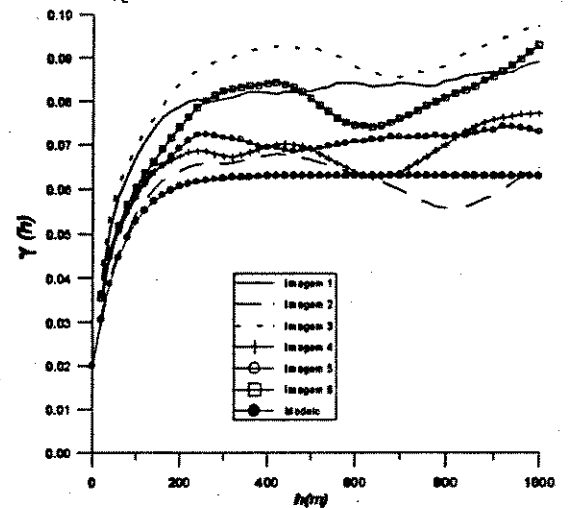
Variograma horizontal - Direção N45W - Fácies 1



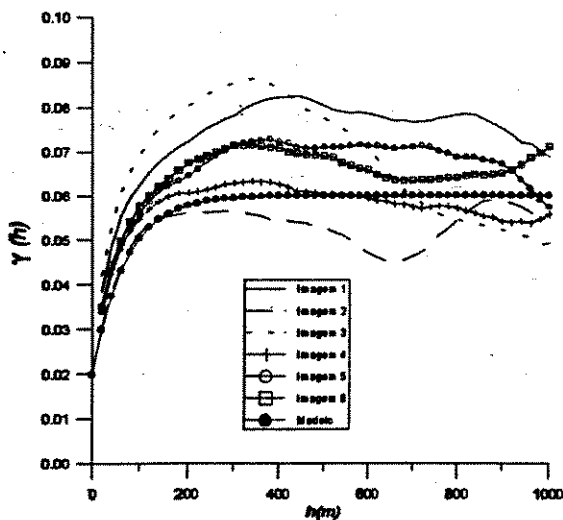
Variograma horizontal - Direção N45E - Fácies 1



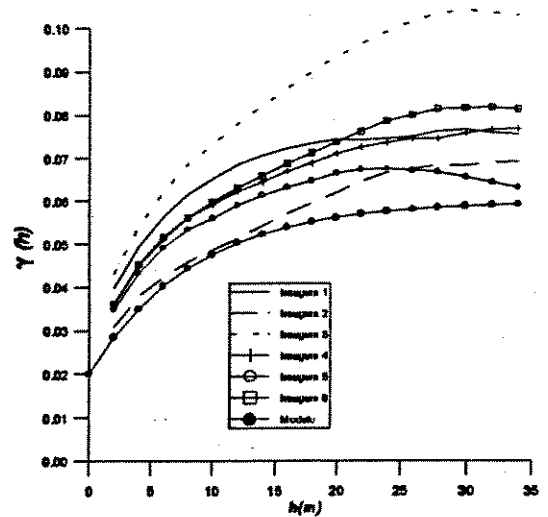
Variograma vertical - Fácies 1



Variograma horizontal - Direção N45W - Fácies 2



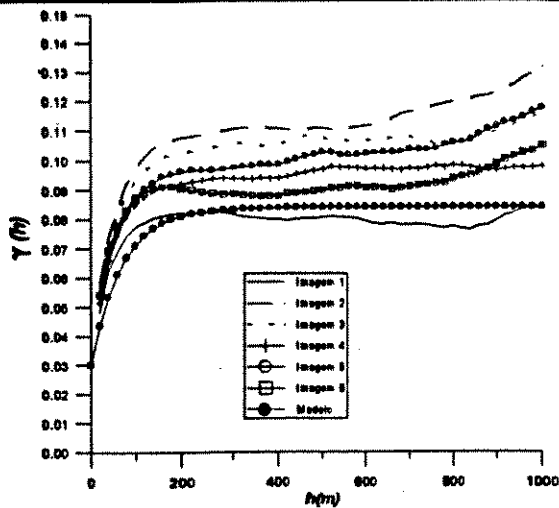
Variograma horizontal - Direção N45E - Fácies 2



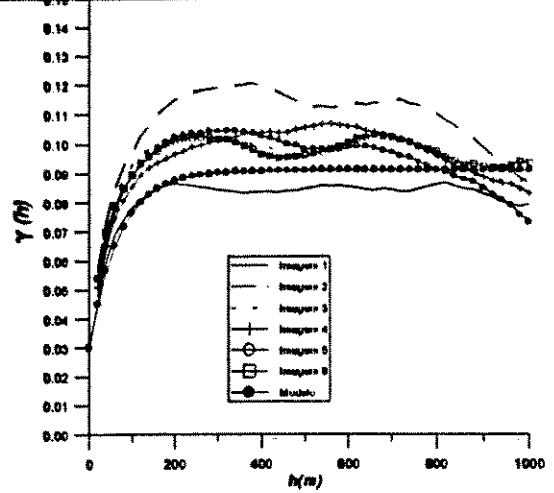
Variograma Vertical - Fácies 2

Figura 7.6 - Variogramas ajustados e simulados - Litofácies 1 e 2

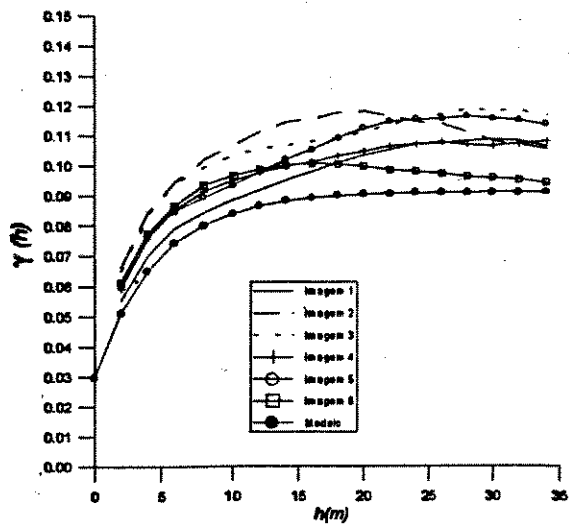
7 Caracterização do arenito Lagoa Parda



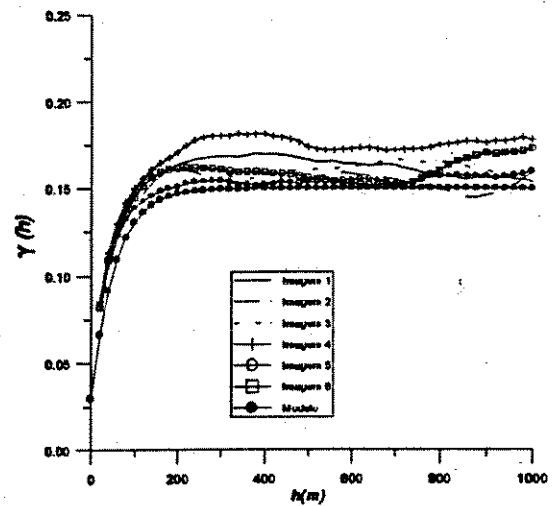
Variograma horizontal - Direção N45W - Fácies 3



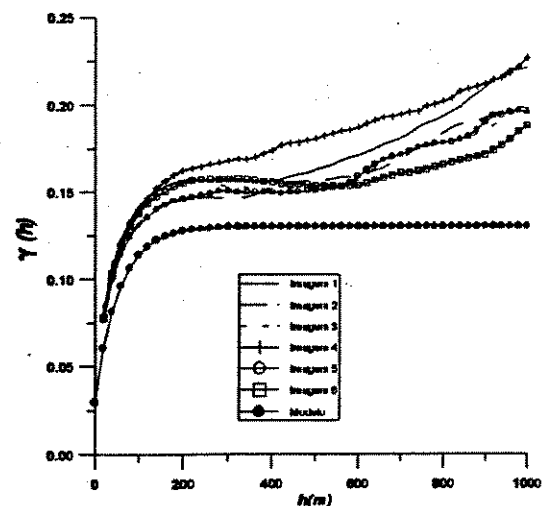
Variograma horizontal - Direção N45E - Fácies 3



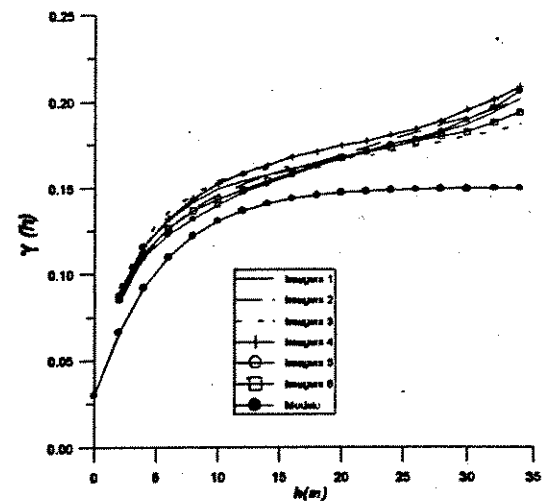
Variograma vertical - Fácies 3



Variograma horizontal - Direção N45W - Fácies 4



Variograma horizontal - Direção N45E - Fácies 4



Variograma vertical - Fácies 4

Figura 7.7 - Variogramas ajustados e simulados - Litofácies 3 e 4

litofácies favorece uma melhor reprodução dos variogramas das imagens na direção N45W, em virtude desta direção possuir um variograma teórico com patamar mais próximo à variância que na direção perpendicular.

