

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

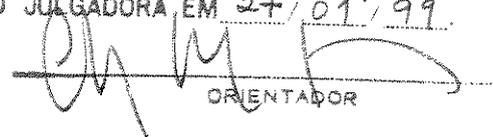
**Influência das Heterogeneidades Estruturais e  
Estratigráficas na Simulação de Fluxo:  
Um Exemplo de Afloramento,  
Bacia de Taubaté – SP**

Autor: Luís Carlos Gomes Pires

Orientador: Chang Hung Kiang

Coorientador: Denis José Schiozer

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À REDAÇÃO FINAL DA  
TESE DEFENDIDA POR Luís Carlos Gomes  
Pires E APROVADA PELA  
COMISSÃO JULGADORA EM 27/01/99.

  
ORIENTADOR

01/99

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

**Influência das Heterogeneidades Estruturais e  
Estratigráficas na Simulação de Fluxo:  
Um Exemplo de Afloramento,  
Bacia de Taubaté – SP**

**Autor: Luís Carlos Gomes Pires  
Orientador: Chang Hung Kiang  
Coorientador: Denis José Schiozer**

Curso: Engenharia de Petróleo

Dissertação de mestrado apresentada à comissão de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 1999  
S.P. - Brasil

UNIDADE	BC
N.º CHAMADA:	
V.	Ex.
TOMBO BC/	38991
PROC.	229/99
C	<input type="checkbox"/>
D	<input checked="" type="checkbox"/>
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	09/10/99
CPD	

CM-00126438-7

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA  
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

P665i

Pires, Luís Carlos Gomes

Influência das heterogeneidades estruturais e estratigráficas na simulação de fluxo: um exemplo de afloramento, Bacia de Taubaté-SP. / Luís Carlos Gomes Pires.--Campinas, SP: [s.n.], 1999.

Orientadores: Chang Hung Kiang; Denis José Schiozer.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

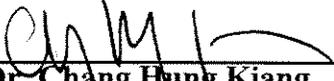
1. Falhas (Geologia). 2. Reservatórios 3. Método de simulação. 4. Engenharia de reservatório de óleo. 5. Engenharia do petróleo. I. Chang, Hung Kiang. II. Schiozer, Denis José. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

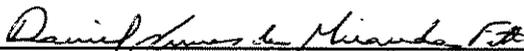
**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Influência das Heterogeneidades Estruturais  
e Estratigráficas na Simulação de Fluxo:  
Um Exemplo de Afloramento,  
Bacia de Taubaté – SP**

Banca Examinadora:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Chang Hung Kiang  
Universidade Estadual Paulista – UNESP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Daniel Nunes de Miranda Filho  
Petróleo Brasileiro S.A.

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Euclides José Bonet  
Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP

Aos meus pais, Jaime e Fernanda, que nunca mediram esforços para me educar e que sempre acreditaram em mim;

À minha esposa, Maura Massago Cumagay, pelo apoio, incentivo, carinho, amor, dedicação e compreensão, mesmo nos momentos mais críticos; e

Ao meu filho, Henrique Sadao Pires, pela oportunidade sublime de ser pai.

*Dedico*

À PETROBRÁS S.A. pelo apoio financeiro concedido durante a realização deste trabalho.

Aos professores Chang Kiang e Denis Schiozer pelo apoio, incentivo e orientação desta tese.

Ao analista de sistemas Moacir Cornetti pela presteza e auxílio na elaboração do programa em FORTRAN de tratamento da imagem.

Ao técnico Claudinho pelo peneiramento e tratamento das amostras de rocha.

À minha gerente Ida Motoki, sempre prestativa e eficiente, que, apesar da distância, não se esqueceu de seus colaboradores.

Aos amigos Antônio Mainieri (Petrobrás Macaé) e Honório Yokota que, mesmo de férias, não mediram esforços na revisão do texto final.

À jornalista e prima Fátima Gatoeiro, pela revisão gramatical e ortográfica.

Finalmente, a minha esposa Maura Cumagay pelo apoio, incentivo e compreensão durante todo o mestrado e ao meu filho Henrique pelos momentos de descontração e esparecimento.

*Agradeco*

**Paradoxo temporal do mestrando:**  
*O dia demora a passar, mas o tempo se exauri rapidamente ...*

## Resumo

PIRES, L. C. G.. *“Influência das Heterogeneidades Estruturais e Estratigráficas na Simulação de Fluxo: Um Exemplo de Afloramento – Bacia do Taubaté – SP.”* Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 120 p. Tese (Mestrado).

A compartimentação lateral e vertical de um reservatório geralmente envolve muitas incertezas, principalmente nas fases iniciais de exploração de um campo de petróleo, podendo ter impacto decisivo no plano de desenvolvimento. Nesta fase, os dados de produção, que auxiliam na definição do grau de compartimentação do reservatório, infelizmente, não estão disponíveis. Esta tese mostra de que maneira as heterogeneidades estruturais, estratigráficas e litofaciológicas podem influenciar na irrupção de água, produção acumulada e eficiência de recuperação de hidrocarbonetos quando diferentes modelos geológicos são submetidos ao simulador de fluxo. O arcabouço geológico é construído com base em um afloramento que expõe sedimentos fluviais terciários composto por arenitos, siltitos e folhelhos intensamente compartimentados. São elaborados quatro modelos físicos com diferentes características permoporosas dos planos de falhas e das sete litofácies mapeadas. A manutenção de pressão deste reservatório confinado é feita por poços injetores de água. O conhecimento de todo o domínio simulado tem a vantagem de permitir o acompanhamento da frente de avanço da água de forma contínua, bem como avaliar a distribuição das saturações ao final da exploração. O resultado deste estudo mostra a importância e os efeitos dos modelos físicos no desenvolvimento de um reservatório de petróleo.

*Palavras-chave:*

Reservatórios heterogêneos  
Falhas  
Compartimentação  
Simulação de fluxo

## Abstract

PIRES, L. C. G.. *“Influence of Structural and Stratigraphic Heterogeneities in Fluid-flow Simulation: An Outcrop Example – Taubaté Basin – SP.”* Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1999. 120 p. Tese (Mestrado).

The lateral and vertical compartmentalization of a reservoir generally involves many uncertainties that can have decisive impact on the design of development programs, mainly in the initial phase of a petroleum field exploitation. The production data, unfortunately, are not available in the initial phase of exploitation. This work shows how structural, lithofacies and stratigraphic heterogeneities can impact on water breakthrough, on accumulated production and on sweep efficiency of hydrocarbon recovery when different geological models are submitted to the fluid flow simulator. The geological framework is built based on outcrop that exposes tertiary fluvial sediments composed of sandstones, siltites and shales highly compartmentalized. Four physical models are elaborated with different permeabilities assigned to the fault surfaces and sedimentary units, using water-driven simulation with producers and injector wells. Considering that the simulation models represent the real geological framework, it is possible to monitor the oil displacement patterns, as well as to evaluate the distribution of the water saturation at the end of the exploitation. The result of this study exhibit the importance and the effects of the physical models in the development of a petroleum reservoir.

### *Keywords:*

Reservoir heterogeneities  
Faults  
Compartmentalization  
Fluid-flow simulation

# Sumário

<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>X</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>xiv</b>
<b>LISTA DE FOTOGRAFIAS.....</b>	<b>xiv</b>
<b>NOMENCLATURA.....</b>	<b>xv</b>
<b>1 – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
<b>2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>6</b>
2.1 – BACIA DE TAUBATÉ.....	6
2.2 – HETEROGENEIDADES GEOLÓGICAS E SUAS RESPOSTAS NO SIMULADOR DE FLUXO.....	8
<b>3 – CARACTERIZAÇÃO DO AFLORAMENTO.....</b>	<b>25</b>
3.1 – DEFINIÇÃO DAS LITOFÁCIES .....	25
3.2. – TRATAMENTO GEOESTATÍSTICO .....	32
3.3 – FILTRAGEM DA IMAGEM .....	38
<b>4 – MODELAGEM DO AFLORAMENTO .....</b>	<b>47</b>
4.1 – MATRIZ DE PERMEABILIDADE .....	47
4.2 – CONDUTIVIDADE HIDRÁULICA X PERMEABILIDADE.....	51
4.3 – EVOLUÇÃO DIAGENÉTICA .....	54
4.4 – SIMULADOR DE FLUXO.....	59
4.5 – MALHA DE SIMULAÇÃO .....	60
4.6 – GERAÇÃO DOS MODELOS FÍSICOS .....	61
<b>5 – SIMULAÇÃO DO AFLORAMENTO.....</b>	<b>65</b>
5.1 – INTRODUÇÃO.....	65
5.2 – OBJETIVO.....	66
5.3 – CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	66
5.4 – IRRUPÇÃO DE ÁGUA.....	69
5.4.1 - Modelo de Falhas Passivas (MFP) .....	70
5.4.2 - Modelo de Falhas Selantes (MFS) .....	78

5.5 - FATOR DE RECUPERAÇÃO .....	82
5.5.1 – <i>Objetivo e Finalidade</i> .....	82
5.5.2 – <i>Considerações Gerais</i> .....	82
5.5.3 – <i>Resultados</i> .....	83
5.6 - CANHONEIO RESTRITO .....	88
5.6.1 – <i>Introdução</i> .....	88
5.6.2 – <i>Objetivo e Finalidade</i> .....	88
5.6.3 – <i>Resultados</i> .....	88
5.7 – CONFIGURAÇÃO INVERTIDA DOS POÇOS PRODUTORES E INJETORES .....	92
5.7.1 – <i>Objetivo e Finalidade</i> .....	92
5.7.2 - <i>Modelo de Falhas Selantes (MFS)</i> .....	92
5.7.3 - <i>Modelo de Falhas Passivas (MFP)</i> .....	95
<b>6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>108</b>
6.1 – <i>Conclusões</i> .....	108
6.2 - <i>Recomendações</i> .....	111
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>112</b>

## Índice de Figuras

2. 1 - Mapa Estrutural da Bacia de Taubaté com a localização do Afloramento estudado (extraído de Borba, 1996).....	7
2. 2 - Representação esquemática e terminologia utilizada por Antonellini e Audin (1989) na classificação das descontinuidades estruturais em arenitos falhados.....	9
2. 3 - Desenvolvimento de "shear smear" ao longo de uma zona de falha na antiga Alemanha Ocidental (segundo Hooper, 1991).....	10
2. 4 - Zoneamento de uma banda deformada proposta por Aydin (1978).....	11
2. 5 - Terminologia utilizada por Weber (1986) para a subdivisão das diferentes categorias de óleo residual.....	14
2. 6 - Isóbaras (MPa) da pressão de fluido e vetores da velocidade do fluido para os modelos 1 (esquerda) e 2 (direita) de Mattahäi & Roberts (1996).....	22
2. 7 - Isóbaras (MPa) da pressão de fluido e vetores da velocidade do fluido para os modelos 3 (esquerda) e 4 (direita) de Mattahäi & Roberts (1996).....	23
3. 1 - Interpretação geológica estrutural do afloramento em estudo.....	27
3. 2 - Fotomosaico com a interpretação das falhas segundo Borba (1996) e as seções estratigráficas levantadas.....	27
3. 3 - Seção geológica da face norte do afloramento Taubaté, apresentando as litofácies e o arcabouço esturural. (A) seção estratigráfica reconstituída e (B) seção esturural.....	31
3. 4 - Curvas de proporção horizontal (A) e vertical (B) para as 5 indicatrizes.....	34
3. 5 - Variogramas experimentais horizontais (D1) e verticais (D2) das 5 indicatrizes.....	35
3. 6 - Variogramas esperimentais verticais das 5 indicatrizes (mudança de escala).....	35
3. 7 - Mapa de localização dos perfis estratigráficos levantados. Em vermelho: configuração atual (seção esturural), em verde: configuração dos perfis após reconstituição da seção estratigráfica.....	37
3. 8 - Seção geológica do afloramento Taubaté apresentando as litofácies e o arcabouço esturural, após reamostragem em editor de imagem.....	39
3. 9 - Seção geológica do afloramento Taubaté apresentando as litofácies e o arcabouço esturural, após filtragem, segundo programa em fortran.....	41
3. 10 - Histograma de cores (litofácies) das três imagens do afloramento.....	42
4. 1 - Esquema da metodologia utilizada para levantamento granulométrico. Modificado de Bjrølykke (1989), página 8.....	49
4. 2 - Distribuição acumulada de algumas amostras do afloramento estudado.....	49
4. 3 - Relação entre permeabilidade e tamanho de grãos, a qual é função do ambiente deposicional e da maturidade dos sedimentos. Modificado de Shepherd (1989).....	50

4.4 - Evolução proposta para a permeabilidade .....	58
4.5 - Malha de simulação dos blocos ativos utilizada para todos os modelos. É mostrada ainda a futura posição dos poços produtores e injetores .....	61
4.6 - Arcabouço Geológico para os quatro modelos físicos a serem simulados com a posição dos poços na ordem normal. ....	64
5.1 - Produção Acumulada de água do reservatório X tempo para MFS e MFP e suas respectivas variações homogênea e heterogênea .....	71
5.2 - Instante da irrupção de água para o <i>MFPHomo</i> . A irrupção se dá 13 dias após o início da simulação e pela subzona inferior. ....	72
5.3 - Instante da irrupção de água para o <i>MFPHetero</i> . A irrupção se dá 13 dias após o início da simulação e, da mesma forma que no <i>MFPHomo</i> , pela subzona inferior (maior gradiente de pressão). ....	72
5.4 - Gráfico da contribuição de cada camada na composição da produção total de óleo no poço produtor_2 no <i>MFPHomo</i> . Notar que após 6 dias, a produção passa a ser toda proveniente da subzona intermediária. Estão representados apenas os "layers" de simulação com limite máximo e mínimo de produção. Os demais intervalos canhoneados estão dentro de cada um dos limites apresentados. ....	73
5.5 - Contribuição de cada "layer" de simulação na produção total de água do produtor_2 ( <i>MFPHomo</i> ). A produção da subzona inferior em t=19 dias não é considerada para efeito de irrupção de água, já que cessa logo em seguida, sendo que o fechamento por alto BSW ocorre pela subzona intermediária em t=35,5 dias. ....	73
5.6 - Gráfico da parcela de contribuição de cada camada na composição da produção total de óleo no poço produtor_2 para o <i>MFPHetero</i> . Estão representados apenas os "layers" de simulação com limite máximo e mínimo de produção. Os demais intervalos canhoneados estão dentro de cada um dos limites apresentados. ....	74
5.7 - Gráfico da contribuição de cada camada na composição da produção total de água do poço produtor_2 para o <i>MFPHetero</i> . ....	74
5.8 - Comportamento das saturações de água para o <i>MFPHomo</i> em t=19 dias. A pequena produção de água no produtor_2 em t= 19, 65 dias(Figura 5.5) não é considerada para efeito de irrupção de água. ....	75
5.9 - Comportamento das saturações de água em torno do produtor_2 para o <i>MFPHetero</i> (t= 19 dias) sem que haja produção de água. ....	75
5.10 - Vazão de água X Tempo para o <i>MFP</i> e <i>MFS</i> (variação homogênea e heterogênea) para o produtor_2, ....	76
5.11 - Distribuição das saturações de água no instante de irrupção (t=25,50 dias) no produtor_2 para o <i>MFPHetero</i> . A água é proveniente da subzona inferior. ....	77
5.12 - Distribuição das saturações de água no instante de irrupção no produtor_2 (BSW>50%) para o <i>MFPHomo</i> (t=32,50 dias). Neste caso, a água atinge o poço produtor_2 pela camada intermediária. ....	77
5.13 - Comportamento da frente de saturação de água para o <i>MFSHomo</i> no tempo de 9 dias. ....	80
5.14 - Comportamento da frente de saturação de água para o <i>MFSHetero</i> tempo de 9 dias. ....	80
5.15 - Comportamento da frente de saturação de água para o <i>MFSHomo</i> no tempo de 13 dias (comparar com Figura 5.12). ....	80

5. 16 - Comportamento da frente de saturação de água para o <i>MFSHetero</i> no tempo de 13 dias.....	81
5. 17 - Configuração da Saturação de água para o <i>MFSHomo</i> instantes antes da irrupção de água (t=19,92 dias).....	81
5. 18 - Configuração da Saturação de água para o <i>MFSHetero</i> quando da irrupção de água (t=13,40 dias).....	81
5. 19 - Irrupção de água para o produtor_2 ( <i>MFSHomo</i> ) no tempo de 38 dias. Notar que a chegada da água é feita pela subzona superior, proveniente do injetor_2.....	82
5. 20 - Irrupção de água para o produtor_2 ( <i>MFSHetero</i> ) no tempo de t=40,42 dias. A água é produzida pela subzona intermediária e é proveniente do injetor_1.....	82
5. 21 - Produção acumulada para o reservatório segundo os modelos: <i>MFSHomo</i> ; <i>MFSHetero</i> ; <i>MFPHomo</i> ; <i>MFPHetero</i> .....	84
5. 22 - Comportamento da frente de avanço da água após o fechamento dos produtores (t=62,37 dias) para o <i>MFSHomo</i> e configuração normal dos poços.....	87
5. 23 - Comportamento da frente de avanço da água após o fechamento dos produtores (t=54,33 dias) no <i>MFPHomo</i> (configuração normal dos poços).....	87
5. 24 - Distribuição da pressão ao longo do reservatório após 15 dias de simulação para o <i>MFSHetero</i> .....	87
5. 25 - Distribuição da pressão ao longo do reservatório após 15 dias de simulação para o <i>MFPHetero</i> .....	88
5. 26 - Saturações de água para o <i>MFSHomo</i> no instante de irrupção de água no produtor_2.....	89
5. 27 - Saturações de água para o <i>MFPHomo</i> no tempo de 16 dias (comparar com a Figura 5.26).....	90
5. 28 - Volumes produzidos de água (BSW) para os dois produtores no <i>MFSHomo</i> e <i>MFPHomo</i> com canhoneio restrito à subzona intermediária.....	90
5. 29 - Vazões de água nos dois poços produtores, para o <i>MFPHomo</i> e <i>MFPHetero</i> .....	91
5. 30 - Vazões de água nos dois poços produtores, para o <i>MFSHomo</i> e <i>MFSHetero</i> .....	91
5. 31 - Vazões de água e pressões de fundo (BHP) X Tempo no <i>MFSHetero</i> para o produtor_1.....	93
5. 32 - Vazões de água e pressão de fundo (BHP) X Tempo para o <i>MFSHetero</i> para o produtor_2.....	94
5. 33 - Comportamento da frente de avanço da água para o <i>MFSHetero</i> , quando da irrupção de água no produtor_1( configuração invertida dos poços).....	94
5. 34 - Vazões acumuladas de água para o reservatório no <i>MFSHetero</i> para a configuração de poços normal e invertida dos poços.....	95
5. 35 - Vazões de água e pressão de fundo X Tempo para o produtor_1 e <i>MFPHetero</i> .....	96
5. 36 - Comportamento da frente de avanço da água no tempo de irrupção no produtor_1 para o <i>MFPHetero</i> com configuração invertida dos poços. Comparar com a figura 5.3 (configuração normal).....	97
5. 37 - Comportamento da frente de avanço da água no tempo de irrupção no produtor_2 para o <i>MFPHomo</i> com configuração invertida dos poços. Comparar com a figura 5.10 (configuração normal).....	97

5. 38 - Vazão de água e BHP X Tempo para o produtor_1 ( <i>MFPHomo</i> e <i>MFSHetero</i> ) apenas para a configuração invertida dos poços.....	98
5. 39 - Vazão acumulada de água para o reservatório para o <i>MFPHetero</i> com as configurações dos poços "direta" e "invertida". .....	98
5. 40 - Produção acumulada para o <i>MFSHetero</i> com configuração normal e invertida dos poços.....	99
5. 41 - Configuração da saturação de água após o fechamento de todos os produtores (t=73,0 dias) para a configuração invertida dos poços. ....	100
5. 42 - Configuração das saturações de água para o <i>MFSHetero</i> e configuração normal dos poços, quando do fechamento dos produtores. (Comparar com a Figura 5.43). .....	100
5. 43 - Configuração das saturações de água quando do fechamento dos poços na configuração invertida. (Comparar com as saturações de água da Figura 5.42). .....	101
5. 44 - Produção acumulada de óleo para o <i>MFPHetero</i> e configuração normal e invertida dos poços. ....	102
5. 45 - Configuração da saturação de água quando do fechamento dos produtores no <i>MFPHetero</i> - configuração normal (Comparar com Figura 5.46). ....	102
5. 46 - Configuração da saturação de água em t= 52 dias para o <i>MFPHetero</i> - configuração invertida (Comparar com a Figura 5.45). .....	102
5. 47 - Produção acumulada de óleo por "layer" para o <i>MFPHetero</i> – configuração invertida dos poços. ....	103
5. 48 - Vazões de água para a configuração direta e invertida dos poços para os dois poços produtores. ....	104
5. 49 - Comportamento da frente de avanço da água no tempo de irrupção (t=13,00 dias) do produtor_1 para o <i>MFSHomo</i> considerando canhoneio restrito à subzona intermediária para a configuração invertida dos poços. ....	104
5. 50 - Configuração da frente de água após 30 dias de simulação para o <i>MFSHomo</i> , configuração invertida dos poços e canhoneio restrito à subzona intermediária. ....	105
5. 51 - Vazões de água para o <i>MFPHomo</i> para os dois poços, canhoneio restrito e inversão dos poços (canho200 e inv200). ....	105
5. 52 - Comportamento da frente de avanço da água no tempo de irrupção de água nos produtores (t=21,30 dias para o produtor_1 e t=21,65 dias para o produtor_2) para o <i>MFPHomo</i> considerando canhoneio restrito à subzona intermediária e configuração normal dos poços.....	106
5. 53 - Comportamento da frente de avanço da água no tempo de irrupção do produtor_1 (t=15,50 dias) para o <i>MFPHomo</i> considerando canhoneio restrito à subzona intermediária para a configuração invertida dos poço. ....	106
5. 54 - Volumes acumulados de óleo X volumes injetados acumulados para os dois modelos ( <i>MFP</i> e <i>MFS</i> ) e suas variações homogênea e heterogênea. ....	107

## Índice de Tabelas

2. 1 - Impacto das heterogeneidades do reservatório na recuperação de óleo, seg. Weber (1986).....	14
2. 2 - Parametrização dos modelos de fluxo de fluidos utilizados por Mattahäi & Roberts (1996).....	21
3. 1 - Caracterização petrofísica de campo utilizada para os planos das falhas.....	43
4. 1 - Valores de permeabilidade e $\phi_{50}$ médios obtidos para a superfície, segundo equação de Shepherd, 1989. O valor da variável independente foi calculado pela Equação 4.11.....	55
4. 2 - Intervalos de permeabilidades horizontal (Kh) para as litofácies mapeadas estimadas, segundo a evolução proposta, na profundidade de 1500 m.....	58
4. 3 - Principais parâmetros de rocha e fluido utilizados para todos os modelos simulados.....	60
5. 1 - Formato do banco de dados da simulação de fluxo.....	68
5. 2 - Condições de contorno para o grupo de simulação_1.....	70
5. 3 - Condições de contorno para o grupo de simulação_2.....	83

## Índice de Fotografias

3. 1 - Detalhe das litologias encontradas no afloramento em estudo. A -> Arenito fino com alteração esbranquiçada com laminações plano paralelas. B -> Arenito médio maciço com feldspatos caulinizados.....	28
3. 2 - Lente de arenito grosso com limites destacados pela precipitação de óxido de ferro, resultado da percolação de águas meteóricas. Encontra-se encaixado em arenito fino argiloso, o qual apresenta cor amarela-arroxeadada como produto de alteração superficial.....	28
3. 3 - Exemplos da determinação visual de falhas com baixa capacidade selante, onde a espessura de folhelho existente ao longo do plano de falha é menor que 0,3 cm (A) ou mesmo inexistente (B).....	44
3. 4 - Exemplos de falhas consideradas com relativa capacidade selante, onde a espessura de folhelho observada ao longo do plano de falha encontra-se entre 0,3 cm e 1,0 cm.....	45
3. 5 - Falhas consideradas com alta capacidade selante, produzidas pela grande quantidade de material argiloso injetado no plano das mesmas. Neste caso, a espessura de "shear smear" é maior que 1,0 cm.....	46

# Nomenclatura

## *Letras Romanas*

<i>A</i>	Área
<i>B</i>	Termo independente da equação de regressão da evolução diagenética
<i>C</i>	Constante de Shepherd, a qual depende do ambiente deposicional
<i>C</i>	Constante de Proporcionalidade de Darcy
<i>d</i> <sub>50</sub>	Diâmetro das partículas (mediana)
<i>dh/dl</i>	Gradiente hidráulico
<i>g</i>	Aceleração da gravidade
<i>h</i>	Altura de coluna de hidrocarboneto
<i>I</i>	Indicatriz (Geoestatística)
<i>K</i>	Condutividade hidráulica
<i>K</i> <sub>abs</sub>	Permeabilidade absoluta
<i>K</i> <sub>f</sub>	Permeabilidade das falhas
<i>K</i> <sub>h</sub>	Permeabilidade harmônica
<i>K</i> <sub>i</sub>	Permeabilidade intrínseca
<i>K</i> <sub>m</sub>	Permeabilidade da rocha matriz
<i>K</i> <sub>v</sub>	Permeabilidade vertical
<i>NP</i>	Produção acumulada de óleo
<i>p</i>	Proporção da Indicatriz
<i>P</i>	Pressão efetiva
<i>P</i> <sub>c</sub>	Pressão Capilar
<i>Q</i>	Vazão
<i>R</i>	Raio dos poros interconectados
<i>S</i> <sub>n</sub>	Saturação de água normalizada
<i>S</i> <sub>w</sub>	Saturação de água
<i>∂P</i>	Gradiente de Pressão
<i>∂L</i>	Variação de comprimento

## *Letras Gregas*

$\sigma$	Tensão interfacial
$\theta$	Molhabilidade
$\gamma$	massa específica
$\phi$	Porosidade
$\phi$	Tamanho granulométrico na escala phi

$\rho_w$	Densidade da água
$\rho_o$	Densidade do óleo
$\mu$	Viscosidade
$\sigma^2$	Variância

### ***Subscritos***

$i, j, k$	Eixos Cartesianos
w	água
o	óleo

### ***Sobrescritos***

$m$	Índice de Shepherd, o qual depende do ambiente e maturidade dos sedimentos
-----	----------------------------------------------------------------------------

### ***Abreviaturas***

D	Darcy (unidade de permeabilidade)
FEC	Fator Empírico de Correção
$dpi$	<i>Dots per inch</i> (pontos por polegada quadrada)
$\propto$	Proporcionalidade
BHP	Pressão de fundo do poço (Borehole pressure)
BSW	Porcentagem de água em relação ao volume de fluido produzido
$t$	Tempo

### ***Siglas***

<i>MFSHomo</i>	Modelo de Falhas Selantes Homogêneas
<i>MFSHetero</i>	Modelo de Falhas Selantes Heterogêneas
<i>MFPHomo</i>	Modelo de Falhas Passivas Homogêneas
<i>MFPHetero</i>	Modelo de Falhas Passivas Heterogêneas
<i>MFS</i>	Modelo de Falhas Selantes
<i>MFP</i>	Modelo de Falhas Passivas
<i>MEHomo</i>	Modelo Estratigráfico Homogêneo
<i>MEHetero</i>	Modelo Estratigráfico Heterogêneo

# Capítulo 1

## Introdução

A utilização de modelos numéricos na caracterização e avaliação de reservatório tem se tornado prática comum entre engenheiros de reservatórios e geólogos de desenvolvimento.

A simulação de fluxo de modelos geológicos traz importantes informações da previsão de comportamento do reservatório simulado, necessárias nas decisões e gerenciamento dos mesmos.

A utilização de técnicas refinadas de mapeamento tem mostrado bons resultados na caracterização de reservatórios. A estratigrafia de alta resolução (Bruhn, 1993) e as modelagens geoestatísticas (Ferreira, 1988; Ferreira, 1993; Meehan, *et alli*, 1994; Rhea, *et alli*, 1994, Shmaryan, *et alli*. 1995; Lund, *et alli.*, 1995; Sweet *et alli*, 1996; Rodrigues *et alli*, 1997), por exemplo, tentam detalhar as heterogeneidades dos reservatórios em escalas bastante reduzidas. Algumas ferramentas recentemente desenvolvidas têm auxiliado neste tipo de mapeamento de detalhe. A tomografia entre poços (Costa, 1993) é um bom exemplo, apesar das limitações atuais do método.

Algumas das heterogeneidades litoestratigráficas podem ser adequadamente quantificadas com medidas diretas de testemunhos, incluindo-se os *plugs*, as lâminas delgadas e a minipermeamtria. Leituras indiretas, tais como, perfis elétricos, testes de formação e interpretação sísmica podem auxiliar na caracterização do arcabouço geológico.

As heterogeneidades litoestratigráficas podem funcionar como barreiras verticais efetivas ou não, dependendo da continuidade lateral e do contraste de transmissibilidade entre a rocha reservatório e a capeadora.

Os principais tipos de heterogeneidades, nas diferentes escalas, que influenciam na dinâmica dos fluidos dentro do reservatório são, segundo Pettijohn *et alli* (1987): a) limites das diferentes unidades genéticas, dentro de um mesmo ambiente deposicional, b) variações faciológicas (permeabilidade) ao longo de uma mesma unidade genética (principal enfoque litoestratigráfico deste trabalho), c) camadas selantes dentro de uma unidade genética, d) estruturas sedimentares (laminações e estratificações), e) heterogeneidades microscópicas (cimentação, argilo-minerais, contatos entre grãos), tipos texturais (gargantas de poros) e mineralógicos (carbonatos, siliciclásticos) e f) falhas e fraturas.

As descontinuidades estratigráficas, faciológicas e sedimentológicas afetam, em menor ou maior grau, a continuidade do reservatório, a eficiência de drenagem (vertical e lateral), as saturações residuais de óleo (nas áreas drenadas) e a interação rocha/fluido.

Quando se trabalha com campos estruturalmente compartimentados (falhas e juntas), a caracterização e previsão de comportamento torna-se ainda mais complexa. Isto porque, em geral, as falhas são pouco amostradas, com padrão muitas vezes fractal (Hewett, 1995; Borba, 1996; Becker *et alli*, 1997) e características variáveis (continuidade, transmissibilidade, geometria espacial, condutividade) dos planos que as delimitam (Antonellini & Aydin, 1994).

Paradoxalmente, trapa estrutural é o tipo mais fácil de ser descoberta, porém de exploração muitas vezes complexa. Bons exemplos de campos de petróleo compartimentados são encontrados na Bacia de Sergipe/Alagoas, noroeste do Mar Vermelho egípcio, Mar do Norte (campo de Ross), sedimentos terciários da Bacia de Columbus – Trinidad *Offshore*, Campo de Altamont na Bacia de Uinta –Utah, dentre outros.

As heterogeneidades estruturais em geral formam barreiras ao fluxo de fluidos, embora em alguns casos sirvam de dutos, comunicando diferentes níveis estratigráficos (zonas). Neste trabalho o enfoque está voltado às falhas com restrições ao fluxo horizontal.

Para melhor compreender os riscos associados a prospectos controlados por falhas e a produção de campos estruturados, é importante conhecer os processos que contribuem para o desenvolvimento de falhas selantes.

Os principais mecanismos que fazem das falhas planos (ou zonas) com diferentes características selantes são (Watts, 1987; Knipe, 1992): a justaposição de litofácies com propriedades permoporosas distintas, a injeção de material argiloso ao longo dos planos das falhas (*shear smear*), a cataclase dos grãos e a diagênese (cimentação).

Durante a produção de hidrocarbonetos, as condições selantes ou restritivas das falhas dividem o reservatório em compartimentos, dificultando o gerenciamento do campo. Essa compartimentação pode controlar a quantidade e distribuição espacial das reservas, já que blocos adjacentes podem apresentar contatos e fluidos (por exemplo, razão gás/óleo) distintos. O número de compartimentos afeta a quantidade de poços necessários para drenar o reservatório o que, por sua vez, tende a tornar o projeto menos atrativo economicamente.

Portanto, conhecer o grau de compartimentação do campo de petróleo, já no início de seu desenvolvimento, torna-se imprescindível na decisão de se desenvolvê-lo, na previsão econômica do projeto e na estratégia de exploração a ser utilizada.

Nos estágios iniciais de desenvolvimento, entretanto, a estruturação muitas vezes é pouco evidente (condições estáticas), sendo notada apenas com o histórico dos poços em condições dinâmicas do reservatório (produção, pressão, contatos, razão gás/óleo).

Compreender a dinâmica do fluxo de fluidos em modelos geológicos estruturados permite adquirir sensibilidade na estratégia de exploração (número de poços, equipamentos de superfície), bem como conhecer possíveis problemas a serem enfrentados durante o desenvolvimento da jazida (irrupção antecipada, limites de economicidade, descarte ou tratamento de água).

Este trabalho investiga a influência tanto da permeabilidade das falhas, como da variação litofaciológica no padrão de fluxo de fluidos, na tentativa de quantificar o quão crítico pode ser a interpretação geológica na previsão de comportamento de um reservatório.

A base de dados é um afloramento de cerca de 60 metros de comprimento por 7 metros de altura, o qual expõe sedimentos fluviais terciários da Bacia de Taubaté – SP.

A análise é feita através da geração de quatro modelos geológicos representando diferentes graus de conhecimento do arcabouço geológico, os quais são submetidos ao simulador de fluxo e analisados quanto à influência da permeabilidade das 14 principais falhas, bem como das sete unidades litofaciológicas, na irrupção de água, produção acumulada, evolução do comportamento da pressão e eficiência do varrido.

A permeabilidade das litofácies é obtida através da análise granulométrica que fornece valores expeditos, porém relativamente consistentes, para as condições de superfície. A extrapolação dos valores encontrados para a subsuperfície foi realizada utilizando-se uma curva de regressão múltipla (Bruhn e De Ros, 1987), a qual propõe a evolução diagenética para arenitos proximais, medianos e distais, originados por um sistema de leques aluviais, da Formação Sergi – Bacia do Recôncavo.

As propriedades selantes das falhas foram medidas diretamente no campo através da espessura de material argiloso injetado para dentro de cada plano de falha, sendo traduzidos, com base da literatura disponível, em valores de permeabilidade que variaram de 100 mD a 0,01 mD.

O modelo geológico mais simples considera apenas o rejeito das falhas, onde os planos das mesmas possuem valores de transmissibilidade semelhante aos da rocha hospedeira, não afetando a movimentação horizontal dos fluidos, a não ser nos casos em que haja justaposição de arenitos permoporosos com rochas selantes (folhelho). Ainda, a permeabilidade é assumida constante dentro de cada uma das sete unidades sedimentares mapeadas (fácies), gerando um modelo de falhas hidráulicamente nulas e estratigráfico homogêneo.

No modelo mais complexo, as falhas possuem propriedades selantes, porém, como dito acima, com características permoporosas variável ao longo de seus planos. Neste caso, a permeabilidade dentro de uma mesma litofácies deixa de ser constante, variando

aleatoriamente, segundo uma distribuição uniforme, dentro de um intervalo definido pela análise granulométrica promovida para cada uma das unidades sedimentares (litofácies).

Os dois modelos geológicos restantes alternam falhas passivas com heterogeneidade litofaciológica e falhas selantes, numa configuração homogênea das litofácies.

Em todos os casos o reservatório encontra-se saturado com hidrocarboneto com o posicionamento de poços injetores de água e produtores de óleo aproximadamente equidistantes e com distribuição alternada, sendo a água injetada o único mecanismo de manutenção de pressão deste reservatório em escala reduzida.

Para análise do comportamento do fluxo de fluidos, são apresentadas várias seções do afloramento mostrando diferentes padrões de movimentação das saturações de água, ao longo do tempo de simulação, para cada um dos modelos geológicos. Gráficos de vazão de óleo ou água ao longo do tempo também são comparados.

Espera-se que este trabalho sirva de consulta a engenheiros de reservatório e a geólogos de desenvolvimento como mais uma referência na quantificação da influência dos parâmetros petrofísicos (permeabilidade) das fácies e das falhas no controle do padrão do fluxo de fluidos, alterando muitas vezes significativamente as previsões de comportamento de reservatórios dessa natureza.

## Capítulo 2

### Revisão Bibliográfica

#### 2.1 – Bacia de Taubaté

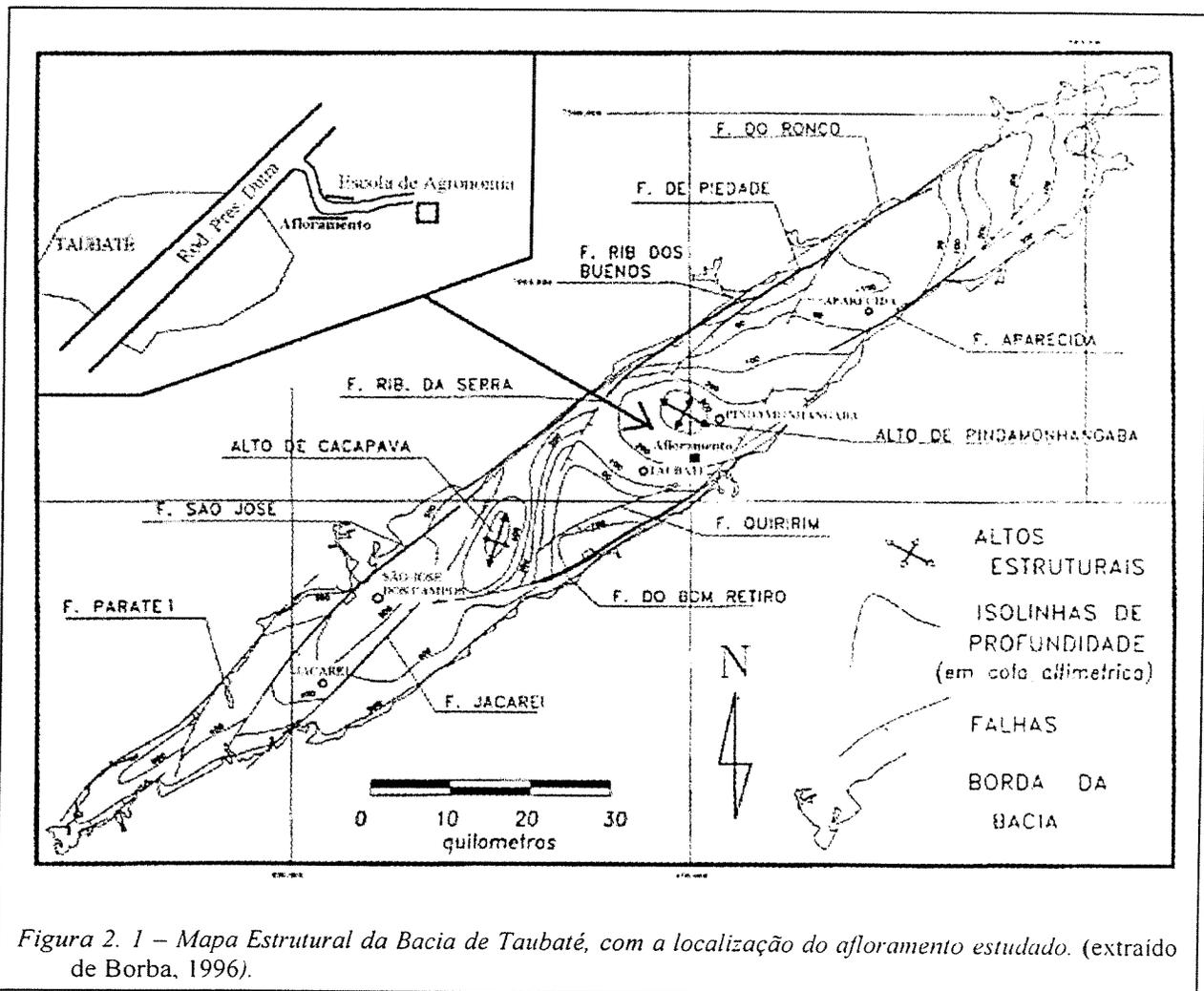
O estudo foi desenvolvido em um afloramento da Bacia de Taubaté (SP) de idade terciária. A Bacia de Taubaté está inserida num conjunto de bacias do tipo rifte denominados por Riccomini (1989) por “*Rift Continental do Sudeste do Brasil*” que inclui as bacias de Resende, Volta Redonda, São Paulo e Curitiba.

Geograficamente, a bacia encontra-se encaixada entre as Serras da Mantiqueira e do Mar, com dimensões em torno de 180 Km de comprimento por 18 Km de largura (Figura 2.1).

O registro sedimentar é representado por quatro seqüências sedimentares denominadas por Campanha *et alli* (1991) como Seqüência Tremembé (Eoceno), Seqüência Taubaté (Oligoceno), Seqüência Pindamonhangaba (Mioceno) e Seqüência Vale do Paraíba (Quaternário). Basicamente são compostas por arenitos de leques aluviais e fluviais entrelaçado e meandrante, sendo que as duas inferiores são mais argilosas por apresentarem, ainda, argilitos e folhelhos de um sistema lacustre.

Em termos estruturais, há divergências quanto a origem da tectônica que afetou a bacia. Riccomini (1989), baseado em mapeamento geológico e análise de imagens de sensoriamento remoto, acredita em complexa alternância entre movimentos dextrais e sinistrais de direções NE-SW, NW-SE e N-S, com falhas de cavalgamento do embasamento

nos sedimentos terciários da bacia com ocorrências de estruturas em flor negativa (descrita no afloramento em estudo). Esta compartimentação estaria associada ao desenvolvimento das Cadeias Meso-Oceânica e Andina.



Fernandes (1993), utilizando-se de sísmica de reflexão rasa e gravimetria, propõe um modelo extensional para a Bacia do Taubaté evidenciado pela predominância de falhas normais (como as do afloramento em estudo) e inversão do depocentro, separados por altos estruturais do embasamento, representando verdadeiras Zonas de Transferência.

O afloramento estudado é um *horst* neotectônico apresentando internamente falhas normais antitéticas e sintéticas de rejeitos variando de 1 cm a 4 m, desenvolvido pouco depois da sedimentação, possivelmente fazendo parte do sistema NNE de Riccomini, *op. cit.* responsável pela compartimentação da bacia.

O acesso à área é feito pela Rodovia Presidente Dutra (BR-116) na saída à direita (sentido São Paulo – Rio de Janeiro, Km 196,5), a 1,9 Km pelo acesso ao Departamento de Ciências Agrárias da Universidade de Taubaté (Figura 3.1).

As dimensões do corte de estrada são de aproximadamente 60 m de comprimento por 7 m de altura na direção aproximada E-W, onde estão expostos arenitos, folhelhos, argilitos e siltitos de um ambiente fluvial meandrante da Formação Pindamonhangaba (Riccomini *op. cit.*).

A configuração estratigráfica e estrutural se constitui num bom exemplo, em menor escala, de reservatórios compartimentados como os da Bacia de Sergipe/Alagoas, nordeste do Mar Vermelho egípcio, Mar do Norte (Campo de Ross) entre outros.

## **2.2 – Heterogeneidades Geológicas e suas Respostas no Simulador de Fluxo**

A utilização de métodos quantitativos na estimativa da propriedade selante das falhas é imprescindível no sucesso exploratório de campos de petróleo. Os esforços na tentativa de incorporar os efeitos da permeabilidade das falhas na produção de um reservatório geralmente envolvem o ajuste de histórico e a constante revisão da transmissibilidade das falhas. Os recentes trabalhos nessa área mostram a preocupação na quantificação dos efeitos da compartimentação do reservatório no fluxo de fluidos.

Nos modelos de simulação numérica de reservatório, as falhas influenciam no fluxo de fluidos de forma a alterar a conectividade dentro das unidades litoestratigráficas. O rejeito das mesmas pode causar justaposição total ou parcial de unidades de fluxo distintas, possibilitando colocar lado a lado unidades estratigráficas de alta permeabilidade com unidades selantes ou de baixa permeabilidade. Em geral, a presença de falhas aumenta a conectividade vertical do reservatório e diminui a horizontal. Entretanto, a não unicidade dessa propriedade constitui-se em constante desafio no desenvolvimento dos campos estruturalmente compartilhados.

Existe na literatura uma extensa quantidade de termos e classificações das descontinuidades estruturais, sendo a de Antonellini & Aydin (1994) uma referência de destaque. É um trabalho de escopo bastante amplo na caracterização das propriedades petrofísicas dos planos das falhas na escala micro e macroscópica em arenitos do *Arches National Park* (sudeste de Utah - USA) – Figura 2.2. Os autores chegam a quantificar as reduções de permeabilidade nas zonas de falha, em média, em três ordens de grandeza se comparadas à rocha hospedeira, função principalmente da cominuição (cataclase) dos grãos siliciclásticos.

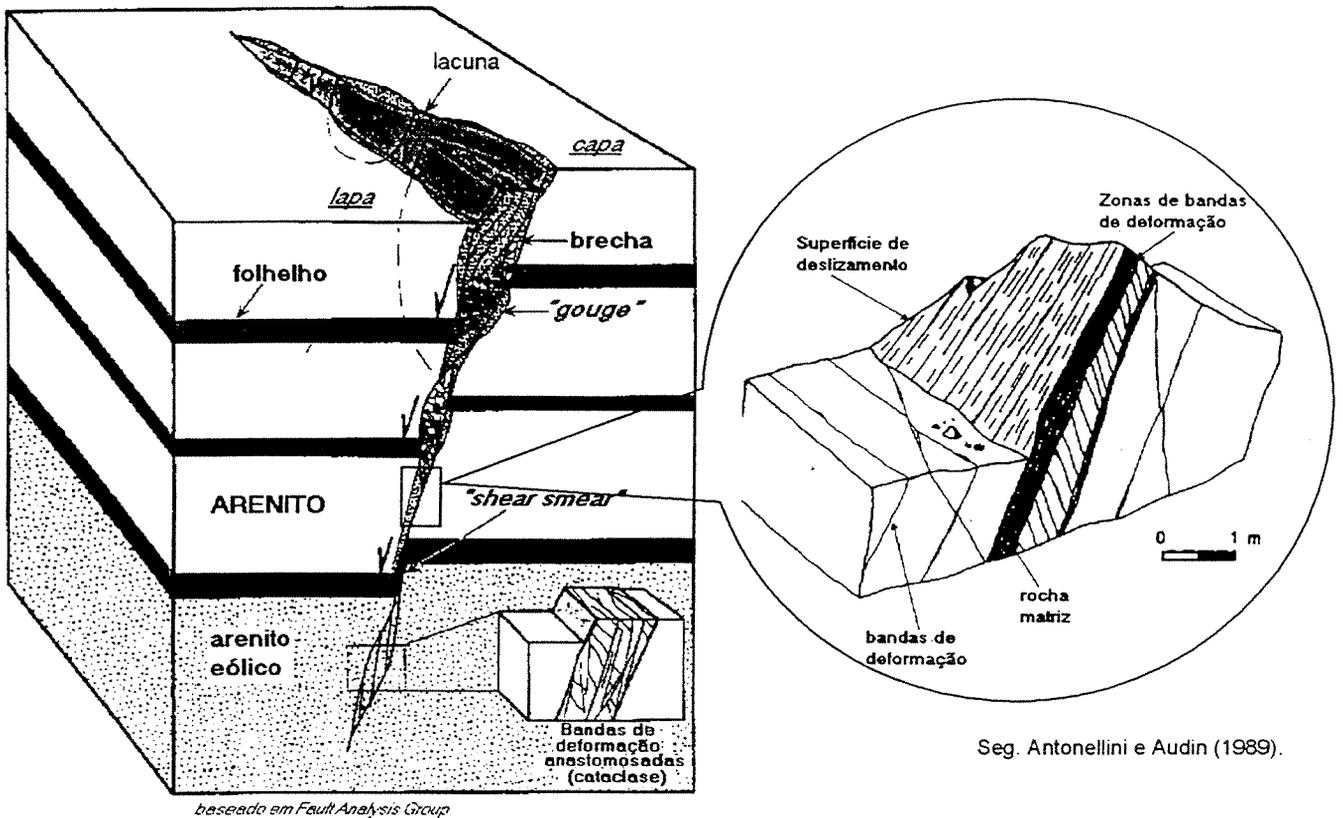


Figura 2. 2 - Representação esquemática e terminologia utilizada por Antonellini e Audin (1989) na classificação das descontinuidades estruturais em arenitos falhados.

Outro importante redutor da permeabilidade provém da injeção de material argiloso (*shear smear*) para dentro dos planos das falhas (Hooper, 1991, Lindsay *et alli*, 1993, Yelding *et alli*, 1997) – Figura 2.3. A propriedade selante segundo esse processo é diretamente proporcional às espessuras da camada argilosa (folhelho) e da rocha reservatório (arenito) e inversamente proporcional ao rejeito da falha.

Para Yelding *et alli* (1997), a porcentagem de material argiloso (*shale gouge ratio*) ao longo do plano da falha é dada pelo somatório do produto entre a espessura da zona deformada pela espessura da argila (folhelho) dividido pelo rejeito medido ao longo do plano da falha. Neste caso, quanto maior o valor calculado, maior será o desenvolvimento do *shear smear*.

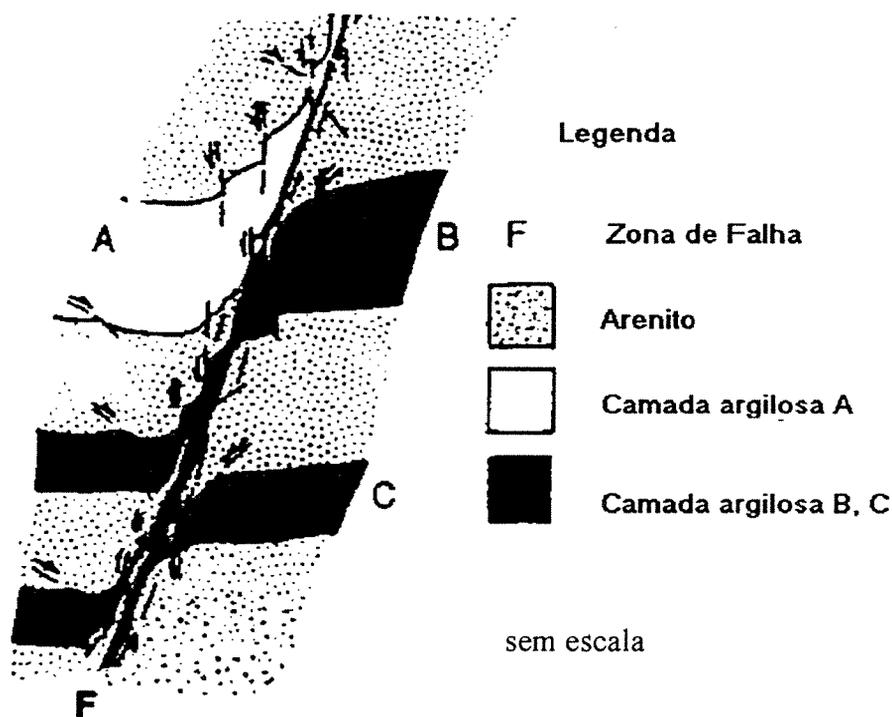


Figura 2. 3 - Desenvolvimento de "shear smear" ao longo de uma zona de falha da antiga Alemanha Ocidental (segundo Hooper, 1991).

Lindsay *et alli* (1993) consideram a razão rejeito e espessura aparente da camada de folhelho para definir a espessura do material argiloso injetado. Este índice, ao contrário do caso anterior, é menor quanto maior for a continuidade ou espessura do *shear smear*.

Um terceiro fator comprovadamente decisivo da capacidade selante de uma falha é a cimentação ao longo do seu plano (Edwards *et alli*, 1993, Roque *et alli*, 1990). Embora não necessariamente ocorra, o aparecimento de falhas e fraturas pode permitir a percolação de fluidos num complexo processo físico-químico de dissolução e reprecipitação principalmente de silicatos, sulfatos e carbonatos (Hooper, 1991).

Uma classificação que tenta delimitar as zonas deformadas de uma falha, utilizada também na caracterização das falhas do afloramento estudado, é apresentada por Aydin (1978). Segundo este autor, as bandas de deformação de uma falha podem ser subdivididas em: zonas interna, externa e não deformada (Figura 2.4).

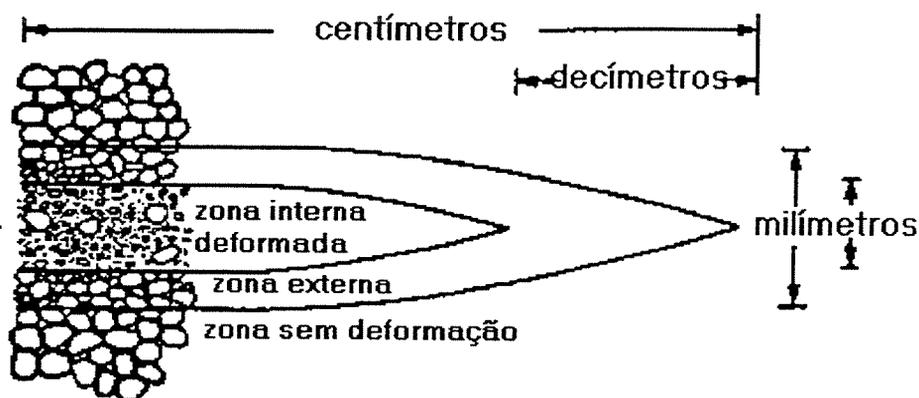


Figura 2. 4 - Zoneamento de uma banda deformada proposta por Aydin (1978).

Na zona interna, o estudo através da microscopia óptica evidencia uma região em sua maioria fraturada, com o desenvolvimento de matriz fina, má seleção e, por conseqüência, baixa porosidade.

Ainda, segundo Aydin (1978), a zona externa deformada apresenta grãos compactados, com extinção ondulante, redução de porosidade e quase sem fraturamento. Por fim, a rocha hospedeira faz parte da zona chamada pelos autores de não deformada.

Pittman (1981) sintetiza as características das falhas e a interação com os fluidos atravessadas pelas mesmas por três parâmetros: porosidade, permeabilidade e pressão capilar.

Knott (1993) considera não apenas as propriedades intrínsecas das falhas mas também relações temporais e geometria das mesmas. Assim, para o autor, os principais elementos condicionantes da capacidade selante das falhas são: o rejeito e a conseqüente conectividade entre sedimentos justapostos lateralmente, a relação entre rocha reservatório e folhelhos, da mesma forma que apresentada por Lindsay *et alli* (1993), porém incluindo ainda: a idade, profundidade e orientação do falhamento.

Além das propriedades petrofísicas, geométricas e temporais, a pressão capilar ( $P_c$ ) é a que efetivamente controla a capacidade selante das falhas no fluxo multifásico. Esta por sua vez, depende do contraste de densidade dos fluidos envolvidos, viscosidade, constituinte sedimentar, granulometria e rugosidade dos grãos, dentre os principais.

A Equação 2.1 (Purcel, 1949) incorpora as propriedades petrofísicas através do raio dos poros interconectados ( $R$ ) e as interações rocha/fluido, pela tensão interfacial ( $\sigma$ ) e molhabilidade ( $\theta$ ) segundo a relação:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{R} \quad (2.1)$$

De uma maneira mais prática, Pickup *et alli* (1996) estabelecem a seguinte relação para a pressão capilar ( $P_c$ ) – Equação 2.2:

$$P_c = 3S_n^{-2/3} \sqrt{\frac{\phi}{K_{abs}}} \quad (2.2)$$

onde:

$\phi$  é a porosidade da rocha

$K_{abs}$  a permeabilidade absoluta da rocha

$S_n$  a saturação de água residual normalizada

Outras relações de pressão capilar, permeabilidade e porosidade podem ser encontradas em trabalhos como os de Berg (1975) e Pittman (1981).

Por outro lado, a pressão exercida pela coluna de óleo é dada pela diferença de densidade entre os fluidos envolvidos ( $\rho_w$  e  $\rho_o$ ) multiplicado pela altura da coluna de hidrocarboneto ( $h$ ) e a aceleração da gravidade ( $g$ ), Equação 2.3 que, seg. Vavra *et alli* (1992), pode ser escrita por:

$$P = (\rho_w - \rho_o)hg \quad (2.3)$$

Assim, a migração se inicia quando, no plano de falha, a pressão de entrada supera a soma das pressões da coluna de fluido ( $P$ ) e da pressão capilar ( $P_c$ ). Mais uma vez, salienta-se que a geometria e continuidade lateral devem ser sempre levadas em consideração, já que os planos de falha não necessariamente possuem a mesma característica petrofísica, podendo produzir variações laterais e verticais significativas.

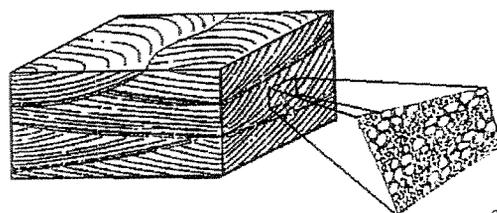
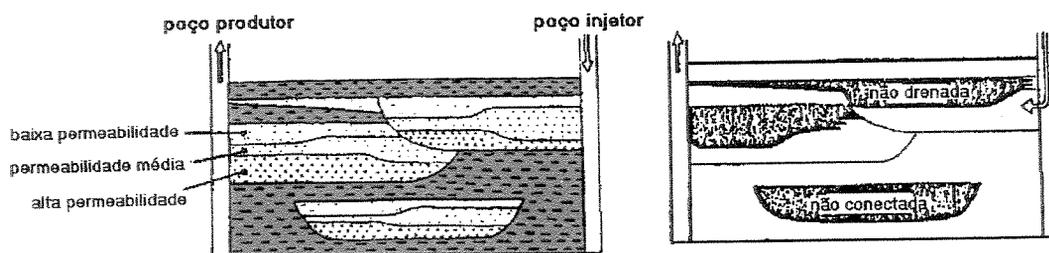
As intercalações e laminações de argilitos, siltitos e folhelhos dentro de um reservatório são as principais fontes de heterogeneidades estratigráficas. As variações litofaciológicas formam um segundo grupo de heterogeneidades de efeitos bem menores que o primeiro (Haldorsen e Chang, 1986).

O trabalho de Weber (1986) apresenta os principais aspectos a serem considerados na quantificação das heterogeneidades de um reservatório: a) falhas selantes, não selantes e semi-selantes, b) limites das unidades genéticas, c) zoneamento da permeabilidade dentro de uma unidade genética, d) confinamento/conectividade das unidades genéticas, e) laminações e estratificações próprias do processo deposicional, f) heterogeneidades microscópicas, tais como: cimentação, dissolução, tipo de matriz, mineralogia e textura, e g) fraturas (abertas e fechadas). A Tabela 2.1 apresenta a relação entre as heterogeneidades e a recuperação de óleo, segundo o autor.

Entretanto, Weber (*op. cit.*) julga que o conjunto de dados por si só pode não ter significado prático, a não ser que todos os seus efeitos sejam analisados, quantificados e classificados nas três categorias básicas: não conectividade, área não varrida e trapeamento do óleo no volume poroso da rocha molhada por água ou gás (Figura 2.5). Esta subdivisão, por outro lado, é pouco conhecida quando são planejados projetos de recuperação avançada de óleo.

Tabela 2. 1 - Impacto das heterogeneidades do reservatório na recuperação de óleo (Seg. Weber, 1986).

Tipo de Heterogeneidade		Continuidade Reservatório	Eficiência do Varrido		Saturação de óleo residual	Interação Rocha / fluido
			Horizontal	Vertical		
Falhas	Selantes	Forte	Forte			
	Não selantes	Moderado	Forte	Forte		
	Semi-selantes	Moderado	Forte	Forte		
Limites (Unidades Genéticas)		Forte	Forte	Forte		
Zoneamento da Permeabilidade			Moderado	Forte	Moderado	
Confinamento da Unidade Genética			Moderado	Forte	Moderado	
Laminações e Estratificações			Moderado	Moderado	Forte	
Heterogeneidades Microscópicas					Forte	Moderado
Tipos Texturais					Forte	Forte
Mineralogia						Forte
Fraturas	Abertas		Moderado		Forte	
	Fechadas		Forte	Forte	Forte	



óleo trapeado  
nos poros numa zona  
molhada por água

modificado de Weber, 1986.

Figura 2. 5 - Terminologia utilizada por Weber (1986) para a subdivisão das diferentes categorias de óleo residual.

O caráter alternadamente selante e condutor de falhas de crescimento é aventada por Hooper (1991). Para o autor, o fluxo periódico pode ser a explicação para esse caráter aparentemente contraditório das falhas. Segundo essa teoria, quando ativas, as falhas teriam o potencial fluido e permeabilidades aumentados, função do mecanismo de dilatação sofrida pela rocha, tornando-as hidraulicamente condutoras. Em contrapartida, em períodos de quietude tectônica (inativa), as permeabilidades ao longo do plano das falhas são sensivelmente diminuídas (colapso da dilatação – rearranjo da cominuição sofrida pelos grãos) e o fluxo subvertical interrompido.

As evidências de períodos eminentemente selantes encontradas pelo autor são a presença de pressões anormalmente altas em arenitos adjacentes aos planos de falhas, o isolamento hidráulico de arenitos (Houston, Texas), baixas vazões de fluxo medidas em zonas de falhas (Província de Urânio do Sul do Texas), subsidência diferenciada produzida por produção de água e a acumulação de grandes volumes de hidrocarbonetos observados contra os planos das falhas. Por outro lado, mineralizações desenvolvidas ao longo do plano lístrico (Sul do Texas), queda do potencial de pressão (*drawdown*), anomalias térmicas (Golfo do México), anomalias de alta salinidade (Sudoeste de Louisiana), e mineralizações de arenitos próximo aos planos das falhas (Sistema de Falhas de Wilcox) são fortes indicadores de que grandes quantidades de água migraram, por algum período de tempo, ao longo do plano das falhas.

Gibson (1994) utiliza-se de informações de afloramento e de testemunhos numa seqüência siliciclástica terciária da Bacia de Columbus (Trinidad) para documentar fatores que evidenciam a presença de falhas selantes na acumulação de óleo e gás em dois campos de petróleo. Neste exemplo, 25% de folhelhos injetados (*shear smear*) nos planos de falha são responsáveis pela retenção de colunas de óleo de até 200 metros. Em situações onde a presença de *shear smear* é baixa ou descontinuada, a cataclase dos sedimentos passa a ser o processo principal observado, retendo colunas bem menores (50 m), onde a cominuição dos grãos siliciclásticos não é suficiente para produzir um selo eficiente. Gibson (*op.cit.*) sugere a existência, durante a migração, de segregação de fases e fracionamento geoquímico como resposta aos dois diferentes tipos de selos: cominuição de grãos e folhelhos contínuos ao longo dos planos de falhas (*shear smear*).

Withjack *et alli* (1995) realizaram experimentos em escala de laboratório simulando o desenvolvimento de uma falha normal principal, controlando a geometria (forma) da falha, o deslocamento da falha (controlada em parte) ao longo do seu plano, monitorando a distribuição dos deslocamentos que afetam a lapa (*hanging wall*). Iniciaram os ensaios com um plano de inclinação única de 45° e repetiram o experimento para diferentes formatos do plano de falha principal (côncavo para cima, convexo para cima e côncavo-convexo). Os autores concluem que o padrão de deslocamento depende do formato da falha (modelo físico). Em experimentos sem o controle (constante) de deslocamento ao longo do plano da falha, e com o formato côncavo para cima, ocorrem, na lapa, uma grande quantidade de falhas antitéticas secundárias com rejeitos progressivamente menores para a superfície. As camadas dobradas mergulham contra a falha normal principal.

Já no caso em que o formato da falha principal é convexa para cima, segundo Withjack *et alli* (*op. cit.*) há o desenvolvimento principalmente de falhas sintéticas, também com rejeitos decrescentes em direção a superfície. Neste caso, as camadas dobradas mergulham no mesmo sentido da falha normal principal. Em ambos os casos, as falhas (sintéticas e antitéticas) e dobramentos secundários são mais jovens nas proximidades da falha principal e progressivamente mais antigas quando se afastam da mesma. Ainda, a distribuição dos deslocamentos ao longo da falha normal principal também influencia sobremaneira os resultados modelados. No modelo com controle de deslocamento ao longo do plano da falha normal principal, por exemplo, os dobramentos tornam-se mais apertados e com mergulhos mais acentuados. Neste caso, ao contrário dos experimentos sem esse controle, as falhas secundárias (antitéticas e sintéticas) se desenvolvem a partir da superfície, e são muito pouco desenvolvidas.

Por fim, Withjack *et alli* (*op. cit.*) conclui que a distribuição das deformações (*strain distribution*) também é distinta nos dois casos. No caso sem controle de distensão ao longo do plano da falha normal, independente do formato da falha, as deformações são subparalelas às camadas. A magnitude das extensões possui módulo progressivamente menor com a distância da falha e razões extensão/compressão elevadas. No caso de deslocamentos uniformes ao longo do plano de falha as deformações fazem um ângulo de até 20° com o mergulho das camadas. A magnitude das extensões possui módulo aproximadamente constante com a

distância da falha e as razões extensão/compressão são baixas. Os autores aplicam os modelos analisados em uma falha listrica holocênica observada pela sísmica em uma bacia *offshore* do Texas (EUA), onde conseguem reconhecer a alta densidade de falhas antitéticas em planos côncavos para cima e falhas sintéticas em planos convexos para cima.

Várias são as técnicas laboratoriais utilizadas na estimativa de pressão capilar dos planos de falha. Sneider *et alli* (1997) apresentam uma relação entre a curva de pressão capilar de sedimentos selantes obtida de *plugs* verticais de testemunhos com a de amostras de calha, corrigidos por um fator empírico ( $FEC > 1$ ), na saturação de 7,5% da fase não molhante. Esta metodologia poder ser útil tanto nos estágios iniciais de exploração, onde, via de regra, se dispõe de poucos dados de testemunhos, bem como em campos nitidamente compartimentados e já considerados maduros (exploração avançada), onde as campanhas de testemunhagem raramente são aprovadas. Em ambos os casos, entretanto, as amostras de calha são sempre coletadas e analisadas a baixíssimos custos.

Noble *et alli* (1997) definem o potencial selante das barreiras estratigráficas basicamente pela:

- a) eficiência/capacidade selante, regidas pelas propriedades capilares do selo;
- b) integridade do selo, função da mecânica (deformação dúctil X rúptil) da rocha selante;
- c) geometria do selo, representada pela distribuição (disposição) espacial das fácies selantes.

Os autores (*op. cit.*) associam a capacidade selante máxima com a saturação de hidrocarbonetos residuais no sistema poroso intergranular do selo. Assim, rochas selantes com altas pressões capilares, determinadas por injeção de mercúrio, possuem baixo conteúdo de hidrocarbonetos, para o intervalo esperado de uma geração *in situ*. Por outro lado, folhelhos (selos) com baixa pressão de entrada tem alto conteúdo de hidrocarbonetos. Nestes casos, é muito comum acontecer o equilíbrio entre a coluna máxima de óleo e sua capacidade máxima selante.

Surdan *et alli* (1997) tratam da compartimentação estratigráfica de folhelhos e arenitos cretácicos da Bacia de Laramide no Estado de Wyoming (EUA). As acumulações em pressões anormalmente altas estão associadas à geração e maturação (craqueamento do óleo em frações

mais leves) de hidrocarbonetos. Neste exemplo, as acumulações capilarmente compartimentadas estão associadas à descontinuidades estratigráficas (paleossolos ou mudanças de fácies) regionais que envolvem por completo o reservatório – sem *spill point*. Tais discordâncias apresentam-se como zonas de baixa permeabilidade, tornando-se barreiras (selos capilares) tridimensionais efetivas, quando da alteração de um regime de fluxo monofásico (água) para multifásico (óleo/gás/água). A permeabilidade relativa passa a ser o atributo petrofísico mais importante (diminuição da permeabilidade efetiva). Surdan *et alli* (*op. cit.*) acreditam na existência de diversas acumulações de gás não convencionais deste tipo ainda não exploradas, função do pouco conhecimento ou do pequeno número de técnicas aplicadas para este fim (ex. tomografia sísmica).

Berg & Avery (1995) descrevem o caráter selante (zonas cisalhadas) e não selante (superfície ao longo do deslizamento) de falhas de crescimento em sedimentos terciários da costa do Golfo do Texas (EUA). Os autores descrevem as características das zonas cisalhantes em testemunhos, correlacionando estas zonas com sua capacidade de trapeamento identificando-as por perfis elétricos.

Hippler (1997) caracteriza o fluxo de fluidos através do estudo de falhas observadas em testemunhos e lâminas delgadas em sedimentos do Mar do Norte, com vistas à predição do potencial selante das falhas e das, por ele denominadas, razões de migração através das falhas. O autor observa que, ao norte, os sedimentos menos consolidados, quando falhados, produzem desagregação e deslizamento intergranular sem cataclasmamento, gerando o que ele chama de “fluxo de fluidos particularmente independentes” – movimentação dúctil (*independent particulate flow*). Ao sul, os sedimentos são relativamente mais litificados, predominando o fraturamento com redução do tamanho dos grãos ao longo da zona de falha. Em ambos os casos, as pressões capilares nas zonas de falha são bem maiores quando comparada à rocha encaixante. A diminuição da permeabilidade é ainda mais sentida, nos sedimentos ao sul, em função da cimentação existente ao longo da zona de falha. Conclui que, apesar de se constituírem em excelentes selos capilares, é visível a existência de migração por esses selos quando observadas escalas geológicas de tempo.

Boult *et alli* (1997) estudam um campo de petróleo em arenitos fluviais a lacustrinos rasos na Bacia Eromanga, Austrália, onde as pressões capilares são as principais formas de

trapeamento. Vencida a pressão capilar (*leakage*), outras acumulações são encontradas estruturalmente mais altas. Os autores (*op. cit.*) acreditam que a capacidade selante é função da espessura do sedimento e concluem que os arenitos litificados e folhelhos descontínuos dos ambientes fluviais e lacustrinos analisados não se constituem em selos eficientes no tempo geológico, sendo possível encontrar acumulações estratigraficamente mais altas. Notaram, entretanto, que a proximidade com a sedimentação vulcânica causada pela subducção à leste aumenta a eficiência do selo, tendo pouca influência o tamanho dos grãos dos sedimentos. Por outro lado, nas partes centrais da bacia, os autores, encontraram uma relação inversa entre a granulometria e a eficiência dos selos, qual seja, quanto menor a granulometria maior a eficiência selante.

Knipe (1997) desenvolve uma metodologia para a estimativa da capacidade selante das falhas. O autor apresenta um conjunto de diagramas baseados na interação estratigrafia (litologia) e magnitude do rejeito, com a finalidade de controlar a justaposição dos sedimentos e os tipos de falhas selantes. Utilizados de forma rápida, embora não considerem a distribuição tridimensional dos planos de falhas e dos horizontes estratigráficos, os diagramas podem ser úteis na estimativa da permeabilidade, capacidade selante e transmissibilidade das zonas de falhas.

Crawford (1998) estuda a evolução da permeabilidade em bandas de cisalhamento induzidas num *plug* de testemunho de um arenito de alta porosidade. As reduções de permeabilidade observadas variaram de 2,5 a 3,5 ordens de grandeza, e a existência de relação direta entre a capacidade selante das zonas deformadas (cataclasadas) e a tensão normal e deformação angular cisalhante.

Manzocchi *et alli* (1998) geram quatro modelos sintéticos com sistemas de falhas diferentes em arenitos com alta porosidade e analisaram a influência dessa variabilidade estrutural geométrica, quando submetidos ao fluxo monofásico e bifásico (água e óleo). Os autores acreditam que a permeabilidade efetiva e a recuperação de óleo é fortemente controlada pelo arranjo geométrico do sistema de falhas. Apresentam uma relação matemática denominada de *heterogeneidade do sistema de falhas* (H) definida como sendo:  $H = 1 - K_h/K_m$ , onde,  $K_h$  é a permeabilidade harmônica e  $K_m$  é a permeabilidade da rocha hospedeira (rocha matriz). Esta relação independe da densidade das falhas. Em um sistema

compartimentado com, por exemplo, uma densidade de falhas igual a 0,01, falhas com permeabilidade ( $K_f$ ) igual a 1 mD (constante) e rocha matriz ( $K_m$ ) com 1 D, estima-se a permeabilidade efetiva ( $K_h/K_m$ ) em torno de 300 mD. Ainda, o aumento da compartimentação diminui a permeabilidade efetiva por um fator em torno de duas vezes. Por fim, a simulação de fluxo em duas fases prevê que compartimentos em torno de 30 m limitados por falhas de 5 mm de espessura não produzirão selos capilares efetivos (para:  $K_f=1$  mD e  $K_m=1$  D). O fator de recuperação é sensivelmente afetado, neste caso, nos sistemas de falhas, já que a movimentação da água é concentrada em pequenos canais tortuosos ao longo da rocha matriz.

Bashore *et alli* (1994) investigam o quão crítico pode ser a interpretação geológica, no que diz respeito a arquitetura dos depósitos sedimentares, na estimativa das propriedades dos reservatórios na região interpoços e quais suas conseqüências na previsão do fluxo. O estudo é realizado em depósitos siliciclásticos de ambiente de plataforma continental e talude superior localizados ao longo de uma margem passiva de direção N-S. Foram confrontados dois modelos de reservatório baseados em dados de poços, sendo que o primeiro considera o critério de correlação litoestratigráfico e o segundo o cronoestratigráfico. Em um terceiro modelo incorporou-se dados sísmicos à correlação cronoestratigráfica. Um conjunto de imagens equiprováveis de porosidade e permeabilidade foi modelada geoestatisticamente. Posteriormente, estas imagens são levadas ao simulador de fluxo com a inclusão de poços produtores e injetores de água.

Ainda segundo Bashore *et alli* (*op. cit.*), os efeitos do comportamento do fluxo, considerando as diferentes estratégias de correlação, foram quantificados através da determinação do tempo de irrupção de água (*breakthrough*) no produtor. Os autores concluem que, para os dois primeiros modelos, a magnitude da área varrida é semelhante, embora as diferentes correlações impliquem em diferentes padrões de conectividade e distribuição de saturação. Por outro lado, o modelo baseado em sísmica apresenta um tempo de irrupção de água aproximadamente 30% superior aos modelos de poços, mostrando uma melhor eficiência de varrido em relação a estes.

Mattahäi & Roberts (1996) analisam a influência da permeabilidade de uma falha no transporte hidrodinâmico (fluxo monofásico) de um reservatório idealizado. Os autores geram quatro modelos físicos distintos com características diferentes de permeabilidades tanto da

falha, como do contraste arenito/folhelho. Os modelos são submetidos a um regime de manutenção de pressão (*pressure-driven*) com o posicionamento de um poço produtor em cada extremidade. A Tabela 2.2 resume as características petrofísicas das litofácies e do plano de falha. Em todos os modelos, as propriedades utilizadas (permeabilidade e porosidade) são constantes dentro de cada unidade (fácies e falha). A distribuição de pressão reflete o padrão de equilíbrio de fluxo em longo período de tempo sem alteração brusca.

Tabela 2. 2 - Parametrização dos modelos de fluxo de fluidos utilizados por Mattahäi & Roberts (1996).

Modelos Físicos	Permeabilidade (mD)			Porosidade (%)			Característica da falha
	Folhelho	Arenito	Falha	Folhelho	Arenito	Falha	
Modelo_1	0,001	10000	0,001/10000	25	25	25	nula (c/ rejeito)
Modelo_2	0,001	10000	0,001	25	25	3	selante
Modelo_3	0,1	10000	0,00001	35	25	3	muito selante
Modelo_4	0,0001	100	10000	20	25	3	condutora

Os autores (*op. cit.*) observam que a direção do fluxo é altamente influenciada quando da alteração da permeabilidade da falha. Quando a falha é hidráulicamente nula e o contraste de permeabilidade é muito grande entre as litofácies arenito e folhelho (modelo\_1), o fluxo é canalizado pelos arenitos basais justapostos, sendo da direita para a esquerda na camada inferior da capa (camada A) e da esquerda para direita na camada B (Figura 2.6 – Modelo\_1). As pressões têm comportamento relativamente uniforme ao longo do reservatório com uma zona isobárica ao longo dos arenitos justapostos (camadas A, B e C). A tendência de fluxo horizontal ao longo do reservatório (arenito) torna-se menos evidente no modelo\_2, função do selo imposto ao longo do plano de falha ( $K=0,001$  mD) e conseqüente aumento de pressão na camada A. (Figura 2.6 – Modelo\_2).

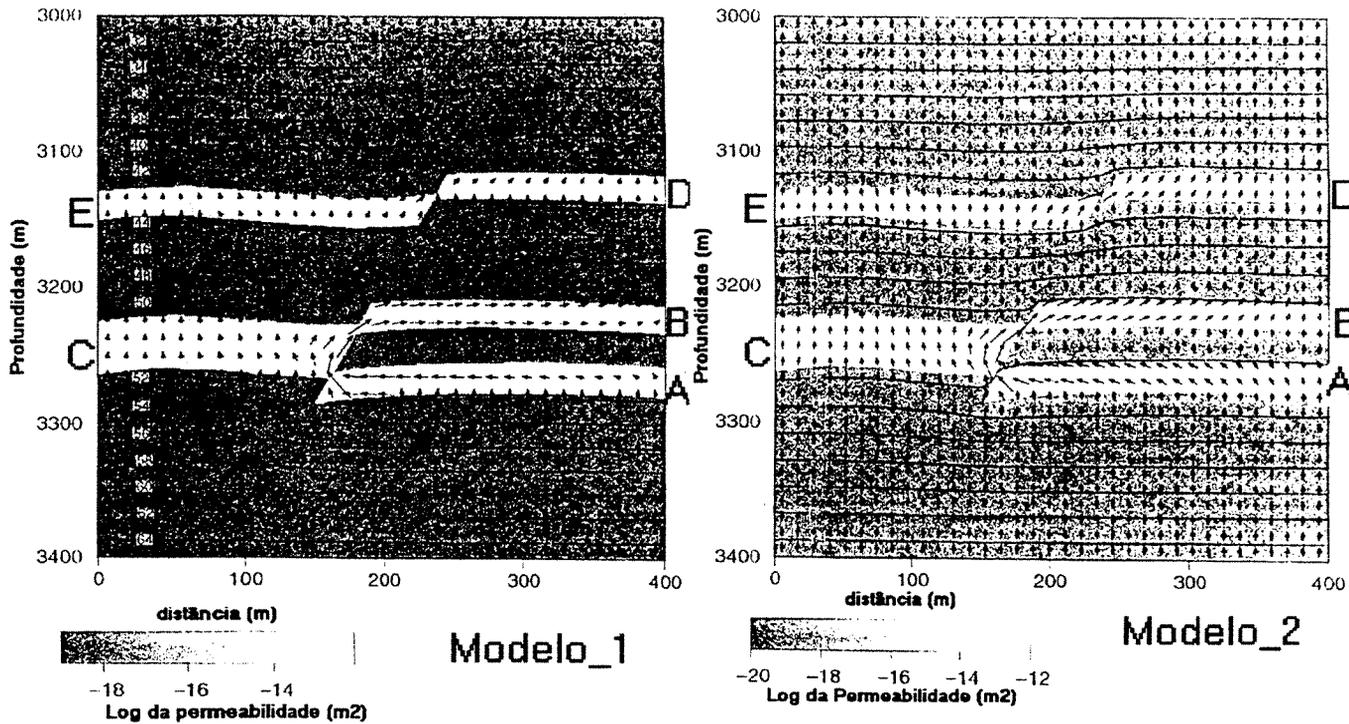


Figura 2. 6 - Isóbaras (MPa) da pressão de fluido e vetores da velocidade do fluido para os modelos 1 (esquerda) e 2 (direita) de Mattahäi & Roberts (1996).

Já quando a falha é considerada como selo extremamente eficiente ( $k=0,00001$  mD), há menor contrastes de permeabilidade entre as duas litofácies, ocorre uma nítida compartimentação do reservatório (Figura 2.7 – Modelo\_3) com diferenças de até 10 MPa (centro da falha). A hidrodinâmica do fluido segue a orientação do plano de falha e é sempre ascendente. Neste caso, a influência da falha na hidrodinâmica do reservatório oblitera totalmente a influência da estratigrafia no fluxo de fluidos.

No modelo\_4, onde a falha possui característica condutora, o fluxo ao longo das camadas A e C se dá horizontalmente, em direção à falha, mesmo porque o contraste de permeabilidade, neste caso, entre o folhelho e o arenito é muito grande – 8 ordens de magnitude (Figura 2.7 – Modelo\_4). Os volumes drenados seguem mergulho acima da falha e são suficientemente grandes de modo a provocar injeção do fluido nas camadas B, D e E (comparar os vetores de fluxo na Figura 2.6). A distribuição de pressão de fluidos (isóbaras) é praticamente constante entre 3130 m e 3260 m.

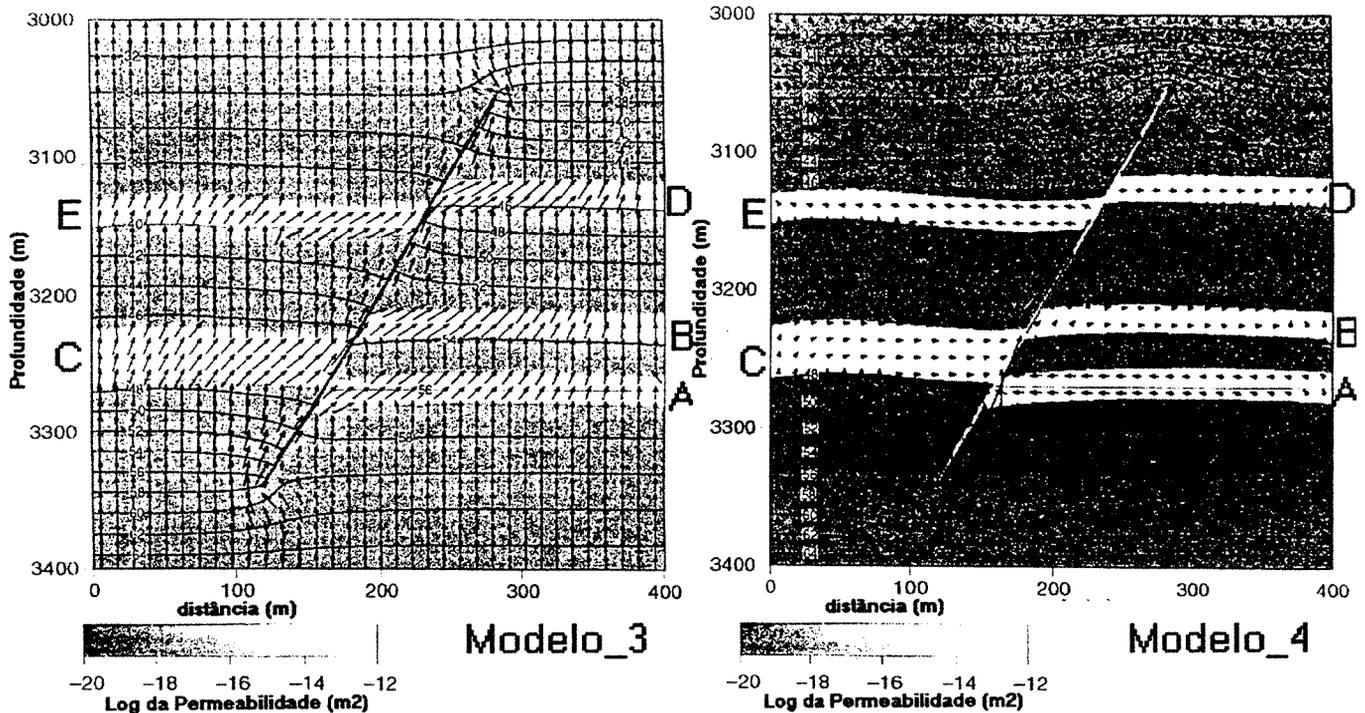


Figura 2. 7 - Isóbaras (MPa) da pressão de fluido e vetores da velocidade do fluido para os modelos 3 (esquerda) e 4 (direita) de Mattahäi & Roberts (1996).