A técnica de simulação dos algoritmos sequenciais reproduz imagens com variogramas onde a continuidade da variável é menor que nos modelos teóricos utilizados. Este fenômeno é mais acentuado quando a variável é contínua próximo à origem.

Na simulação de variáveis indicatrizes, para cada nó a ser simulado, uma função de densidade acumulada é elaborada. Caso não existam dados condicionantes na sua vizinhança, esta função é definida pelas proporções globais ou, no caso do algoritmo utilizar as curvas de proporções verticais, a proporção da camada correspondente ao nó a ser simulado.

A variância de uma variável indicatriz, é definida pela sua proporção. Assim, os variogramas ajustados com anisotropias zonais muito acentuadas e patamares longe da respectiva variância, dificilmente serão reproduzidos pelas imagens.

As realizações estocásticas do arenito Lagoa Parda serão utilizadas no próximo capítulo para a simulação de um teste de pressão com o objetivo de investigar a distribuição que melhor representa o volume investigado pelo teste. As imagens que reproduzirem parâmetros do reservatório diferentes daqueles obtidos na análise do teste do poço podem ser descartadas, mesmo que, geoestatisticamente, todas sejam equiprováveis.

CAPÍTULO VIII

ANÁLISE DE TESTES EM POÇOS NA CARACTERIZAÇÃO DO ARENITO LAGOA PARDA

A simulação condicional estocástica se preocupa em buscar a variabilidade verdadeira de uma dada variável, não existindo a intenção de encontrar o melhor estimador. É possível gerar infinitos modelos, cada um deles sendo uma boa representação do modelo verdadeiro. As diferenças entre cada modelo representam uma medida da incerteza espacial nos pontos não amostrados.

No capítulo anterior foram geradas seis realizações do arenito Lagoa Parda. A proposta deste capítulo é determinar a melhor distribuição espacial das fácies nas imediações de um poço, através da simulação de um teste de pressão em cada imagem. A incorporação de novas informações aos modelos numéricos pode reduzir consideravelmente as incertezas inerentes ao processo de simulação estocástica. Um teste de pressão será uma restrição da variabilidade espacial nas imediações do poço.

Inicialmente, será necessário efetuar um tratamento dos dados de rocha e fluidos do reservatório para posterior utilização no simulador de fluxo. Na etapa seguinte, os dados de um teste de pressão, efetivamente realizado no reservatório, serão interpretados e comparados com os testes simulados nas seis imagens geradas.

8.1 - TRATAMENTO DOS DADOS DE ROCHA E FLUIDO

Os dados de rocha e fluido obtidos em laboratório normalmente são gerados em condições que não representam a situação no reservatório, necessitando correções para melhor caracterizar a condição de reservatório.

8.1.1 - Permeabilidade relativa

As curvas de permeabilidade relativa têm grande influência no comportamento de fluxo do reservatório. Estes dados normalmente apresentam elevado grau de incerteza motivada por amostragens com pouca representatividade da formação e/ou metodologias laboratoriais incorretas.

As amostras analisadas em laboratório reproduzem curvas de permeabilidade relativa distintas, tornando-se necessário a obtenção de curvas médias representativas para o reservatório.

A permeabilidade relativa depende das saturações de fluidos e, conseqüentemente, da distribuição do tamanho dos poros. Esta distribuição é definida pelo parâmetro λ , obtido através do formato das curvas de pressão capilar versus a saturação da fase molhante de laboratório.

O índice λ relaciona-se com a pressão capilar P_c através da seguinte equação

$$\log (P_c) = \log (P_e) - \frac{1}{\lambda} \log (S_{wt}^*)$$

onde

P_e é a pressão mínima requerida para a redução da saturação da fase molhante;

S_{wt}^* é a saturação normalizada da fase molhante definida por

$$S_{wt}^* = \frac{(S_{wt} - S_{wtr})}{(1 - S_{wtr})}$$

onde

S_{wtr} é a saturação residual da fase molhante.

A distribuição do tamanho dos poros é definida pelos seguintes intervalos do valor de λ

$0,5 \leq \lambda \leq 2,0$ grande amplitude da distribuição do tamanho dos poros

$\lambda = 4,0$ média amplitude da distribuição do tamanho dos poros

$\lambda = \infty$ tamanho dos poros totalmente uniforme

As curvas de pressão capilar foram obtidas em 4 amostras de testemunhos do poço 7-LP-04-ES através do método da restauração. O índice λ foi calculado utilizando-se o seguinte procedimento:

a) Determinação das saturações normalizadas da fase molhante (S_{wt}^*) para cada amostra e cada pressão capilar;

8 Análise de testes em poços na caracterização do arenito Lagoa Parda

b) Determinação da média da saturação normalizada (Sw_m^*) para cada pressão capilar;

c) Cálculo da pressão capilar de reservatório

$$P_{c_{ow}}(res) = P_{c_{ow}}(lab) \frac{26}{72}$$

d) A partir do gráfico $P_{c_{res}}$ versus Sw_m^* , determinar m e λ

$$\lambda = - \frac{1}{m}$$

O procedimento definido nos itens a), b) e c) estão resumidos na tabela (8.1), enquanto que, o item d) está representado na figura (8.1).

Amostra	2-15V	2-55H	2-75V	2-84V	2-15V	2-55H	2-75V	2-84V		
Pclab(psig)	Sw	Sw	Sw	Sw	Sw [*]	Sw [*]	Sw [*]	Sw [*]	Pcres(kgf/cm ²)	Sw [*]
3	0,56	0,67	0,56	0,53	0,51	0,6	0,48	0,49	0,076	0,518
6	0,35	0,44	0,44	0,3	0,28	0,33	0,35	0,24	0,152	0,299
12	0,22	0,27	0,32	0,16	0,14	0,12	0,21	0,09	0,305	0,138
18	0,18	0,23	0,26	0,14	0,09	0,07	0,13	0,06	0,457	0,092
24	0,17	0,21	0,22	0,12	0,08	0,05	0,09	0,04	0,609	0,065
30	0,13	0,19	0,18	0,1	0,04	0,03	0,04	0,02	0,762	0,03
36	0,11	0,18	0,16	0,09	0,01	0,02	0,02	0,01	0,914	0,014
42	0,1	0,17	0,14	0,08	0	0	0	0	1,067	

Tabela 8.1: Curvas de pressão capilar versus saturação de água.

A inclinação da linha reta da figura (8.1) define o índice λ .

$$\lambda = -1/m = -1/(-0,92) = 1,09$$

8 Análise de testes em poços na caracterização do arenito Lagoa Parda

indicando que o arenito Lagoa Parda apresenta uma grande amplitude da distribuição do tamanho dos grãos.

As curvas de permeabilidade relativa obtidas nas análises de laboratório apresentam comportamentos bastante diferenciados, refletindo o resultado do valor do índice λ . Desta forma, optou-se por utilizar na simulação de fluxo curvas de permeabilidade relativa obtidas analiticamente. O método de Burdine, (1953, apud Gomes, 1994) gera estas curvas a partir do conhecimento dos pontos terminais das curvas de permeabilidade relativa obtidas em laboratório além do índice λ .

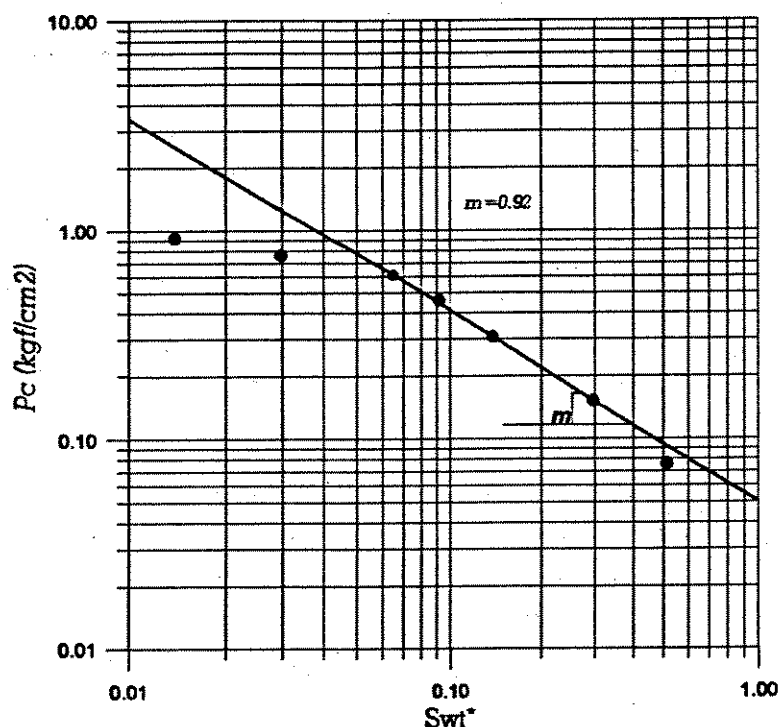


Figura 8.1 - Determinação do índice de distribuição do tamanho dos grãos

8 Análise de testes em poços na caracterização do arenito Lagoa Parda

As curvas de permeabilidade relativa geradas para os sistemas bifásicos óleo-água e gás-óleo estão nas figuras (8.2) e (8.3), respectivamente.