Trabalhos como o de Mattahäi & Roberts, *op. cit.* deixam claro que falhas de baixa permeabilidade podem limitar o fluxo de fluidos entre camadas-reservatório justapostas, podendo se tornar, inclusive, menos importante que a hidrodinâmica vertical, ao longo de folhelhos sobrepostos. Por outro lado, falhas altamente permeáveis paralelas ao gradiente de pressão de fluidos (recarga por pressão, neste caso, na base dos modelos) canalizam o fluxo ao longo das camadas mais permeáveis, tanto alimentando as falhas, quanto na descarga desse fluido canalizado ao longo delas em camadas permeáveis superiores. Permeabilidades mais altas ou mais baixas que a rocha encaixante podem estar associadas a direções de fluxo opostas, mesmo com a utilização da mesma condição de contorno de pressão de fluido.

O maior dilema na aprovação, implantação e previsão de comportamento de reservatório reside na carência de informação no estágio inicial do projeto. Poços regularmente espaçados, testemunhagem extensiva, perfilagens especiais, testes com traçadores, monitoramento de produção e pressão, são adquiridos somente na fase exploratória do campo. Por não estarem disponíveis na época da avaliação econômica do projeto, abrem espaço para técnicas estatísticas/probabilísticas que, associado ao conhecimento geológico, tentam definir um modelo físico condizente com a pouca informação disponível.

No entanto, poucos são os trabalhos na área da geoestatística que tentam prever a ocorrência de falhas ou fraturas distribuídas ao longo do reservatório (Chillès, 1988, Chillès & Gentier, 1995, Tavchandjian & Rouleau, 1995), tendo a distribuição fractal como principal característica (Hewett, 1992, Borba, 1996, Becker *et alli*, 1997).

Por outro lado, a utilização da técnica geoestatística para mapeamento de heterogeneidades estratigráficas e litofaciológicas é amplamente difundida (Sweet *et alli*, 1996, Rhea *et alli*, 1994, Meehan, 1994, entre muitas outras). A análise conjunta de análogos em pequenas escalas (afloramentos) e sua extrapolação para o reservatório como um todo têm apresentado bons resultados (Eisenberg *et alli*, 1994, Ballin, *et alli*, 1997). A quantificação e análise de sensibilidade das estimativas geradas pelos métodos geoestatísticos podem ser validadas com a simulação de fluxo das imagens equíproáveis como fizeram Campozana (1990), Ferreira (1996) e Rodrigues *et alli* (1997).

Maciel (1997) faz uma análise de sensibilidade do impacto na produção de óleo, cujo modelo físico simulado, em termos de fluxo de fluidos, foi uma seção geológica de um reservatório turbidítico da costa leste brasileira. O autor promove diversas alterações nas propriedades petrofísicas de duas falhas existentes da seção obtendo diferentes resultados em termos de recuperação de hidrocarbonetos.

## Capítulo 3

### Caracterização do Afloramento

#### 3.1 – Definição das litofácies

Os trabalhos desta tese foram desenvolvidos em quatro etapas:

- a) levantamento de campo;
- b) tratamento dos dados;
- c) simulação de fluxo; e
- d) análise dos resultados

Numa primeira visita de campo foram definidos os ciclos deposicionais dentro do ambiente fluvial reconhecido, com a delimitação de sedimentos do tipo: corte e preenchimento (*cut and fill*), fundo de canais, barras de acreção lateral, depósitos de diques (*lévees*) e de rompimento de diques marginais (*crevasse splay*) e sedimentação fina da planície de inundação (folhelhos), sempre em ciclos completos ou não de granodecrescência ascendente.

Estruturalmente, aproveitou-se o arcabouço definido anteriormente por Borba (1996) quase que sem alterações (Figura 3.1). Como a nomenclatura das falhas fornece uma aproximação da idade relativa das mesmas, optou-se por manter também a designação das falhas, bem como a dos folhelhos definidas em Borba (1996).

Como o modelo físico é o dado de entrada do simulador recaindo sobre uma matriz de permeabilidade, o mapeamento geológico foi conduzido de modo a determinar “tipos de

unidades de fluxo” (Barroso e Pedrassi, 1993), ou seja, definição de camadas com propriedades petrofísicas semelhantes. Os diferentes tipos de unidades de fluxo foram definidos com base na classificação textural de cada litofácies, descritas mais adiante.

Assim, em visitas ao afloramento, foram levantados 15 perfis, sobrepostos ao fotomosaico produzido por Borba, 1996 (Figura 3.2). Em uma etapa seguinte, foram rastreados sete tipos de unidades de fluxo, culminando com a seção apresentada na Figura 3.3 A e B, onde cada cor representa um tipo de unidade de fluxo geologicamente definido por:

**Arenitos muito finos (cor azul claro):** Predominantemente localizados na porção superior do afloramento, fazem parte dos depósitos de *lévees* (diques marginais) e de rompimento dos mesmos (*crevasse splay*). Formam verdadeiros ritmitos apresentando discretas ondulações cavalgantes (*climb ripples*) e raras marcas de raízes. Possuem alta argilosidade com algumas laminações de siltitos, argilitos e folhelhos com boa continuidade horizontal. As espessuras variam de poucos centímetros até quase um metro.

**Arenitos finos (cor amarela):** Distribuídos por praticamente todo o afloramento, também fazem parte dos depósitos de *crevasse* e de diques marginais. É a unidade de maior frequência e que apresenta melhor distribuição. A estrutura mais evidente é a plano paralela e laminações esparsas com espessuras centimétricas a métricas (Fotografia 3.1).

**Arenitos médios (cor vermelho tijolo):** Com continuidade não tão marcante, ocorrem dispersamente distribuídos no afloramento, fazendo parte da porção de energia moderada dos depósitos de barra em pontal ou acresção lateral. Apresentam estratificação cruzada acanalada nem sempre bem definida, em função da diagênese superficial e são, por vezes, maciços. As espessuras restringem-se a alguns centímetros (Fotografia 3.1).

**Arenitos grossos (cor lilás):** Dispostos como corpos lenticulares (pouca continuidade lateral), estes sedimentos são depositados nas partes medianas a inferiores das barras em pontal. São preservadas algumas estratificações cruzadas acanaladas, porém mais frequentemente maciços (Fotografia 3.2).

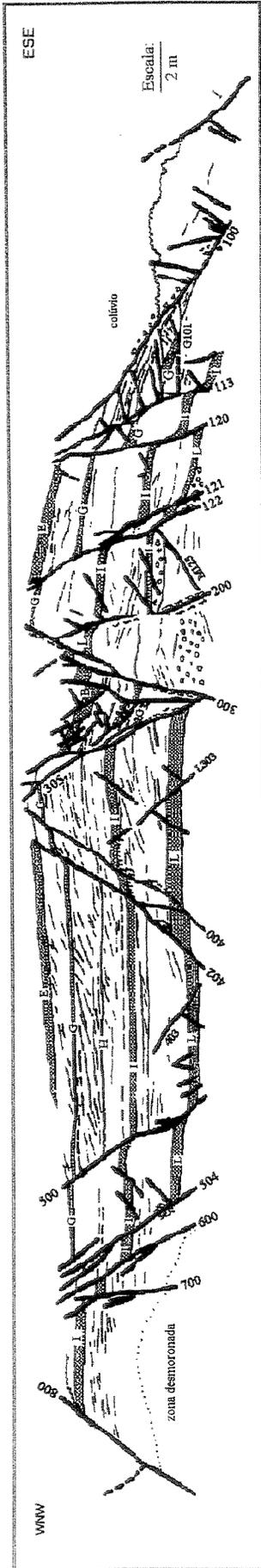


Figura 3.1 - Interpretação geológica estrutural do afloramento em estudo. (segundo Borba, 1996)

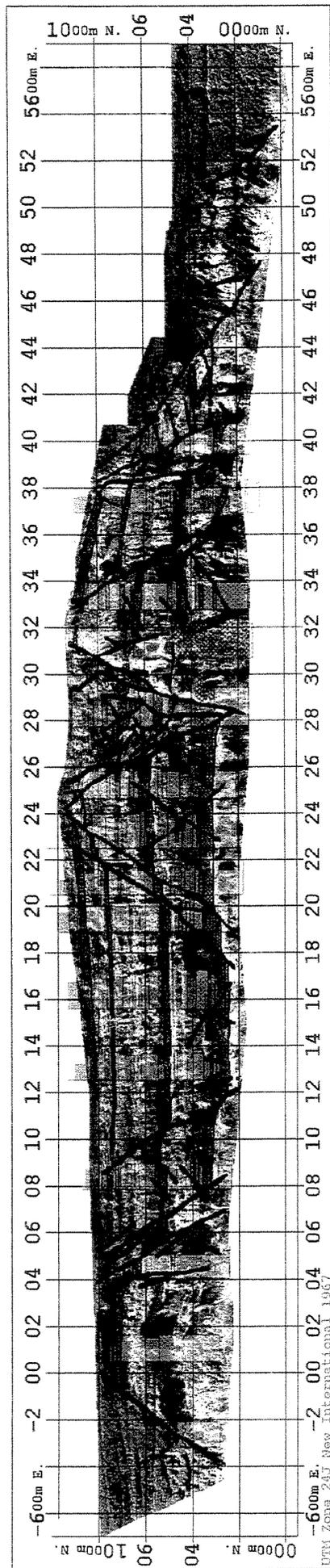
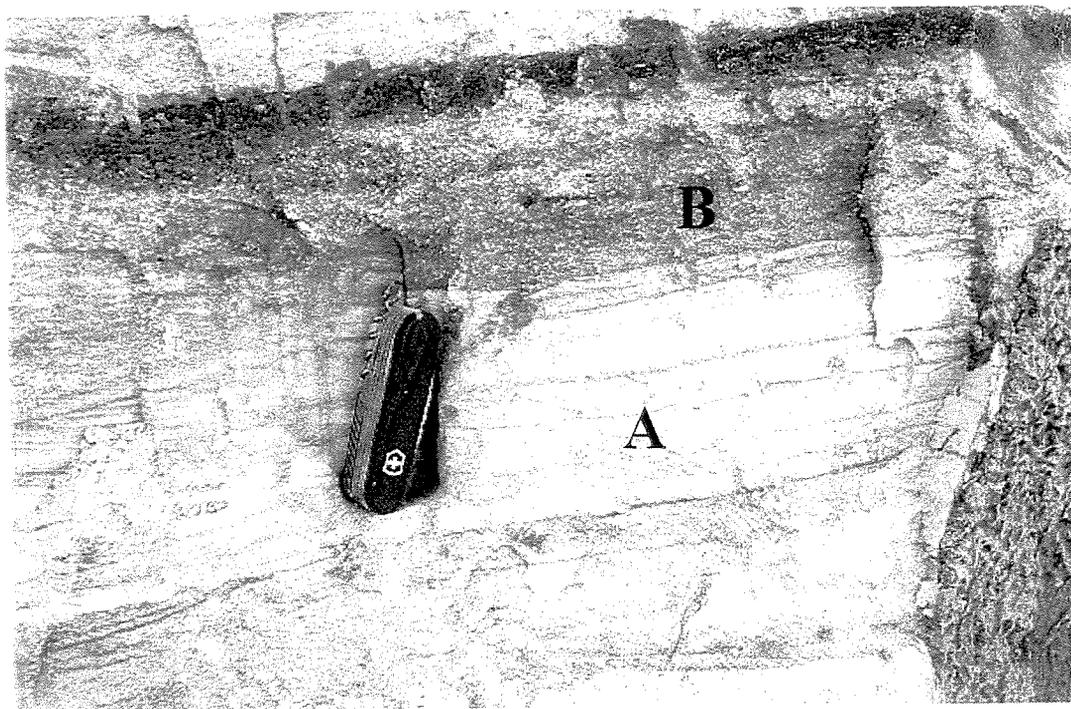


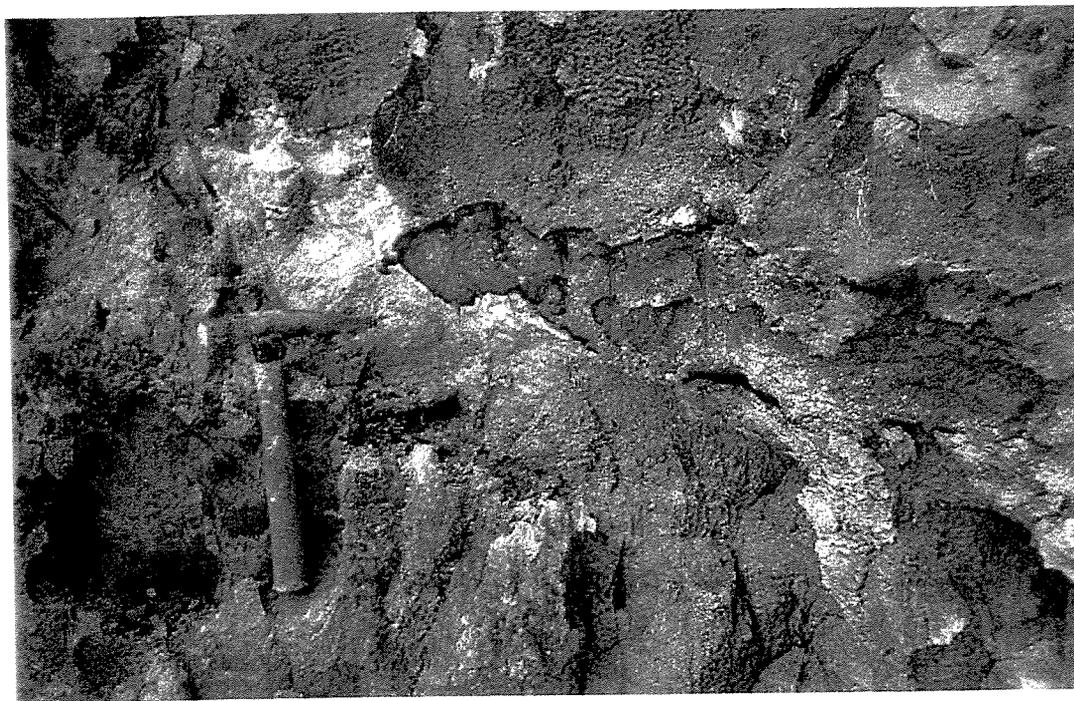
Figura 3.2 - Fotomosaico com a interpretação das falhas de Borba, 1996

e os perfis estratigráficos levantados.

Afloramento Taubaté  
Mosaico Norte



Fotografia 3.1 – Detalhe das litologias encontradas no afloramento em estudo. A -> Arenito fino com alteração esbranquiçada com laminações plano paralelas. B -> Arenito médio maciço com feldspatos caulinizados.



Fotografia 3.2 – Lente de arenito grosso com limites destacados pela precipitação de óxido de ferro, resultado da percolação de águas meteóricas. Encontra-se encaixado em arenito fino argiloso, o qual apresenta cor amarela-arroxeadada como produto de alteração superficial.

**Arenitos conglomeráticos (cor cinza escuro).** Formam pequenas manchas (lentes) na porção mediana inferior do afloramento. Compreendem a parcela de maior energia das barras em pontal, em geral apresentando contato erosivo na base, por vezes retirando material do substrato (folhelho) e formando verdadeiros *drapes* de argila próximo ao contato. São geralmente maciços com incipientes estratificações cruzadas acanaladas.

**Conglomerados (cor marrom claro).** Esta litofácies encontra-se estruturalmente confinada na porção central do afloramento, fazendo parte dos depósitos de corte e preenchimento (*cut and fill*). É posicionada estratigraficamente abaixo dos sedimentos anteriormente descritos que, por tectônica, foi justaposta a arenitos mais finos. Os sedimentos são representados por seixos angulosos de quartzo com até 1,5 cm de diâmetro, baixa argilosidade e composicionalmente imaturos, sendo comum a presença de seixos menores de feldspatos caulinizados, argilitos e até do embasamento.

**Folhelhos, siltitos e argilitos (cor verde).** Formam camadas com excelente continuidade lateral com até 80 cm de espessura. Alguma bioturbação é observada, por vezes mascarada pela alta fissilidade da rocha e diagênese superficial. Em diversas situações é rotacionada (*drag*) e injetada para dentro dos planos de falhas. Fazem parte dos depósitos de planície de inundação e, em geral, representam o final do ciclo de granodecrescência ascendente observado na estratigrafia vertical (perfis). O contato superior é quase sempre abrupto e discordante, em função da instalação de um novo ciclo de deposição. As camadas de folhelho: L, I, G, E e B (Figura 3.1) definem os ciclos maiores, entretanto, entre as unidades L e I são observados pelo menos três ciclos menores de granodecrescência ascendente (*fining upward*).

O afloramento como um todo apresenta intensa diagênese superficial representada pela caulinização de feldspatos, alteração das biotitas e desenvolvimento de limonita envolvendo bolsões e lentes de arenitos grossos a conglomeráticos (Fotografia 3.2). As cores produzidas pelos processos superficiais vão da arroxeadada, em arenitos muito finos e folhelhos, a amarelada e esbranquiçada nos arenitos finos (Fotografia 3.1). A vegetação atual, através de suas raízes, também imprime aos sedimentos a destruição das estruturas sedimentares primárias.

Para a construção da seção geológica final, utilizou-se de um *overlay* sobre o fotomosaico previamente construído (Borba, 1996) e traçados os contatos observados no campo. É importante lembrar que alguns desses contatos são subjetivos, em função do caráter transicional das litofácies.

Para facilitar a discussão do comportamento do reservatório sob a ótica da simulação de fluxo, apresentada no Capítulo 5, as camadas-reservatório foram denominadas por subzonas. São definidas, portanto, três subzonas, sendo uma inferior, abaixo do folhelho L, uma intermediária, entre os folhelhos I e L, e, por fim, uma subzona superior posicionada acima do folhelho I.

Com a digitalização do afloramento em um editor de imagem convencional gerou-se uma imagem (*bitmap*) com resolução de 300 dpi (Figura 3.3 A e B).

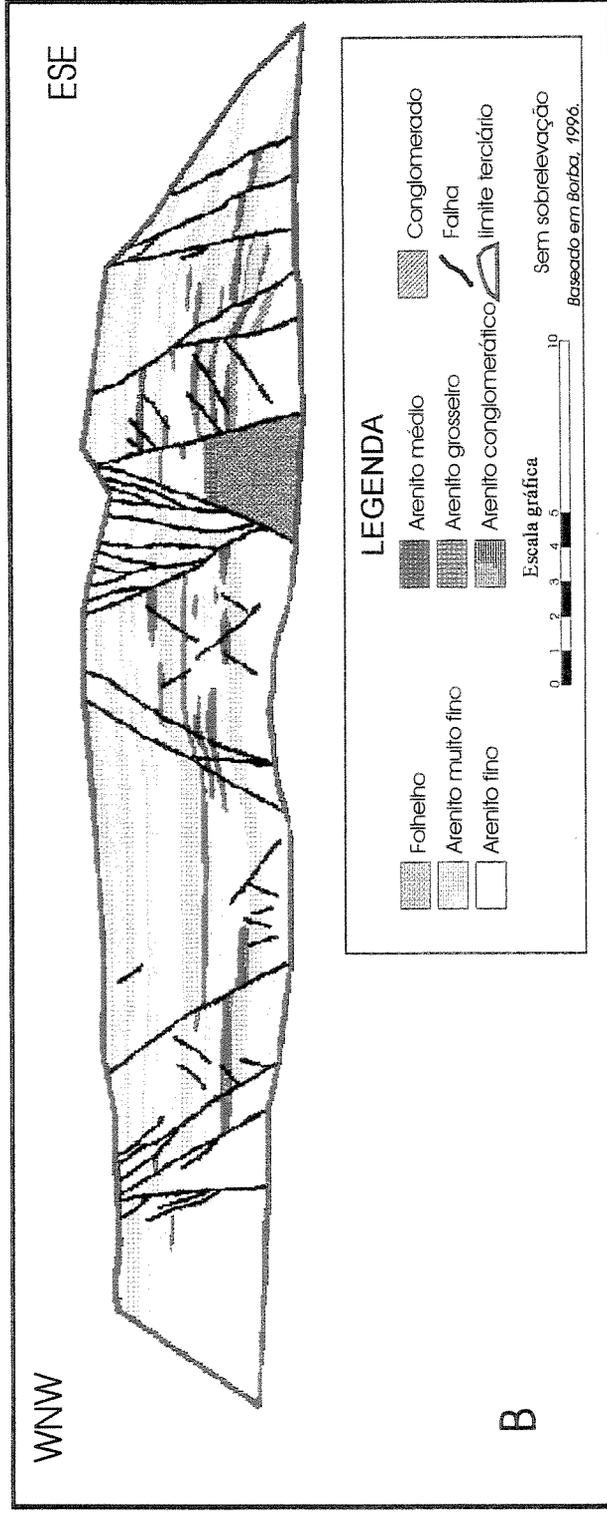
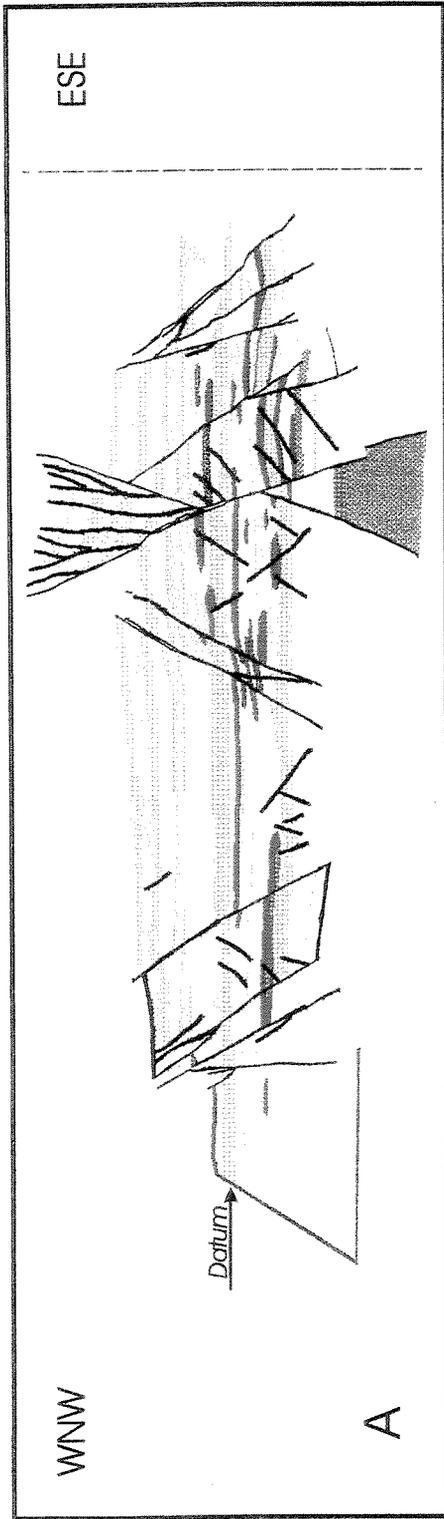


Figura 3.3 - Seção geológica da face norte do afloramento Taubaté apresentando as litofácies e o arcabouço estrutural.  
A) Seção estratigráfica reconstituída; B) Seção estrutural

### 3.2 – Tratamento Geoestatístico

Por se tratar de um afloramento intensamente estruturado, cuja densidade de falhas é maior que o número de perfis (pseudo-poços) levantados, partiu-se para a reconstrução do arcabouço estratigráfico anterior à estruturação do reservatório, com a finalidade de tratar apenas as heterogeneidades estratigráficas. Assim, foi realizado um balanceamento de seção com *datum* em um folhelho, com boa continuidade lateral, presente em praticamente toda a seção (Figura 3.3A).

Dos pseudo-poços foram geradas 5 litofácies (variáveis discretas) definidas basicamente pelo seu caráter textural, já que o resultado das supostas simulações estocásticas seria utilizado no simulador de fluxo.

O estudo geoestatístico de variáveis discretas recai necessariamente na simulação indicatriz. Assim, foram geradas cinco indicatrizes (litofácies) assim definidas:

- I – 1 -> Conglomerados, arenitos conglomeráticos, arenitos grossos e arenitos médios
- I – 2 -> Arenitos finos a muito finos
- I – 3 -> Intercalação arenito/folhelho
- I – 4 -> Folhelhos
- I – 5 -> Colúvio

O critério de caracterização e agrupamento das indicatrizes teve por base:

- i – futura utilização em simulador de fluxo. Dessa forma, tentou-se mapear o reservatório segundo um critério de produção (permeabilidades distintas);
- ii – carência de dados petrofísicos auxiliares. Informações como permeabilidade, porosidade e arranjo espacial das gargantas de poros são dados não disponíveis para o afloramento e portanto, fez-se uso única e exclusivamente da granulometria das unidades sedimentares

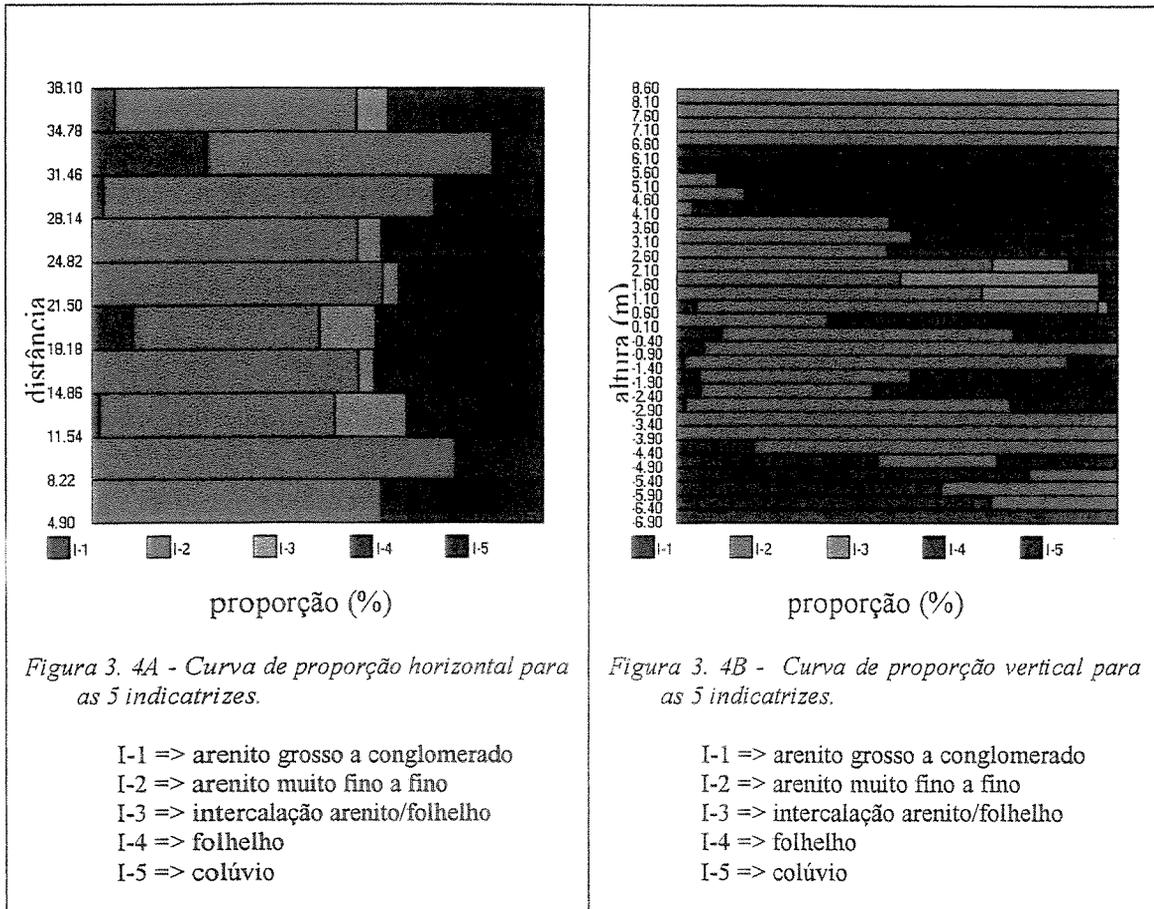
para individualização e rastreamento das indicatrizes e posteriormente das “unidades básicas de fluxo;

iii – distribuição das litofácies (indicatrizes). O agrupamento de algumas litofácies foi necessário, em função da pequena ocorrência e das características semelhantes, em termos de fluxo de fluido;

iv – a indicatriz denominada de intercalação arenito/folhelho passou a ser encarada como uma unidade em função da sua distribuição areal contínua e pelo fato de ser uma região onde a ocorrência de arenitos e folhelhos está abaixo da resolução utilizada na discretização (20 cm);

A curva de proporção horizontal (Figura 3.4A), apesar de não ser utilizada na modelagem geoestatística, representa grosseiramente a seção estratigráfica do afloramento, servindo para validar o modelo geológico. Assim, observa-se a ocorrência localizada do conglomerado e de folhelhos e arenitos estratigraficamente acima do colúvio, devido à discordância temporal/erosiva e ao complexo sistema de falhas que envolve estas unidades (comparar com a Figura 3.3A).

A curva de proporção vertical (Figura 3.4B) evidencia o caráter pouco estacionário das litofácies ao longo do domínio, exigindo cuidados durante a modelagem probabilística. Em geral, é inserida na simulação estocástica das indicatrizes quando da estimativa da proporção vertical das fácies. Neste caso, entretanto, a reconstituição da seção estratigráfica fez aparecer “vazios” (falta de informação) nas porções superiores e inferiores da seção (Figura 3.3A), deixando dúvidas quanto à qualidade da curva de proporção vertical gerada.



Elaborou-se um banco de dados, a partir do levantamento dos perfis, para posterior análise variográfica (Figuras 3.5 e 3.6) das indicatrizes (litofácies).

A distância relativamente maior e irregular (de 1,5 m a 5,0 m) entre os pseudo-poços na direção  $x$  produz variogramas menos consistentes (poucos pares de pontos – Figura 3.5) e descontinuidades a curtas distâncias (abaixo de 3 metros – valor do “passo” utilizado). Indicatrizes de pequena distribuição espacial, como conglomerados (I-1) e colúvio (I-5) são pouco representativas. A variância das indicatrizes é definida pela equação:

$$\sigma^2 = p(1 - p) \quad (3.1)$$

onde:

$p$  é a proporção da indicatriz no domínio amostral, com  $0 \leq \sigma^2 \leq 0,25$

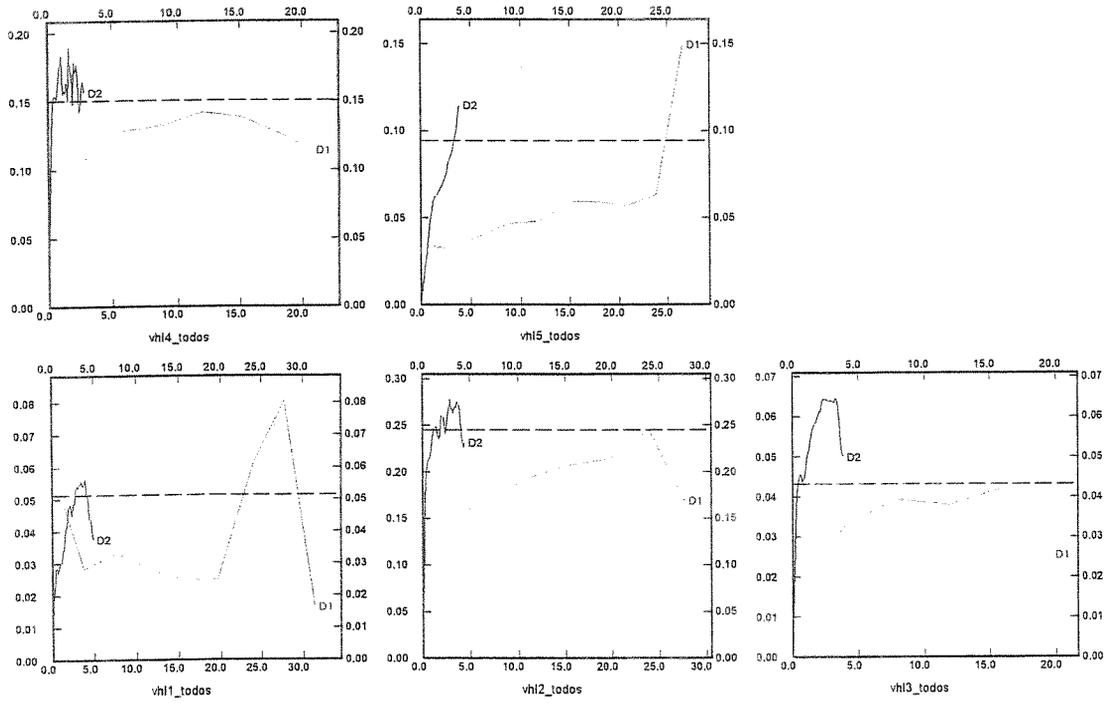


Figura 3.5 - Variogramas experimentais horizontais(marrom) e verticais(vermelho) das 5 indicatrizes.

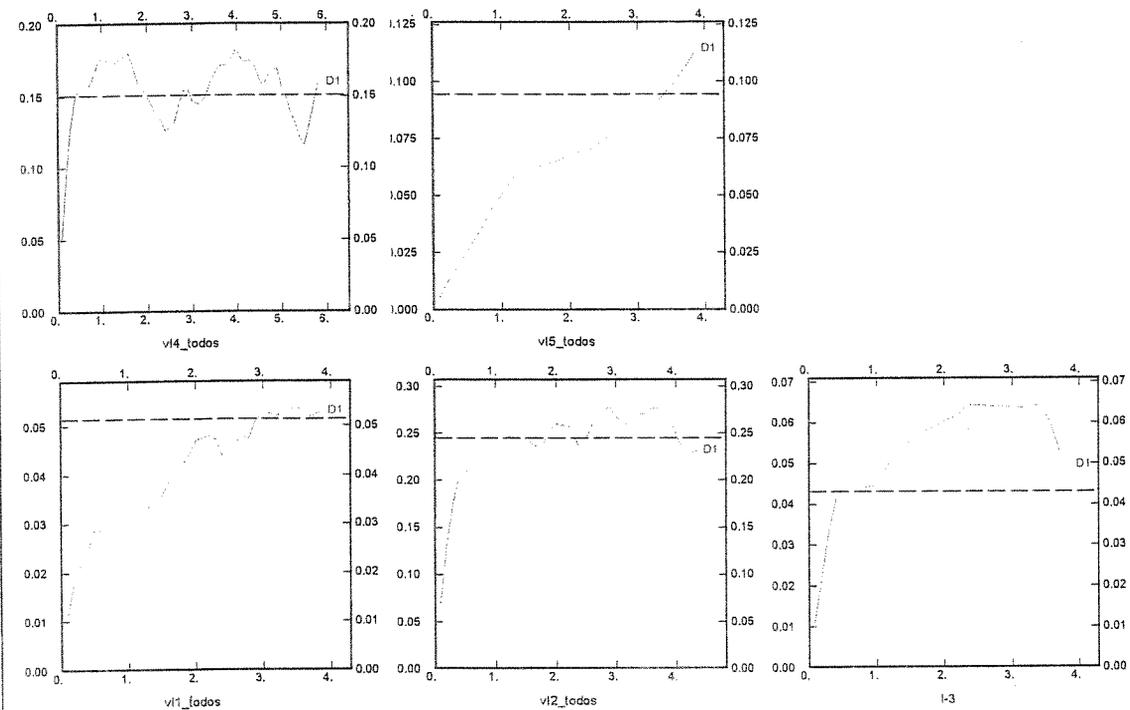


Figura 3.6 - Variogramas experimentais verticais das 5 indicatrizes.(semelhante à anterior – curva vermelha), porém com mudança na escala de apresentação no eixo x.

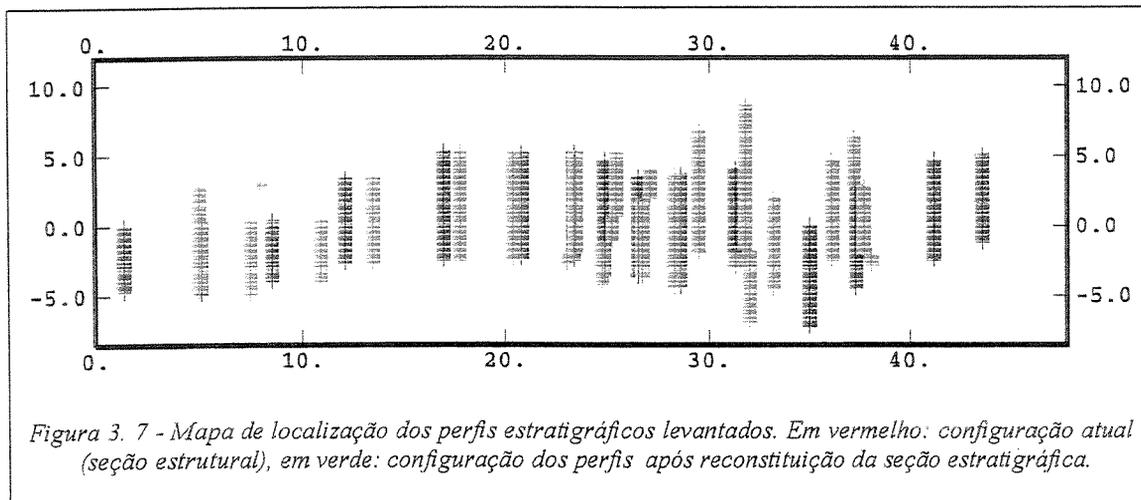
Da Figura 3.5 pode-se observar que os alcances na direção horizontal são bem maiores do que na vertical (cerca de 15 vezes). Isto é facilmente observado no afloramento (Figura 3.3 A e B), onde a continuidade lateral das litofácies (indicatrizes) é bem mais evidente.

A proporção das indicatrizes é geralmente baixa, exceção feita à indicatriz de maior ocorrência (I-2 – arenitos finos a muito finos), a qual atinge valores de variância próximos à máxima. Os alcances estão sempre em torno de 12 a 20 metros para a direção horizontal, tamanho médio dos corpos, exceto para o conglomerado e colúvio, os quais apresentam dados pouco consistentes, em função da ocorrência localizada desses corpos no afloramento.

Já na variografia experimental vertical (Figuras 3.5 e 3.6) é sempre evidenciado um imbricamento de duas estruturas em torno de 0,6 a 0,8 m, que é aproximadamente a espessura vertical média das litofácies (indicatrizes). A ciclicidade dos folhelhos (I-4) produz, nesta indicatriz, o chamado efeito buraco, menos pronunciado na I-2. A continuidade na origem é baixa, onde o ajuste através de um modelo esférico parece ser o mais adequado. A indicatriz I-5 (colúvio), apresenta-se com deriva, função da sua posição localizada (porção superior) no afloramento. Efeito semelhante é observado para os arenitos conglomeráticos/conglomerados (I-1) a longas distâncias, reflexo da ocorrência isolada na porção central inferior do afloramento (Figura 3.3 A e B), impressa pela compatimentação tectônica. O imbricamento evidencia a existência de duas estruturas, e portanto da superposição de fenômenos. Como se conhece todo o domínio estudado, a variografia deve-se restringir à primeira estrutura (menor alcance) que parece melhor representar a distribuição espacial das litofácies.

Salienta-se que, em geral, quando são geradas seções estratigráficas a partir do registro da perfuração de poços (perfis), faz-se simplesmente uma correção dos topos no eixo vertical “Z”. Entretanto, se as falhas não forem totalmente verticais, o que geralmente ocorre, esta operação pode trazer distorções no correto posicionamento das unidades mapeadas, agravados nos casos de: alta densidade de falhas, rejeitos relativamente grandes ou baixas inclinações dos planos das falhas. Em um afloramento pequeno como o aqui estudado, grandes diferenças podem ser observadas (Figura 3.7). Nesta figura, são apresentados em vermelho os perfis efetivamente levantados no campo, ou seja, ao longo da configuração atual das camadas, como o seriam no caso dos perfis elétricos provenientes da perfuração dos poços. Já em verde,

os mesmos perfis tornam-se descontínuos, em função da correção para o *datum*, tornando-se mais próximos devido ao natural “encolhimento” após o balanço de seção. Calcula-se para a seção levantada um acréscimo em torno de 26% após estruturação.



Para a caracterização geoestatística, o método tradicional de simplesmente movimentar a estratigrafia na vertical, pode resultar em erros na estimativa dos alcances (*range*), nos variogramas, da mesma ordem de grandeza da “distensão” produzida pelos falhamentos. Este efeito pode ser minimizado com a utilização de um fator de correção horizontal médio, calculado pela distensão estimada em seções, mas a real posição dos perfil é praticamente impossível de ser obtida, função da dificuldade de se calcular, a nível de reservatório, tanto os rejeitos das falhas como sua configuração tridimensional (direção).

De posse da variografia do afloramento e do padrão fractal das falhas determinado por Borba (1996), técnicas geoestatísticas, tais como o plurigaussiano truncado (Simon, 1997) ou a metodologia de COX (Pereira, 1998) podem ser utilizadas na predição de litofácies e falhas em reservatórios fluviais semelhantes ao afloramento em estudo.

### 3.3 – Filtragem da Imagem

Com a finalidade de simplificar a entrada do modelo físico no simulador, e ao mesmo tempo controlar os parâmetros petrofísicos das falhas, converteu-se cada *pixel* de imagem a um bloco de simulação. Com este procedimento, evita-se a definição, muitas vezes dispendiosa, dos *layers* de simulação e, por vezes, a necessidade de refinamento próximo às falhas. Como o objetivo deste estudo é verificar os resultados das simulações e não a influência do refinamento de diferentes malhas, optou-se pela conversão direta dos *pixels* como blocos de simulação. O arcabouço geológico em estudo, possui uma grande quantidade de falhas com direção fora do plano Cartesiano (Figura 3.1), o que tornaria o refinamento trabalhoso, fugindo do escopo desta dissertação.

Entretanto, para converter cada *pixel* da imagem num bloco de simulação, foi necessário reamostrar a imagem original, de modo que o resultado dessa filtragem gerasse uma malha de simulação condizente com a capacidade de processamento e alocação de memória no simulador.