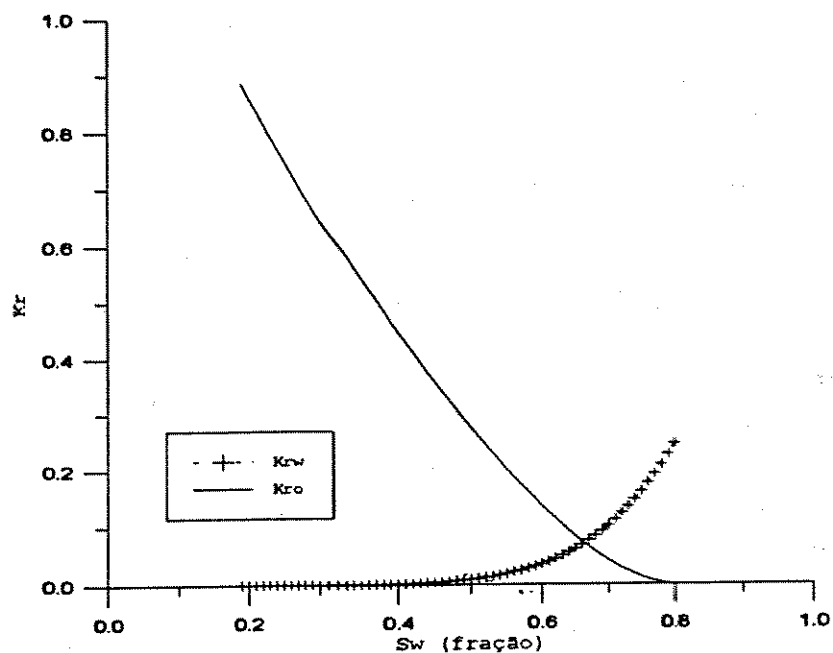


Figura 8.2 - Curvas de permeabilidade relativa para o sistema óleo-água

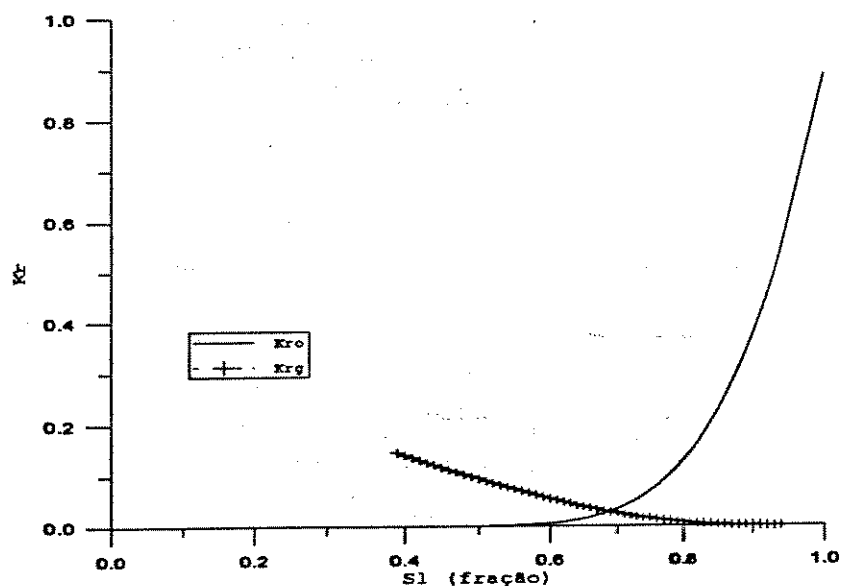


fig 8.3 - Curvas de permeabilidade relativa para o sistema gás-óleo

8.1.2 - Compressibilidade da rocha

A compressibilidade da formação pode ser obtida em experimentos realizados em laboratório, onde a amostra é submetida a diferentes valores de pressão com uma consequente variação do volume poroso. Outra metodologia consiste em obter a compressibilidade da formação a partir de correlações empíricas. Neste estudo, devido a inexistência de dados de laboratório relativos à compressibilidade da rocha, utilizou-se a correlação de Hall (1953), admitindo uma porosidade média de 22,5%

$$C_f = 50,0 \cdot 10^{-6} \text{ (Kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$$

8.1.3 - Curvas da Análise PVT

Neste tópico serão apresentadas as correções necessárias nos parâmetros físicos, obtidos em laboratório, dos fluidos amostrados (óleo e gás), em condições de reservatório.

O simulador de fluxo SimBest-1 exige que as curvas da análise PVT (Pressão-Volume-Temperatura) acima da pressão de saturação sigam a tendência característica do reservatório saturado. Esta metodologia é adotada para satisfazer a condição de repressurização do reservatório.

Na hipótese de um reservatório inicialmente subsaturado, produzindo sem a recomposição de sua energia, sua pressão será reduzida para um nível abaixo da pressão de bolha original, acarretando o desenvolvimento de uma capa de gás secundária.

A repressurização do reservatório através da injeção de água provocará diferentes pressões de bolha entre o topo e a base do reservatório.

Os parâmetros físicos dos fluidos obtidos em laboratório necessitam ser corrigidos antes de sua utilização no simulador de fluxo. As curvas de B_o (Fator Volume-Formação do óleo) e R_s (Razão de Solubilidade do Gás) são informadas estritamente decrescentes com a diminuição da pressão enquanto que a μ_o (viscosidade do óleo) e a B_g (Fator Volume-Formação do gás) são sempre crescentes com a redução da pressão.

As curvas de B_o e R_s obtidas em laboratório devem ainda sofrer correções devido aos processos que ocorrem no reservatório durante a produção de fluidos, normalmente diferentes daqueles realizados em laboratório. Enquanto no laboratório os valores de B_o e R_s são obtidos através da liberação diferencial do gás e liberação "flash" do gás isoladamente, no reservatório tais fenômenos podem ocorrer simultaneamente.

A correção para B_o e R_s , correlacionando a liberação diferencial e "flash" é dada por

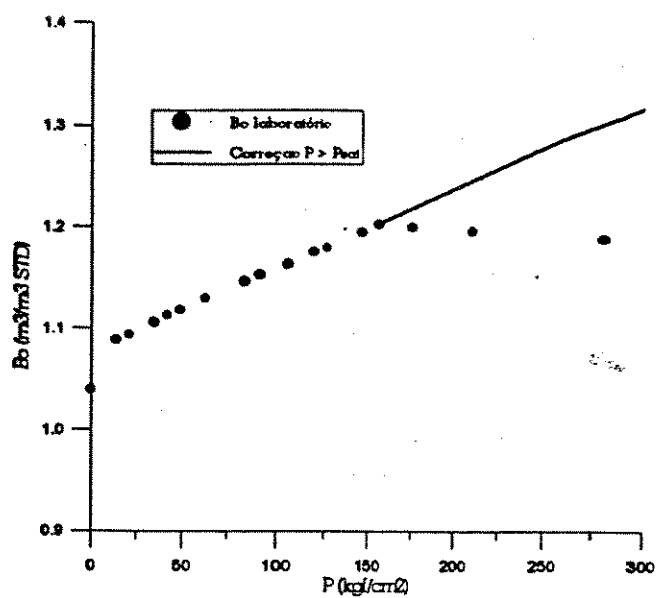
$$B_o = B_{od} \frac{B_{of}}{B_{odb}}$$

$$R_s = R_{sf} - (R_{sdb} - R_{sd}) \frac{B_{of}}{B_{odb}}$$

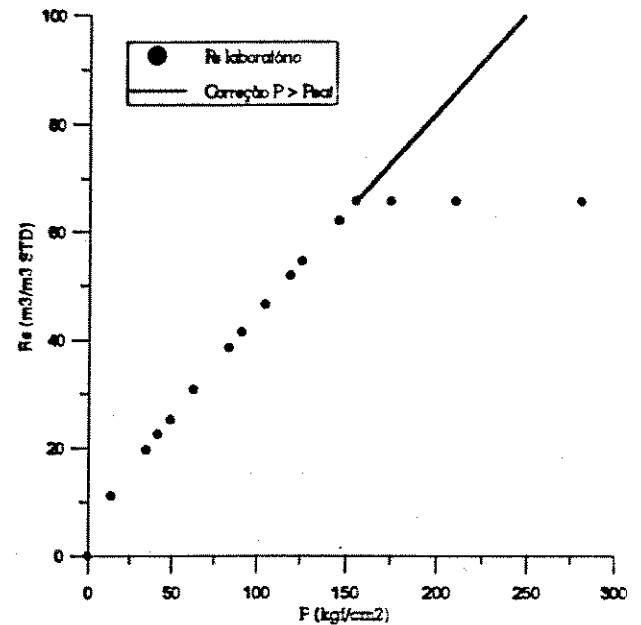
- R_{sf} : é a razão de solubilidade da liberação "flash" do gás entre o ponto de bolha do óleo e as condições de separador e tanque;
- R_{sdb} : é a razão de solubilidade da liberação diferencial do gás na pressão de bolha;
- B_{of} : é o fator volume-formação do óleo da liberação "flash" entre a pressão de bolha e as condições de separador e tanque;
- B_{odb} : é o fator volume-formação do óleo da liberação diferencial do gás no ponto de bolha.