Numa primeira aproximação, fez-se uso de um editor de imagem numa operação simples de reamostragem por truncamento, ou seja, a imagem foi reduzida por um fator de 40 vezes, onde cada quadrado com 40 *pixels* na direção *x* e 40 *pixels* na direção *z* foi transformado em um único valor (litofácies ou cor), gerando a imagem da Figura 3.8.

A desvantagem dessa técnica é a inevitável perda de resolução, porém ainda compatível com o grau de resolução das descrições de campo (20 cm), já que cada *pixel* passou a representar aproximadamente 23 cm de informação do afloramento. Como resultado final, obteve-se uma imagem com 229 *pixels* em *x* por 42 *pixels* em *z* (imagem em duas dimensões) perfazendo um total de 9618 *pixels* (Figura 3.8), os quais serão transformados em blocos dentro do simulador de fluxo.

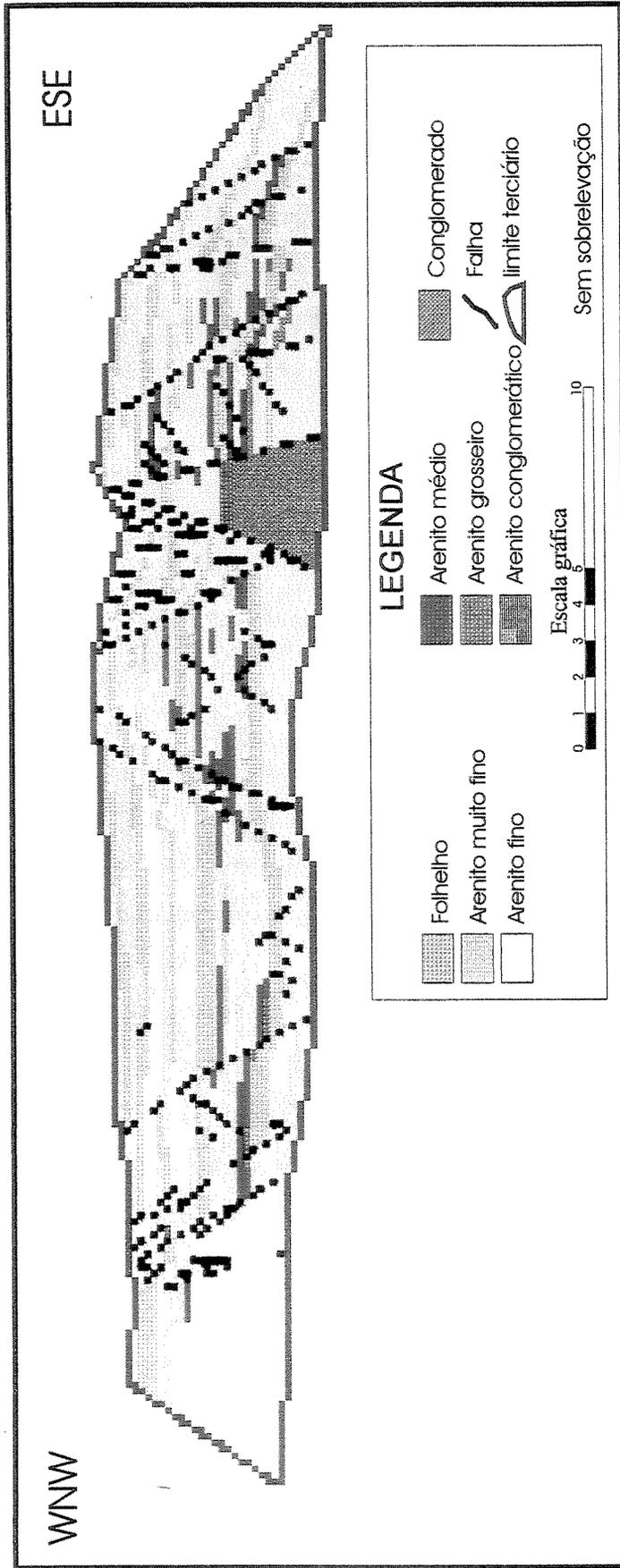


Figura 3.8 - Seção geológica do afloramento taubaté apresentando as litofácies e o arcabouço estrutural, após reamostragem em editor de imagem.

Observa-se alguma perda de resolução vertical das unidades mais delgadas, como a intercalação arenito/folhelho na porção mediana superior do bloco central, entre as camadas de folhelho G e H e, lateralmente entre as falhas 500 e 402, sem comprometimento, entretanto, das principais feições geológicas mapeadas.

A continuidade horizontal das litofácies é bem maior, porém, como os *pixels* também estão representando os planos de falhas, não foi possível aumentar a dimensão da malha na direção  $x$ , já que produziria distorções excessivas na representação dos planos das falhas.

O processo de truncamento utilizado deixou dúvidas quanto à qualidade da reamostragem, em função da técnica utilizada. O processo realiza a substituição dos 40 X 40 *pixels* pelo valor encontrado no *pixel* "visitado", ou seja, a cada 40 *pixels* apenas o último é amostrado, independentemente da frequência de ocorrência de cada litofácies (cores) do subdomínio amostrado.

Na tentativa de verificar possíveis perdas de informação ou inserção de dados não reais, elaborou-se um programa que processa um histograma de frequência de todas as litofácies (inclusive falhas) visitadas em cada subdomínio, retornando, como resultado, não mais o quadragésimo valor, mas sim a moda do histograma internamente gerado, ou seja, a litofácies de maior frequência (Figura 3.9).

Com a finalidade de investigar a real influência da reamostragem, em termos quantitativos, construiu-se o histograma de cores (fácies) das três imagens (Figura 3.10). A reamostragem e a filtragem, comparadas à imagem original (verdadeira), praticamente mantiveram as proporções de cores (litofácies) após aplicação desse *upsampling*. Surpreendentemente, até mesmo as duas técnicas entre si não apresentaram diferenças significativas. Tal fato pode ser atribuído ao enorme grau de detalhe da imagem original, a qual foi adquirida com resolução de 300 dpi, aliada à escala próxima daquela utilizada na descrição de campo (20 cm).

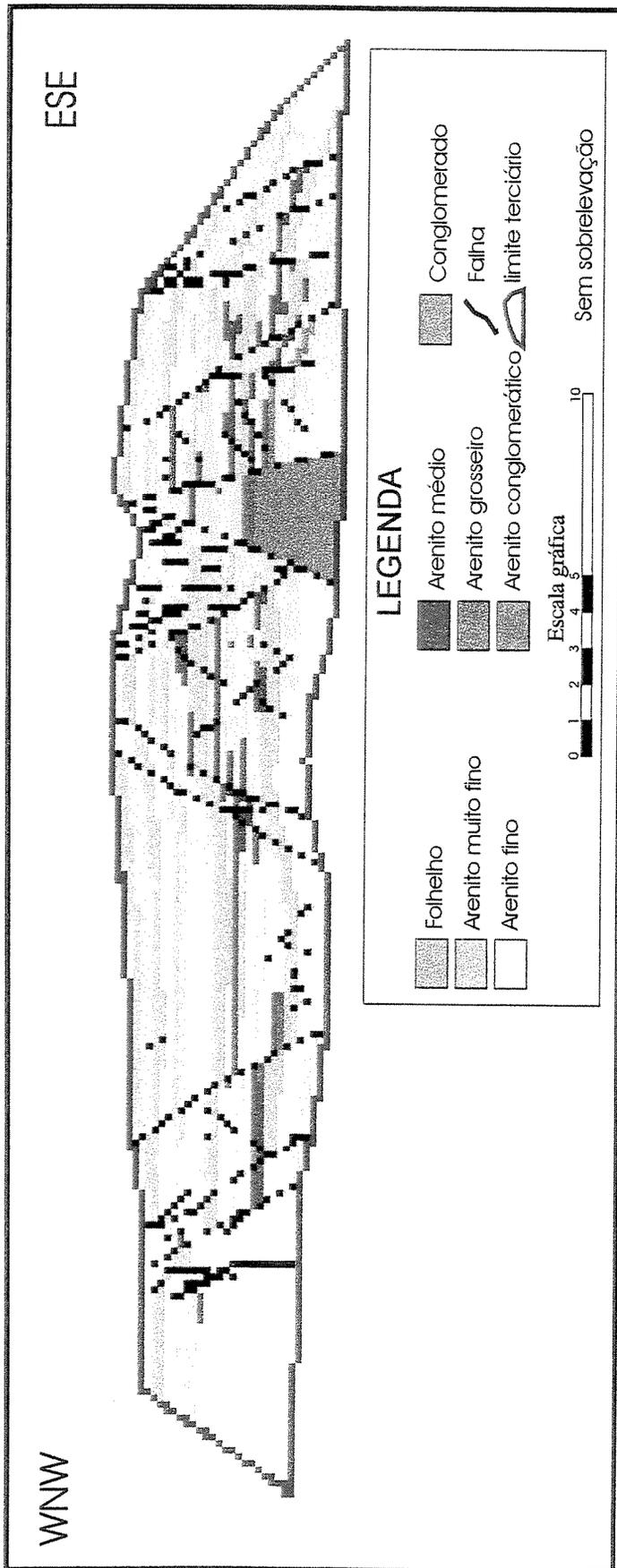


Figura 3.9 - Seção geológica do afloramento Taubaté apresentando as litofácies e o arcabouço estrutural, após filtragem, segundo programa em FORTRAN.

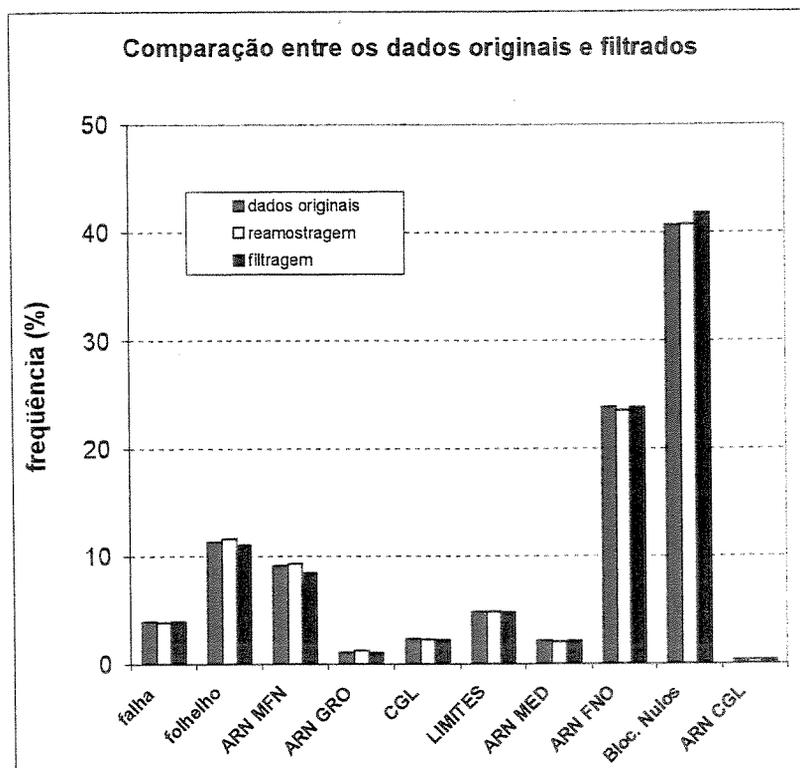


Figura 3. 10 - Histograma de cores (litofácies) das três imagens do afloramento.

Os traços das falhas foram reforçados, não ultrapassando 20 cm da escala real, para que pudessem ser amostrados por pelo menos 1 pixel da imagem reamostrada (ou filtrada). Antes desse reforço, entretanto, as duas imagens (Figura 3.8 e Figura 3.9) apresentam descontinuidades na representação dos planos de falhas (comparar com a Figura 3.3B)

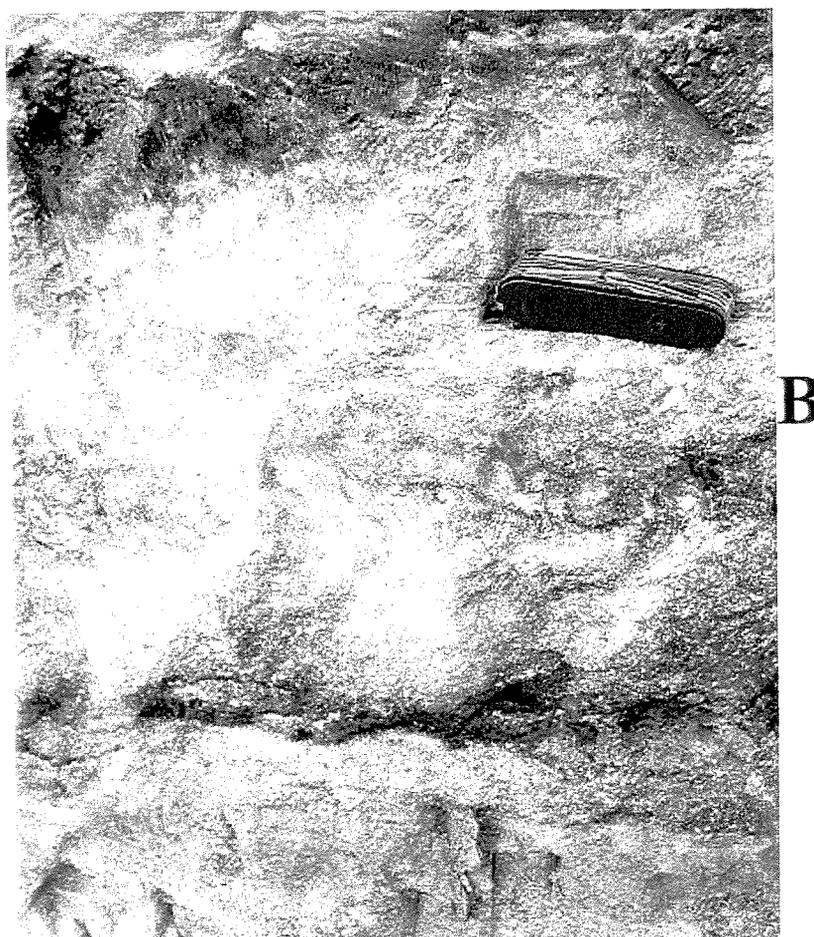
A restrição ao fluxo promovida pelas falhas foi qualitativamente definida pela observação visual no campo dada pela espessura de argila injetada (*shear smear*) ao longo da zona de deformação do plano de falha.

Assim, estabeleceu-se uma relação qualitativa empírica (Tabela 3.1) para utilização futura como restritiva ao fluxo horizontal de fluidos como estimativa das propriedades petrofísicas dos planos de falhas.

As Fotografias 3.3, 3.4 e 3.5 apresentam exemplos de falhas mapeadas no afloramento com características, respectivamente, de baixa capacidade selante, selante e muito selante seguindo sempre o critério de espessura de folhelho injetado para dentro do plano da falha.

*Tabela 3. 1 - Caracterização petrofísica de campo utilizada para os planos das falhas.*

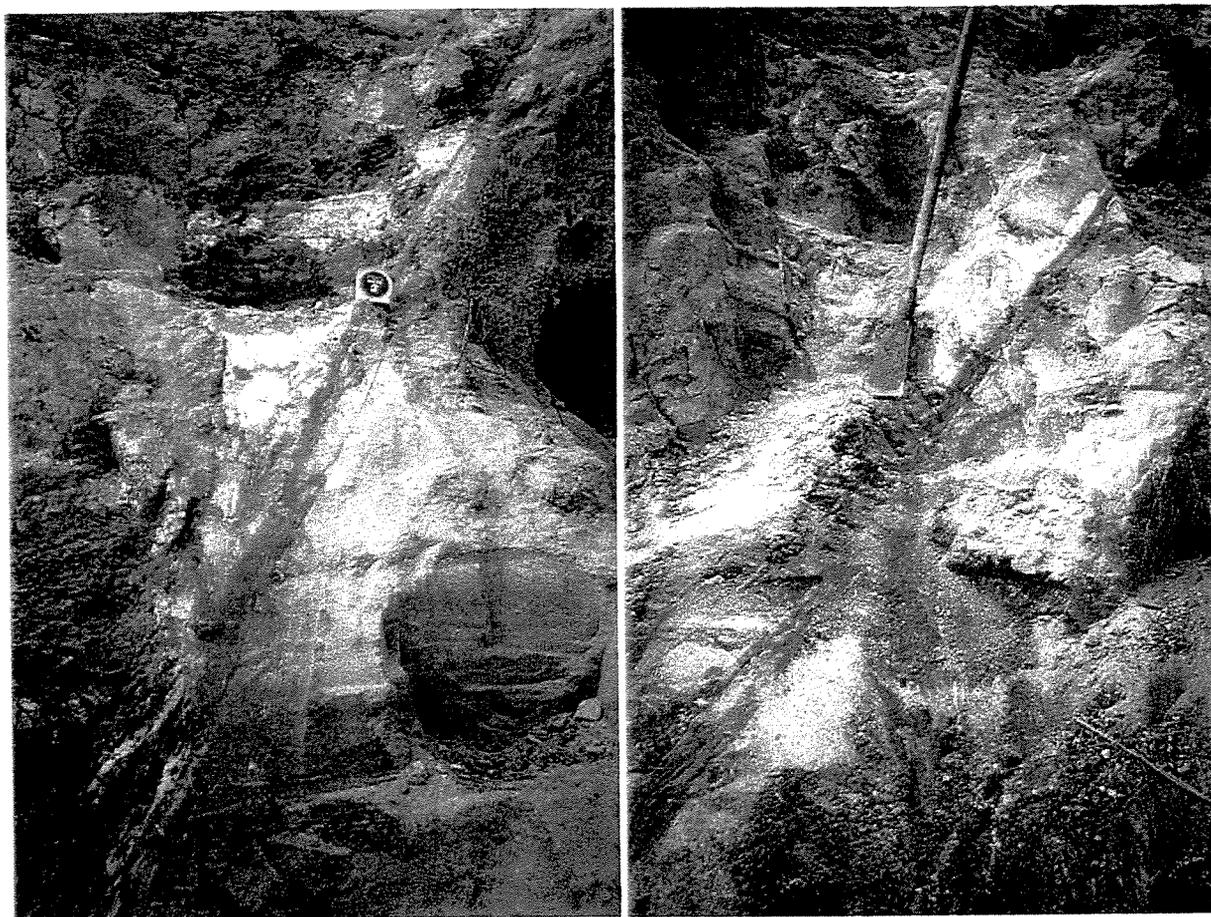
<b>Espessura de argila injetada</b>	<b>Característica petrofísica</b>	<b>Permeabilidade atribuída</b>
< 0,3 cm	baixa capacidade selante	100 mD
0,3 – 1,0 cm	relativamente selante	1 mD
> 1,0 cm	muito selante	0,01 mD



Fotografia 3.3 – Exemplos da determinação visual de falhas com baixa capacidade selante, onde a espessura de folhelho existente ao longo do plano de falha é menor do que 0,3 cm (A) ou mesmo inexistente (B).



*Fotografia 3.4 – Exemplos de falhas consideradas com relativa capacidade selante, onde a espessura de folhelho observada ao longo do plano de falha encontra-se entre 0,3 cm e 1,0 cm. A figura da parte superior tem o topo voltado para a direita.*



Fotografia 3.5 – Falhas consideradas com alta capacidade selante, produzidas pela grande quantidade de material argiloso injetado no plano das mesmas. Neste caso, a espessura de "shear smear" é maior que 1,0 cm.

## Capítulo 4

### Modelagem do afloramento

Após a definição do arcabouço estratigráfico, transformou-se cada litofácies em valores de permeabilidade intrínseca ( $K_i$ ), com a finalidade de inseri-las no simulador de fluxo, visto que esta propriedade petrofísica, conforme a Lei de Darcy (d' Arcy, 1856), é a maior controladora, na presença de um diferencial de pressão, da movimentação de fluidos em um reservatório.

$$Q = \frac{K_i A}{\mu} \frac{\partial P}{\partial L} \quad (4.1)$$

Outros fatores importantes que regem o fluxo são: pressão capilar, permeabilidade relativa, viscosidade, comprimento e área da seção atravessada, miscibilidade, tipo de rocha, dentre outros.

#### 4.1 – Matriz de Permeabilidade

A determinação da permeabilidade de amostras do afloramento em ensaios diretos de laboratório já fora tentada anteriormente, através do encamisamento (testemunhagem) com PVC dos arenitos. Porém, os resultados não foram satisfatórios em função do aparecimento de canais preferencias de fluxo entre o testemunho e o PVC (H. K. Chang e E. Bonet, comunicação verbal). Ainda que tal parâmetro fosse estimado com certo rigor, esbarraria na extrapolação dessa informação para subsuperfície, onde foi promovida a simulação de fluxo.

Na verdade, não se pretende aqui resolver um problema específico do afloramento em estudo, mas desenvolver uma técnica de análise de sensibilidade das discontinuidades estratigráficas litofaciológicas e estruturais de um modo genérico, através de um modelo geológico o mais realista possível. Por esse motivo, a precisão na determinação da permeabilidade torna-se tarefa secundária. Elaborou-se, no entanto, uma técnica consistente, simples e plausível que, se não fornece um valor realista de permeabilidade absoluta, dá uma boa idéia qualitativa das variações de permeabilidade possíveis dentro de um reservatório deste tipo.

Foram selecionadas 98 amostras, numa primeira fase, coletadas ao longo dos perfis levantados e, numa segunda etapa, distribuídas por todo o afloramento, cobrindo todas as 7 litofácies. Litologias como siltitos, argilitos e folhelhos, não apresentaram resultados satisfatórios na análise granulométrica, em função do avançado grau de compactação dos mesmos, gerando vários aglomerados equivocadamente acumulados em peneiras menores que 200 # (*mesh*). Para essas litologias foram consideradas permeabilidade e porosidade efetiva arbitrárias e fixas de 0,1 mD e 1%, respectivamente.

Para a geração das curvas de distribuição acumulada, em peso, dos diferentes tamanhos de partículas, para cada amostra, foi montado um conjunto de peneiras justapostas em ordem decrescente de diâmetro da malha (Figura 4.1). São pesados 100 gramas de amostra previamente seca e colocados na peneira superior (maior diâmetro – 4 # *mesh*) e agitados manualmente por cerca de 10 minutos. O material retido em cada peneira é pesado e acumulado em um gráfico com: diâmetro das partículas no eixo *x*, em escala logarítmica, e a distribuição acumulada, em escala linear, no eixo *y*, gerando gráficos como os apresentados na Figura 4.2.

Estimar permeabilidade a partir da análise granulométrica é prática comum na geotecnia. Destacando-se as publicações de Hazen (1911), Krumbein & Monk (1942), Bedinger (1961), Masch & Denny (1966), Reyes (1966) e, mais recentemente, em Beard & Weyl (1973), Panda & Lake (1994) e Shepherd (1989).

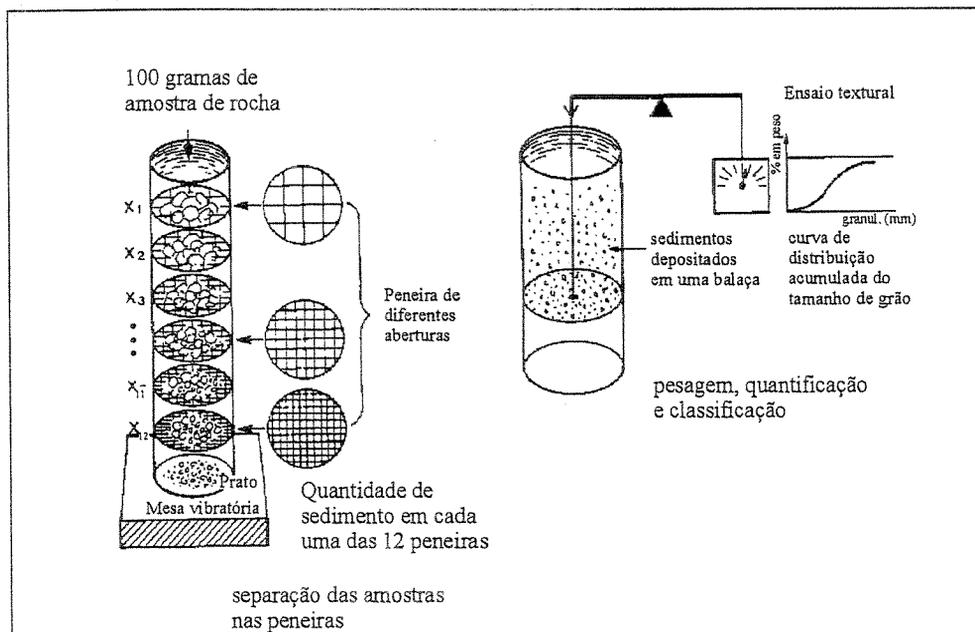


Figura 4.1 - Esquema da metodologia utilizada para levantamento granulométrico. Modificado de Bjørlykke (1989), página 8.

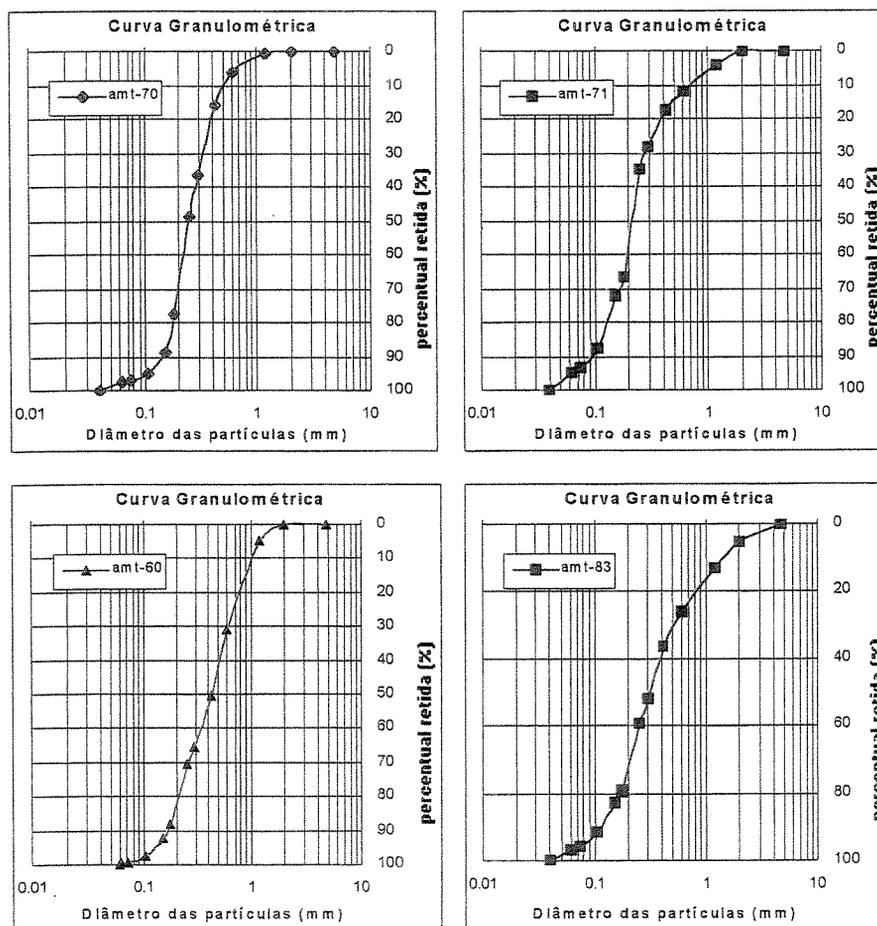
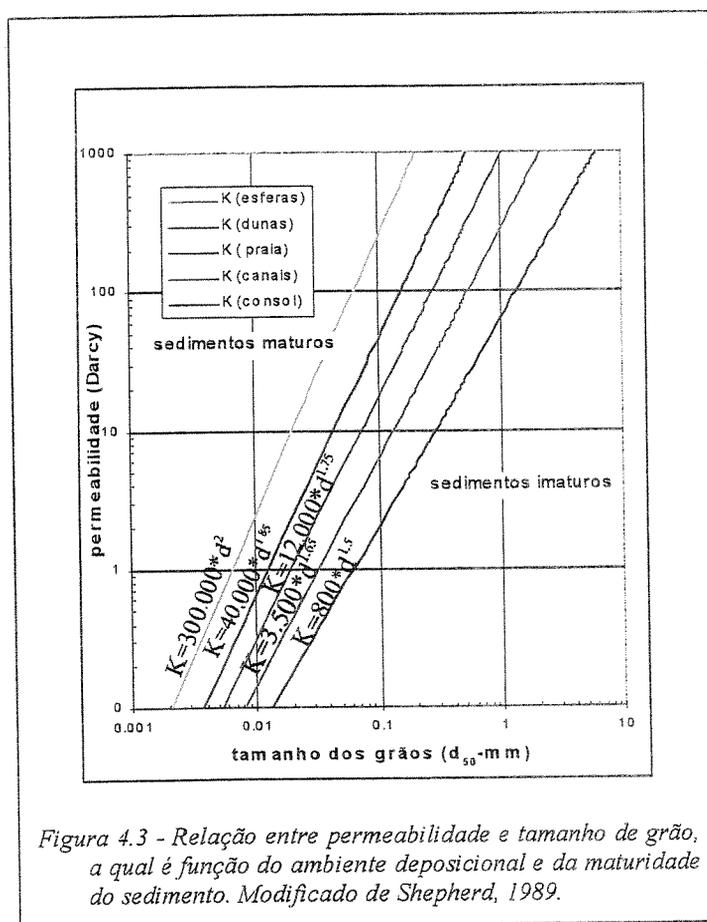


Figura 4.2 - Distribuição acumulada de algumas amostras do afloramento estudado.

Para estimativa da permeabilidade baseou-se no trabalho de Shepherd, 1989, que relaciona a permeabilidade com a granulometria dos sedimentos – diâmetro a 50% ( $D_{50}$ ) (Figura 4.3), a qual depende do tipo de ambiente de deposição e maturidade dos sedimentos. É fato que não se considera, neste tipo de análise, possível diagênese sofrida pela rocha (dissolução por pressão, cimentação, compactação, dissolução, infiltração de argilas, expansão por absorção de água, transformações de argila, dentre outros). Entretanto, para arenitos superficiais, como no caso do afloramento, este tipo de análise é bastante prática e satisfatória em termos qualitativos.



De posse da mediana do tamanho do grão ( $\phi_{50\%}$ ) toma-se uma linha vertical até atingir a linha do ambiente deposicional no qual está inserido o sedimento analisado. No eixo y estará o valor aproximado da condutividade hidráulica do sedimento. A Figura 4.3 é uma modificação do trabalho de Shepherd *op. cit.* já com a variável permeabilidade no eixo y.

## 4.2 – Condutividade Hidráulica X Permeabilidade

O diâmetro ( $d_{50}$ ), em milímetros, obtido de cada curva de distribuição acumulada foi utilizado segundo a relação empírica de Shepherd, 1989:

$$K = Cd_{50}^m \quad (4.2)$$

onde:

- $K$  condutividade hidráulica estimada, em GPD/FT<sup>2</sup> (gal/d/pé<sup>2</sup>);
- $m$  índice que é função do ambiente e maturidade do sedimento; e
- $C$  constante que também depende do ambiente deposicional.

Para o caso do modelo deposicional do afloramento (fluvial meandrante), baixa maturidade mineralógica e diagênese superficial, considerou-se os seguintes valores para as constantes:

$$C = 3500$$

$$m = 1.65$$

Assim, como resultados, obteve-se:

$$K = 3500.d_{50}^{1.65} .12,27 \quad (4.3)$$

onde:

$K$  condutividade hidráulica GPD/FT<sup>2</sup> (galões por dia por pé quadrado).

A constante 12,27 apresentada na Equação 4.3 converte a condutividade hidráulica, a qual depende do fluido considerado, inicialmente fornecida em galão por dia por pé quadrado (GPD/FT<sup>2</sup>), para permeabilidade, em milidarcy (mD), unidade geralmente utilizada na indústria do petróleo.

Em suas experiências com a construção de filtros, Darcy constatou que a vazão ( $Q$ ) é função da área ( $A$ ) por onde passa o fluido e do chamado gradiente hidráulico desse fluido ( $dh/dl$ ), obtendo a seguinte relação genérica:

$$Q = -KA \left( \frac{dh}{dl} \right) \quad (4.4)$$

onde:

$Q$  é a vazão do fluido ( $L^3/T$ );

$A$  é a área atravessada pelo fluido ( $L^2$ );

$\left( \frac{dh}{dl} \right)$  é o gradiente hidráulico ( $L/L$ ); e

$K$  é a constante de proporcionalidade de Darcy ( $L/T$ ) ou *condutividade hidráulica*

Posteriormente, Hubbert (1956) associou a constante de proporcionalidade ( $K$ ) de Darcy (D'Arny, 1856) não apenas com o fluido mas com o meio poroso atravessado por ele. Experimentos com esferas de vidro de diâmetro uniforme e conhecido propiciaram ao autor chegar às seguintes relações de proporcionalidade com a vazão ( $Q$ ):

$$\begin{aligned} Q &\propto d^2 \\ Q &\propto \gamma \\ Q &\propto 1/\mu \end{aligned} \quad (4.5)$$

onde:  $d$  é o diâmetro das esferas de vidro (granulometria dos sedimentos);

$\gamma$  é a massa específica do fluido; e

$\mu$  é a viscosidade do fluido

Desta forma, a Lei de Darcy pode ser substituída pela expressão:

$$Q = -\frac{Cd^2\gamma A}{\mu} \left( \frac{dh}{dl} \right) \quad (4.6)$$

onde:

$C$  é a nova constante de proporcionalidade (*fator de forma*)

O sinal negativo indica que o fluxo possui o sentido contrário ao gradiente.

Enquanto  $C$  e  $d^2$  são propriedades inerentes ao meio poroso, a massa específica ( $\gamma$ ) e a viscosidade ( $\mu$ ) são propriedades do fluido. Neste instante, pode-se atribuir uma nova constante ( $K_i$ ), função apenas das características do meio poroso. Esta nova constante,

denominada *permeabilidade intrínseca* ou *permeabilidade absoluta* ( $K_i$ ), é função basicamente das gargantas dos poros atravessadas pelo fluido e pode ser expressa, com base na Equação 4.6, por:

$$K_i = -Cd^2 \quad (4.7)$$

Associando as Equações 4.5, 4.6 e 4.7, obtém-se a seguinte relação entre a condutividade hidráulica ( $K$ ) e a permeabilidade intrínseca ( $K_i$ ):

$$K = K_i \left( \frac{\gamma}{\mu} \right) \quad (4.8)$$

onde  $\gamma$  e  $\mu$  são propriedades do fluido

ou ainda:

$$K = K_i \left( \frac{\rho g}{\mu} \right) \quad (4.9)$$

onde:

$\rho$  é a densidade do fluido; e

$g$  a aceleração da gravidade

Assim, como a dimensão de  $K$  é  $[L/T]$ , de  $g$   $[L/T^2]$ , de  $\rho$   $[M/L^3]$  e de  $\mu$   $[M/(L*T)]$ , a unidade de  $K_i$  será:

$$K_i = K \left( \frac{\mu}{\rho g} \right) \Rightarrow K_i = \frac{[L]}{[T]} \left\langle \frac{\frac{[M]}{[L][T]}}{\frac{[M]}{[L^3]} \frac{[L]}{[T^2]}} \right\rangle \quad \text{ou seja, } K_i = [L^2]$$

Pela Equação 4.9 é então possível converter os valores de condutividade hidráulica ( $K$ ) encontrada na equação de Shepherd, 1989 para permeabilidade intrínseca ( $K_i$ ).

Os valores de permeabilidade absoluta obtidos para as litofácies variam entre 9 e 140 Darcys, coerentes com valores de arenitos desagregados superficiais encontrados na literatura, porém bem acima dos encontrados em reservatórios em subsuperfície.

### 4.3 – Evolução Diagenética

Para a correção dos valores de permeabilidade obtidas em superfície para a profundidade da simulação, utilizou-se a evolução diagenética dos leques aluviais da Formação Sergi (Bacia do Recôncavo). A escolha deve-se à existência de extenso banco de dados de parâmetros petrofísicos e petrográficos separados por fácies (arenito eólico, proximal, mediano e distal), bem como pelo fato de boa parte das análises terem sido feitas em arenitos fluviais, ambiente deposicional semelhante ao afloramento em questão. Assim, fez-se uso da equação de regressão múltipla para o logaritmo da permeabilidade apresentada por Bruhn & De Ros (1987) para a Formação Sergi, entretanto, com algumas alterações.

A compactação mecânica, via de regra, é o principal processo de redução da permoporosidade primária dos arenitos. Este processo ocorre com maior intensidade nas fases iniciais do soterramento, sendo função predominantemente da granulometria, composição, forma dos grãos e do tipo e quantidade de matriz (Bruhn & De Ros, *op. cit.*).

Uma fórmula genérica, já simplificada, extraída de Bruhn & De Ros (1987), é dada por:

$$\text{LOG}'K = B - 0.00083 * \text{prof}(m) - 0.06 * \% \text{matriz}'' \text{lamosa} - 0.05 * \% \text{calcita} - 0.31 * \phi_{50} \quad (4.10)$$

Reduções de permeabilidades computada por argilas infiltradas, crescimento secundário de quartzo, intraclastos argilosos e argilas autigênicas descritas pelos autores foram simplesmente excluídas da regressão, para as diferentes fácies mapeadas, devido à impossibilidade de mensurá-las nas amostras coletadas em superfície.

Ainda, os autores apresentam uma modelagem única para os sedimentos como um todo (não separado por fácies). Como a intenção é utilizar valores de permeabilidade distintos para cada fácies, função da variação textural, tentou-se chegar a uma equação para cada uma das unidades mapeadas (fácies). Para uma evolução diagenética semelhante em todas as fácies (curvas paralelas num gráfico  $K \times PROF.$ ), a única diferença entre elas seria o termo independente “ $B$ ” da Equação 4.10.

Desta forma, na superfície, todos os termos da equação relacionados à diagênese são desprezados e a permeabilidade passa a ser função exclusivamente da granulometria, representada pelo  $\phi_{50}$ , que corresponde a mediana do tamanho dos grãos na escala  $\phi$  ( $\phi = -\log_{10}[d(\text{mm})]$ ). Assim,

$$LOG' K = B - 0.31\phi_{50\%} \quad (4.11)$$

Como já se havia estabelecido, valores de permeabilidade para a superfície (Shepherd, 1989), o valor de “ $B$ ” pôde ser estimado para cada fácies pela simples substituição na fórmula, ou seja,  $\phi_{50}$  é a mediana do tamanho dos grãos (granulometria), na escala  $\phi$ , e  $K$  é a média da permeabilidade, obtida na superfície. Ambos os parâmetros são calculados individualmente para cada uma das sete fácies (Tabela 4.1).

Tabela 4. 1 - Valores de permeabilidade e  $\phi_{50}$  médios obtidos para a superfície, segundo equação de Shepherd, 1989. O valor da variável independente foi calculado pela Equação 4.11.

variáveis	SLT/ARG	ARN MFN	ARN FNO	ARN MED	ARN GRO	ARN CGL	CGL
<b>K média</b>	0.0001	22	32	36	51	61	77
$\phi_{50}$ med.	-----	1546	1687	1723	1849	1912	2000
<b>B</b>	-----	1.55	1.69	1.72	1.85	1.91	2.00

A quantidade de matriz lamosa diminui sensivelmente o espaço poroso com o soterramento, em função do seu caráter plástico/dúctil. Estima-se que 50% de material dúctil é suficiente para a obliteração de todo o espaço poroso (Bruhn & De Ros, 1987). Neste trabalho, esta variável foi estimada pela percentagem, em peso, medida no prato do ensaio de peneiramento.

Para a percentagem de calcita utilizou-se os mesmos valores encontrados para a Formação Sergi, variando de 3,4% para arenitos muito finos a 0,7% para conglomerados (Bruhn & De Ros, *op. cit.*).

Por fim, considerou-se a seguinte evolução diagenética para o reservatório analisado em cada uma das litofácies:

**Arenito muito fino:**

$$LOG''K = 1.55 - 0.00083 * prof. - 0.31 * \phi_{50} - 0.06 * (\%matriz''argilosa) - 0.05 * (\%calcita)$$

$$\text{onde: } 0.57 \leq \phi_{50} \leq 0.89$$

$$0.22 \leq \%matriz''argilosa \leq 10.18$$

$$\%calcita = 3.4$$

**Arenito fino:**

$$LOG''K = 1.69 - 0.00083 * prof. - 0.31 * \phi_{50} - 0.06 * (\%matriz''argilosa) - 0.05 * (\%calcita)$$

$$\text{onde: } 0.48 \leq \phi_{50} \leq 0.72$$

$$0.60 \leq \%matriz''argilosa \leq 7.48$$

$$\%calcita = 3.3$$

**Arenito médio:**

$$LOG''K = 1.72 - 0.00083 * prof. - 0.31 * \phi_{50} - 0.06 * (\%matriz''argilosa) - 0.05 * (\%calcita)$$

$$\text{onde: } 0.52 \leq \phi_{50} \leq 0.64$$

$$0.68 \leq \%matriz''argilosa \leq 5.77$$

$$\%calcita = 3.2$$

**Arenito Grosso**

$$LOG''K = 1.85 - 0.00083 * prof. - 0.31 * \phi_{50} - 0.06 * (\%matriz''argilosa) - 0.05 * (\%calcita)$$

$$\text{onde: } 0.42 \leq \phi_{50} \leq 0.55$$

$$0.59 \leq \%matriz''argilosa \leq 4.83$$

$$\%calcita = 2.0$$

### Arenito Conglomerático

$$\text{LOG}''K = 1.91 - 0.00083 * \text{prof.} - 0.31 * \phi_{50} - 0.06 * (\% \text{matriz}'' \text{argilosa}) - 0.05 * (\% \text{calcita})$$

onde:  $0.39 \leq \phi_{50} \leq 0.47$

$$2.09 \leq \% \text{matriz}'' \text{argilosa} \leq 4.65$$

$$\% \text{calcita} = 1.4$$

### Conglomerado

$$\text{LOG}''K = 2.00 - 0.00083 * \text{prof.} - 0.31 * \phi_{50} - 0.06 * (\% \text{matriz}'' \text{argilosa}) - 0.05 * (\% \text{calcita})$$

onde:  $0.30 \leq \phi_{50} \leq 0.39$

$$1.97 \leq \% \text{matriz}'' \text{argilosa} \leq 5.07$$

$$\% \text{calcita} = 1.1$$

Em todos os casos, a matriz argilosa e a mediana do tamanho de grão variam de amostra para amostra e, portanto, entre as diferentes litofácies também.