Na figura (8.4) são apresentadas as curvas da análise PVT realizada em uma amostra obtida do poço 7-LP-11-ES. Podem ser observados os dados experimentais obtidos em laboratório e as curvas efetivamente utilizadas na simulação de fluxo. A liberação "flash" realizada em laboratório de B_o e R_s foi realizada apenas em um estágio (condição de tanque), impedindo a correção relativa ao processo laboratorial de obtenção destes parâmetros, diferente daquele que ocorre no reservatório. Todavia, esta correção seria fundamental apenas no caso da presença de um óleo bastante volátil. Para o caso do óleo do Arenito Lagoa Parda, a correção pode ser desprezada.

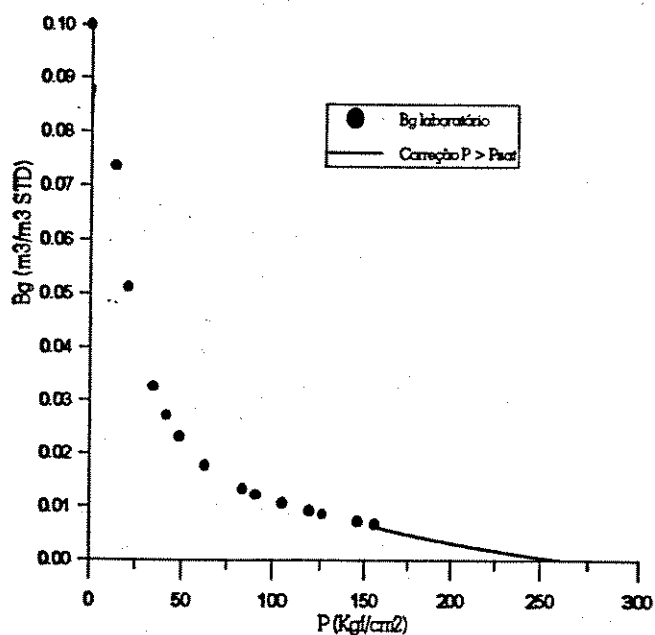
8 Análise de testes em poços na caracterização do arenito Lagoa Parda



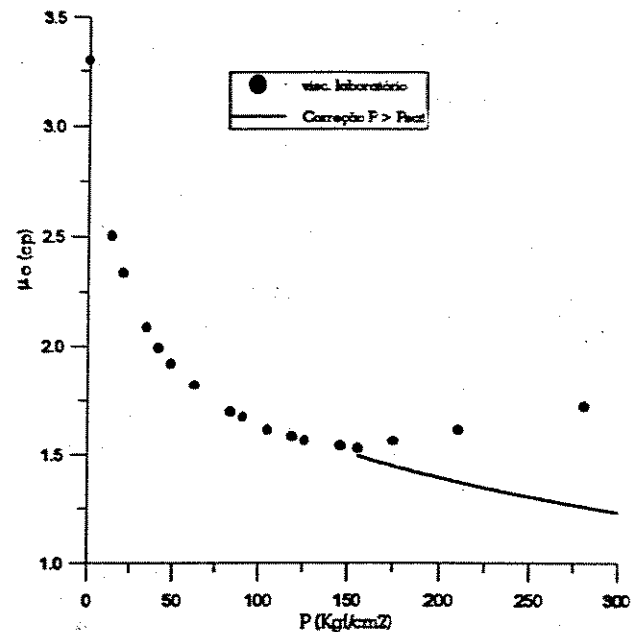
Fator Volume-Formação do óleo versus Pressão



Razão de Solubilidade versus Pressão



Fator Volume-Formação do gás versus Pressão



Viscosidade do óleo versus Pressão

Figura 8.4 - Propriedades PVT de laboratório e após tratamento para simulação de fluxo

8.1.4 - Propriedades da água da formação

A inexistência de parâmetros laboratoriais da água torna necessário a utilização de correlações empíricas a partir de dados da temperatura e pressão do reservatório, além da salinidade da água.

Valores utilizados:

$$T_{res} = 79,4^{\circ}\text{C} = 174,9^{\circ}\text{F}$$

$$P_{res} = 156,2 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\text{Salinidade} = 120000 \text{ mg/l}$$

- Fator volume-formação da água

- considerando água pura: $B_w = 1,02$
- correção devido gás em solução: 0,0045
- correção devido salinidade: 0,57

$$B_w = 1,02 + 0,0045 \cdot 0,57 = 1,0226 \text{ m}^3/\text{m}^3 \text{ STD}$$

- Densidade da água

- considerando a salinidade da água e, em condições de superfície (60°F e 14,7 psia): $d_w = 1,082$
- em condições de reservatório ($B_w = 1,0226$):

$$d_w = 1,0581 \text{ g/cm}^3$$

- Viscosidade da água

- viscosidade da água pura: $\mu_w = 0,38$

- correção devido a salinidade

$$\mu_w = 1,23 * 0,38 = 0,467 \text{ cp}$$

- Compressibilidade da água

- solubilidade do gás na água pura: $R_{sw} = 13 \text{ ft}^3/\text{bbl}$

- correção da solubilidade devido a salinidade:

$$R_{sw} = 0,55 * 13 = 7,2 \text{ ft}^3/\text{bbl}$$

$$C_w = 3,05 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

- correção devido ao gás em solução

$$C_w = 1,08 * 3,05 \cdot 10^{-6} = 3,3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1} = 46,8 \cdot 10^{-6} (\text{Kgf/cm}^2)^{-1}$$

8.2 - SIMULAÇÃO DE TESTES DE FORMAÇÃO

As simulações estocásticas do arenito Lagoa Parda consistiram em determinar a distribuição espacial das litofácies nas 99x99x45 células do "grid". Sendo representações equiprováveis do reservatório, cada imagen deveria ser submetida a um simulador de fluxo para determinar o possível comportamento do reservatório.

As variações dos resultados obtidos entre as imagens simuladas indicariam

o grau de incertezas associadas ao processo. Estas incertezas seriam decorrentes, entre outras causas, do desconhecimento da distribuição espacial das litofácies no reservatório.

A caracterização do arenito Lagoa Parda foi definida a partir de testemunhos e perfis. O volume investigado está restrito ao raio dos poços, onde são obtidos alguns testemunhos, e a uma pequena região dentro do reservatório, correspondente à pesquisa das ferramentas de perfilagem. Isto corresponde a um percentual muito reduzido do volume do reservatório.

Por outro lado, um teste de formação permite uma investigação em profundidades muito maiores que aquelas obtidas nos perfis. A associação das informações de um teste de formação à caracterização de reservatórios pode reduzir as incertezas decorrentes do processo de simulação estocástica. Toda imagem gerada por um processo estocástico tem a mesma probabilidade de representar o reservatório. A inclusão de mais informações pode permitir a exclusão daquelas não representativas das novas condições.

Deve-se sempre ter em mente que o reservatório é determinístico, tem uma representação única, definida pelos processos deposicionais e eventos diagenéticos posteriores. Então, deve existir uma imagem estocástica que melhor represente a verdadeira distribuição espacial das fácies no reservatório.

Nos capítulos anteriores foi analisado que a simulação de um teste de formação permite definir a permeabilidade efetiva da região investigada durante a realização do teste. Conhecendo-se este parâmetro a partir de um teste realizado em

determinado poço, determina-se qual a imagem que melhor representa a respectiva porção do reservatório investigado. O registro de pressão obtido no poço 7-LP-40-ES será comparado com os testes simulados nas imagens estocásticas para definir qual, ou quais, melhor representam a região afetada pelo teste.

8.2.1 - Interpretação do teste de pressão realizado no poço 7-LP-40-ES

O registro de pressão realizado no poço 7-LP-40-ES será utilizado para a determinação da permeabilidade equivalente na região investigada pelo teste. Os parâmetros do teste de campo são:

- Tempo de fluxo: 12,5 horas
- q_o : 83,5 m³/D
- RGO: 60,0 m³/m³
- Tempo de estática: 15,5 horas
- Intervalos Canhoneados: 1537,0/1539,0 m - 1541,5/1544,0 m

O comportamento da pressão e sua derivada durante o período de fechamento do poço estão reportados na figura (8.5). Observa-se que no período de tempo compreendido entre o instante $\Delta t = 1$ hora até o término da estática, a variação da pressão é apenas de 1,5 kgf/cm². A tendência de uma rápida estabilização do

nível de pressão, tendendo à pressão estática do reservatório, é indicativo de um reservatório com boa transmissibilidade e, provavelmente, com uma região danificada nas imediações do poço.

Observando a derivada da pressão define-se que o início do período de comportamento transiente infinito ocorre a partir do instante $\Delta t = 1,5$ horas e, como o patamar médio da curva permanece até o término do teste, admite-se um comportamento de reservatório hidráulicamente homogêneo dentro do volume investigado. As oscilações da derivada da pressão após o início do período transiente podem ser atribuídas à pequena resolução do registrador mecânico de pressão utilizado no teste.

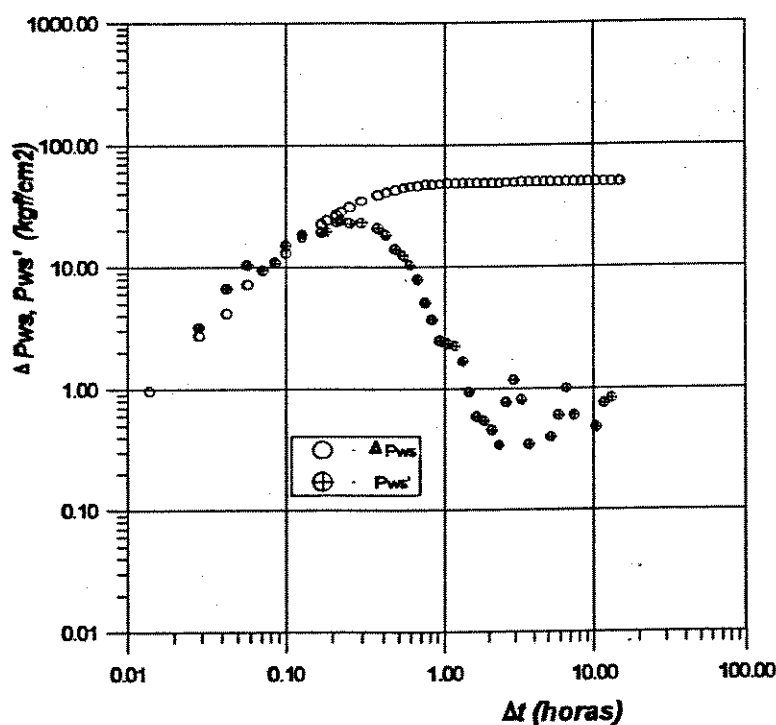


Figura 8.5 - Derivada e variação da pressão no registro realizado no poço 7-LP-40-ES

8 Análise de testes em poços na caracterização do arenito Lagoa Parda

Determinado o instante do início do regime transiente e constatado que este comportamento prolonga-se até o final do teste, obtém-se do gráfico de Horner, figura (8.6), a inclinação da linha reta semi-log.

A inclinação "m" é obtida a partir do ajuste logarítmico da melhor reta que passe pelos pontos experimentais a partir do início do período transiente,

$$m = 1,170 \text{ Kgf/cm}^2/\text{ciclo}.$$

Determinado "m", a permeabilidade equivalente é obtida da equação (6.1). Com exceção ao parâmetro "h", os demais parâmetros são facilmente obtidos: a vazão foi mantida constante e igual a $83,5 \text{ m}^3/\text{dia}$ durante o fluxo; a viscosidade e o fator volume

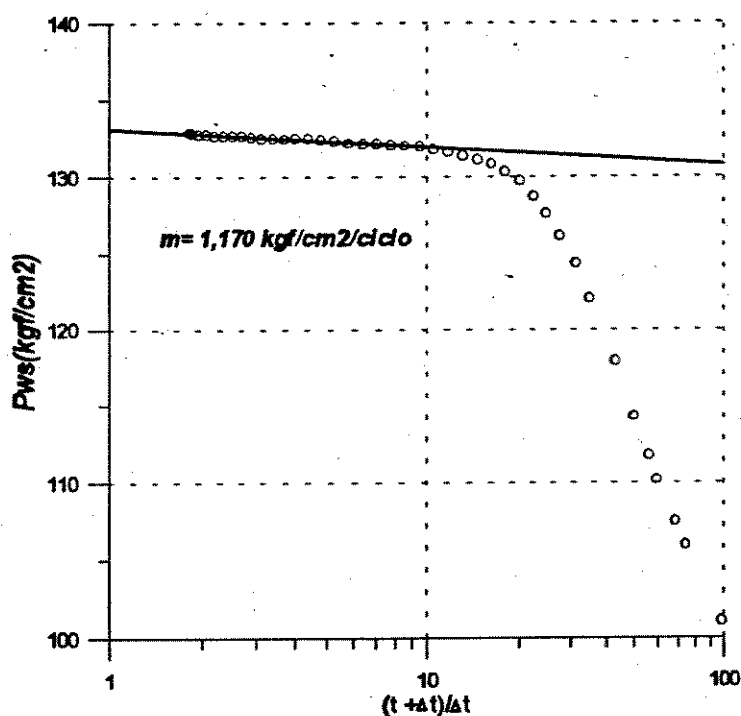


Figura 8.6 - Gráfico de Horner do registro de pressão obtido no poço 7-LP-40-ES

formação do óleo são obtidos das curvas PVT, figura (8.4). Por sua vez, a determinação da espessura do reservatório investigada pelo teste pode apresentar muitas dificuldades. Isto ocorre principalmente quando o reservatório possui muitas intercalações de folhelhos com extensões laterais desconhecidas e também, quando o intervalo aberto ao fluxo é apenas uma pequena parcela da espessura total.

Neste trabalho, onde o objetivo é determinar as imagens que melhor representam o reservatório, será utilizada a transmissibilidade obtida nos testes como parâmetro comparativo entre as imagens estocásticas e o reservatório. Como a transmissibilidade considera as variáveis espessura investigada e permeabilidade efetiva não existe a necessidade do cálculo de "h".

A inclinação "m" do gráfico de Horner é inversamente proporcional a transmissibilidade "τ", definida por

$$\tau = \frac{Kh}{\mu} = 1,151 \frac{qB}{2\pi m}$$

Desta maneira, o valor de "m" obtido da interpretação do teste no poço 7-LP-40-ES servirá de referência para a simulação de um teste, em idênticas condições, nas imagens geradas geoestatisticamente. Realizações que reproduzirem a linha reta semi-log do gráfico de Horner com inclinação similar ao valor do teste efetivamente realizado, terão uma distribuição espacial das eletrofácies mais adequada.

O desenvolvimento matemático da equação que define o comportamento da pressão durante o período de estática, equação (6.1), para a obtenção da inclinação "m", e posterior determinação da permeabilidade efetiva nas imediações do poço,

pressupõe a condição de fluxo monofásico no reservatório. Esta condição não é verdadeira para o teste analisado já que a pressão estática do reservatório está abaixo da pressão de saturação. Todavia, observando-se as medições da RGO (razão gás-óleo) durante o fluxo realizado no teste, constante e pouco abaixo da R_{si} , pode-se afirmar que o gás produzido é proveniente exclusivamente do gás em solução. A saturação de gás no reservatório é pequena e ainda não atingiu a saturação crítica, impedindo que ocorra o fluxo do gás livre. Assim, supõe-se que o valor da inclinação "m" seja pouco influenciada pelo fato do teste ser realizado em um reservatório com sua pressão pouco abaixo da pressão de bolha.

8.2.2 - Simulação do teste de formação nas imagens estocásticas

Os reservatórios possuem uma distribuição espacial de suas propriedades determinística. Contudo, como não se conhece a verdadeira distribuição, já que os dados amostrados são esparsos, geram-se modelos que procuram representar todas as incertezas envolvidas. Estes modelos estocásticos, não considerando informações de teste de poços, geram distribuições que não satisfazem a restrição da análise de teste. A partir da análise de cada imagem através das informações de um teste de formação, será possível então, determinar uma ou mais imagens que satisfaçam a condição do teste de campo. Existe a possibilidade de se encontrar mais de uma imagem que reproduza o mesmo comportamento observado no teste prático.

Isto é decorrente do fato que diferentes configurações radiais das litofácies ao redor do poço podem produzir o mesmo efeito de pressão durante o teste.

A simulação do teste de pressão realizado no poço 7-LP-40-ES através do simulador de fluxo SimBest-1 envolve as seguintes etapas:

- a) Simulação estocástica do reservatório com 99x99x45 células;
- b) Seleção da região afetada pelo teste. Considerou-se as 35x35 células na vizinhança do poço e espessura variando entre o topo do reservatório e a primeira camada dentro do aquífero, figura (8.7);
- c) Colocação de um poço produtor com intervalos canhoneados e vazões definidas pelo teste;
- d) Determinação da pressão no poço para tempos de fluxo e estática de 12 e 20 horas, respectivamente;
- e) Determinação do início do comportamento de regime transiente infinito através do método da derivada;
- f) Determinação da inclinação da linha reta semi-log.

Na simulação dos testes de formação nas imagens estocásticas considerou-se na camada inferior do reservatório a ocorrência de um aquífero, tentando reproduzir o aquífero de fundo, de grandes proporções existente no arenito Lagoa Parda. Foi admitido um comportamento com influxo permanente, onde a pressão externa se mantém constante e igual a pressão inicial.



figura 8.7 - Imagens das três camadas inferiores da simulação 3. Imagens da esquerda: camada simulada; imagens da direita: região selecionada para o teste de poço simulado.

8 Análise de testes em poços na caracterização do arenito Lagoa Parda

O comportamento da pressão no poço foi analisada para diferentes coeficientes de influxo de água, constatando-se que o aquífero não exerce qualquer influência durante o tempo de duração do teste.

A simulação de um teste de formação nas seis imagens estocásticas permitiu definir comportamentos de fluxo diferentes para cada uma delas. Desta maneira, a inclinação da linha reta semi-log é diferente para cada imagem, com valores acima e abaixo daquele obtido no teste de campo, como pode ser observado na figura (8.8).