A Figura 4.4 mostra a evolução da permeabilidade com a profundidade, para cada uma das litofácies, segundo as equações propostas, enquanto na Tabela 4.2 são apresentadas as permeabilidades, em milidarcis, para as diferentes litofácies, na profundidade atribuída para a simulação.

Como era de se esperar, as permeabilidades horizontais são crescentes com o aumento da granulometria e decrescentes com a profundidade, até atingirem um valor muito pequeno a profundidades elevadas. A permeabilidade vertical foi arbitrariamente considerada como  $\frac{1}{4}$  da permeabilidade horizontal.

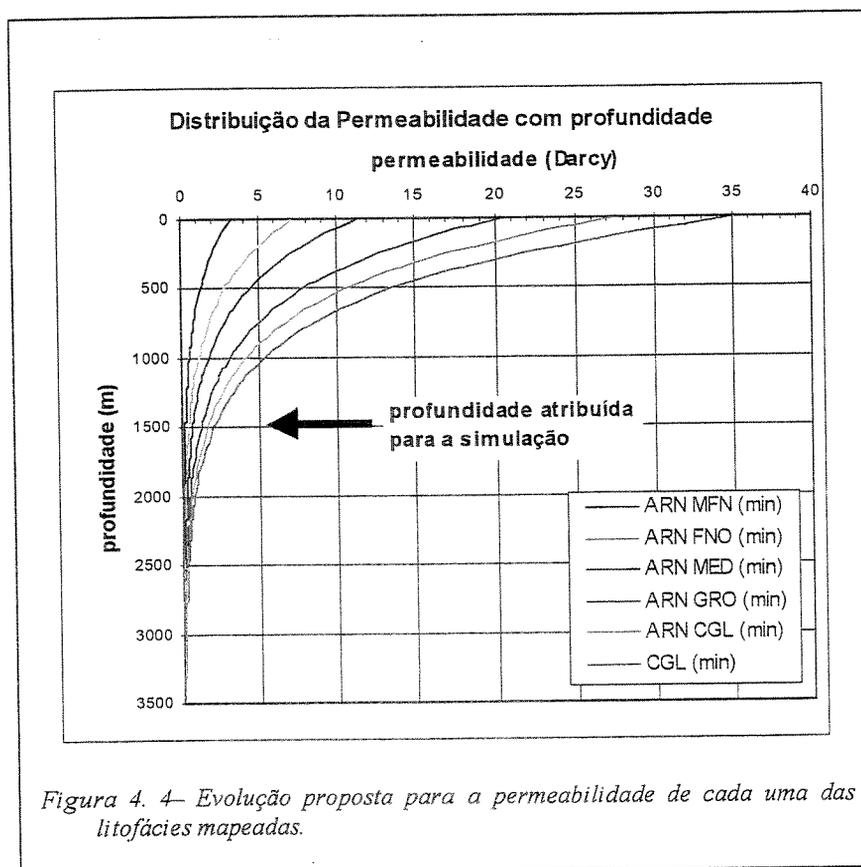


Figura 4. 4 - Evolução proposta para a permeabilidade de cada uma das litofácies mapeadas.

Tabela 4. 2 - Intervalos de permeabilidades horizontais ( $K_h$ ) para as litofácies mapeadas estimadas, segundo a evolução proposta, na profundidade de 1500 m.

Litofácies	ARN MFN	ARN FNO	ARN MED	ARN GRO	ARN CGL	CGL
$K_h$ mínima	178	405	641	1161	1570	2007
$K_h$ máxima	828	1311	1308	2091	2202	2896
$K_h$ média	591	811	916	1483	1813	2523

Para a modelagem estratigráfica/estrutural do reservatório considerou-se basicamente as possíveis configurações da matriz de permeabilidade e as características permoporosas (transmissibilidade) de 9 falhas principais posicionadas entre os poços.

#### 4.4 – Simulador de Fluxo

Definido o modelo físico com a caracterização do arcabouço geológico (afloramento), hidráulico (posicionamento das falhas, continuidade lateral e comunicação vertical) e matriz de permeabilidade, partiu-se para a formulação matemática.

O simulador utilizado foi o IMEX™ da CMG versão 98.02 e modelo do tipo “Black Oil”, onde os parâmetros das equações diferenciais parciais, definidas pelo balanço de massa, são fornecidas ao simulador pelo usuário.

Neste trabalho, a simulação será desenvolvida com dois componentes (óleo e água), sem a previsão de reações químicas, segundo um equilíbrio instantâneo entre as fases e sob condição isotérmica.

Os parâmetros básicos de entrada no simulador como: análise PVT ( $B_o$ ,  $B_g$ , razão de solubilidade), viscosidades, densidade e compressibilidade dos fluidos e rocha, saturação residual, curvas de permeabilidade relativa, pressão média do reservatório e pressão de bolha foram extraídos de Odeh (1981). A tabela 4.3 resume os principais parâmetros de entrada Os parâmetros adicionais fornecidos pelo usuário restringiram-se à matriz de permeabilidade e transmissibilidade das falhas, além dos parâmetros de operação e restrição de produção/injeção dos poços.

O modelo numérico discretiza a equação obtida do modelo matemático e a equação é resolvida através da aproximação de diferenças finitas, tratadas num sistema de coordenadas Cartesiano. A solução do sistema de equações faz uso da combinação de métodos totalmente implícito e IMPES (Peaceman, 1977, Mattax & Dalton, 1990), denominado método adaptativo implícito (AIM).

Tabela 4. 3 – Principais parâmetros de rocha e fluido utilizados para todos os modelos simulados.

	SI	Campo
Compressibilidade da rocha	$4,35 \times 10^{-7} \text{ KPa}^{-1}$	$3,0 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Pressão de referência	34405 KPa	4990 psi
Densidade do óleo	$1,28 \times 10^6 \text{ Kg/m}^3$	46,244 lbm/pe <sup>3</sup>
Densidade do gás	$1,79 \times 10^3 \text{ Kg/m}^3$	0,0647 lbm/pe <sup>3</sup>
Densidade da água	$1,72 \times 10^6 \text{ Kg/m}^3$	62,238 lbm/pe <sup>3</sup>
Compressibilidade do óleo	$1,99 \times 10^{-5} \text{ KPa}$	$1,3687 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
Viscosidade acima da pres. bolha (CVO)	$4,6 \times 10^{-5} \text{ mPa}$	$4,6 \times 10^{-5} \text{ cp}$
Compressibilidade da água	$4,34 \times 10^{-7} \text{ KPa}^{-1}$	$2,9886 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Pressão de referência	101,4 KPa	14,7 psi
Viscosidade da água na pres. ref. (Vwi)	0,31 mPa	0,31 cp
Saturação residual de água	12 %	0,12 %
Pressão de Bolha	27680 KPa	4014,7 psi
Profundidade do contato gás/óleo	2134 m	7000 pés
Profundidade do contato óleo/água	2896 m	9500 pés

#### 4.5 – Malha de Simulação

Como discutido no capítulo anterior, a malha de simulação segue a “discretização” da imagem, ou seja, cada *pixel* da imagem é um bloco de simulação. Com isso, tem-se uma malha de 9618 blocos (42 \* 229) sendo 5269 ativos. Cada bloco é quadrado e mede no afloramento cerca de 23 cm (0.75 pé).

A Figura 4.5 apresenta a malha utilizada (apenas blocos ativos) com o posicionamento dos poços.

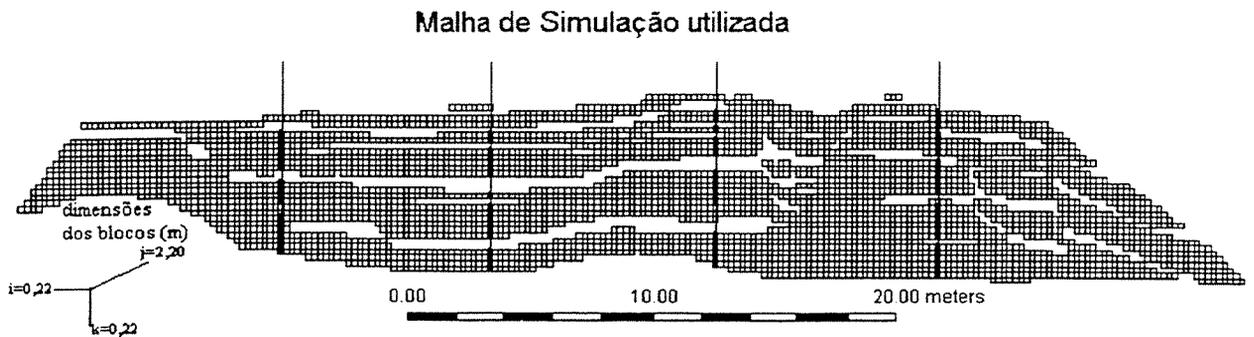


Figura 4.5 – Malha de simulação dos blocos ativos utilizada para todos os modelos. É mostrada ainda a futura posição dos poços produtores e injetores.

#### 4.6 – Geração dos Modelos Físicos

Com o arcabouço estratigráfico e estrutural definidos, partiu-se para a construção dos modelos físicos a serem inseridos no simulador de fluxo.

Para avaliar a interferência das falhas na previsão de comportamento do reservatório, foram geradas quatro situações diferentes combinando as características selantes ou passivas das falhas e propriedades homogênea e heterogênea das seis litofácies permoporosas mapeadas.

No *Modelo de Falhas Selantes (MFS)* as falhas possuem características hidráulicas ativas. A propriedade selante do plano das falhas é variável e segue o critério de campo, segundo proposta apresentada na Tabela 3.1 descrita no Capítulo 3.

Num segundo modelo, considera-se a existência do rejeito das falhas, porém as mesmas são consideradas como hidráulicamente nulas, ou seja, não há qualquer tipo de restrição horizontal ou vertical ao fluxo (transmissibilidade igual a 1). A permeabilidade nos blocos delimitadores das falhas é igual à da litofácies adjacente. Esta configuração é identificada como *Modelo de Falhas Passivas (MFP)*.

As seis fácies reservatório caracterizadas no mapeamento de campo possuem permeabilidades distintas e também podem influenciar no fluxo de fluidos.

Um terceiro modelo considera a permeabilidade de maior frequência (moda) na geração de um modelo litofaciológico homogêneo dito *Modelo Estratigráfico Homogêneo (MEHomo)*, onde cada *litofácies* possui um valor médio de permeabilidade segundo a Tabela 4.1.

O quarto e último modelo utiliza-se de todo o intervalo de valores de permeabilidade determinado pela análise granulométrica. Uma função randômica gerou valores de permeabilidade, segundo uma distribuição uniforme, dentro do limite estimado para cada *litofácies*. Como resultado, cada bloco de simulação passou a ter um valor diferente de permeabilidade segundo a *litofácies* mapeada, gerando o que se convencionou chamar de *Modelo Estratigráfico Heterogêneo (MEHetero)*.

A combinação dessas diferentes situações geológicas definiu quatro modelos físicos finais:

- 1) *Modelo de Falhas Selante Homogêneo (MFSHomo)*. Neste, as falhas são hidraulicamente ativas e a permeabilidade dentro de uma mesma *litofácies* assume um valor único (média).
- 2) *Modelo de Falhas Passivo Homogêneo (MFPHomo)*. As falhas, neste caso, são hidraulicamente nulas, apesar da existência do rejeito, e, da mesma forma que no caso anterior, a permeabilidade assume um único valor dentro de uma mesma *litofácies*.
- 3) *Modelo de Falhas Selante Heterogêneo (MFSHetero)*. Falhas hidraulicamente ativas, porém com valores de permeabilidade variável dentro de uma mesma *litofácies*.
- 4) *Modelo de Falhas Passivo Heterogêneo (MFPHetero)*. Falhas hidraulicamente nulas com valores de permeabilidade variando dentro de cada *litofácies*.

A Figura 4.6 apresenta os quatro modelos físicos definidos com base na permeabilidade absoluta de cada uma das *fácies* sedimentares mapeadas, conforme descrito anteriormente, e no arcabouço estrutural definido por Borba (1996).

Como estratégia de exploração do reservatório considerou-se o posicionamento de dois poços produtores e dois injetores, de forma intercalada, aproximadamente equidistantes. A quantidade de poços foi necessária, em função da intensa compartimentação do reservatório. O espaçamento regular entre os poços tem a finalidade de estudar o comportamento do reservatório quando da utilização de configuração invertida dos poços injetores e produtores. O único mecanismo de manutenção de pressão é a injeção de água.

Em função da dificuldade de obtenção de valores de porosidade para cada litofácies e devido à pouca influência deste parâmetro no resultado das diferentes simulações, considerou-se um valor único ( $\phi = 30\%$ ) para todas litofácies e  $\phi = 20\%$  para as falhas. Como as dimensões do afloramento são reduzidas, este valor relativamente alto tem a finalidade de aumentar o volume de óleo *in place* original.

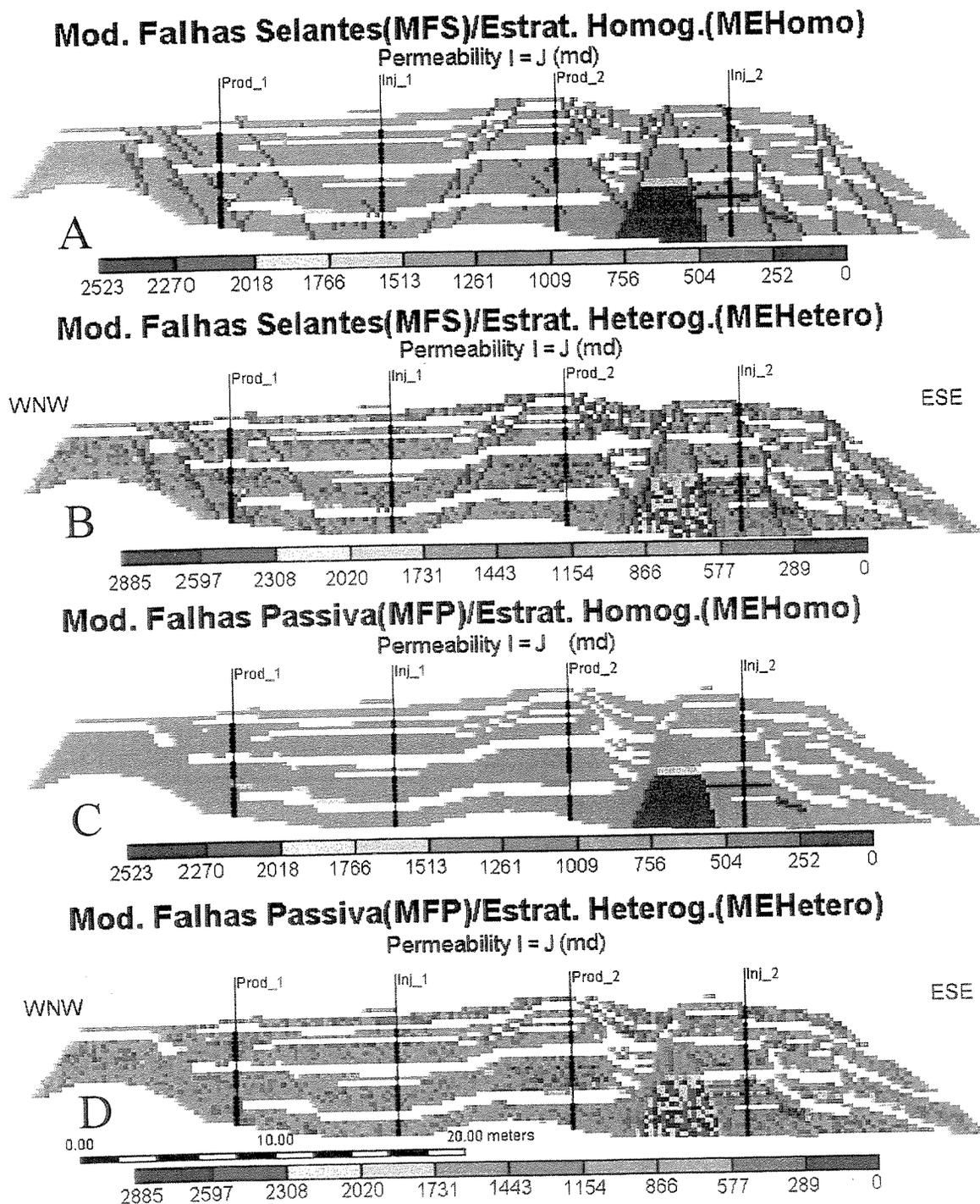


Figura 4. 6 - Arcabouço Geológico para os quatro modelos físicos a serem simulados com a posição dos poços na ordem normal. MFSHomo (A), MFSHetero (B), MFPHomo (C) e MFPHetero (D). I e J referem-se a permeabilidade horizontal.

## **CAPÍTULO 5**

### **Simulação do Afloramento**

#### **5.1 – Introdução**

Com o modelo físico definido, parâmetros petrofísicos e de fluidos ajustados às condições de subsuperfície, elaboraram-se três conjuntos de simulações, cada qual com condições de contorno específicas, a depender do tipo de investigação analisado (produção acumulada ou irrupção de água). Em função das dimensões reduzidas do afloramento, grande parte das investigações foram feitas com canhoneio ao longo de todo intervalo permo-poroso, tanto nos injetores quanto nos produtores. Algumas simulações foram realizadas com canhoneio restrito à camada intermediária. Por fim, para um grupo de simulações, inverteu-se a posição dos poços injetores e produtores, com a finalidade de se verificar a sensibilidade da produção acumulada e irrupção de água ao arranjo dos poços.

O banco de dados representa uma situação geológica semelhante aos campos de petróleo da fase rifte da margem continental brasileira, porém na escala métrica. A principal vantagem de simulações baseadas em afloramentos, como o estudo aqui proposto, é o conhecimento geológico de todo o domínio simulado, permitindo monitorar o avanço da frente de água e a configuração das saturações até o fechamento dos poços. Na prática, entretanto, principalmente em campos na fase inicial de exploração, dispõe-se apenas da sísmica para mapeamento dessas barreiras horizontais (falhas) identificadas pelo deslocamento (rejeito) dos horizontes de contraste de impedância acústica.

## 5.2 – Objetivo

O principal objetivo deste capítulo é avaliar o comportamento de cada um dos quatro modelos geológicos previamente definidos, quais sejam: Modelo de Falhas Selante Homogêneo (*MFSHomo*), Modelo de Falhas Selante Heterogêneo (*MFSHetero*), Modelo de Falhas Passivo Homogêneo (*MFPHomo*), e Modelo de Falhas Passivo Heterogêneo (*MFPHetero*), quando submetidos ao simulador de fluxo de fluidos. As simulações foram separadas por grupos, onde cada um, composto pelos quatro modelos, possui condições de contorno semelhantes, investigando parâmetros como: irrupção de água (*breakthrough*), fator de recuperação de óleo (FR), capacidade de retenção de água, eficiência do varrido e evolução do gradiente de pressão do reservatório (compartimentação). A única variável dentro de cada grupo de modelos é o arcabouço geológico inserido no simulador.

## 5.3 – Considerações Gerais

São testados diferentes estágios de conhecimento geológico da área (afloramento), tendo no *MFPHomo* a versão mais simples deles, por possuir valores uniformes de permeabilidade dentro de cada litofácies e considerar a transmissibilidade ao longo dos planos das falhas igual a 1. O *MFSHetero* pode ser considerado o modelo mais complexo, por caracterizar tanto as variações de permeabilidade dentro de cada litofácies, como considerar diferentes valores de transmissibilidade ao longo das 14 principais falhas mapeadas no afloramento.

Como já fora discutido no Capítulo 3, a transmissibilidade das falhas, quando hidraulicamente ativa, varia de acordo com a quantidade de material argiloso injetado no plano das mesmas (*shear smear*). A quantificação é feita pela observação direta da espessura de argila disposta ao longo de cada plano de falha.

Nos modelos passivos, as transmissibilidades reduzidas dos planos de falhas são substituídas pelo valor de permeabilidade da litofácies justaposta, mantendo-se o rejeito das falhas.

Para os dois modelos selantes (*MFSHomo* e *MFSHetero*), a configuração dita *normal* dos poços faz com que haja forte compartimentação no bloco onde está inserido o injetor\_2 (Figura 4.6). Nos modelos ativos, as falhas 200, 300 e 305 (definições na Figura 3.1), possuem características selantes bastante severas (baixa transmissibilidade) dificultando a movimentação horizontal dos fluidos.

Para facilitar as observações decorrentes das simulações será utilizada a seguinte nomenclatura na identificação das camadas permo-porosas (Figura 3.1 auxilia na identificação das litofácies argilosas):

- 1) subzona inferior: nível estratigráfico abaixo do folhelho *L*;
- 2) subzona intermediária: arenitos posicionados entre os folhelhos *I* e *L*; e
- 3) subzona superior: arenitos dispostos acima das unidades *G* e *I*.

Em cada um dos sub-itens descritos abaixo, dependendo do objetivo da simulação, são consideradas condições de contorno específicas como dado de entrada no simulador de fluxo. A descrição detalhada de cada uma é apresentada em cada sub-item.

Resumidamente, no primeiro grupo de simulações utiliza-se de vazões dos poços injetores 50 % a mais que dos produtores, tendo por finalidade verificar a movimentação da água no reservatório até a irrupção de água. No segundo grupo de simulações as condições de contorno são semelhantes à primeira, porém com fechamento gradual dos níveis canhoneados que ultrapassem BSW de 60 %. O fechamento total do poço ocorre quando a última camada de simulação atinge a condição de BSW máximo permitido. Neste grupo de simulações, são feitas considerações quanto ao fator de recuperação (FR) para cada um dos modelos físicos. Por fim, para alguns modelos físicos, são verificados o efeito da inversão dos poços produtores e injetores, a restrição quanto ao intervalo de canhoneio dos poços e a velocidade de exploração

Uma visão geral dos diferentes tipos de análise aplicados aos quatro modelos físicos é introduzida na Tabela 5.1.

Tabela 5. 1 - Formato do Banco de dados da simulação de fluxo.

Modelos	Tipo de análise	Configuração dos poços	Canhoneio
<i>MFSHomo</i>	Irrupção de água	Normal	Todo intervalo
<i>MFSHetero</i>			
<i>MFPHomo</i>			
<i>MFPHetero</i>			
<i>MFSHomo</i>	Fator de recuperação	Normal	Todo intervalo
<i>MFSHetero</i>			
<i>MFPHomo</i>			
<i>MFPHetero</i>			
<i>MFSHetero</i>	Irrupção de água	Invertida	Todo intervalo
<i>MFPHetero</i>			
<i>MFSHetero</i>	Fator de recuperação	Invertida	Todo intervalo
<i>MFPHetero</i>			
<i>MFSHomo</i>	Irrupção de água	Normal	Restrito à subzona intermediária
<i>MFSHetero</i>			
<i>MFPHomo</i>			
<i>MFPHetero</i>			
<i>MFSHomo</i>	Irrupção de água	Invertida	Restrito à subzona intermediária
<i>MFPHomo</i>			

Analisados sob os aspectos geológicos e econômicos, os resultados das simulações podem indicar: eventual necessidade de caracterização detalhada do reservatório, sensibilidade do modelo físico às heterogeneidades estruturais e estratigráficas, comparação quantitativa, ainda que expedita, entre modelos mais simples (*MFPHomo*) e modelos mais complexos (*MFSHetero*).

Alguns fatores, apesar de terem seus efeitos analisados, não foram aqui tratados. Os casos com injeção de gás, por exemplo, apresentaram “corte” exagerado (alta mobilidade), diminuindo ainda mais o tempo simulado e o fator de recuperação do óleo. A inclusão da pressão capilar nos modelos, apesar de importante, aumentou o tempo de computação e

ampliou as discrepâncias analisadas nos diferentes modelos. As pequenas dimensões do afloramento levaram ao posicionamento dos contatos gás/óleo e óleo/água além dos limites do afloramento. Ainda, optou-se por trabalhar com pressões sempre acima da pressão de bolha (27682 KPa – 4015 psia), a fim de se evitar o aparecimento de gás. A inclusão de mais uma fase traria mais complexidade ao sistema, tais como: permeabilidades relativas, monitoramento de razão gás/óleo e tempo de máquina, desnecessárias para a proposição deste trabalho.

Todas as observações decorrentes da análise apresentada a seguir, embora forneçam relações qualitativas e quantitativas, estão limitadas às condições da simulação, tais como, tratamento em duas dimensões, tamanho reduzido do reservatório, alinhamento e pequeno espaçamento entre os poços, tempos de simulações reduzidos e não inclusão da pressão capilar nos modelos.

#### 5.4 – Irrupção de Água

O objetivo é quantificar a influência das diferentes interpretações geológicas no tempo de irrupção de água nos produtores. Os poços operam a vazões constantes, sendo a vazão de líquido igual a 0,318 m<sup>3</sup>/dia (2,0 bbl/dia) nos produtores e a vazão de água de 0,477 m<sup>3</sup> (3,0 bbl/dia) nos injetores. A diferença entre as vazões foi necessária de modo a permitir que a chegada da água nos produtores ocorresse antes do fechamento dos mesmos por baixas vazões de óleo.

A máxima pressão de fundo (BHP<sub>máx</sub>) permitida para o injetor\_2 foi de 55158 KPa (8000 psia), em função da compartimentação do bloco onde está inserido este poço, na chamada configuração normal, evitando-se o retorno inesperado do fluido injetado para dentro do poço (*backflow*). Esta pressão de fundo está no limite de fraturamento do reservatório, calculado em 57916 KPa (8400 psia). Em todos os modelos, indistintamente, os poços produtores operaram com pressão mínima de fundo (BHP<sub>mín</sub>) de 27923 KPa (4050 psia). O fechamento dos poços produtores ocorre quando o BSW ultrapassa 50 % ( $Q_w > 0,159$  m<sup>3</sup>/dia).

Na Tabela 5.2 são apresentadas as condições de contorno para este grupo de simulações (Grupo 1).

Tabela 5. 2 - Condições de contorno para o grupo de simulação\_1

Grupo de simulação	Condições de contorno					Objetivo investigado
	Poços injetores		Poços produtores			
	Q <sub>w</sub> m <sup>3</sup> /dia	BHP (**) KPa	Q <sub>1</sub> m <sup>3</sup> /dia	BHP KPa	(*)condição de fechamento	
<b>Grupo_1</b>	0,477	55158	0,3178	27923	BSW>50%	Irrupção de água nos produtores

(\*) O poço é fechado assim que sejam produzidas na superfície vazões com BWS>50 %.

(\*\*) BHP para o injetor\_1. Para o injetor\_2 o BHP max. = 57916 KPa.

#### 5.4.1 - Modelo de Falhas Passivas (MFP)

A Figura 5.1 apresenta um gráfico do BSW acumulado de água ao longo do tempo, para todos os modelos e variações (*MFSHomo*, *MFSHetero*, *MFPHomo* e *MFPHetero*). Os patamares observados correspondem ao período sem produção de água, referente ao intervalo de tempo entre o fechamento do produtor\_1 (BSW>50% - condição de contorno) e a chegada da água no produtor\_2, posteriormente também fechado por alto BSW.

A irrupção de água para o produtor\_1 é semelhante para as duas variações do *MFP* (*MFPHomo* e *MFPHetero*) – Figura 5.1, ocorrendo pelo mesmo horizonte estratigráfico (Figura 5.2 e Figura 5.3). Entretanto, o efeito da heterogeneidade litofaciológica na mobilidade da água na região do injetor\_2 já se faz sentir. No *MFPHetero*, por exemplo, a frente de água atinge mais facilmente as porções inferiores do reservatório comparado ao *MFPHomo*, devido à movimentação por caminhos preferenciais, associado ao contraste de densidade entre o óleo e a água (segregação gravitacional).

Nos dois modelos, a produção de fluidos se dá preferencialmente pela subzona intermediária, por condições hidrodinâmicas favoráveis, deixando para a subzona inferior, uma contribuição muito pequena para a produção de fluidos e restritas ao início da simulação (Figuras 5.4, 5.5, 5.6 e 5.7).

A chegada da água no produtor<sub>2</sub> se desenvolve de maneira bem distinta nas duas variações do *MFP*. Apesar da frente de água atingir, nos dois casos, o produtor<sub>2</sub> no tempo de 19 dias (Figuras 5.8 e 5.9), a irrupção de água no *MFPHetero* só se manifesta 6 dias depois -  $t=25,7$  dias, cerca de 1/4 do tempo de vida útil do poço (Figura 5.10), e se processa pela subzona inferior (Figura 5.7 e Figura 5.11). Para o *MFPHomo* a irrupção é ainda mais atrasada ( $t=33,5$  dias), ocorrendo pela subzona intermediária (Figura 5.5 e Figura 5.12).

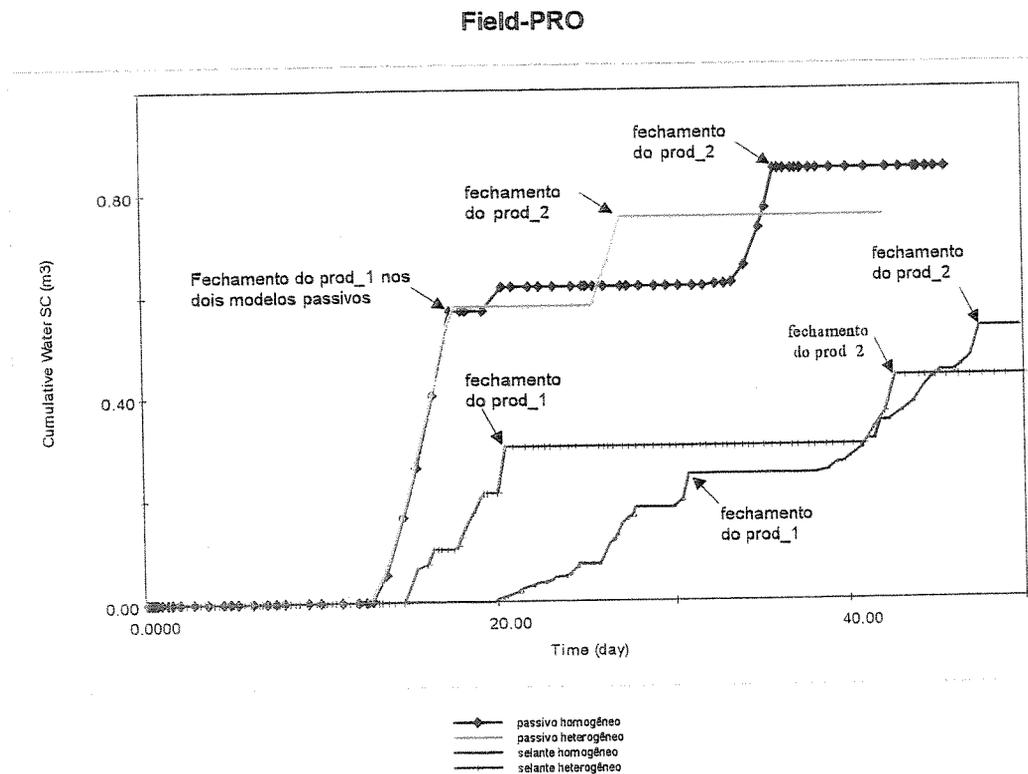


Figura 5. 1 - Produção acumulada de água do reservatório X tempo para MFS e MFP e suas respectivas variações homogênea e heterogênea

### Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/6/13 TAUB200.dat

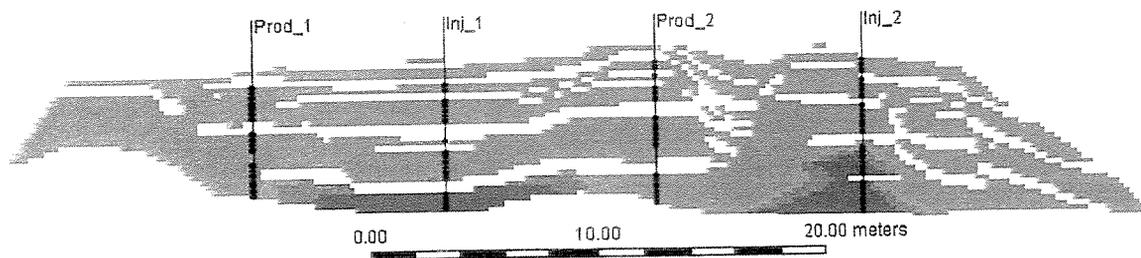


Figura 5. 2 - Instante da irrupção de água para o MFPHomo. A irrupção se dá 13 dias após o início da simulação e pela subzona inferior.

### Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/6/13 TAUB201.dat

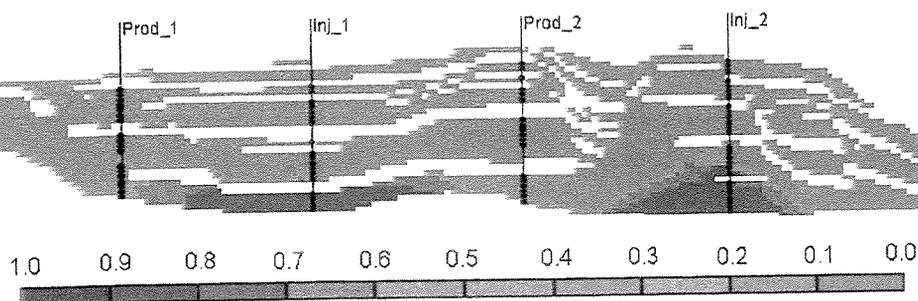


Figura 5. 3 – Instante da irrupção de água para o MFPHetero. A irrupção se dá 13 dias após o início da simulação e, da mesma forma que no MFPHomo, pela subzona inferior (maior gradiente de pressão).

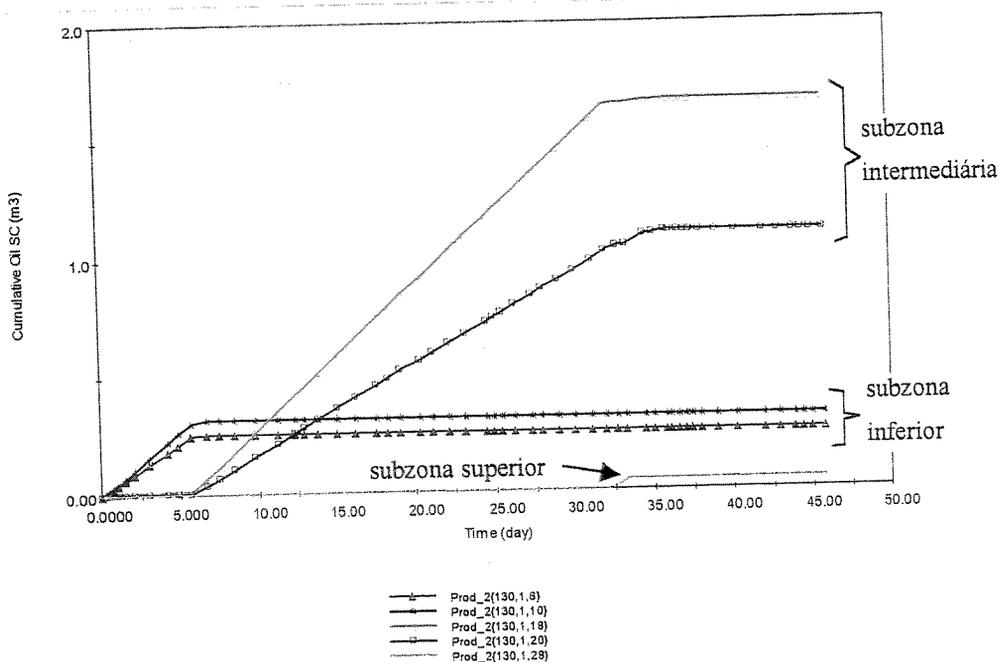


Figura 5. 4 - Gráfico da contribuição de cada camada na composição da produção total de óleo no poço produtor\_2 no MFPHomo. Notar que após 6 dias, a produção passa a ser toda proveniente da subzona intermediária. Estão representados apenas os "layers" de simulação com limite máximo e mínimo de produção. Os demais intervalos canhoneados estão dentro de cada um dos limites apresentados.

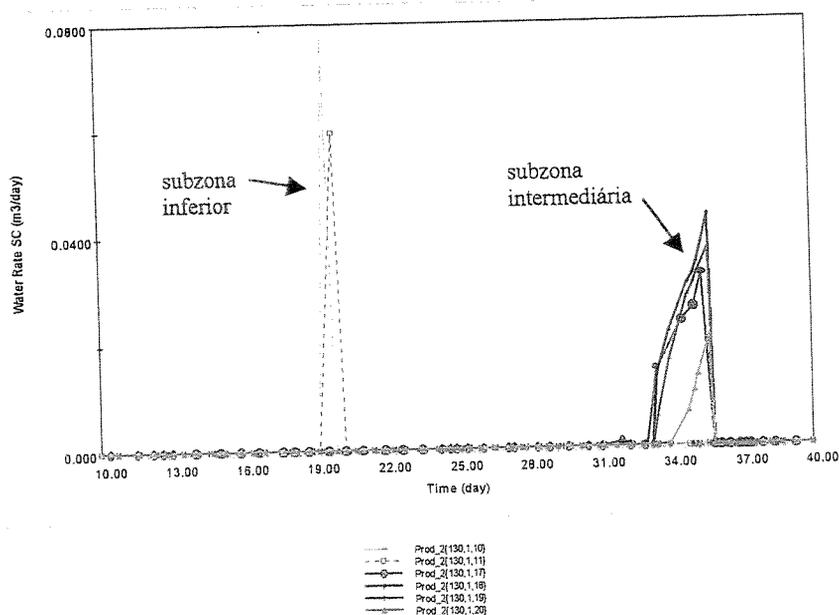


Figura 5. 5 - Contribuição de cada "layer" de simulação na produção total de água do produtor\_2 (MFPHomo): A produção da subzona inferior em  $t=19$  dias não é considerada para efeito de irrupção de água, já que cessa logo em seguida, sendo que o fechamento por alto BSW ocorre pela subzona intermediária em  $t=35,5$  dias.

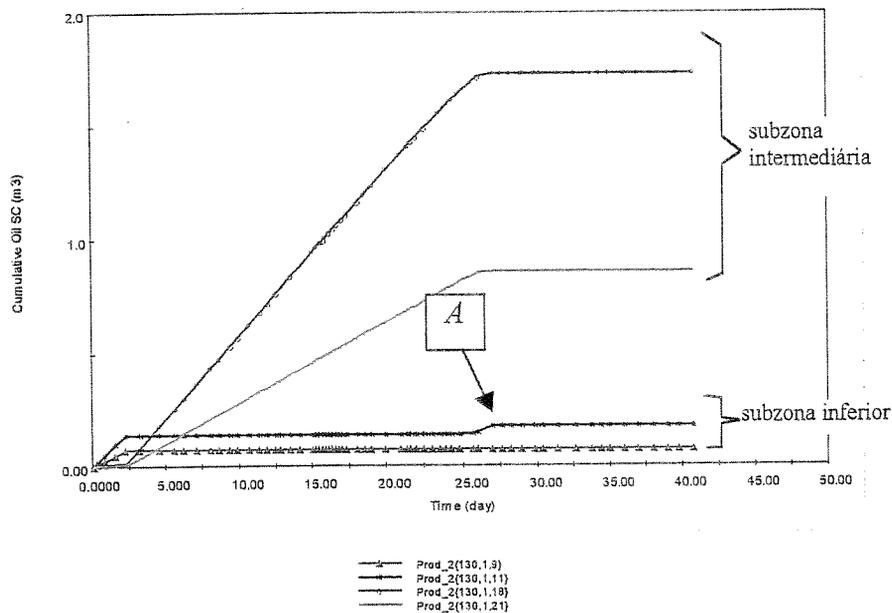


Figura 5. 6 - Gráfico da parcela de contribuição de cada camada na composição da produção total de óleo no poço produtor\_2 para o MFPHetero. Estão representados apenas os "layers" de simulação com limite máximo e mínimo de produção. Os demais intervalos canhoneados estão dentro de cada um dos limites apresentados.

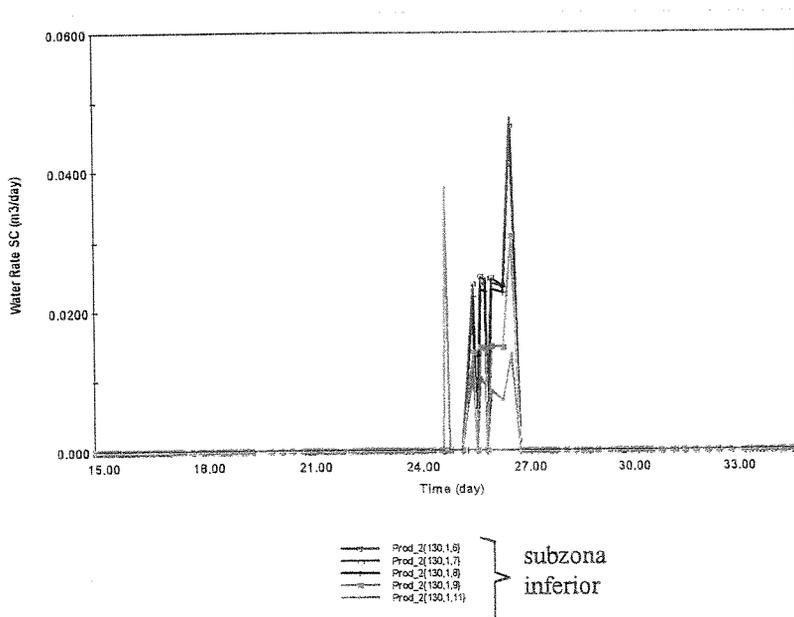


Figura 5. 7 - Gráfico da contribuição de cada camada na composição da produção total de água do poço produtor\_2 para o MFPHetero.

### Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/6/19 TAUB200.dat

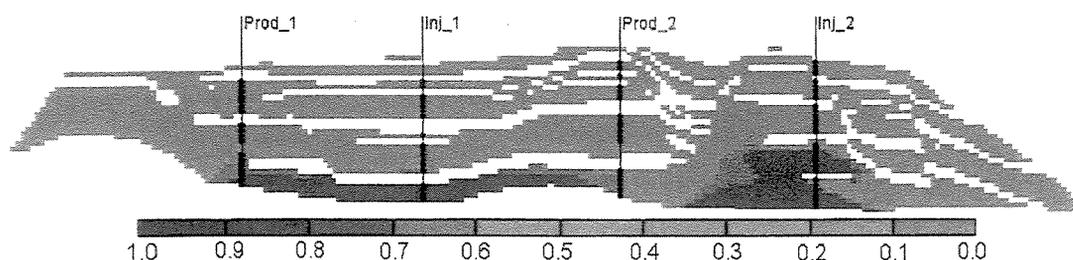


Figura 5. 8 – Comportamento das saturações de água para o MFPHomo em  $t=19$  dias. A pequena produção de água no produtor\_2 em  $t= 19, 65$  dias(Figura 5.5) não é considerada para efeito de irrupção de água.

### Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/6/19 TAUB201.dat

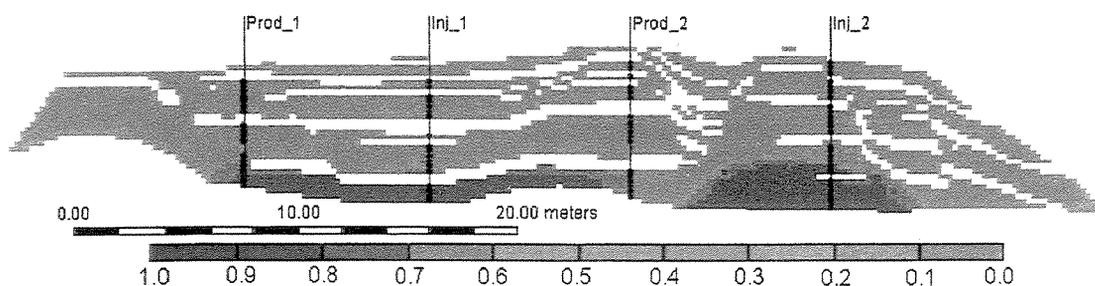


Figura 5. 9 - Comportamento das saturações de água em torno do produtor\_2 para o MFPHetero ( $t= 19$  dias) sem que haja produção de água.

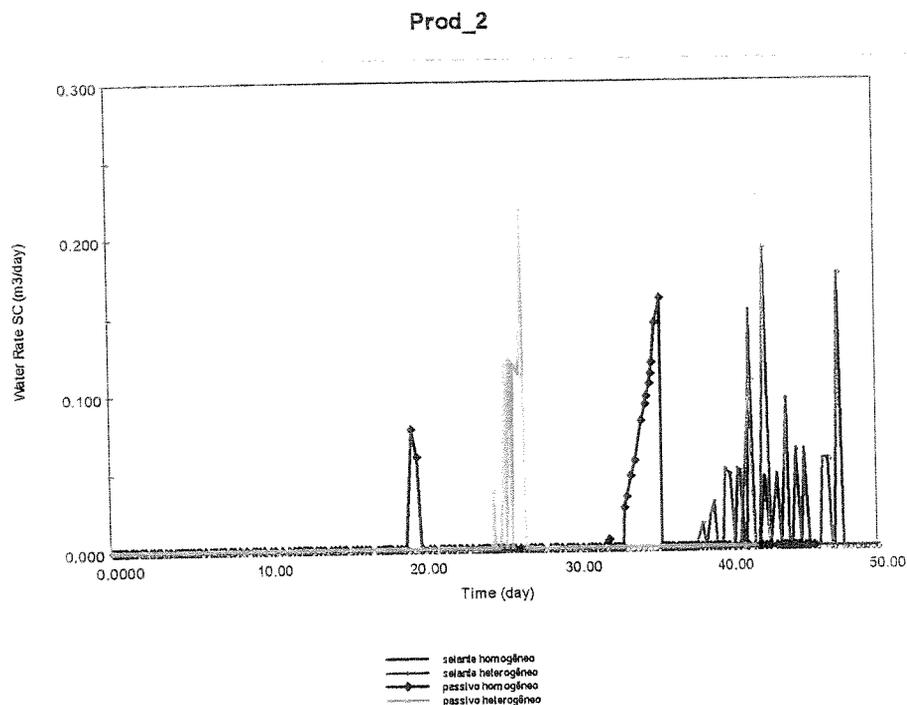


Figura 5. 10 - Vazão de água X Tempo para o MFP e MFS (variação homogênea e heterogênea) para o produtor\_2.

Em suma, a irrupção de água para o produtor\_1 ocorre no mesmo instante para as duas variações do Modelo de Falhas Passivas (*MFPHomo* e *MFPHetero*). Entretanto, para o produtor\_2, a irrupção de água no *MFPHetero* bem como sua parada por alto BSW se dá em torno de 75 % do tempo da variação homogênea (*MFPHomo*), desprezando-se a produção mínima de água em 19,65 dias (Figuras 5.1 e 5.5), o que pode, em situações reais, acarretar em um custo adicional não previsto no tratamento e descarte da água produzida.

Para o *MFPHetero*, a irrupção de água nos dois poços se dá pela subzona inferior sendo proveniente do injetor\_1 (Figura 5.9). No caso do *MFPHomo*, o BSW no produtor\_2 é atrasado por ocorrer pela subzona intermediária (Figura 5.12).

A inclusão da heterogeneidade litofaciológica, portanto, modifica a hidrodinâmica dos fluidos do reservatório, podendo alternar a subzona produzida (Figura 5.6 – ponto A)

### Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/6/25 TAUB201.dat

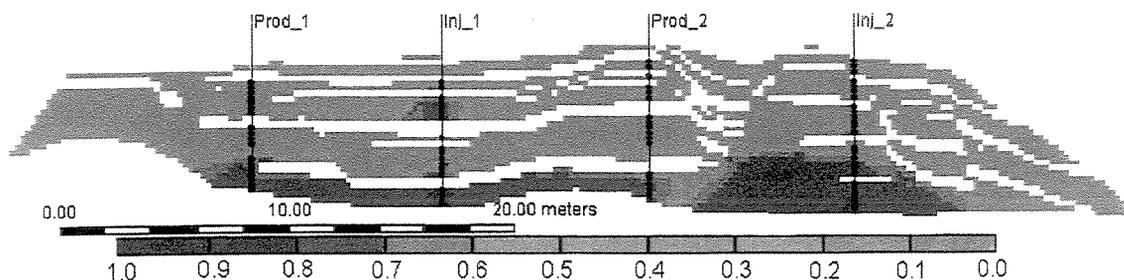


Figura 5. 11 - Distribuição das saturações de água no instante de irrupção ( $t=25,50$  dias) no produtor\_2 para o MFPHetero. A água é proveniente da subzona inferior.

### Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/7/3 TAUB200.dat

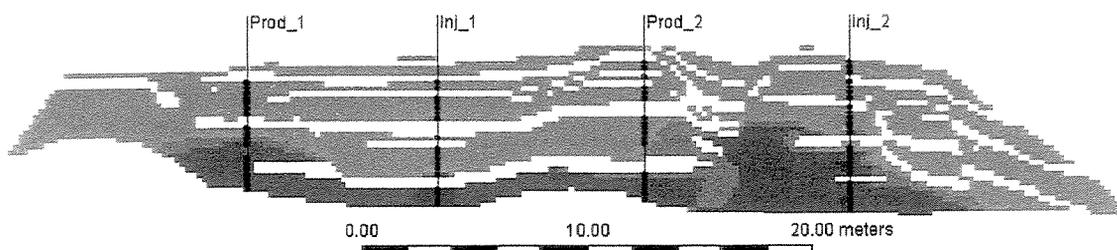


Figura 5. 12 - Distribuição das saturações de água no instante de irrupção no produtor\_2 ( $BSW>50\%$ ) para o MFPHomo ( $t=32,50$  dias). Neste caso, a água atinge o poço produtor\_2 pela camada intermediária.

A subzona a ser drenada é determinada pelo simulador, que considera os maiores diferenciais de pressão (gradiente) e as condições hidráulicas e permo-porosas para definir qual porção do reservatório contribui de maneira mais expressiva no somatório de todos os intervalos produtores canhoneados.

Este comportamento observado para o poço produtor\_2 nos dois modelos (*MFPHomo* e *MFPHetero*) mostra que nem sempre a água movimenta-se preferencialmente pela base do reservatório. As heterogeneidades estratigráficas podem conduzir a caminhos tortuosos que, associados ao diferencial de pressão produzidos pelos produtores, podem se configurar em mapas de saturações de água dos mais variados.

A análise das imagens resultantes da simulação de fluxo, de certa forma, explica os custos de produção observados. Entretanto, na prática, o principal dado disponível, se não o histórico de produção dos poços da forma como apresentados nas Figuras 5.1 e 5.2, é o histórico de produção dos poços da forma como apresentados nas Figuras 5.1 e 5.2. Nestes casos, a distribuição das saturações de água no reservatório não é conhecida, tornando a avaliação individual de cada zona canhoneada, ou mesmo subzona, nos custos totais produzidos.

### *Modelo de Falhas Selantes (MFS)*

A Figura 5.1 mostra a importância da inclusão da heterogeneidade estratigráfica no modelo físico. A irrupção de água no *MFSHetero* diminui significativamente o tempo de irrupção para valores próximos ao tempo de irrupção do *MFP*, sendo antecipada para cerca de 10% do tempo do *MFSHomo*. No instante de irrupção de água no *MFSHomo*, a variação homogênea já havia produzido mais da metade do volume total de água a ser produzida pelo *Homo* até o fechamento dos dois produtores.

A inclinação mais alta da curva de produção de água para a variação heterogênea mostra que, além de mais rápida, a chegada da água se faz de forma mais acentuada (BSW maiores), quando comparado ao *MFSHomo* (Figura 5.1).

A evolução da saturação da água para as duas variações do MFS (*MFSHomo* e *MFSHetero*) – Figuras 5.13 e 5.14, mostra que a produção e injeção se comporta da mesma maneira até o tempo de 9 dias do início da simulação, embora já nesse tempo seja observado avanço maior da água no *MFSHetero* do injetor\_1 em direção ao produtor\_1. Entretanto, nesse período, as diferenças permo-porosas, associadas ao gradiente de pressão, fazem com que a produção e injeção, no *MFSHomo*, sejam distribuídas entre as subzonas inferior e intermediária (Figura 5.15), enquanto que no *MFSHetero* a movimentação de fluidos se dá praticamente na subzona superior (Figura 5.16).

As Figuras 5.17 e 5.18 mostram que a irrupção de água no produtor\_1, para as duas variações do modelo selante (*MFSHomo* e *MFSHetero*), se processa pela subzona superior e em tempos distintos. A presença da heterogeneidade no modelo com falhas ativas, canaliza a

injeção praticamente na subzona superior, antecipando a irrupção no produtor\_1 (Figura 5.18).

Para o produtor\_2, a forte estruturação promovida pelas falhas 200, 300 e 305, leva a irrupção de água para os reservatórios mais altos da subzona superior, sendo proveniente do injetor\_2, para o caso do *MFSHomo* (Figura 5.19), e oriunda do injetor\_1, para o *MFSHetero* (Figura 5.20).

Mais uma vez, a heterogeneidade litofaciológica promoveu a antecipação da chegada da água, pela maior flexibilidade na escolha de caminhos preferencias.

A menor mobilidade da água nos modelos homogêneos (*MFSHomo* e *MFPHomo*) faz com que a produção de água seja mais lenta, refletindo em volumes recuperados de óleo maiores, até a irrupção de água, função do fechamento tardio do produtor\_2 (Figura 5.1).

Na presença de falhas, a heterogeneidade litofaciológica constitui-se numa boa parcela de contribuição, antecipando a irrupção, no *MFSHetero*, em relação ao *MFSHomo*, em 32 % do tempo (Figura 5.1).

O efeito da presença das falhas é ainda maior quando confronta-se os modelos *MFSHomo* e *MFPHomo* (Figura 5.1). Nota-se que as falhas formam barreiras horizontais eficazes, capazes de elevar o tempo de irrupção de água no *MFSHomo* em cerca de 50 % comparado ao *MFPHomo*.

Quando as falhas estão ausentes, entretanto, a irrupção de água tem o mesmo comportamento para as variações homogêneas (*MFPHomo*) e heterogêneas (*MFPHetero*) – Figura 5.1, em função da homogeneidade hidráulica do sistema.

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/6/9 TAUB100.dat

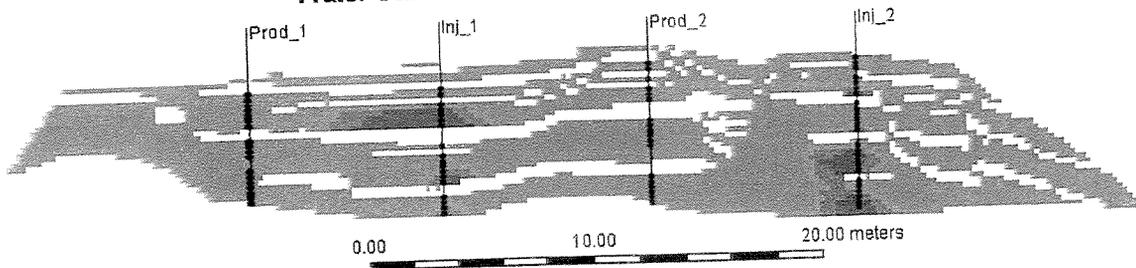


Figura 5. 13 – Comportamento da frente de saturação de água para o MFSHomo no tempo de 9 dias.

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/6/9 TAUB101.dat

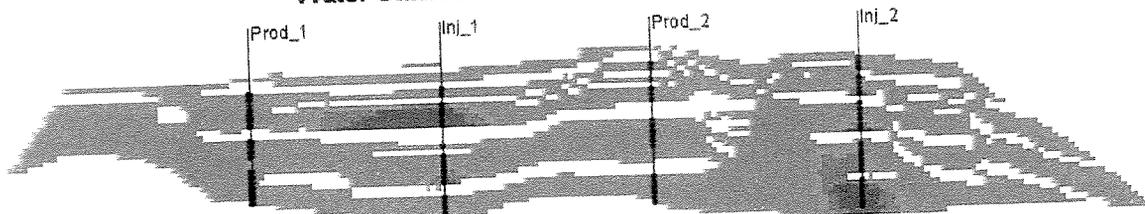


Figura 5. 14 - Comportamento da frente de saturação de água para o MFSHetero tempo de 9 dias.

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/6/13 TAUB100.dat

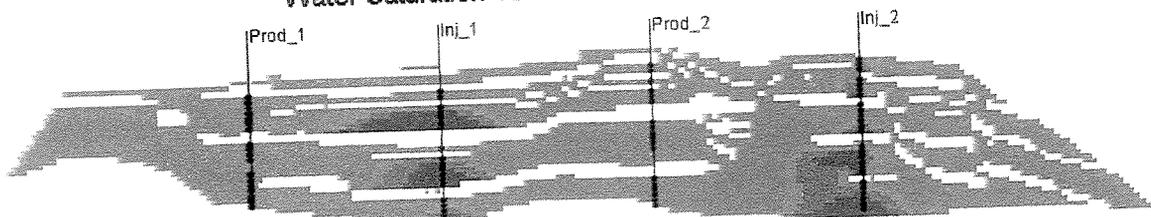


Figura 5. 15 – Comportamento da frente de saturação de água para o MFSHomo no tempo de 13 dias (comparar com a Figura 5.12).

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/6/13 TAUB101.dat

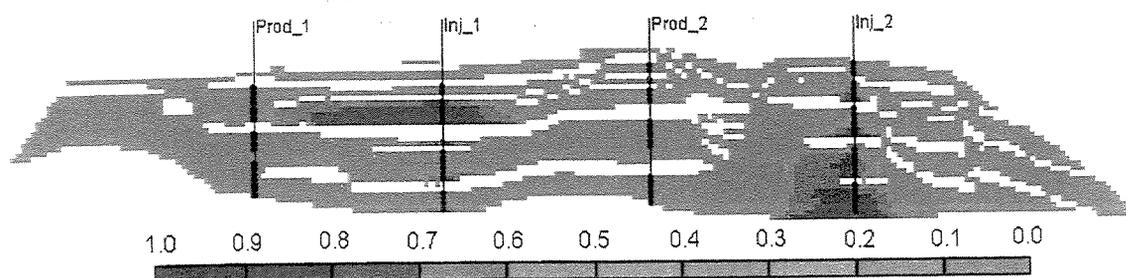


Figura 5. 16 - Comportamento da frente de saturação de água para o MFSHetero no tempo de 13 dias.

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/6/19 TAUB100.dat

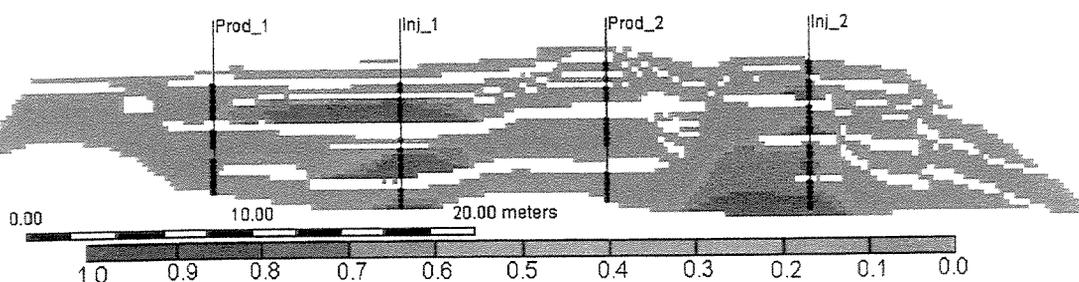


Figura 5. 17 - Configuração da Saturação de água para o MFSHomo instantes antes da irrupção de água ( $t=19,92$  dias).

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/6/14 TAUB101.dat

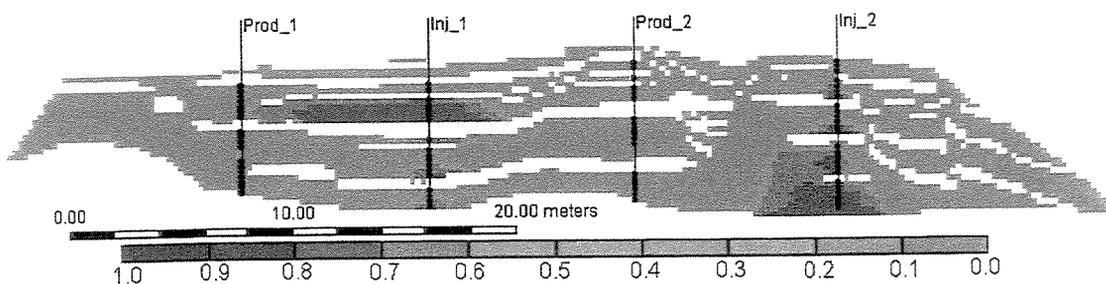


Figura 5. 18 - Configuração da Saturação de água para o MFSHetero quando da irrupção de água ( $t=13,40$  dias).

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/7/8 TAUB100.dat

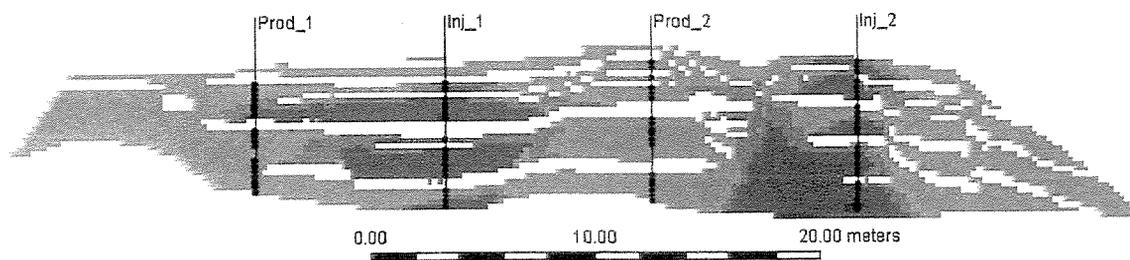


Figura 5. 19 - Irrupção de água para o produtor\_2 (MFSHomo) no tempo de 38 dias. Notar que a chegada da água é feita pela subzona superior, proveniente do injetor\_2.

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/7/11 TAUB101.dat

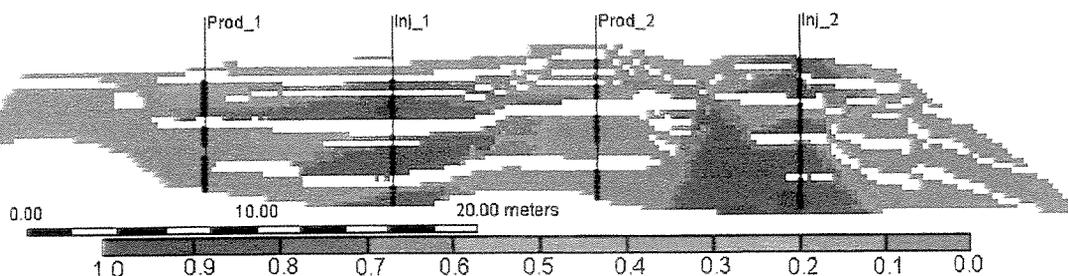


Figura 5. 20 - Irrupção de água para o produtor\_2 (MFSHetero) no tempo de 40,42 dias. A água é produzida pela subzona intermediária e é proveniente do injetor\_1

## 5.5 - Fator de Recuperação

### 5.5.1 – Objetivo e Finalidade

A estimativa do fator de recuperação (FR) de uma jazida é indispensável na análise de viabilidade econômica de qualquer projeto. Assim, pretende-se analisar neste grupo de simulações a evolução deste parâmetro para os quatro modelos físicos e sua repercussão nos volumes recuperados durante o desenvolvimento deste reservatório.

### 5.5.2 – Considerações Gerais

Da mesma forma que no estudo da irrupção de água, os poços produtores operam a vazões iguais e constantes de  $0,3179 \text{ m}^3/\text{dia}$  (2,0 bbl/dia) e os injetores com  $0,47696 \text{ m}^3$  (3,0 bbl/dia). Mais uma vez, para se evitar o retorno do fluido injetado para dentro do poço

(backflow), ao injetor\_2 foi permitido um BHP máximo de 55158 KPa (8000 psia), ao passo que a BHP<sub>min</sub> de produção foi mantida sempre acima da pressão de bolha (27923 KPa - 4050 psia).

O fechamento dos produtores está associado a BSW acima de 60%. Neste caso, os intervalos produtores de água em excesso foram progressivamente fechados, até que o último intervalo atingisse BSW acima do permitido.

A Tabela 5.3 apresenta as principais características desse grupo de simulações (Grupo 2).

Tabela 5.3 - Condições de contorno para o grupo de simulação\_2

Grupo de simulação	Condições de contorno					Objetivo investigado
	Poços injetores		Poços produtores			
	Q <sub>w</sub> m <sup>3</sup> /dia	BHP (*) KPa	Q <sub>l</sub> m <sup>3</sup> /dia	BHP KPa	condição de fechamento	
Grupo_2	0.477	55158	0,3178	27923	BSW>50%	Fator de recuperação

(\*) Os "layers" de simulação são progressivamente fechados (BWS>60 %), e o poço é fechado somente quando todos os "layers" tiverem sido fechados por alto BSW..

(\*\*) BHP para o injetor\_1. Para o injetor\_2 o BHP max. = 57916 KPa.

### 5.5.3 – Resultados

A Figura 5.21 apresenta a produção acumulada de óleo para os quatro modelos. Para o MFS observa-se que até 37º dia (ponto A) as duas variações do modelo (MFSHomo e MFSHetero) mantêm as produções de óleo constantes, conforme condição de contorno. Após a irrupção de água, tem início o fechamento dos layers de simulação e as curvas de produção se afastam, embora de maneira discreta neste caso. As taxas de produção de óleo praticamente continuam nos mesmos patamares. Entretanto, o atraso da chegada da água no MFSHomo faz com que este modelo produza cerca de 3 % a mais de hidrocarbonetos se comparado ao MFSHetero.

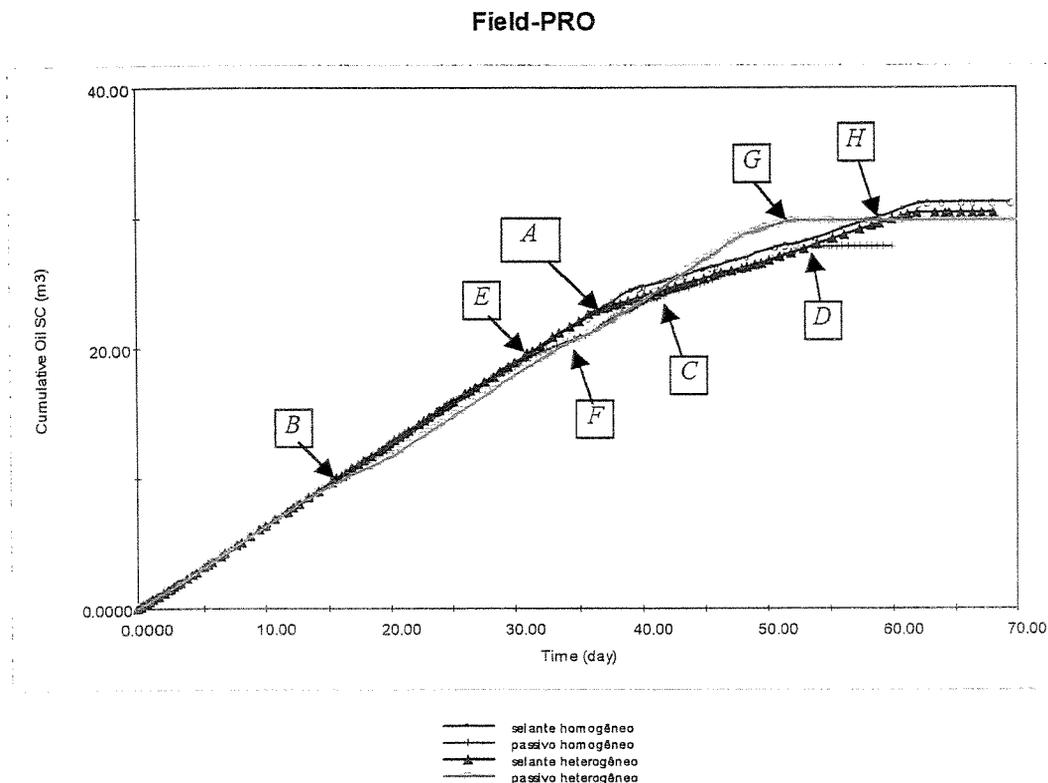


Figura 5. 21 - Produção acumulada para o reservatório segundo os modelos: *MFSHomo*; *MFSHetero*; *MFPHomo*; *MFPHetero*.

Estes valores próximos sugerem que, para o fator de recuperação, a heterogeneidade litofaciológica passe a ter pouco efeito na presença de falhas selantes, ou seja, as falhas é que efetivamente controlam a movimentação da água, que por sua vez influencia nas vazões de óleo. As condições de contorno utilizadas, associadas aos mesmos valores de porosidade nos dois modelos, podem ser os principais responsáveis pelas pequenas diferenças na recuperação final.

Para o *MFP*, ocorre uma separação mais nítida entre os volumes finais recuperados, onde, ao contrário do modelo anterior, o *MFPHetero* produz cerca de 7,20 % mais de óleo que o *MFPHomo* (Figura 5.20).

Na ausência de falhas, portanto, algumas observações importantes podem ser extraídas (Figura 5.21):

- 1) A irrupção de água, conforme discutida no Item 5.4, é antecipada no *MFP* se comparado ao *MFS*. No *MFPHetero* é evidenciada pelo afastamento das curvas de produção em  $t = 16,5$  dias (ponto *B*) e no *MFPHomo* pelo ponto *F* em  $t = 34$  dias.
- 2) Apesar da irrupção antecipada, a recuperação final de hidrocarbonetos é maior no *MFPHetero*, em função da melhor eficiência de drenagem;
- 3) Entre o segmento *CD* (20 % de todo período simulado) as produções de óleo para modelos bem distintos (*MFPHomo* e *MFSHetero*) são coincidentes, numa demonstração de que, em alguns casos, modelos geológicos mais simples podem, por um período, possuir o mesmo comportamento (produção acumulada) comparado a modelos mais complexos.
- 4) A produção total de óleo é invariante nos modelos *MFSHetero*, *MFSHomo* e *MFPHomo* até  $t = 31$  dias (*E*), já que não houve produção de água até então;
- 5) Com a irrupção de água no *MFPHomo*, este passa a ter volumes totais de produção de óleo semelhantes ao *MFPHetero* por cerca de 7 dias (13 % do tempo total simulado – segmento *EF*);
- 6) Embora a simulação no *MFPHetero* (ponto *G*) termine primeiro do que a do *MFPHomo* (ponto *D*), a melhor eficiência de drenagem naquele (menores volumes de água produzidos) leva à recuperação final de hidrocarbonetos cerca de 10% maiores;
- 7) Em termos de tempo total de exploração, os modelos selantes operam por um período em torno de 17 % a mais em função das barreiras horizontais, as quais retardam a irrupção da água, e, por consequência, o fechamento das camadas produtoras;
- 8) O tempo maior de exploração leva a uma produção final de hidrocarbonetos ligeiramente maior nos modelos selantes (*MFSHomo* e *MFSHetero*), comparado aos modelos passivos (*MFPHomo* e *MFPHetero*) após  $t = 59$  dias (ponto *H*).

As Figuras 5.22 e 5.23 mostram a configuração das saturações de água quando do fechamento do último canhoneado, tanto no *MFSHomo* como no *MFPHomo*, respectivamente. Inicialmente, nota-se que o tempo de fechamento no *MFPHomo* é menor (cerca de 15 %) que o *MFSHomo*, em função da dificuldade da movimentação da água através das barreiras horizontais (falhas) impostas ao *MFS*.

No *MFPHomo*, a água satura preferencialmente a subzona inferior (Figura 5.23), já que o reservatório encontra-se todo comunicado lateralmente, ao passo que no *MFSHomo* (Figura 5.22) a forte compartimentação do reservatório faz com que a água, com a contínua injeção, procure caminhos alternativos, buscando inclusive níveis estratigraficamente superiores, provocando a dispersão das baixas saturações de água por uma área maior do reservatório (menor eficiência de varrido).

A compartimentação, em termos de pressão, gerada com o desenvolvimento do reservatório é visível logo nos primeiros dias, com diferenças no *MFSHetero* (Figura 5.24) de até 1946 KPa (282 psia), enquanto que no *MFPHetero* (Figura 5.25) os diferenciais de pressão entre as subzonas mantêm gradientes bem mais baixos, com máximos de 238 KPa (34,5 psia).

Para as condições de contorno impostas aos modelos, a distribuição das saturações de água no *MFSHomo* mostra-se mais dispersa (Figura 5.22), porém com valores muito baixos de saturação de água (menor eficiência de varrido), se comparado ao *MFPHomo* (Figura 5.23).

No modelo de falhas passivas (*MFPHomo*), uma boa parte da subzona intermediária não é drenada pelo injetor\_1 (Figura 5.23), sugerindo sua recompletação ou mesmo a utilização de poços de extensão (*infill drilling*) num programa de recuperação terciária.

Já para o *MFSHomo* (Figura 5.22), as saturações intermediárias de água ( $0,20 < S_w < 0,60$ ) dispersamente distribuídas não permitem uma recuperação suplementar desse reservatório.

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/8/1 TAUB110a.dat

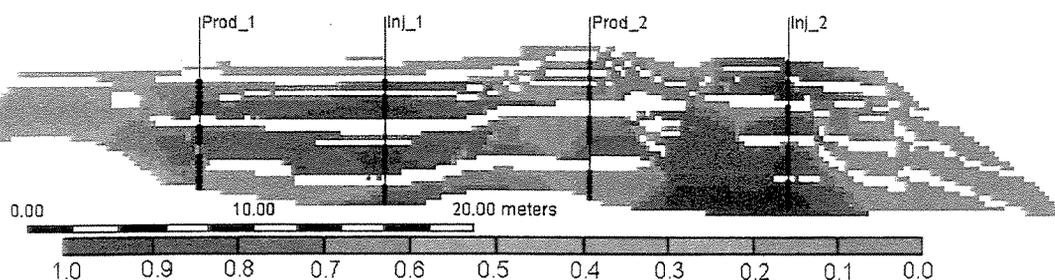


Figura 5. 22 - Comportamento da frente de avanço da água após o fechamento dos produtores ( $t=62,37$  dias) para o MFSHomo e configuração normal dos poços.

### Mod. Falhas Passivas(MFP)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/7/23 TAUB210a.dat

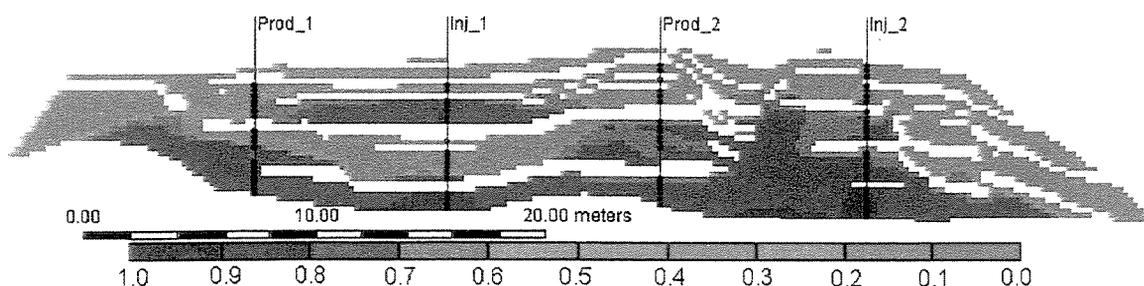


Figura 5. 23 - Comportamento da frente de avanço da água após o fechamento dos produtores ( $t=54,33$  dias) no MFPHomo (configuração normal dos poços).

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Pressure (kPa) 1998/6/15 TAUB101.dat

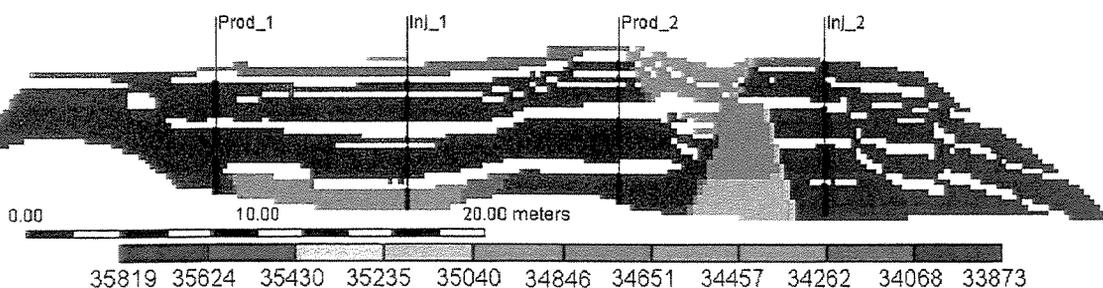


Figura 5. 24 - Distribuição da pressão ao longo do reservatório após 15 dias de simulação para o MFSHetero

## Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Pressure (kPa) 1998/6/15 TAUB201.dat

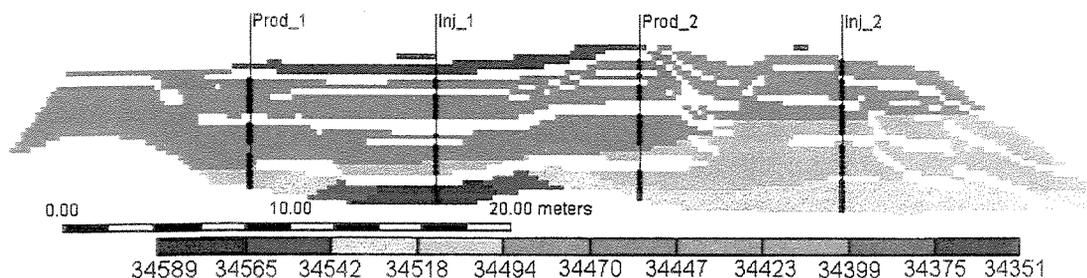


Figura 5. 25 - Distribuição da pressão ao longo do reservatório após 15 dias de simulação para o MFPHetero.

## 5.6 - Canhoneio Restrito

### 5.6.1 – Introdução

Neste grupo de simulações são utilizadas as mesmas condições de contorno quando da análise de irrupção de água. Entretanto, ao contrário de todas as simulações realizadas até o momento, apenas a subzona intermediária foi canhoneada, tanto nos produtores quanto nos injetores.

### 5.6.2 – Objetivo e Finalidade

O objetivo é tentar eliminar efeitos das heterogeneidades litoestratigráficas (barreiras verticais) e verificar o comportamento da irrupção de água num nível estratigráfico isolado, bem como, posteriormente, avaliar o efeito da configuração invertida dos poços.

### 5.6.3 – Resultados

Numa primeira análise, pode se esperar que a irrupção de água se dê mais rapidamente em modelos sem restrições horizontais (sem falhas). Entretanto, como a transmissibilidade ao longo do plano das falhas (e entre elas) não é constante, ocorrem situações hidrodinâmicas das mais variadas.

No *MFSHomo*, por exemplo, a falha 500 (definições na Figura 3.1) entre o produtor\_1 e o injetor\_1 possui baixa transmissibilidade na região da subzona intermediária (Figura 4.6 - A), redirecionando o fluido na direção do produtor\_2, sentido contrário à barreira (Figura 5.26), antecipando a irrupção de água, se comparado ao *MFPHomo* (Figura 5.27). Além disso, a chegada da água nos produtores do *MFSHomo*, ocorre de forma mais abrupta do que nos produtores do *MFPHomo* (Figuras 5.28, 5.29 e 5.30 – forma parabólica das curvas no *MFPHomo*), numa indicação de canalização de fluidos promovida pela transmissibilidade diferenciada ao longo do plano de falhas no *MFSHomo*.

A movimentação das saturações de água no *MFP* se dá de maneira homogênea, ou seja a distribuição do fluido é uniforme para os dois lados do reservatório, tornando o avanço dos volumes injetados mais lento na direção dos dois produtores (Figura 5.27), em função da homogeneidade hidráulica do sistema, permitindo inclusive o avanço diferenciado da água entre o topo e a base da subzona (forma triangular), em resposta ao contraste de densidade entre o óleo e a água.

A taxa de exploração também influencia sobremaneira o comportamento do reservatório em termos de irrupção, produção acumulada e eficiência de varrido. Numa exploração mais lenta, a água proveniente do injetor\_2, por exemplo, tende a atingir as porções inferiores do reservatório, principalmente para modelos passivos (Figura 5.27), retardando o avanço horizontal da água e, conseqüentemente, a chegada da água no produtor\_2, em função da maior densidade da água.

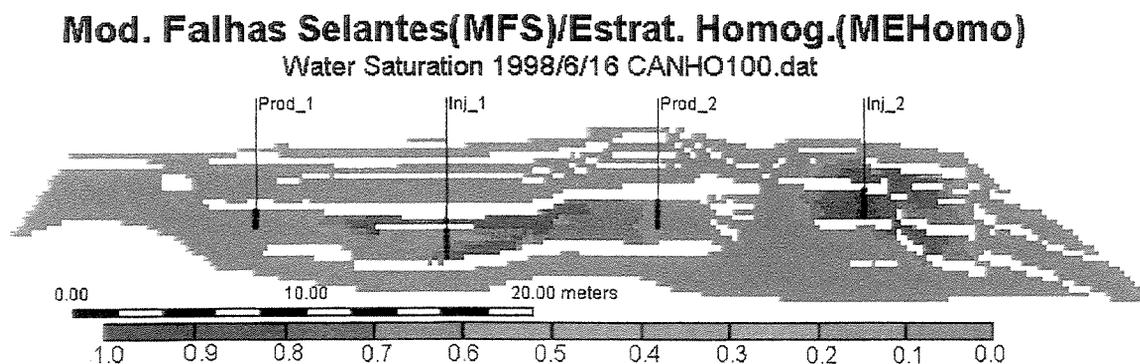


Figura 5. 26 - Saturações de água para o *MFSHomo* no instante de irrupção de água no produtor\_2.

## Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/6/16 CANHO200.DAT

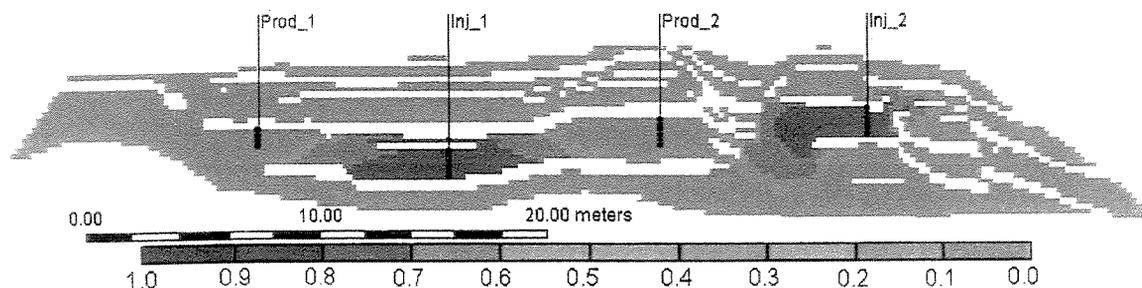


Figura 5. 27 - Saturações de água para o MFPHomo no tempo de 16 dias (comparar com a Figura 5.26).