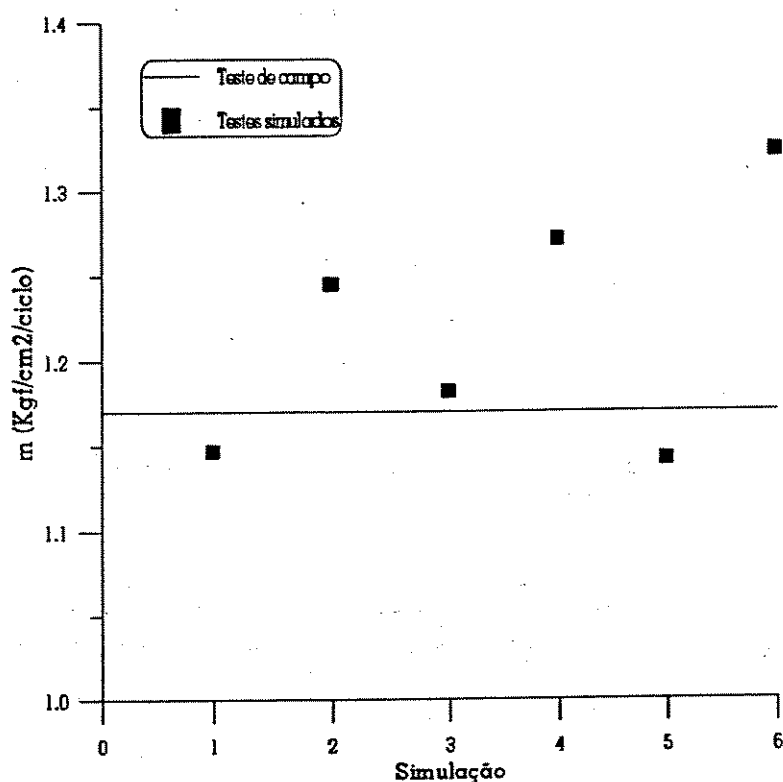


Figura 8.8 - Inclinação da linha reta semi-log 'm' das imagens simuladas e do teste no poço 7-LP-40-ES

Assim, seleciona-se a simulação estocástica que melhor representa o reservatório na região investigada durante o teste. A imagem três é a que mais se aproxima do teste de campo ($m = 1,182 \text{ Kgf/cm}^2/\text{ciclo}$), demonstrando que a distribuição espacial das litofácies está melhor representada por esta realização.

Caso os critérios de seleção envolvam apenas variáveis geoestatísticas, dificilmente a imagem três seria a escolhida já que esta realização apresenta a pior reprodução da fácies dois, tanto em termos de proporção global como de variogramas, como pode ser visto na tabela (7.6) e figura (7.6), respectivamente.

8.2.3 - Proposta para incorporação de dois ou mais testes de formação

No item anterior foram determinadas as imagens que melhor representam a distribuição espacial das litofácies nas imediações de um poço testado. Normalmente, diversos poços pertencentes a um mesmo reservatório são submetidos a testes de pressão, de maneira que várias regiões independentes são investigadas.

A possibilidade de uma imagem específica ser a mais representativa em todas as regiões investigadas pelos testes é bastante remota pois, todas as imagens são equiprováveis e, conseqüentemente, qualquer uma delas pode melhor se adequar a uma dada região.

Conclui-se então que, as distribuições espaciais adequadas para satisfazer as condições impostas pelos testes de formação, localizados em diferentes poços,

provavelmente ocorrerão em diferentes imagens estocásticas. Uma proposta para resolver este problema seria recorrer a seguinte estratégia:

- a) Simular e interpretar um teste de pressão em todas as realizações estocásticas;
- b) Selecionar as células afetadas pelo teste, da imagem mais representativa. Isto pode ser feito através dos mapas de pressão fornecidos pelo simulador de fluxo ou adotar um raio de investigação aproximado, Johnson (1988);
- c) Transformar as células selecionadas em dados condicionantes;
- d) Repetir itens a), b) e c) nos poços desejados;
- e) Efetuar análise variográfica e novas simulações estocásticas, considerando como dados condicionantes os dados originais e os dados obtidos nas regiões investigadas pelos testes.

Com esta metodologia, todas as imagens geradas estarão condicionadas aos dados dos testes de pressão realizados nos poços, diminuindo o grau de incertezas. Estas, estarão restritas às regiões do reservatório não investigadas pelos testes de formação. Neste procedimento, onde as distribuições espaciais mais adequadas aos testes de formação são transformadas em dados condicionantes, porções do reservatório serão honradas pelas simulações estocásticas posteriores reproduzindo as restrições impostas pelos testes de poços. Esta proposta metodológica, em forma de fluxograma, é apresentada na figura (8.9).

8 Análise de testes em poços na caracterização do arenito Lagoa Parda

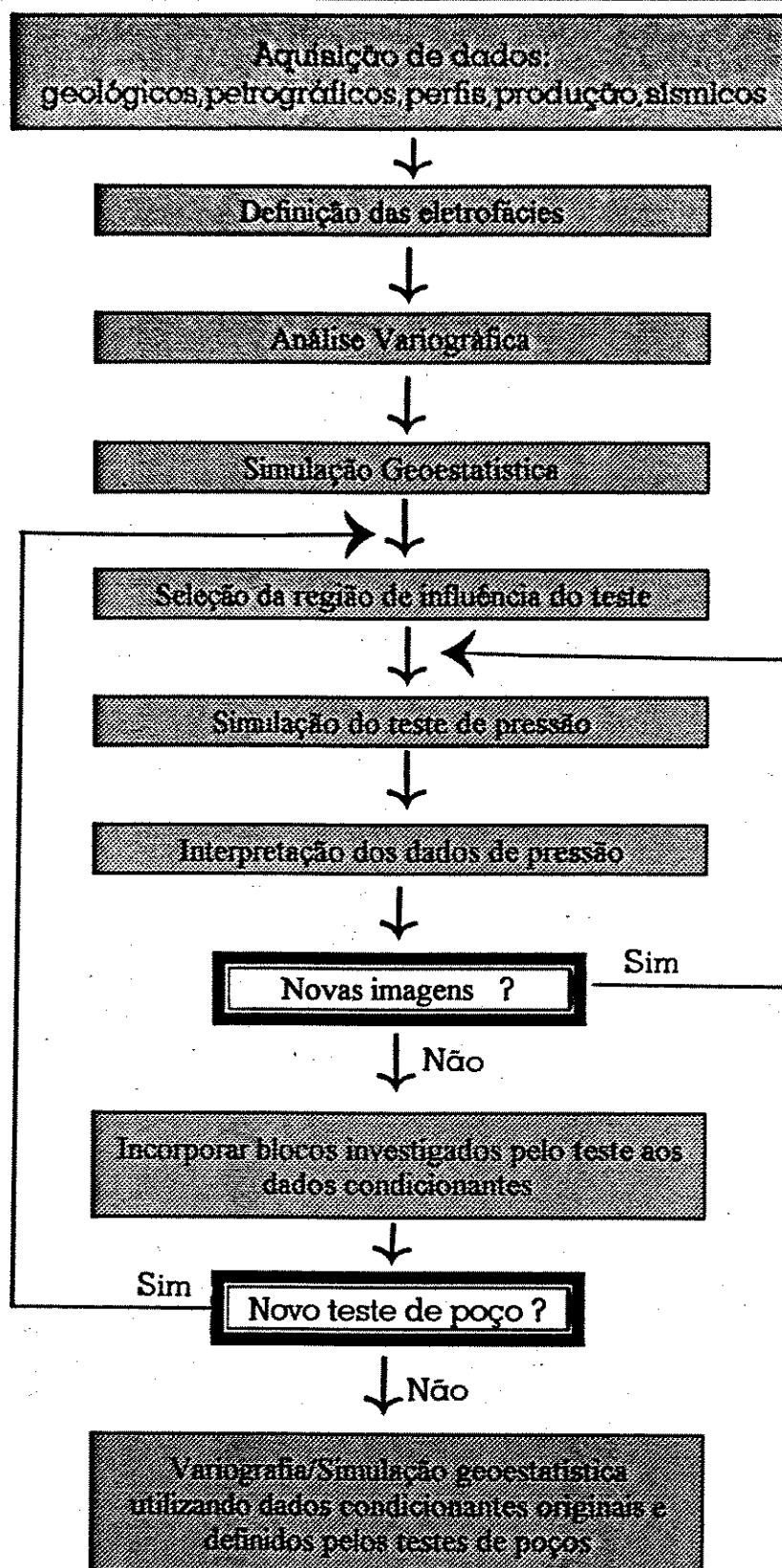


Figura 8.9 - Fluxograma da metodologia proposta para seleção de imagens estocásticas a partir de testes de pressão em poços

Geradas as distribuições mais adequadas nas imediações dos poços testados e transformadas em dados condicionantes, será possível obter novos variogramas das eletrofácies, com parâmetros mais representativos do reservatório, devido a incorporação de dados obtidos de testes em poços.

Convém ainda salientar que os testes de pressão são rotineiramente executados na atividade de engenharia de reservatórios. Diversos poços de um mesmo reservatório são normalmente testados e, muitas vezes, o mesmo poço é avaliado em diferentes intervalos. Isto propicia uma formidável ferramenta de caracterização de reservatórios quando associada às realizações estocásticas.