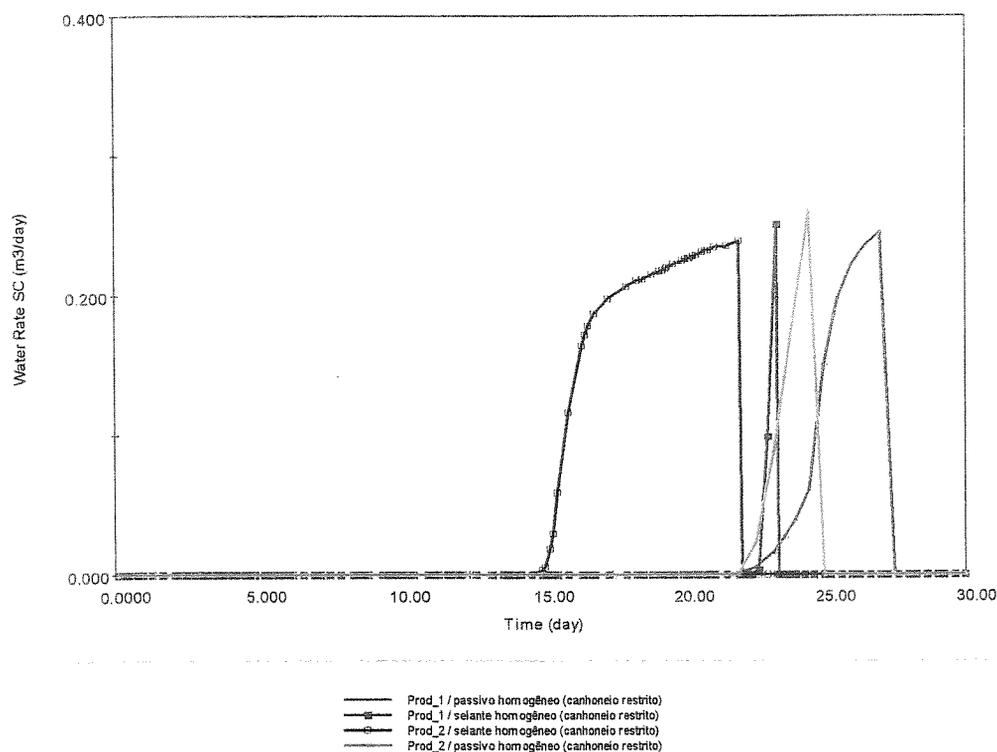


Figura 5. 28 - Volumes produzidos de água (BSW) para os dois produtores no MFSHomo e MFPHomo com canhoneio restrito à subzona intermediária para os dois produtores.

Apesar de próximas, as variações heterogêneas, tanto do modelo passivo como do ativo, apresentam irrupção antecipada de água, se comparadas às variações homogêneas (Figuras 5.29 e 5.30). Mais uma vez, isto ocorre porque há uma tendência de deslocamento da água segundo caminhos alternativos que apresentam transmissibilidades melhores nos modelos heterogêneos.

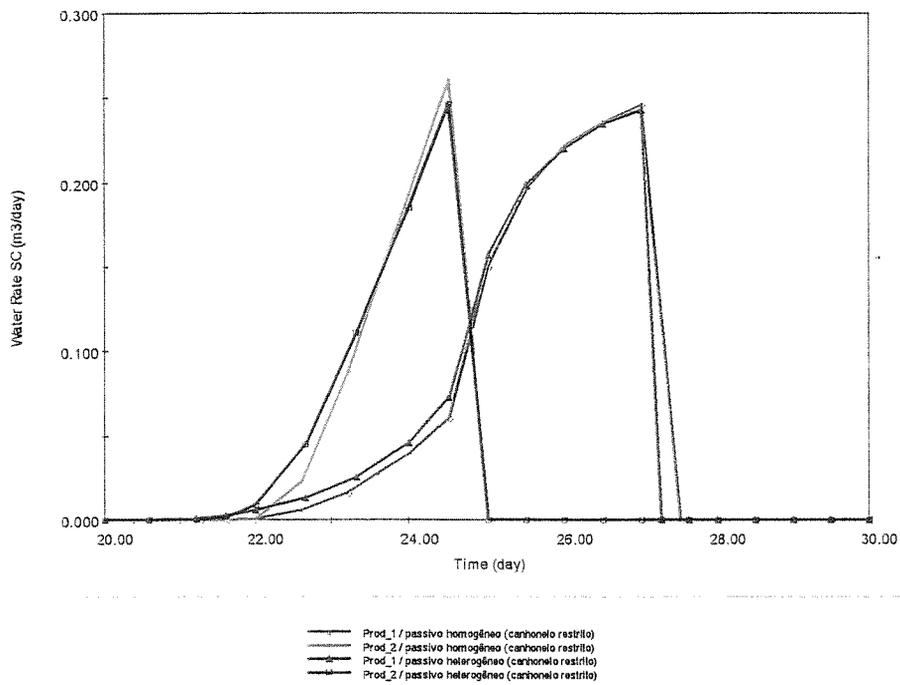


Figura 5. 29 - Vazões de água nos dois poços produtores, para o MFPHomo e MFPHetero.

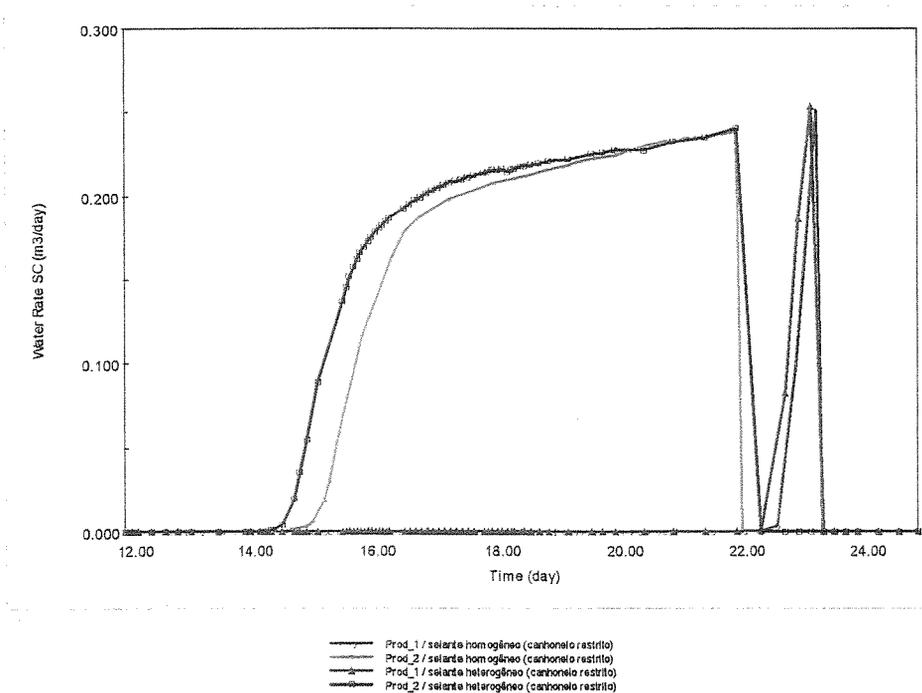


Figura 5. 30 - - Vazões de água nos dois poços produtores, para o MFSHomo e MFSHetero

## 5.7 – Configuração Invertida dos Poços Produtores e Injetores

### 5.7.1 – Objetivo e Finalidade

Mais importante que o monitoramento dos poços é otimizar a distribuição dos mesmos de modo a obter a menor relação custo/benefício no desenvolvimento do campo, diminuindo ao máximo a relação número de poços/produção acumulada. Sob esse aspecto, analisa-se neste item a sensibilidade dos modelos passivo e selante para a variação heterogênea, alterando-se a distribuição dos poços, através da inversão dos produtores e injetores, com a finalidade de se verificar qual a influência da nova configuração no fator de recuperação do reservatório e velocidade de irrupção de água.

São tratados mais exhaustivamente o *MFSHetero* e o *MFPHetero*. Algumas poucas comparações são feitas entre as variações homogêneas dos modelos passivo e selante, já que o comportamento muitas vezes é semelhante à versão heterogênea. Para analisar a evolução do avanço da água utilizou-se dos mesmos parâmetros de simulação do item 5.4, enquanto que para avaliar a produção acumulada fez-se uso dos parâmetros de simulação do item 5.5.

A utilização das mesmas condições de contorno permite a comparação direta entre as diferentes configurações, já que os demais parâmetros, tanto de simulação como do modelo físico, são mantidos constantes.

### 5.7.2 - Modelo de Falhas Selantes (MFS)

As Figuras 5.31 e 5.32 apresentam a irrupção de água para o reservatório no caso do *MFSHetero* para a configuração normal e invertida dos poços, para o produtor\_1 e produtor\_2, respectivamente. Nos dois poços, a irrupção de água é retardada na configuração invertida em torno de 50 % do tempo no produtor\_1 e 5 % para o produtor\_2.

Na configuração invertida dos poços, apesar do avanço da água se processar mergulho abaixo (a favor do mergulho da falha), facilitando a movimentação na direção do bloco baixo,

a crescente pressão de fundo do produtor\_1 (Figura 5.31) é função da influência direta dos dois injetores (Figura 5.33). Como a produção é menor que os volumes injetados pelos dois poços, há um atraso na chegada da água.

Para a configuração normal dos poços, o produtor\_1 sofre influência apenas do injetor\_1 antecipando a chegada da água (Figura 5.16), já que o gradiente de pressão é mantido praticamente constante pela "recarga" promovida pelo injetor\_1.

As diferenças observadas nas pressões de fundo para as duas configurações são função da estruturação (compartimentação) geológica. O produtor\_2, na configuração invertida, por exemplo, está posicionado num bloco com baixa comunicação lateral (Figura 5.32), produzindo uma brusca queda na pressão de fundo desse poço até o fechamento por alto BSW (Figura 5.32). Já o crescente aumento da pressão neste mesmo poço, para a configuração normal, após 20 dias, está associado ao fechamento do produtor\_1 (Figura 5.32).

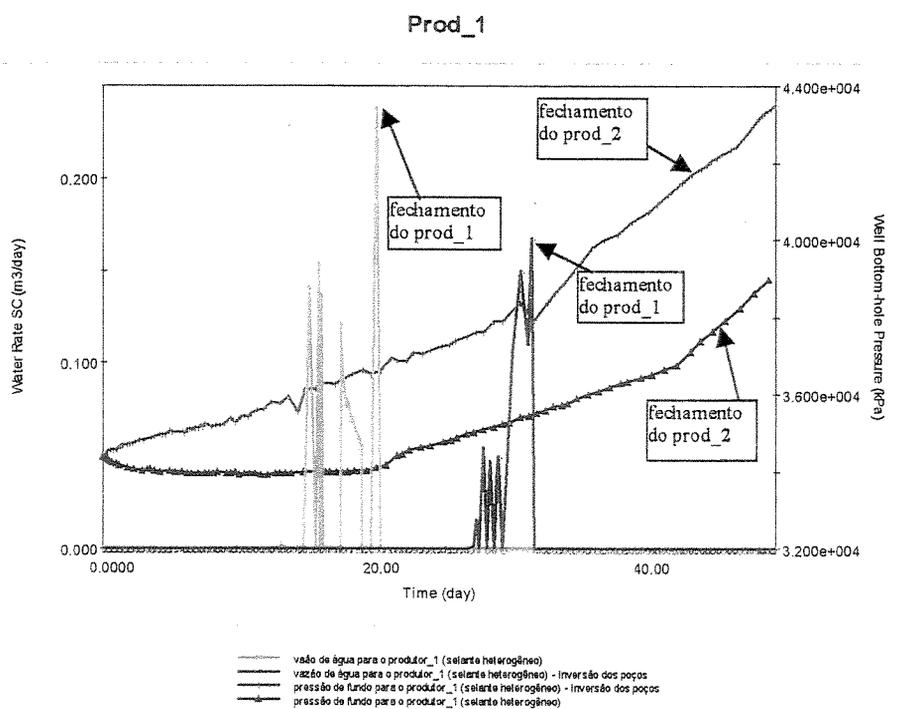


Figura 5. 31 - Vazões de água e pressões de fundo (BHP) X Tempo no MFSHetero para o produtor\_1.

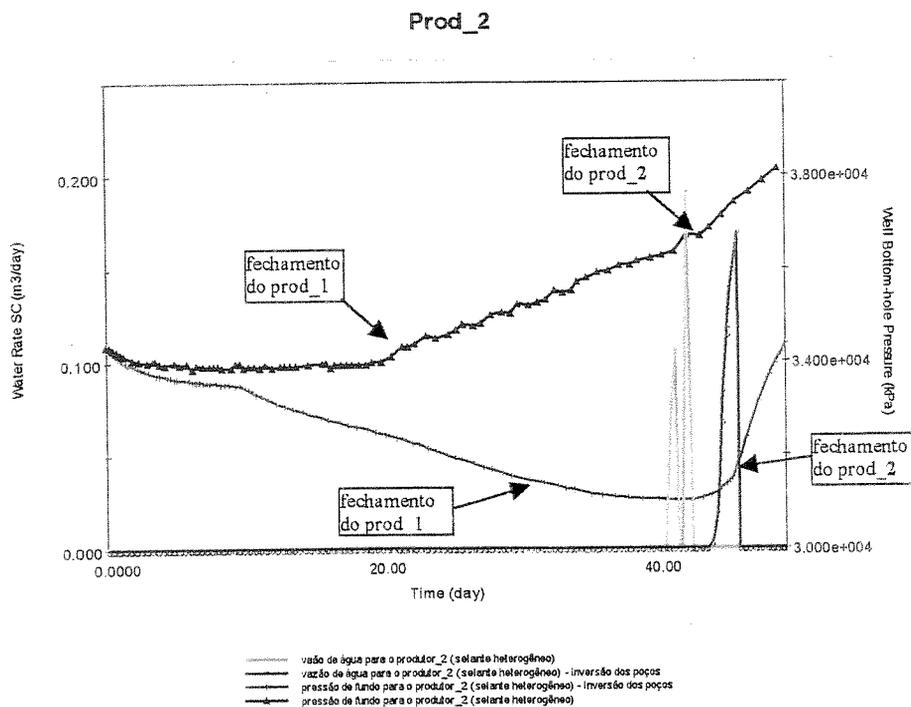


Figura 5. 32 - - Vazões de água e pressão de fundo (BHP) X Tempo para o MFSHetero para o produtor\_2.

## Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/6/28 IVTOT101.dat

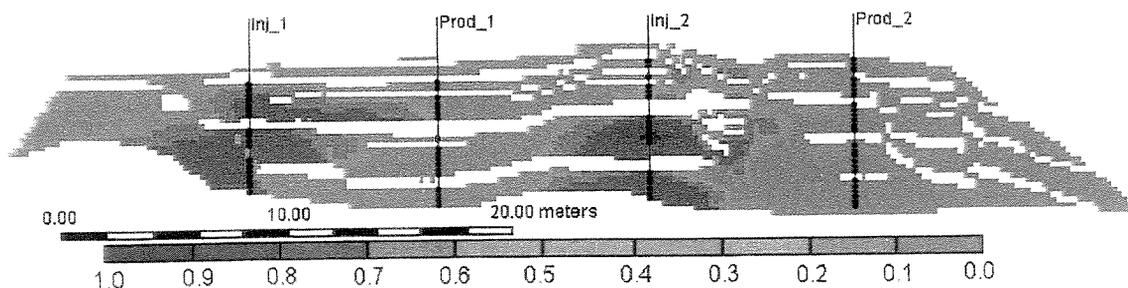


Figura 5. 33 - Comportamento da frente de avanço da água para o MFSHetero quando da irrupção de água no produtor\_1 (configuração invertida dos poços).

Os volumes de água a serem tratadas ou descartadas alterando-se apenas a configuração dos poços injetores e produtores podem ser observados na Figura 5.33. A cerca de 2/3 do tempo previsto para a irrupção de água na configuração invertida dos poços, o produtor\_1, já havia produzido mais de 2/3 do volume total de água para a configuração normal dos poços.

Portanto, a simples inversão do posicionamento dos poços, sem custo adicional de perfuração, elevou o tempo de irrupção da água para quase o dobro do tempo da configuração normal (Figura 5.34), mostrando o impacto que o diferente grau de conhecimento geológico da área pode causar na economicidade de um projeto. Além disso, previsões mais consistentes do comportamento do reservatório permitem adequar os equipamentos de superfície a serem utilizados no tratamento e no descarte dos volumes de água produzidos, num tempo previamente estabelecido, além de incluir este custo adicional na avaliação econômica inicial do projeto exploratório.

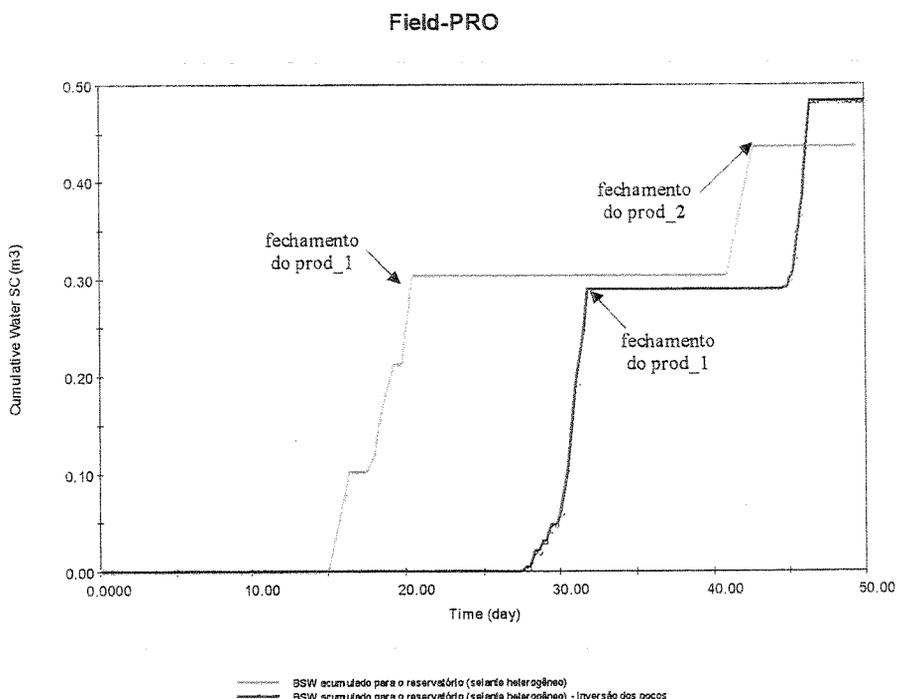


Figura 5. 34 - Vazões acumuladas de água para o reservatório no MFSHetero para a configuração normal e invertida dos poços.

### 5.7.3 - Modelo de Falhas Passivas (MFP)

A Figura 5.35 mostra que a inversão dos poços para o MFPHetero, da mesma forma que no MFSHetero, retarda a chegada da água no produtor\_1 em 60 % além do tempo de irrupção na configuração normal dos poços.

O comportamento da pressão de fundo no produtor\_1 é semelhante nas duas configurações, ou seja, praticamente constante durante a produção do poço, e crescente após seu fechamento.

Na configuração normal, a presença de heterogeneidade não se mostrou importante na movimentação da água, já que tanto o *MFPHomo* quanto o *MFPHetero* tiveram o mesmo comportamento até o fechamento do produtor\_1 (Figura 5.1). Já na configuração invertida, a inclusão de heterogeneidades litofaciológicas alterou significativamente a forma de exploração e injeção dos poços. Os volumes de água do injetor\_1 são distribuídos entre as subzonas inferior e intermediária (Figura 5.36), enquanto que, na configuração normal, a injeção se processa na subzona inferior (Figura 5.3). Como os volumes injetados são os mesmos nos dois casos, a irrupção é atrasada na configuração invertida.

Mais uma vez, o intervalo a ser injetado ou produzido é determinado pelo simulador que, como nos casos reais, considera os maiores gradientes de pressão e as condições permo-porosas mais adequadas como condições determinantes para a movimentação dos fluidos.

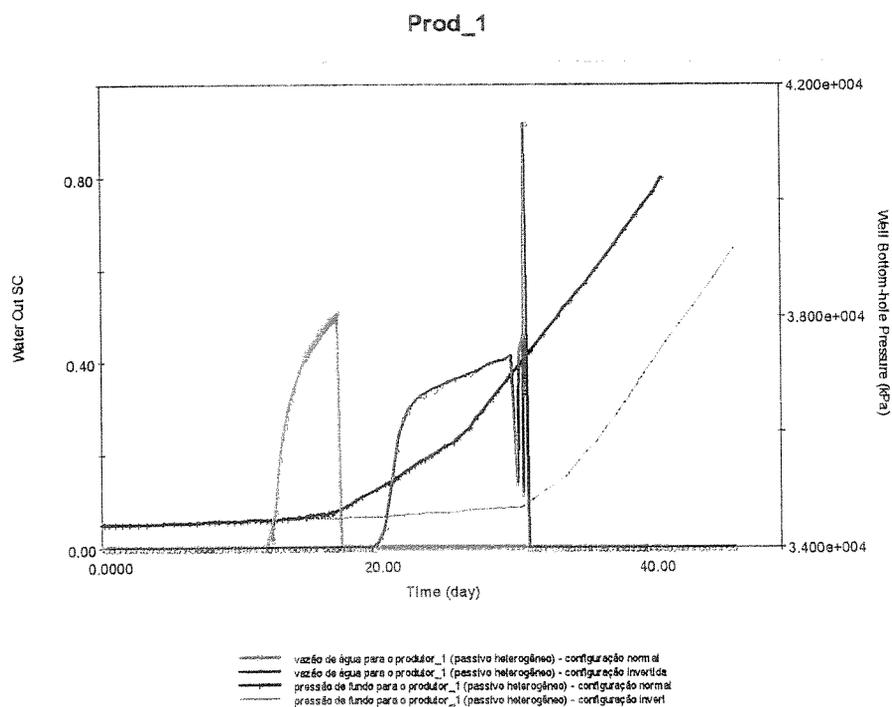


Figura 5. 35 - Vazões de água e pressão de fundo X Tempo para o produtor\_1 e *MFPHetero*.

### Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/6/21 IVTOT201.dat

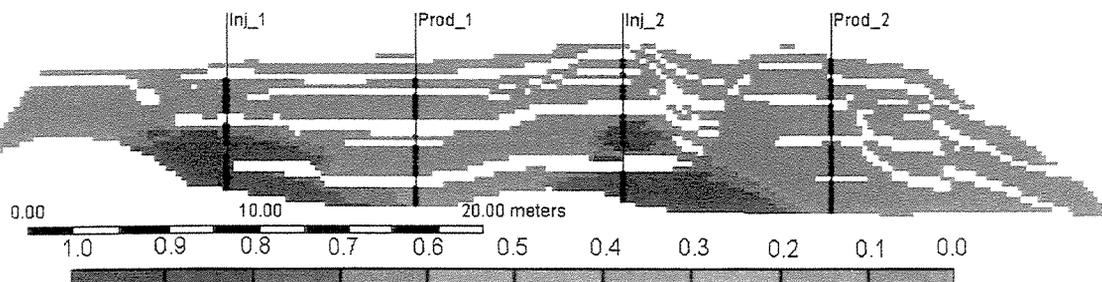


Figura 5. 36 - Comportamento da frente de avanço da água no tempo de irrupção no produtor\_1 para o MFPHetero com configuração invertida dos poços. Comparar com a Figura 5.3 (configuração normal).

### Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/6/23 IVTOT200.DAT

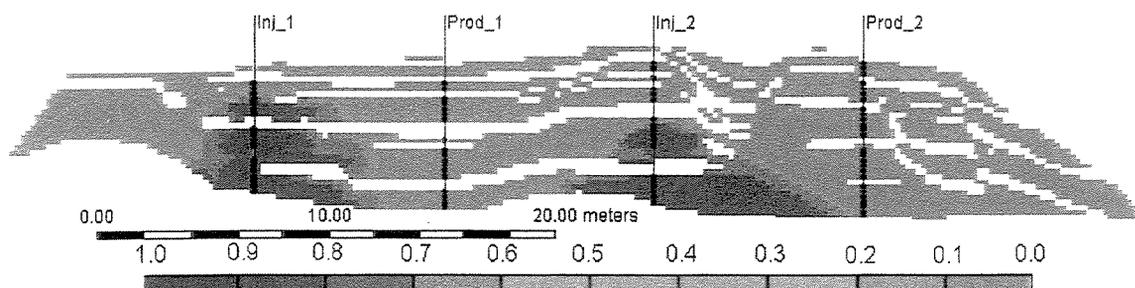


Figura 5. 37 - Comportamento da frente de avanço da água no tempo de irrupção no produtor\_2 para o MFPHomo com configuração invertida dos poços. Comparar com a Figura 5.10 (configuração normal).

A Figura 5.39 apresenta o BSW acumulado para o reservatório no caso do MFPHetero, segundo as configurações normal e invertida dos poços. Nota-se que a irrupção nos dois poços é antecipada para a configuração normal, indicando que dependendo do modelo geológico considerado, condições de contorno e configuração dos poços, pode haver previsões bastante diferentes quanto à irrupção de água.

Da mesma forma que para a configuração direta, o comportamento do reservatório, quanto aos volumes finais de produção de óleo ( $N_p$ ), é testado com o fechamento progressivo de cada intervalo canhoneado com produção de água acima de 60%, até que todos os canhoneios sejam fechados por alto BSW. Apenas a versão heterogênea é investigada pelo fato de possuir comportamento próximo à homogênea.

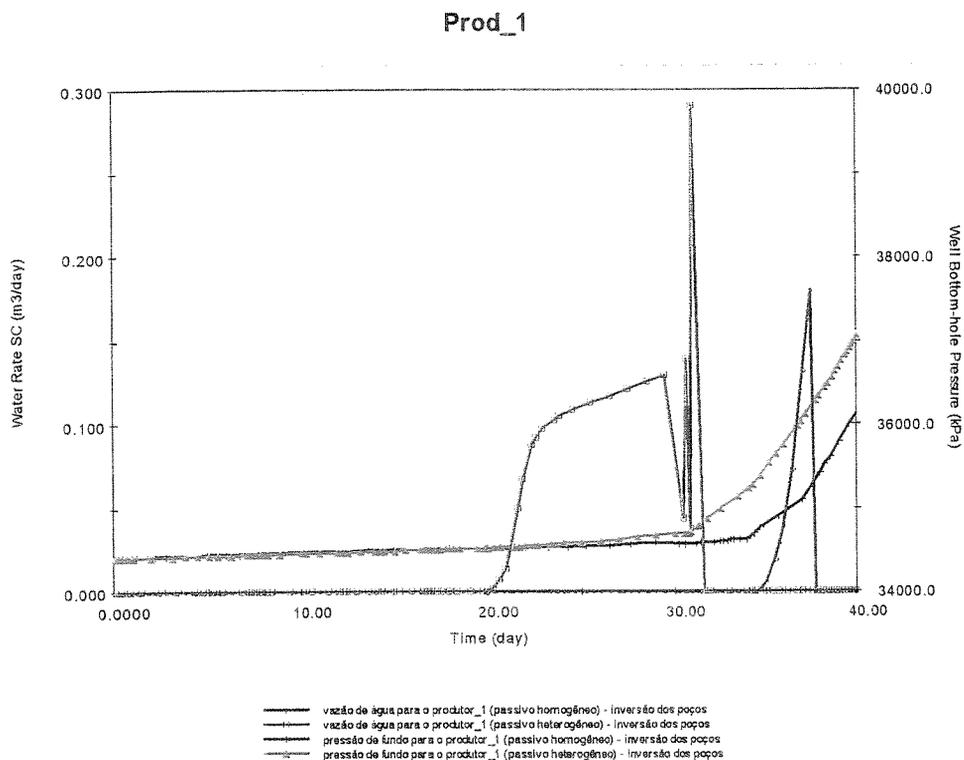


Figura 5. 38 - Vazão de água e BHP X Tempo para o produtor\_1 (MFPHomo e MFPHetero) apenas para a configuração invertida dos poços.

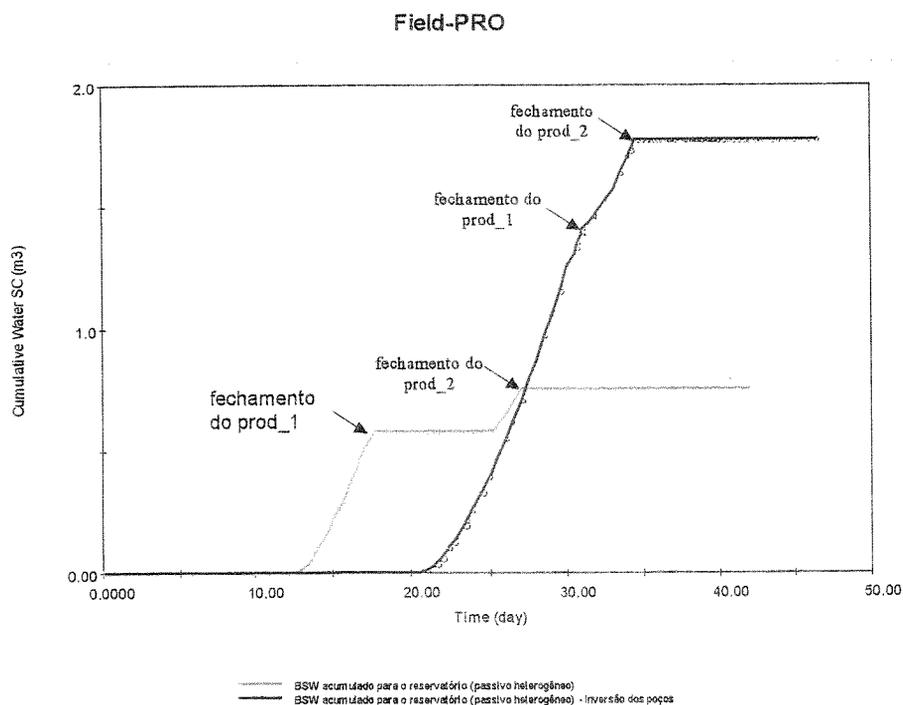


Figura 5. 39 - Vazão acumulada de água para o reservatório para o MFPHetero com as configurações dos poços normal e invertida.

Não se observam grandes diferenças entre os volumes recuperados ao longo da vida útil do reservatório (Figura 5.40). Entretanto, para a configuração normal há uma diminuição da produção em torno de 36,5 dias (Figura 5.40 – ponto *I*), a qual reflete a irrupção antecipada de água no modelo considerado. Na configuração invertida, a irrupção só ocorre em  $t = 40$  dias (Figura 5.40 – ponto *J*).

Por um período em torno de 5 dias (55 a 60 dias – segmento *KL* da Figura 5.40) a produção acumulada é coincidente nos dois casos. Entretanto, para a configuração invertida, o *MFSHetero* apresenta uma produção final (NP) maior, se comparada à configuração normal. O atraso da chegada de água na subzona superior do produtor\_2, é função da complexidade estratigráfica e estrutural existente entre o produtor\_2 e o injetor\_2 (Figura 5.41).

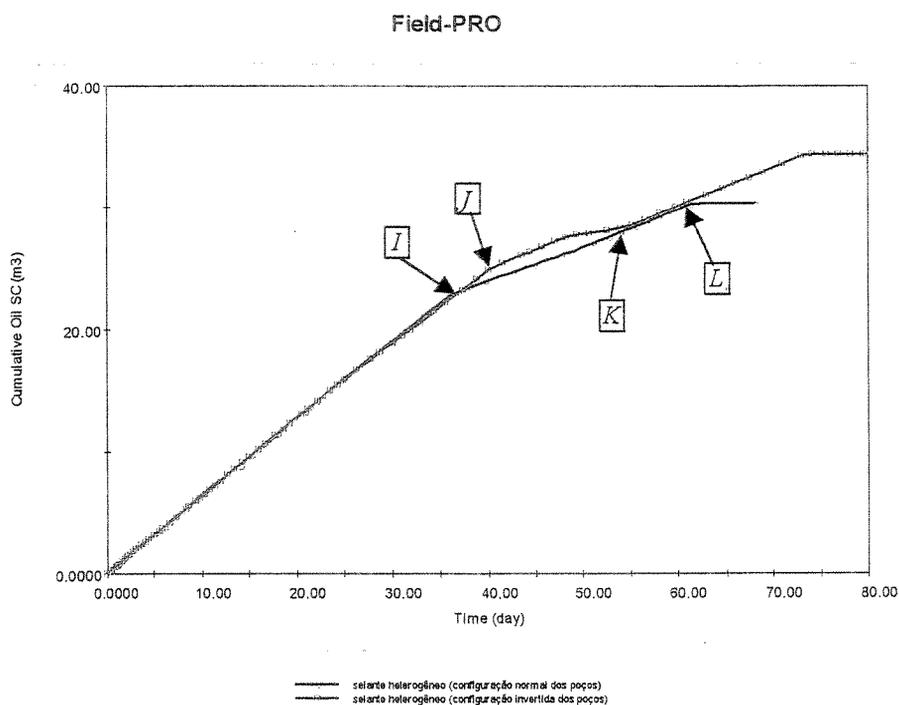


Figura 5. 40 - Produção acumulada para o *MFSHetero* com configuração normal e invertida dos poços.

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/8/12 IVTO111a.dat

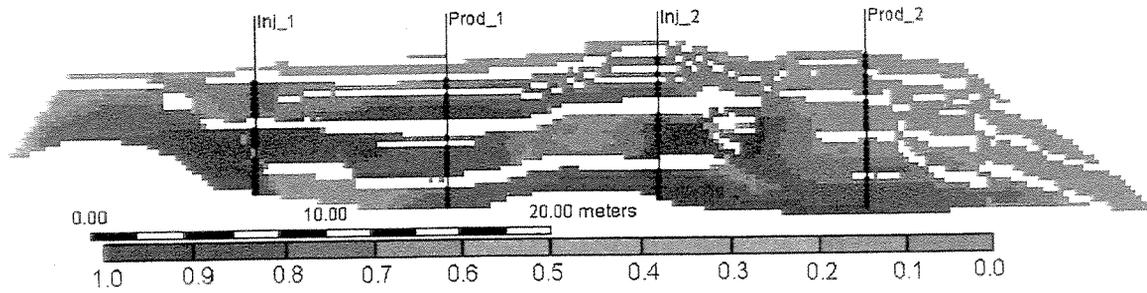


Figura 5. 41 - Configuração da saturação de água após o fechamento de todos os produtores ( $t=73,0$  dias) para a configuração invertida dos poços.

Tão importante quanto o volume acumulado de óleo dos poços é a eficiência de drenagem (varrido) produzida pelas duas configurações dos poços, para o caso de uma futura intervenção por intermédio de poços de extensão (*infill drilling*).

A eficiência de drenagem na configuração direta para o *MFSHetero*, a princípio, deixa uma zona não drenada menor (Figura 5.42), se comparada ao mesmo período na configuração invertida (Figura 5.43), embora não seja tão evidente, principalmente se for analisada apenas a área entre os injetores.

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/8/1 TAUB111a.dat

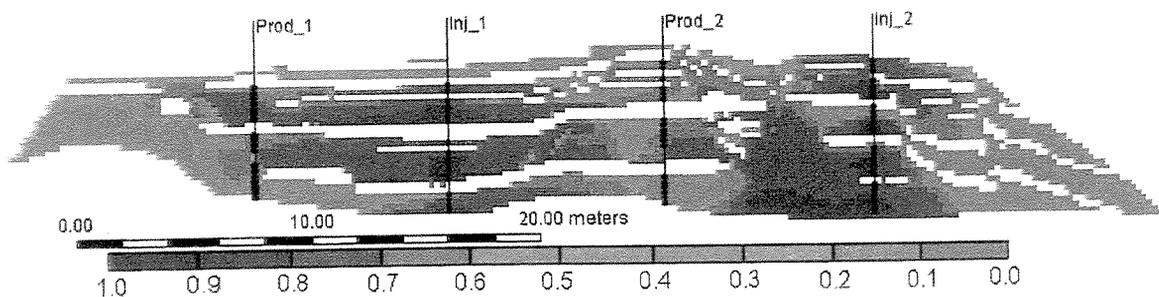


Figura 5. 42 - Configuração das saturações de água para o *MFSHetero* e configuração normal dos poços, quando do fechamento dos poços produtores. (Comparar com a Figura 5.43).

## Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Heterog.(MEHetero)

Water Saturation 1998/8/1 IVTO111a.dat

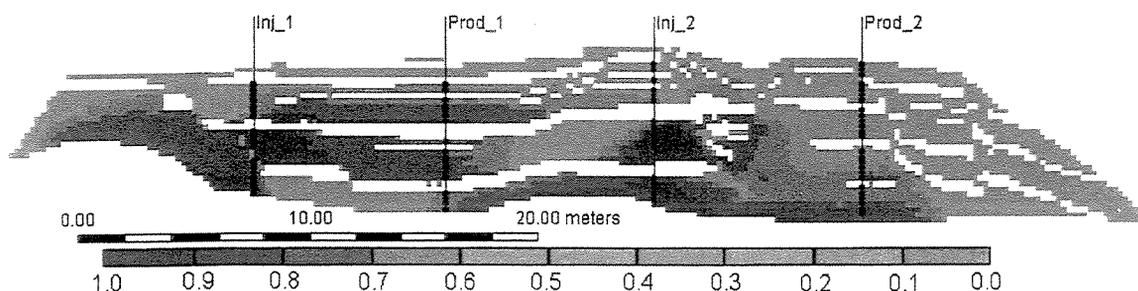


Figura 5. 43 - Configuração das saturações de água quando do fechamento dos poços na configuração invertida. (Comparar com as saturações de água da Figura 5.42).

Para o *MFPHetero*, a diferença entre os volumes finais produzidos (Figura 5.44) está associada à irrupção antecipada na configuração normal. Atingida a irrupção do produtor\_1, há uma diminuição nos volumes de óleo produzidos, em torno de 16 dias, para a configuração normal dos poços (Figura 5.44 – ponto *M*). Decorridos 20 dias de simulação (ponto *N*) a taxa de produção de óleo passa a ser próxima nos dois casos, com curvas praticamente paralelas. Mais uma vez, as subzonas intermediária e superior no produtor\_2 são as últimas a serem saturadas pela água, na configuração invertida dos poços (Figura 5.46), retardando a chegada da água neste poço (ponto *O* na Figura 5.44). Estas duas particularidades resultam numa produção acumulada de óleo em torno de 10 % maior para a configuração invertida em relação à configuração normal (Figura 5.44).

Em termos de eficiência de varrido, para o *MFPHetero*, pouco pode ser afirmado ao se comparar as configurações normal (Figura 5.45) e invertida (Figura 5.46). Ressalta-se que grande parte dos volumes de água do injetor\_2, na configuração invertida, foi quase que em sua totalidade drenada na direção da litofácies de maior permo-porosidade (conglomerado).

Ao contrário do ocorrido no *MFSHetero* (Figura 5.43), a subzona intermediária no *MFPHetero* (Figura 5.46) teve uma injeção bastante discreta (injetor\_2), influência direta da ausência das falhas, justapondo a subzona inferior com a litofácies de maior permo-porosidade do reservatório (conglomerado).

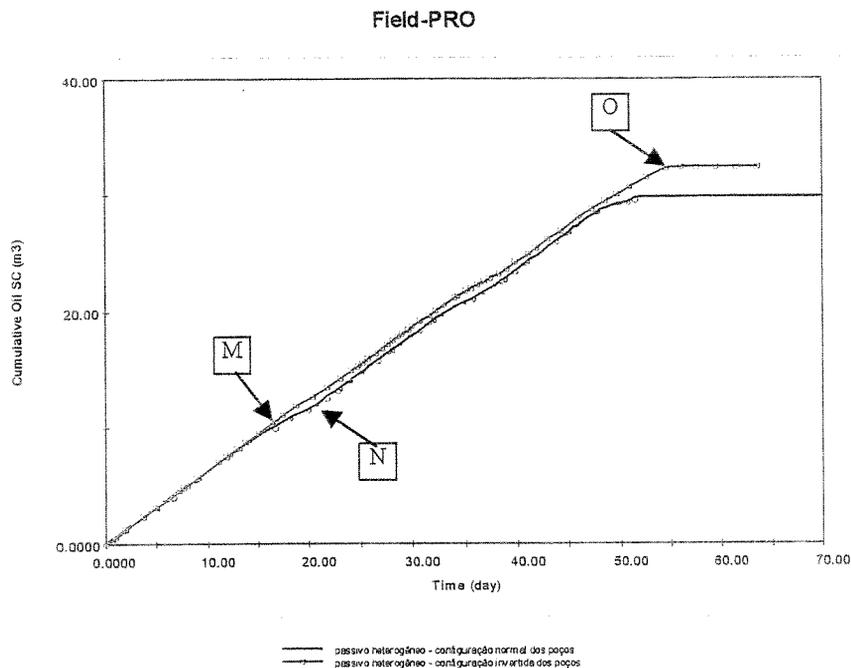


Figura 5. 44 - Produção acumulada de óleo para o MFPHetero e configuração normal e invertida dos poços.

**Mod. Falhas Passivas(MFP)/Estrat. Heterog.(MEHetero)**  
 Water Saturation 1998/7/22 TAUB211a.dat

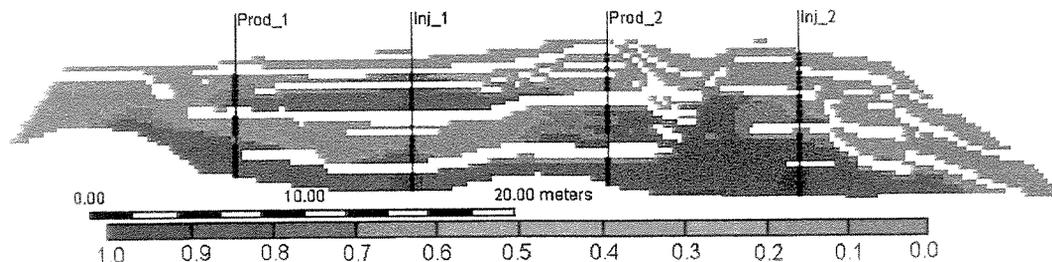


Figura 5. 45 - Configuração da saturação de água quando do fechamento dos produtores no MFPHetero - configuração normal (Comparar com a Figura 5.46).

**Mod. Falhas Passivas(MFP)/Estrat. Heterog.(MEHetero)**  
 Water Saturation 1998/7/22 IVTO211a.dat

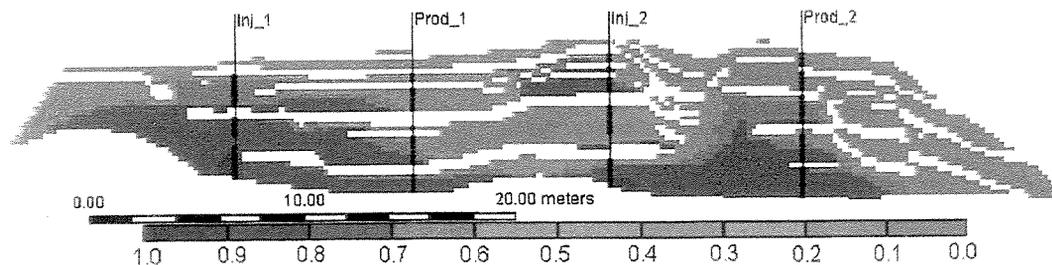


Figura 5. 46 - Configuração da saturação de água em t= 52 dias para o MFPHetero - configuração invertida (Comparar com a Figura 5.45).

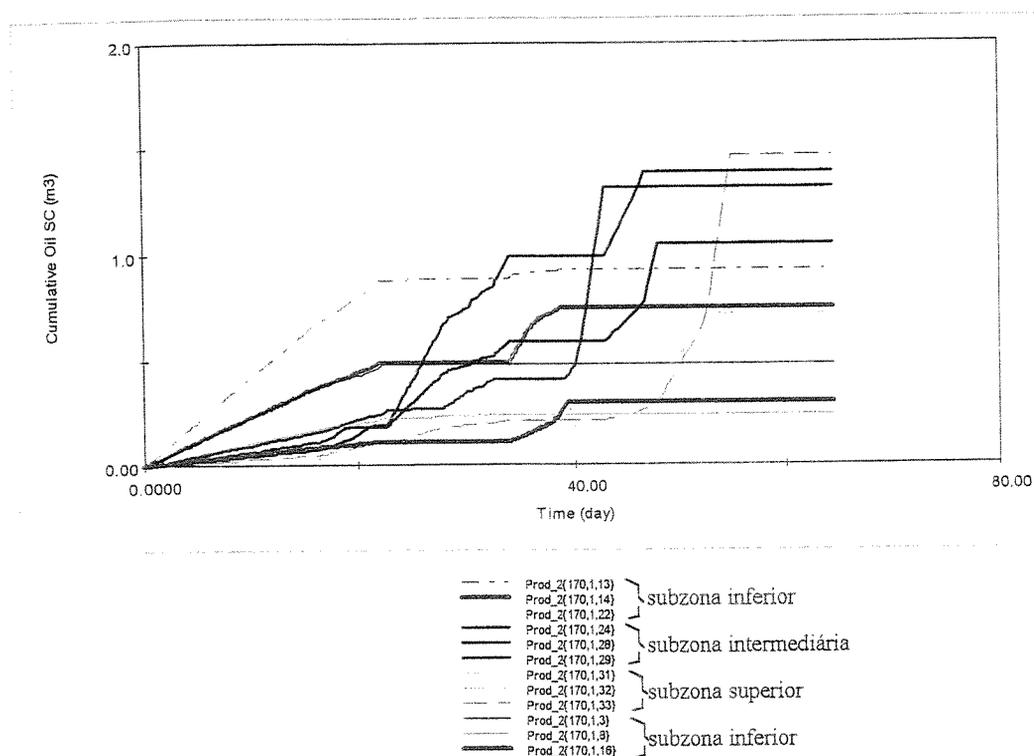


Figura 5. 47 - Produção acumulada de óleo por "layer" para o MFPHetero – configuração invertida dos poços. Nota-se que a subzona inferior é a que mais produz no início da simulação, exceção feita ao "layer" 13 que produz muito desde o início. A última subzona a ser fechada por alto BWS é a subzona superior, por possuir as menores espessuras e por seu posicionamento estruturalmente mais alto.

Para o *MFSHomo*, com canhoneiro restrito à subzona intermediária, a inversão dos poços apresenta irrupções bem diferentes da configuração normal (Figura 5.48). Para o produtor\_1, trata-se apenas da configuração geométrica mais favorável para a exploração. Isto porque, na configuração invertida, o produtor\_1 sofre influência direta dos dois injetores (Figuras 5.48 e 5.49), ocorrendo a irrupção em pouco mais da metade do tempo (58%) da configuração direta (Figura 5.47).

Para o produtor\_2, entretanto, as características geológicas do modelo influenciam sobremaneira nos resultados. Decorridos 30 dias de simulação (Figura 5.50), o produtor\_2, na configuração invertida (*MFSHomo*), não recebe água dos injetores, em função do arcabouço estratigráfico (conglomerado) e da baixíssima transmissibilidade das falhas na região da subzona intermediária (falhas 200; 300 e 305 – Figura 3.1).

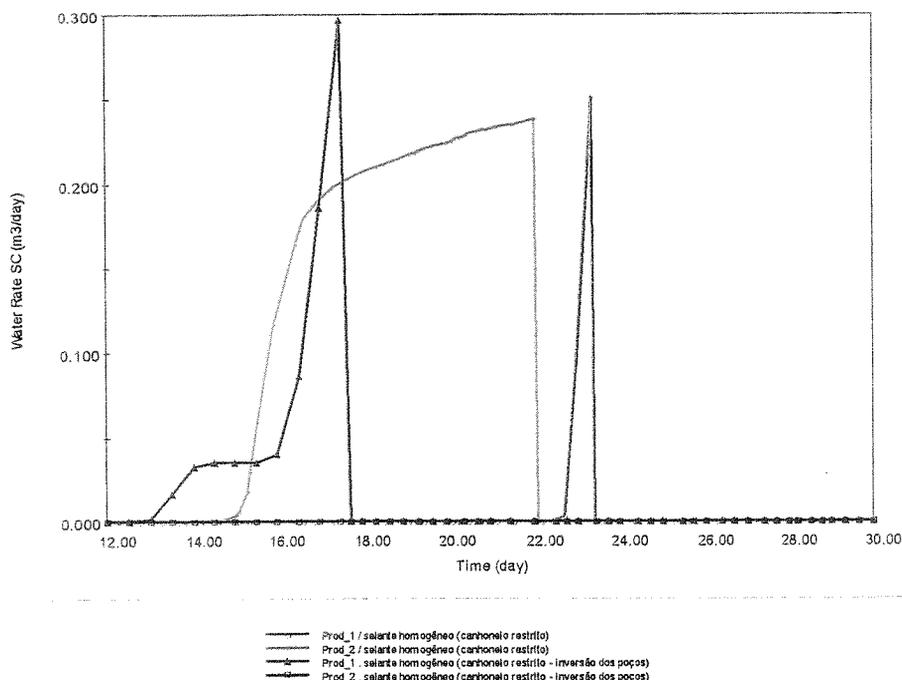


Figura 5. 48 - Vazões de água para a configuração direta e invertida dos poços para os dois poços produtores.

### Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/6/13 INV100.dat

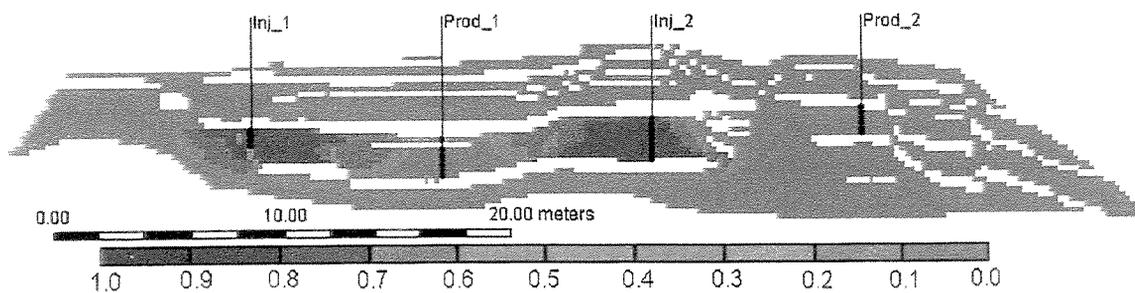


Figura 5. 49 - Comportamento da frente de avanço da água no tempo de irrupção ( $t=13,00$  dias) do produtor\_1 para o MFSHomo considerando canhoneio restrito à subzona intermediária para a configuração invertida dos poços.

## Mod. Falhas Selantes(MFS)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/7/1 INV100.dat

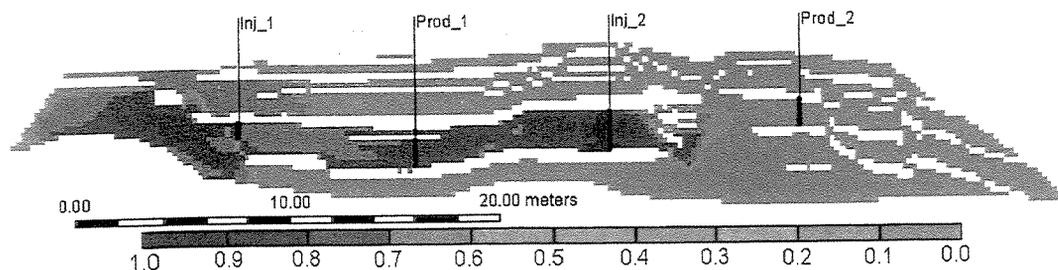


Figura 5. 50 - Configuração da frente de água após 30 dias de simulação para o MFSHomo, configuração invertida dos poços e canhoneio restrito à subzona intermediária.

Já sem a restrição das falhas (*MFPHomo*), a inversão dos poços também antecipa a irrupção de água no produtor\_1 (Figura 5.51), na comparação com a configuração normal. O posicionamento estruturalmente mais baixo da subzona intermediária do produtor\_2, na configuração normal (Figura 5.52), permite que a água atinja esse poço. Por outro lado, a condição estruturalmente mais alta da subzona intermediária do produtor\_2, na configuração invertida (Figura 5.53), associada à presença da unidade litofaciológica de alta transmissibilidade (conglomerado), cria uma situação geológica que dificulta a chegada da água em porções estruturalmente superiores do reservatório no produtor\_2 (Figura 5.53). Por esse motivo, não há produção de água no *MFPHomo* (configuração invertida) durante todo o período simulado (Figura 5.51).

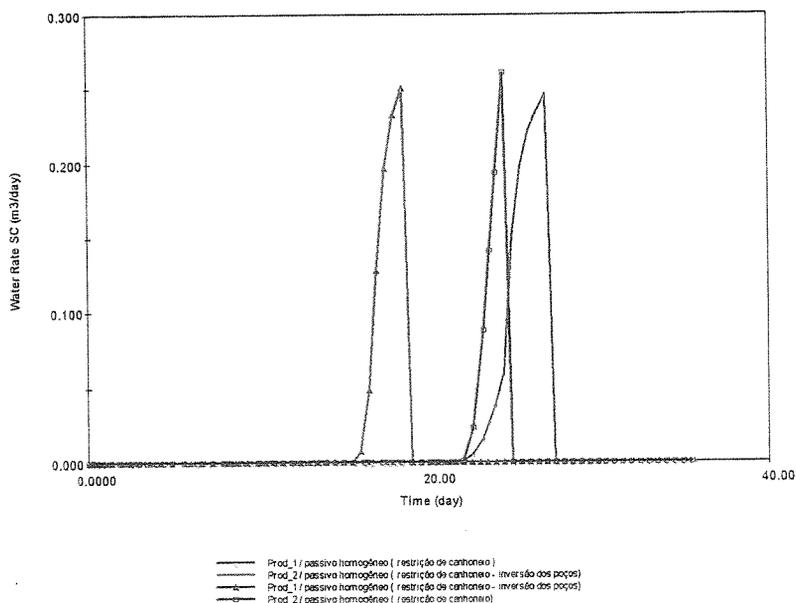


Figura 5. 51 - Vazões de água para o MFPHomo para os dois poços, canhoneio restrito e inversão dos poços.

### Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/6/21 CANHO200.DAT

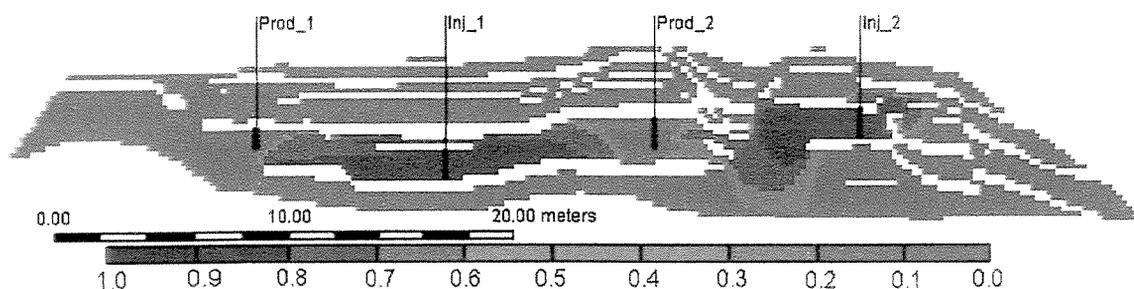


Figura 5. 52 – Comportamento da frente de avanço da água no tempo de irrupção de água nos produtores ( $t=21,30$  dias para o produtor\_1 e  $t=21,65$  dias para o produtor\_2) para o MFPHomo considerando canhoneio restrito à subzona intermediária e configuração normal dos poços.

### Mod. Falhas Passiva(MFP)/Estrat. Homog.(MEHomo)

Water Saturation 1998/6/16 INV200.DAT

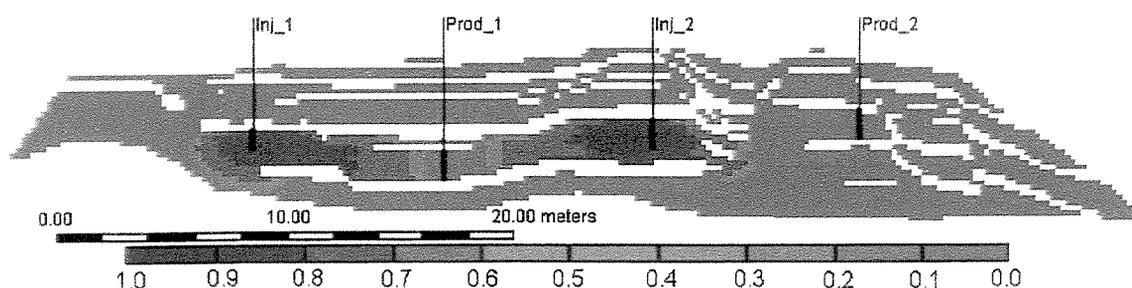


Figura 5. 53 – Comportamento da frente de avanço da água no tempo de irrupção do produtor\_1 ( $t=15,50$  dias) para o MFPHomo considerando canhoneio restrito à subzona intermediária para a configuração invertida dos poços.

Um fator importante que deve sempre ser considerado é a velocidade de exploração da jazida. A Figura 5.54 representa uma simulação sob altas vazões de produção e injeção  $63,60 \text{ m}^3/\text{dia}$  ( $400 \text{ bbl}/\text{dia}$ ) para a configuração normal dos poços, para os quatro modelos geológicos. Nota-se que os contrastes de produção acumulada entre as variações homogêneas e heterogêneas dentro de um mesmo modelo praticamente desaparecem (comparar com a Figura 5.21). Entretanto, os contrastes de produção entre os modelos *MFS* e *MFP* são muito mais sentidos com este tipo de exploração rápida. Os volumes finais de óleo recuperados podem vir a ser bastante distintos, tanto entre as duas condições de exploração, como entre os dois tipos de modelos (passivo e selante).

Considerando condições diferentes de exploração, os volumes de óleo recuperados são cerca de 30 % maiores para os modelos com falhas hidráulicamente nulas (comparar com a Figura 5.21).

Para a mesma condição de exploração “rápida”, a diferença na recuperação final entre o modelo selante e o passivo chega a mais de 70 %, sendo maior para os modelos passivos (Figura 5.54). Isto ocorre em função das restrições existentes ao longo dos planos de falhas que é por onde grande parte da água injetada é canalizada. Para uma vazão constante (injeção constante), a diminuição da área por onde passa a água resulta num aumento da velocidade de deslocamento e, por consequência, na antecipação da irrupção de água e diminuição das vazões de óleo.

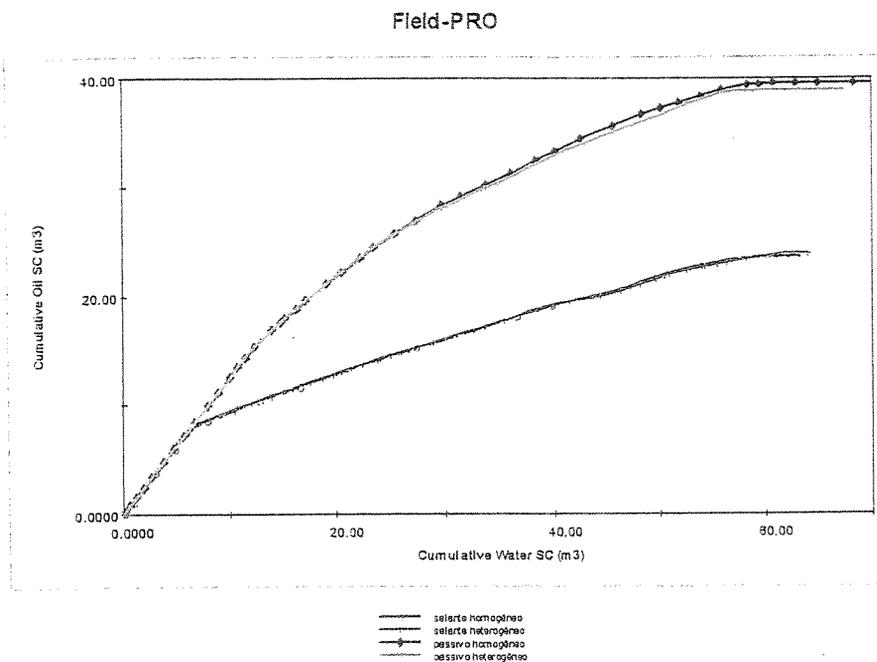


Figura 5. 54 - Volumes acumulados de óleo X volumes injetados acumulados para os dois modelos (MFP e MFS) e suas variações homogênea e heterogênea.

## Capítulo 6

### Conclusões e Recomendações

#### 6.1 – Conclusões

Esta dissertação mostra como um análogo de reservatório em escala reduzida pode ser útil na análise do comportamento dos fluidos e compartimentação do reservatório com a contínua exploração do mesmo, já que se conhece todo o domínio simulado.

A utilização da relação granulometria *versus* permeabilidade absoluta, embora expedita, conduziu a valores coerentes e que podem, numa primeira aproximação, ser utilizada para determinação da permeabilidade de arenitos superficiais inconsolidados.

A utilização de *pixels* da imagem sendo substituídos diretamente por blocos de simulação permitiu o posicionamento das falhas com diferentes direções de forma prática e sem grandes perdas na representação do modelo geológico.

O tratamento geoestatístico ratificou as observações de campo sendo possível reconhecer as continuidades lateral e vertical dos corpos mapeados, atentando para possíveis equívocos oriundos da utilização de seções estratigráficas sem a devida correção horizontal das camadas.

Reservatórios falhados podem redirecionar o fluido para caminhos preferenciais e antecipar a irrupção de água, como observado na análise com canhoneio restrito a subzona

intermediária, já que a diminuição na área de movimentação dos fluidos implica em aumento da velocidade do fluxo. Além disso, a antecipação da irrupção de água não necessariamente conduz a um menor fator de recuperação do hidrocarboneto.

Nem sempre aumentar o intervalo canhoneado implica em aumento na produção de hidrocarbonetos. Apesar de permoporosa, a baixa continuidade lateral do reservatório truncada por *pinch out* ou falhas, pode não permitir a produção do óleo (diferentes zonas de produção).

A resposta na eficiência de drenagem ou movimentação preferencial dos fluidos dentro de um reservatório de petróleo pode apresentar resultados diferentes para a mesma configuração geológica. A presença de falhas pode não só retardar uma frente de avanço (de gás ou água), como no caso das falhas 402 e 400, bem como pode antecipá-la (falhas 200 e 300), a depender da configuração espacial da compartimentação do reservatório.

Na presença de falhas selantes, modelos litofaciológicos heterogêneos tendem a ser mais pessimistas na recuperação final de hidrocarbonetos. Já na ausência de compartimentos estruturados, a versão litofaciológica heterogênea aumenta o fator de recuperação final.

As barreiras horizontais ao fluxo promovidas pelas falhas selantes retardam consideravelmente a chegada de água nos produtores. Entretanto, a heterogeneidade litofaciológica, na presença de falhas pode produzir uma redução considerável na irrupção de água, a níveis próximos dos modelos sem falha.

Os modelos heterogêneos e homogêneos possuem a mesma resposta em termos de irrupção inicial de água, quando da utilização de um arcabouço geológico isento de falhas ativas.

Diferenças na irrupção entre variações homogêneas e heterogêneas só se fazem sentir quando da presença de falhas, já que passam a direcionar o fluxo para caminhos preferenciais.

A existência ou não de falhas no modelo físico altera a importância da heterogeneidade litofaciológica do sistema. Assim, quando as falhas são ativas, o modelo

heterogêneo possui menor fator de recuperação final. Nos modelos de falhas passivas, ao contrário, a versão heterogênea possui maior recuperação final de hidrocarbonetos.

Pequenas variações no tempo de irrupção de água entre os modelos homogêneos e heterogêneos, tanto nas condições de falhas selantes como passivas, são funções basicamente de se estar trabalhando em um modelo bidimensional, no qual a água possui movimentação mais restrita se comparada a um modelo em três dimensões.

Dependendo da fase exploratória, o comportamento de produção de modelagens mais simples, como o Modelo de Falhas Passivas Homogêneas, pode coincidir com a previsão de modelos mais refinados, como o Modelo de Falhas Selantes Heterogêneos.

No *MFSHetero*, a antecipação da água é realizada em 2/3 do tempo de irrupção observada no *MFSHomo*. Deficiências na previsão de comportamento da água em um projeto exploratório podem trazer problemas, por exemplo, no cronograma de tratamento ou descarte da água produzida.

O grau de conhecimento geológico da área geralmente estabelece a distribuição e espaçamento dos poços de desenvolvimento. A simples inversão no posicionamento dos mesmos apresentados neste trabalho elevou o tempo de irrupção da água para quase o dobro do tempo da configuração normal, mostrando que, sem custo adicional de perfuração, aproveitar as situações geológicas mais favoráveis, tais como, *sets* de estratificações cruzadas, orientação de dunas e de depósitos de canais, direção preferenciais de fraturas condutoras, falhas justapondo fácies permoporosas e até mesmo estado de tensões favoráveis, pode ter impacto decisivo na economicidade de um projeto.

Previsões mais consistentes do comportamento do reservatório permitem adequar os equipamentos de superfície a serem utilizados no tratamento e descarte dos volumes de água produzidos, num tempo previamente estabelecido, além de incluir este custo adicional na avaliação econômica inicial do projeto exploratório.

Disponer apenas da avaliação pontual do reservatório (e.g.: perfis elétricos) não é suficiente para um programa de drenagem adequado (comportamento do reservatório). A

configuração tridimensional e a característica permo-porosa dos planos de falhas podem não apenas impedir a movimentação de fluidos numa determinada direção, como induzir a canalização dos mesmos, em direção às zonas de maior gradiente de pressão.

Considerando diferentes cenários de exploração os modelos geológicos passam a ter pouca influência na produção de óleo. O aumento na velocidade de exploração produz uma queda acentuada nos volumes finais recuperados, sendo reduzida em quase 40%, se comparada a uma exploração mais lenta.

## **6.2 - Recomendações**

Para simulações em duas dimensões, o uso de uma malha segundo o esquema de 9 pontos, apesar do dispendioso trabalho na sua geração, pode promover uma série de benefícios se comparado ao esquema de 5 pontos: a) reproduzir mais fielmente o modelo geológico, b) permitir uma maior flexibilidade para movimentação da água entre blocos adjacentes na direção vertical ( $k$ ), já que um bloco passa a ter contato com uma quantidade maior de blocos adjacentes, c) menor tempo computacional, d) maior estabilidade numérica na solução das equações, e) permitir o estudo de falhas condutoras pela simples alteração das permeabilidades verticais dos blocos que as definem, f) melhor controle dos blocos delimitadores das fácies e, principalmente, das falhas, podendo variar não apenas as propriedades petrofísicas dos planos das falhas, mas também a própria espessura desses planos.

O tratamento tridimensional, apesar de mais complexo, pode avaliar as diferenças entre modelo, além de permitir o posicionamento de poços não alinhados. A existência da face Sul do afloramento estudado facilitaria a elaboração de um modelo tridimensional.

A investigação da sensibilidade dos modelos à pressão capilar poderia ser testada.

## Referências Bibliográficas

- ANTONELLINI, M and AYDIN, A.. "Effect of Faulting on Fluid Flow in Porous Sandstone: Petrophysical Properties". *AAPB Bulletin*, v. 78, n.3. 1994. pp355-377.
- AYDIN, A.. "Small Faults formed as Deformation Bands in Sandstone". *Pure and Appl. Geoph.* v. 116, 1978. pp.913-930.
- BALLIN, P. R., FARIA, R. T., BECKER, M. R. CARRASCO, B. N. and TEIXEIRA, P. W.. "Reservoir Studies in Fluvial Deposits: From Outcrops to Stochastic Characterization and Flow Simulation", *SPE 39000*, em 5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, 1997. pp. 1-13.
- BARROSO, A. da S. e PEDRASSI, W.. "Zoneamento – Homogeneização de conceitos e padronização de termos técnicos afins. Relatório Interno. Petrobrás. 1993. 25 p.
- BASHORE, W. M., ARAKTINGI, V. G., LEVY, M. and SHWELLER, W. J.. "Importance of a Geological Framework and Seismic Data Integration for Reservoir Modeling and Subsequent Fluid-Flow Predictions". *In: Yarus, J. M.. "Stochastic Modeling and Geostatistics – Principles, Methods and Case Studies". AAPG Computer Applications in Geology.* n. 3, 1994. pp 159-175.
- BEARD, D. C. and WEYL, P. K.. "Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand". *American. Society of Petroleum Geologists (AAPG) Bulletin.* v. 57, nr. 2, 1973. pp. 348-369.

- BECKER, M. R., LAKE, L. W. and TYLER, N.. "Fractal Properties of Braided Fluvial Deposits for Characterization and Simulation of Reservoir Heterogeneity". Fifth Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (SPE). Rio de Janeiro, Brazil. 1997. pp. 1-9.
- BEDINGER, M. S.. "Relation between Median Grain Size and Permeability in the Arkansas". *In: SHEPHERD, R.G.*, 1989. "Correlations of Permeability and Grain Size". *Ground Water* v. 27; nr. 5, 1961. pp. 633-638.
- BERG, R. R. and AVERY, A. H.. "Sealing Properties of Tertiary Growth Faults", *Texas Gulf Coast. AAPG Bulletin* v. 79 n. 3, 1995. pp. 375-393.
- BERG, R. R.. "Capillary Pressures in Stratigraphic Traps". *AAPG Bulletin*, v.59, 1975. pp. 939-956.
- BJØRLYKKE, K.. "**Sedimentology and Petroleum Geology**". New York Press: Springer. 1989. 363 p.
- BORBA, C. "Heterogeneidades Estruturais em Reservatórios: Geometria e Distribuição de Falhas". Universidade Estadual de Campinas. Dissertação de Mestrado. 1996. 125 p.
- BOULT, P.J., THEOLOGOU, P.N., and FODEN, J.. "Capillary Seal Within The Eromanga Basin, Australia: Implications for Exploration and Production". *In: R.C. Surdan, ed.*, Seal, Traps and the Petroleum System: American Association of Petroleum Geologists Memoir67, 1997. pp. 135-142.
- BRUHN, C. H. L.. "High-resolution Stratigraphy, Reservoir Geometry, and Facies Characterization of Cretaceous and Tertiary Turbites from Brazilian Passive Margin Basins". Philosophy's Doctor Thesis. McMaster University. Canada, 1993. 373 p.
- BRUHN, C. H. L. e DE ROS, L. F.. "Formação Sergi: Evolução de Conceitos e Tendências na Geologia de Reservatórios. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, v. 1. nr. 1, 1987. pp. 25-40.

CAMPANHA, V.A., SAAD, A. R., ALMEIDA, M. A., BISTRICHI, C. A., BARBOSA, Jr., E., ETCHEBEHERE, M. L. D. C.. "Geologia das folhas Jacarei, Tremembé, Taubaté, e Pindamonhangaba, SP, Parte 3: Bacia de Taubaté. *ATLAS DO II SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DO SUDESTE*, São Paulo, SBG SP/RJ, 1991. 455-462.

CAMPOZANA, F. P.. "Modelagem Geológica e Simulação de Fluxo". Tese de Mestrado. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), 1990. 165.p

CHILLÈS, J. P. and GENTIER, S.. "Geostatistical Modeling of a Single Frature". *Quantitative Geology and Geostatistics*; v. 5. Fourth Congress Troia, 1995. pp. 95-108.

CHILÈS, J. P.. "Fractal and Geostatistical Methods for Modeling of a Fracture Network". *Math. Geol.* 20, 1988. pp. 631-654.

COSTA, J. C.. "Modelagem Sísmica e Inversão na Presença de Anisotropia". Tese de Doutorado. Universidade Federal do Pará, 1993. 215 p.

CRAWFORD, B. R.. "Experimental Fault Sealing: Shear Band Permeability dependency on Cataclastic Fault Gouge Characteristics". In: Coward, M. P., Daltaban, T. S. & Johnson, H. (eds) *Structural Geology in Reservoir Characterization*. Geological Society, London, Special Publications. v. 127, 1998. pp. 27-47.

D' ARCY, H.. "Les Fontaines Publique de la Ville de Dijon: Paris, V. Dalmont, 1856. 674 p.

EDWARDS, H.E., BECKER, A.D. and HOWEL, J.A.. "Compartmentalization of an Aeolian Sandstone by Structural Heterogeneities: Permo-Triassic Hopeman Sandstone, Moray Firth, Scotland". In: North, C.P.; Prosser, D.J. (eds). *Characterization of Fluvial and Aeolian Reservoirs*, London, *Geol. Soc. Special Publ.*, n. 73, 1990. pp. 339-365.

EISENBERG, R. A., HARRIS, P. M., GRANT, C. W., GGGIN, D. J. and CONNER, F. J.. "Modeling Reservoir Heterogeneity within Outer Ramp Carbonate Facies using an

Outcrop Analog, San Andres Formation of the Permian Basin”. *AAPG Bulletin*, v. 78, n. 9, 1994. pp. 1337-1359.

FERNANDES, F. L.. “Arcabouço Estrutural e Evolução da Bacia de Taubaté – SP”. Tese de Mestrado. Universidade Federal de Ouro Preto, 1993. 147 p.

FERREIRA, A. de A.. “Caracterização de Reservatórios de Petróleo através de Análise Geoestatística”. Tese de Mestrado. Escola de Minas. Universidade Federal de Ouro Preto., 1988. 132 p.

FERREIRA, A. L. M.. ”Exemplo de Modelagem Geológica Aplicada em Simulador de Fluxo, Campo de Pargo, Bacia de Campos”. *Boletim de Geociências da Petrobrás*. Rio de Janeiro, v. 10 n. 1/4, 1996. pp. 99-120.

FERREIRA, A. L. M.. “Uma Modelagem Geológica para Caracterizar Avanço de Água em um Reservatório Turbidítico”. Tese de Mestrado. Instituto de Geociências. Universidade Estadual de Campinas, 1993. 134 p.

GIBSON, R. G.. “Fault-Zone Seals in Siliciclastic Strata of the Columbus Basin, Offshore Trinidad”. *AAPG Bulletin*, v. 78, n. 9, 1994. pp. 1372-1385.

HALDORSEN, H. H. and CHANG, D. M.. “Notes on Stochastic Shales: from Outcrop to Simulation Models”, *In: Reservoir Characterization*, L. W. Lake and Carroll, Academic, Orlandom (1986).

HAZEN, A.. “Discussion: Dams on Sand Foundations”. *Transactions of American Society of Civil Engineers*, 73. 1911. pp. 199-203.

HEWETT, T.. “Modelling Reservoir Heterogeneity with Fractals”. *Quantitative Geology and Geostatistics*, v. 5. Fourth Congress Troia. 1995. pp. 455-466.

HIPPLER, S.J.. “Microstructures and Diagenesis in North Sea Fault Zones: Implications for Fault –Seal Potencial and Fault-Migration Rates”. *In: R.C. Surdan, ed., Seal, Traps*

- MANZOCCHI, T., RINGROSE, P.S. & UNDERHILL, J. R.. "Flow through Fault Systems in High-Porosity Sandstones". *In: Coward, M. P., Daltaban, T. S. & Johnson, H. (eds) Structural Geology in Reservoir Characterization*. Geological Society, London, Special Publications. v. 127, 1998. pp. 65-82.
- MASCH, F. D. and DENNY, K. J.. "Grain Size Distribution and its Effect on the Permeability of Unconsolidated Sands". *Water Resources Research*, v 2, nr. 4, 1966. pp. 665-677.
- MATTAHÄI, S.K. and ROBERTS, S. G.. "The Influence of Fault Permeability on Single\_Phase Fluid Flow near Fault-Sand Intersections: Results from Steady-State High-Resolution Models of Pressure-Driven Fluid Flow". *AAPG Bulletin*, v. 80, n. 11, 1996. pp. 1763-1779.
- MATTAX, C. C. and DALTON, R. L.. "**Reservoir Simulation**". SPE Monograph Series, Richardson, TX, 1990. 173 p.
- MEEHAN, D. N.. "Improved Reservoir Characterization in Low-Permeability Reservoirs with Geostatistical Models". *SPE 28608*, em 69th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, USA, 1994. pp501-507.
- MEEHAN, D. N.; and VERMA, S. K.. "Improved reservoir characterization in Low-Permeability Reservoirs with Geostatistical Models. SPE 60<sup>th</sup> Annual Technical Conference. New Orleans, LA, U.S.A.. 1994. pp. 501-509.
- NOBLE, R.A., KALDI, J.G., and ATKINSON, C.D.. "Oil Saturation in Shales: Applications in Seal Evaluation". *In R.C. Surdan, ed., Seal, Traps and the Petroleum System: American Association of Petroleum Geologists. Memoir67*, 1997. pp. 13-29.
- ODEH, A. S.. First SPE Comparative Solution Project. J. P. T., 1981. pp. 13-25.

PANDA, M. N. and LAKE, L. W.. "Estimation of Single-Phase Permeability from Parameters of Particle Size Distribution". *AAPG Bulletin*. vol 78, nr. 7, 1994. pp. 1028-1039.

PEACEMAN, D. M. "**Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation**". Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 1977. 176 p.

PEREIRA, M. R. S.. "Processos de Poisson Duplamente Estocásticos (COX)". Universidade Estadual de Campinas. Dissertação de Mestrado. 1998. 85 p.

PETTIJOHN, F. J., POTTER, P. E. and SIEVER, R.. "**Sands and sandstones**. 2<sup>nd</sup>. Ed. New York Press: Spriger. 1987. 553p.

PICKUP, G. E., HUANG, Y., STEPHEN, K. D., HUNTER-WILLIAMS, N. H., JENSEN, J. L., RINGROSE, P. S., OKOT, M., McKEOWN, C, and STANBROOK, D.. "Reservoir Heterogeneity Project Phase III – 2nd. Progress Report". In: MACIEL, W. B. "Impact of Fault Permeability on Oil Production in a Turbidite Reservoir". MSc. Thesis. Heriot-Watt University – Edinburg, 1997. 45 p.

PITTMAN, E. D.. "Effect of Fault-Related Granulation on Porosity and Permeability of Quartz Sandstones, Simpson Group (Ordovician), Oklahoma", *AAPG Bulletin*, v.65, 1981. pp. 2381-2387.

PURCELL, W. R.. "Capillary pressures – Their Measurements Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom". *AIME Petroleum Transactions*, v. 186, 1949. pp. 39-48.

REYES, B. P.. "Relations of Permeability to Particle Size of Homogeneous and Heterogeneous Sands and Gravels". In: SHEPHERD, R.G., 1989. "Correlations of permeability and grain size. *Ground Water* v. 27; nr. 5, 1966. pp. 633-638.

- RHEA, L., PERSON, M.; DE MARSILY, G. LEDOUX, E. and GALLI, A.. "Geostatistical Models of Secondary Oil Migration within Heterogeneous Carrier Beds: A Theoretical Example". *AAPG Bulletin*. v. 78, nr. 11, 1994. pp. 1679-1691.
- RICCOMINI, C.. "O Rift Continental do Sudeste do Brasil". Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 1989. 256 p.
- RODRIGUES, L. G., REMACRE, A. Z. and SCHIOZER, D. J.. "Use of Stochastic and Flow Simulation to Improve Reservoir Characterization and Production Forecasts". *SPE 39001*, em 5th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, 1997. pp. 1-8.
- ROQUE, N.C., CHEMALE Jr., F., PELLUCI, R. and CUPERTINO, J.A.. "Mecanismo de Falhamento nos Arenitos da Bacia do Tucano, Bahia". *Geociência*, Rio Claro, UNESP, v.13, n.2. pp.241-441.
- SHEPHERD, R. G.. "Correlations of Permeability and Grain Size". *Ground Water* v. 27; nr. , 1989. pp. 633-638.
- SHMARYAN, L. E., ANDERSON, K. S., DEUTSCH, C. V., and GRAHAN, A.. "Reservoir Characterization and Flow Modeling with Outcrop Data: Summary Report". School of Earth Sciences, Stanford University. Teacher's Aide. 1995. 30 p.
- SIMON, V. H.. "Simulação Plurigaussiana Truncada com Condicionamento". Universidade Estadual de Campinas. Dissertação de Mestrado. 1997. 139 p.
- SNEIDER, R.M., SNEIDER, J.S., BOLGER, G.M., and NEASHAM, J.W.. "Comparison of Seal Capacity Determinations: Core vs. Cuttings". In R.C. Surdan, ed., Seal, Traps and the Petroleum System: American Association of Petroleum Geologists Memoir67, 1997. pp. 1-12.

- SURDAM, R. C., JIAO, Z. S. and HEASLER, H. P.. "Anomalously Pressured Gas Compartments in Cretaceous Rocks of the Laramide Basins of Wyoming: A new class of Hydrocarbon Accumulation". *In: SURDAN, R. C., ed., Seals, traps and the petroleum system: AAPG Memoir 67*, 1997. pp. 199-222.
- SWEET, M. L., BLEWDEN, C. J., CARTER, A. M. and MILLS, C.A.. "Modeling Heterogeneity in a Low-Permeability Gas Reservoir using Geostatistical Techniques", Hide, Field, Southern North Sea. *AAPG Bulletin*, v. 80 n. 11, 1996. pp. 1719-1735.
- VAVRA, C. L.; KALDI, J. G. and SNEIDER, R. M.. "Geological Application of Capillary Pressure: A Review". *AAPG*. v. 76. n. 6, 1992. pp. 840-850.
- YELDING, G., FREEMAN, B. and NEEDHAM, D.T.. "Quantitative Fault Seal Prediction". *AAPG Bulletin*, v. 81 n. 6, 1997. pp. 897-917.
- WATTS, N.. "Theoretical Aspects of Cap-Rock and Fault Seals for Single and Two-Phase Hydrocarbon columns: Marine and Petroleum Geology", 1987. *In: YELDING, G., FREEMAN, B. and NEEDHAM, D.T.. "Quantitative Fault Seal Prediction". AAPG Bulletin*, v. 81 n. 6, 1997. pp. 897-917.
- WEBER, K. J.. "How Heterogeneity affects Oil Recovery", *In: Reservoir Characterization*, Academic Express, New York, 1986. pp. 487-544 .
- WITHJACK, M. O., ISLAM, Q. T. and LA POINTE, P. R.. "Normal Faults and their Hanging-wall Deformation: an Experimental Study". *AAPG Bulletin*, v.79 nr.1, 1995. pp. 1-18.

and the Petroleum System: American Association of Petroleum Geologists. Memoir 67, 1997. pp. 103-113.

HOOPER, E. C. D. "Fluid Migration along Growth Faults in Compacting Sediments". *Journal of Petroleum Geology*. v. 14 n. 2, 1991. pp. 161-180.

KNIPE, R. J. "Juxtaposition and Seal Diagrams to Help Analyze Fault Seals in Hydrocarbon Reservoirs". *AAPG Bulletin* v. 81, n. 2, 1997. pp. 187-195.

KNIPE, R. J. "Faulting Processes and Fault Seal", 1992. *In*: YELDING, G., FREEMAN, B. and NEEDHAM, D.T. "Quantitative Fault Seal Prediction". *AAPG Bulletin*, v. 81 n. 6, 1997. pp. 897-917.

KNOTT, S. D. "Fault Seal Analysis in the North Sea". *AAPG Bulletin*, v. 77, n. 5, 1993. pp. 778-792.

KRUMBEIN, W. C. and MONK, G. D. "Permeability as a Function of the Grain Size Parameters of Unconsolidated Sand". *Petroleum Technology*. AIME Technical Publication, v. 5, nr. 4, 1942. pp. 1-11.

LINDSAY, N.G., MURPHY, F.C., WASH, J.J. and WATTERSON, J. "Outcrop Studies of Shale Smears on Fault Surfaces". *In Special Publication Ass. Sediment.*, 1993. pp. 113-123.

LUND, H. J., ATEŞ, H., KASAP, E., and TILLMAN, R. W. "Comparison of Single and Multi-Facies Variograms of Newcastle Sandstone: Measures for the Distribution of Barriers to Flow". *SPE Rocky Mountain Regional/Low permeability Reservoirs Symposium*. Denver, Co, U.S.A., 20-22 March, 1995. pp. 507-522.

MACIEL, W. B. "Impact of Fault Permeability on Oil Production in a Turbidite Reservoir". *Heriot-Watt University – Edinburgh*. MSc. Dissertation, 1997. 45 p.

MANUAL DO SIMULADOR IMEX. Computer Modeling Group (CMG). versão 98, 1998.