CAPÍTULO IX

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A conclusão das diversas etapas deste trabalho, onde estão envolvidas áreas afins, que vão desde a geologia de reservatórios à simulação de fluxo, da geoestatística à análise de testes, permite definir que:

- 1 - A integração da análise de testes à caracterização de reservatórios estocásticos permite reduzir as incertezas da distribuição espacial das heterogeneidades na região investigada pelo teste;
- 2 - O método da análise de testes não apresenta solução única. Diferentes distribuições espaciais das heterogeneidades podem reproduzir o mesmo comportamento de pressão no poço;
- 3 - Além da distribuição espacial das heterogeneidades, outros fatores podem afetar o teste simulado e não reproduzir o teste no poço. Podem ser citadas, as variações locais dos parâmetros das litofácies (permeabilidade absoluta, porosidade, ...) e parâmetros físicos dos fluidos utilizados na simulação do teste (permeabilidades relativas);

- 4 - Testes de pressão podem ser reproduzidos em um simulador de fluxo. As soluções analíticas do comportamento de pressão no poço, em reservatórios com condições de contorno específicas, são obtidas numericamente através da interpretação do teste simulado;
- 5 - O método de reproduzir testes de pressão em poços a partir de distribuições espaciais obtidas de realizações estocásticas pode ser visto como uma técnica de pós-processamento das imagens;
- 6 - As imagens geradas pelo algoritmo "SISIMPDF" reproduzem mais adequadamente os variogramas teóricos quando estes possuem um patamar próximo à variância da respectiva litofácies;
- 7 - A utilização de simuladores de fluxo que permitam a técnica de refinamento local, nas células do poço, devem ter prioridade na simulação de um teste de poço, reduzindo assim a distorção no comportamento de pressão nos instantes iniciais;
- 8 - Imagens com boas reproduções dos parâmetros geoestatísticos (variogramas, proporções globais e verticais), podem apresentar uma transmissibilidade inadequada na região investida pelo teste;

- 9 - Novas metodologias podem ser testadas na caracterização de reservatórios através da análise de testes:
- Comparação de métodos numéricos com métodos analíticos para obtenção da permeabilidade equivalente;
 - Simulação condicional estocástica da distribuição de permeabilidades dentro de cada litofácies;
 - Comparação entre variogramas experimentais obtidos com os dados originais e com a inclusão dos dados na vizinhança do(s) poço(s) testado(s), determinados pela análise de testes.
- 10 - A simulação estocástica é um instrumento de enorme potencial na caracterização de reservatórios, porém, não pode ser vista como um fim. Novas e modernas técnicas devem ser implementadas, inserindo informações que contribuam para a redução das incertezas inerentes a este processo. A utilização de dados provenientes da análise de testes em poços, restringe o número de realizações que podem efetivamente representar a verdadeira distribuição espacial da permeabilidade do reservatório,

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALABERT, F.G.: "Constraining Description of Randomly Heterogeneous Reservoirs to Pressure Test Data: A Monte Carlo Study", *SPE 19600, SPE 64th Annual Technical Conference and Exhibition*, 307-321, 1989.
- ALABERT, F.G. & CORRE, B.: "Heterogeneity in a Complex Turbiditic Reservoir: Impact on Field Development", *SPE 22902, SPE 66th Annual Technical Conference and Exhibition*, 177-190, Dallas, Texas, 1991.
- AZIZ, K. & SETTARI, A.: "*Petroleum Reservoir Simulation*", London, Applied Science Publisher, 416 p, 1979.
- BALLIN, P.R.; AZIZ, K.; JOURNEL, A.G.: "Prediction of Uncertainty in Reservoir Performance Forecast", *JCPT*, Vol. 31, n° 4, 1992.
- BEGG, S.H. & KING, P.R.: "Modelling the Effects of Shales on Reservoir Performance: Calculation of Effective Vertical Permeability", *SPE 13529, SPE Reservoir Simulation Symposium*, 331-345, Dallas, Texas, 1985.
- BEGG, S.H. & CARTER, R.R.: "Assigning Effective Values to Simulator Grid-Block Parameters Heterogeneous Reservoirs", *SPE 16754, SPE 62th Annual Technical*

Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1987.

BERALDO, V.T.: "*Estudo de Comportamento de Poço de Óleo com Aquífero de Fundo utilizando Modelagem Estocástica com Base em Afloramentos*", Dissertação de Mestrado, Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 116 p, 1992.

BOURDET, D. et alii.: "A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis", *World Oil*, maio 1983.

BRITTO, P.R. & GRADER, A.S.: "The Effects of Size, Shape, and Orientation of an Impermeable Region on Transient Pressure Testing", *SPE Formation Evaluation*, 595-606, 1988.

BUTLER, J.J.: "*Pumping Tests in Non-Uniform Aquifers: Deterministic/Stochastic Analysis*", Phd Dissertation, Stanford University, 220p., 1987.

CORNETI, M.A. & REMACRE, A.Z.: "*Programa ANAVAR*", UNICAMP/Instituto de Geociências/Área de Geologia de Petróleo, 1994.

CRUZ, P.S.: "*Análise Crítica dos Métodos de Mudança de Escala Associados à Simulação de Reservatórios*", Dissertação de Mestrado, Campinas-SP, Universidade Estadual de Campinas, 1991.

DESBARATS, A.J.: "Numerical Estimation of Effective Permeability in Sand-Shale Formations", *Water Resources Research*, Vol. 23, n° 2, 273-286, 1987.

DESBARATS, A.J.: "Geostatistical Analysis of Interwell Transmissivity in Heterogeneous Aquifers", *Water Resources Research*, Vol. 29, n° 4, 1239-1246, 1993.

DEUTSCH, C.V.: "Annealing Techniques Applied to Reservoir Modeling and the Integration of Geological and Engineering (Well Test) Data", Phd Dissertation, Stanford University, 306p., 1992.

DEUTSCH, C.V. & JOURNEL, A.G.: "GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide", New York, Oxford University Press, 338p., 1992.

FETOSA, G. et alii: "Determination of Permeability Distribution from Well Test Pressure Data", SPE 26047, SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, 1993.

FERREIRA, A.A.: "Caracterização de Reservatórios de Petróleo através de Análise Geoestatística", Dissertação de Mestrado, Ouro Preto-MG, Universidade Federal de Ouro Preto, 1988.

GOMES, J.A.T.: "Aspectos Práticos de Simulação Numérica de Reservatórios", In: *Disciplina de Estudos de Campos de Petróleo, Mestrado em Geoengenharia*

de Petróleo, 1994.

GÓMES-HERNANDES, J.J. & GORELICK, S.M.: Effective Groundwater Model Parameter Values: Influence of Spatial Variability of Hydraulic Conductivity, Leakance, and Recharge", *Water Resources Research*, Vol.25, n° 3, 405-419, 1989.

GRINGARTEN, A.C. & BOURDET, D.P.: "A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type-Curves for Early-Time Transient Analysis", *SPE 8205, SPE 54th Annual Technical Conference and Exhibition*, Las Vegas, Nevada, 1979.

HALDORSEN, H.H. & MACDONALD, C.J.: "Stochastic Modelling of Underground Reservoir Facies (SMURF)", *SPE 16751, SPE 62nd Annual Technical Conference and Exhibition*, 99-113, Dallas, Texas, 1987.

HALDORSEN, H.H.: "On the Modelling of Vertical Permeability Barriers in Single-Well Simulation Models", *SPE Formation Evaluation*, 349-358, setembro 1989.

HALL, H.: "Compressibility of Reservoir Rocks", *Trans. Aime*, 1953, p.309.

HANDYSYDE, D.D. & KARAOGUZ, O.K.: "A Practical Application of Stochastic Modeling Techniques for Turbidite Reservoirs", *SPE 24892, SPE 67th Annual Technical Conference and Exhibition*, Washington, DC, 1992.

HEWETT, T.A. et alii: "Considerations Affecting the Scaling of Displacements in Heterogeneous Permeability Distributions", *SPE 20739, SPE 65th Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Los Angeles, 233-243, 1990.

HOLDEN, L.; HOIBERG, J.; LIA, O.: "An Estimator for the Effective Permeability", *2th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, Arles, France, 1990.

HOLDEN, L. & LIA, O.: "Scaling of Lognormally Distributed Permeability", In: *Stochastic Modeling in Reservoir Description - Material de Referência, SEREC/SENOR/CAPRO 93*, Rio de Janeiro, 1993.

ISAAKS, E.H. & SRIVASTAVA, R.M.: "Applied Geostatistics", Oxford University Press, New York, 561p., 1989.

JOHNSON, P.W.: "The Relationship Between Radius of Drainage and Cumulative Production", *SPE Formation Evaluation*, 267-270, março 1988.

JOURNEL, A.G. et alii: "Power Averaging for Block Effective Permeability", *SPE 15128, 56th California Meeting of the SPE*, 329-334, Oakland, California, 1986.

JOURNEL, A.G. & HUIJBREGTS, CH.J.: "Mining Geostatistics", Academic Press, Londres,

600p., 1989.

LARA, A.Q. & CAMPAGNOLO, E.A.: *"Adaptação dos Simuladores de Reservatórios para Interpretação de Testes de Pressão em Poços"*, PETROBRÁS/CENPES/ DGER/SERES, Rio de Janeiro, 136p, 1990.

LEMOUZI, P.M. & ESCHARD R.: *"An Integrated Approach EOR Evaluation of Production Scenarios in the Field Delineation Phase"*, SPE 22906, SPE 66th Annual Technical Conference and Exhibition, 209-219, Dallas, Texas, 1991.

MASSONNAT, G.J. et alii: *"Well Test Interpretation in Geologically Complex Channelized Reservoirs"*, SPE 26464, SPE 68th Annual Technical Conference and Exhibition, 501-510, Texas, 1993.

MATTHEWS, C.S. & RUSSELL, D.G.: *"Pressure Buildup and Flow Tests in Wells"*, Monograph Volume 1, Storm Printing Corp., Dallas, Texas, 167p., 1967.

MIHAGUTI, M.K.: *"Impactos das Incertezas Geológicas nos Resultados de uma Simulação de Fluxo. Aplicação em um Caso Real"*, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 125 p., 1994.

MORELON, L.F. et alii: *"An Application of a 3D Geostatistical Imaging to Reservoir Fluid*

Flow Simulations", *SPE 22312, SPE Petroleum Engineers Conference*, 223-231, Dallas, Texas, 1991.

OLIVER, D.S.: "The Averaging Process in Permeability Estimation from Well-Test Data", *SPE Formation Evaluation*, 319-324, 1990.

OLIVER, D.S.: "Estimation of Radial Permeability Distribution from Well-Test Data", *SPE Formation Evaluation*, 290-296, 1992.

ONUR, M.; PERES, A.M.M.; REYNOLDS, A.C.: "New Well-Testing Pressure Functions with Applications", *SPE Formation Evaluation*, 135-144, 1993.

PALAGI, C.: "Fundamentos de Simulação de Fluxo de Reservatórios Aplicados ao SimBest II - Modelo Black-Oil Convencional", PETROBRÁS/RPNE/DIAREV/SETEC, Aracaju, 1993.

PEACEMAN, D.W.: "Interpretation of Well-Block Pressure in Numerical Reservoir Simulation", *SPE 6893, SPE Journal*, 183-189, 1978.

PEACEMAN, D.W.: "Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation with Nonsquare Grid Blocks and Anisotropic Permeability", *SPE Journal*, 531-536, 1983.

PÉREZ, G.: "Stochastic Conditional Simulation for Description of Reservoir Properties", Phd Dissertation, University of Tulsa, 227p., 1991.

PROANO, E.A. & LILLEY, I.J.: "Derivative of Pressure: Application to Bounded Reservoir Interpretation", SPE 15861, SPE European Petroleum Conference, Londres, 1986.

RAMEY, H.J. & COBB, W.M.: "A General Pressure Buildup Theory for a Well in a Closed Drainage Area", *Journal of Petroleum Technology*, 1493-1505, 1971.

ROMEY, R.K.: "Écoulement en Milieux Hétérogènes: Prise de Moyenne de Perméabilité en Régimes Permanent et Transitoire", Tese de Doutorado, Paris, Universidade de Paris VI, 1994.

SAGAR, R.K.; KELKAR, B.G.; THOMPSON, L.G.: "Reservoir Description by Integration of Well Test Data and Spatial Statistics", SPE 26462, SPE 68th Annual Technical Conference and Exhibition, 475-489, 1993.

SARZENSKI, D.J.: "Correlação Rocha-Perfil no campo de Lagoa Parda, bacia do Espírito Santo", PETROBRÁS/DEPEX/DIGED/SETEP, 86p, 1993.

SCHWABE, K. & BRAND, J.: "Prediction of Reservoir Behavior Using Numerical Simulators", SPE 1857, 42nd Annual Fall Meeting, Houston, 1967.

SENGER, R.K. et alii: "Dominant Control on Reservoir-Flow Behavior in Carbonate Reservoirs as Determined from Outcrop Studies", The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Austin, Texas, 1991.

SOUZA, G.M.: "Campo de Lagoa Parda - Quarto Relatório de Acompanhamento", DIES/DIPRO/SEREV, 1991.

TOLEDO, J.P.: "Caracterização Geoestatística em Simuladores Numéricos de Reservatórios", Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 117p, 1990.

van POOLEN, H.K. et alii: "Treatment of Individual Wells and Grids in Reservoir Modeling", *SPE Journal*, 341-346, 1968.

WARREN, J.E. & PRICE, H.S.: "Flow in Heterogeneous Porous Media", *SPE Journal*, 153-169, 1961.

WARREN, G.M.: "Numerical Solutions for Pressure Transient Analysis", SPE 26177, SPE Gas Technology Symposium, Canadá, 1993.

WILLIAMSON, A.S. & CHAPPELEAR, J.E.: "Representing Wells in Numerical Reservoir Simulation, Part 1 - Theory", *SPE Journal*, 21, 323-338, 1981.

APÊNDICE A

Relação entre pressão no poço e a pressão média na célula no poço

Os poços permitem que fluidos do reservatório sejam produzidos ou injetados nas células de uma malha de simulação. Na simulação de fluxo, o poço é tratado como tendo volume nulo, ou seja, todo fluido que é produzido (injetado) na superfície, é produzido (injetado) instantaneamente pelas células abertas ao fluxo e em contato com o poço.

As dimensões horizontais das células de um simulador numérico que contém um poço são muito maiores que o raio do poço. Desta forma, a pressão calculada para aquela célula será muito diferente da pressão de fluxo de fundo que ocorrerá no poço.

No estudo realizado por Schwabe & Brand (1967) consideraram fluxo radial permanente e monofásico de um fluido pouco compressível em duas dimensões. A equação que governa este regime de fluxo é dada por

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_e - P_{wf}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s} \quad (\text{A.1})$$

onde r_e seria tomado igual a Δx e P_e é uma pressão efetiva no raio de drenagem r_e e igual a P_o (pressão da célula que contém o poço). Então, desconsiderando o efeito "skin",

a equação (A.1) reduz-se a

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_o - P_{wf}}{\ln\left(\frac{\Delta x}{r_w}\right)} \quad (\text{A.2})$$

van Poolen et al. (1968), definiram que a pressão calculada para uma célula contendo um poço deveria ser igual a pressão média sobre a porção do reservatório representada pela célula

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{P_o - P_{wf}}{\ln\left(\frac{\Delta x}{r_w \sqrt{\pi}}\right) - \frac{1}{2}} \quad (\text{A.3})$$

Coats et al. (1974), introduziram um índice de produtividade para relacionar a pressão da célula com a pressão de fluxo do poço

$$q = \frac{IP (P_o - P_{wf})}{\mu} \quad (\text{A.4})$$

onde

$$IP = \frac{2\pi kh}{\ln\left(\frac{\sqrt{\Delta x \cdot \Delta y}}{r_w \sqrt{\pi}}\right) - \frac{1}{2}} \quad (\text{A.5})$$

Peaceman (1978), demonstrou que o trabalho de van Poolen (op. cit) era apropriado para células que não continham poços. Para aquelas que tinham a presença de um

poço contido, a pressão do bloco não era uma pressão média sobre toda a área ocupada pela célula. Peaceman introduziu o conceito de raio equivalente (r_o) para a célula do poço. Este é o raio no qual a pressão para o regime de fluxo permanente para o poço é igual à pressão calculada para a célula. Nesta condição, considerando células quadradas,

$$r_o = 0,2 \Delta x \quad (A.6)$$

e

$$q = \frac{2\pi Kh (P_o - P_{wf})}{\mu \ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right)} \quad (A.7)$$

Desta forma, a pressão da célula que contém o poço é igual a pressão de fluxo permanente num raio de $0.2\Delta x$.

Pela metodologia de van Poolen, usando a pressão média do bloco igual a pressão da célula que contém o poço, dada pela equação (A.3) e comparando-se com a equação (A.7) obtida por Peaceman, obtém-se,

$$r_o^P = \frac{\Delta x}{\sqrt{\pi}} \exp\left(-\frac{1}{2}\right) = 0,342 \Delta x \quad (A.8)$$

A equação (A.8), obtida a partir do trabalho de van Poolen, indica que a pressão da célula que contém o poço é igual a pressão de fluxo em um raio $0.342 \Delta x$. Contudo Peaceman mostrou que este valor não era verdadeiro, devendo, na realidade, ser igual a $0.2\Delta x$.

Para os casos em que as dimensões Δx e Δy da célula que contém o poço não forem iguais, Peaceman (1983), mostrou que o raio onde a pressão de fluxo é numericamente igual à pressão da célula é dado por

$$r_o = 0,14(\Delta x^2 + \Delta y^2)^{1/2} \quad (A.9)$$

Quando o meio for anisotrópico, o raio equivalente é

$$r_o = 0,28 \frac{[(K_y/K_x)^{1/2} \Delta x^2 + (K_x/K_y)^{1/2} \Delta y^2]^{1/2}}{(K_x/K_y)^{1/4} (K_y/K_x)^{1/4}} \quad (A.10)$$

A partir da determinação do raio equivalente r_o é possível relacionar a pressão da célula que contém o poço (P_o), com a pressão de fluxo de fundo

$$P_o - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi (K_x K_y)^{1/2} h} \ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right) \quad (A.11)$$

Embora o raio equivalente r_o tenha sido derivado na condição de fluxo monofásico, incompressível e regime permanente, Williamson and Chapplear (1981)

mostraram que o resultado é válido para fluidos compressíveis e fluxo não permanente desde que os transientes de pressão já tenham migrado para além da região compreendida pela célula do poço e adjacentes, ou seja

$$t_{da} = \frac{kt}{\phi \mu C_i (\Delta x)^2} \geq 0,1 \quad (A.12)$$

O resultado pode ser estendido para a condição de fluxo multifásico, desde que a taxa de variação das saturações próximo ao poço seja pequena.