

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências
como requisito parcial à obtenção do título de
Mestre em Geoengenharia de Reservatório

UMA MODELAGEM GEOLÓGICA PARA CARACTERIZAR
AVANÇO DE ÁGUA EM UM
RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO

Autor: André Luis Mynssen Ferreira

Orientador: Armando Zaupa Remacre

Co-orientador: Paulo Tibana

Este exemplar corresponde a
redação final da tese defendida
por ANDRÉ L. M. FERREIRA
e aprovada pela Comissão Julgadora
em 17/12/93


ORIENTADOR

CAMPINAS
Estado de São Paulo - Brasil
Dezembro, 1993

F414m

20651/BC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA DE PETRÓLEO**

A dissertação "Uma Modelagem Geológica para Caracterizar Avanço de Água em um Reservatório Turbidítico", elaborada por André Luis Mynssen Ferreira e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Subcomissão de Pós-graduação em Geoengenharia de Reservatório como requisito parcial à obtenção do Título de Mestre em Geoengenharia de Reservatório.

Campinas, 20 de dezembro de 1993.

Banca Examinadora:



**Prof. Armando Zaupa Remacre
(orientador)**



**Prof. Joel de Castro
(Examinador)**



**Prof. Euclides José Bonet
(Examinador)**

À minha esposa Teresinha,
às minhas filhas Marina e Priscila.

À minha mãe,
e ao meu pai (em memória).

AGRADECIMENTOS

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

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

Ao geólogo Milton José de Souza e ao engenheiro José Adilson Tenório Gomes pelo incentivo e interesse.

Aos engenheiros Antônio Cláudio de França Corrêa, Daniel Miranda Filho e Euclides José Bonet pelos comentários e sugestões sobre o desenvolvimento da tese.

A todos os colegas de trabalho, que colaboraram na elaboração desta dissertação, especialmente Nelson Pereira Franco Filho, Márcia Regina Silva, Margareth Cruz e Rogério Ultra Soares.

Aos colegas de turma do curso, em especial ao geólogo Paulo Paraizo e ao engenheiro Mauro Mihagutti por suas valiosas contribuições, ao analista Moacir Américo Cornetti e ao programador José Fábio Ferraz de Campos pelo apoio dado na área computacional.

E finalmente, a minha esposa Teresinha Maria Ferreira por todo apoio, amizade e confiança, sempre demonstrando muita compreensão e carinho.

UMA MODELAGEM GEOLÓGICA PARA CARACTERIZAR AVANÇO DE ÁGUA EM UM RESERVATÓRIO TURBIDÍTICO

ANDRÉ LUIS MYNSEN FERREIRA

Orientador: Armando Zaupa Remacre

Co-orientador: Paulo Tibana

Instituto de Geociências - *Curso de Geoengenharia de Reservatórios*

Convênio UNICAMP/PETROBRÁS

RESUMO

Os reservatórios de petróleo, que têm o influxo de água como principal mecanismo de produção, apresentam, geralmente, os mais altos fatores de recuperação. Porém, quando neles ocorre um crescimento exageradamente rápido da razão água-óleo, há uma substancial redução da produção líquida de óleo, podendo vir a afetar a sua recuperação final.

O objetivo desta dissertação é promover uma modelagem geológica na escala adequada, incluindo as heterogeneidades inerentes ao reservatório, para compreender o comportamento de produção de um reservatório com características supra-citadas. O modelo gerado deve ser coerente com a elevada produção de água observada e quando for aplicado ao simulador de fluxo, deve identificar os caminhos preferenciais que levam a água até aos intervalos canhoneados, de forma a facilitar o processo de drenagem final do reservatório.

Na modelagem verificou-se a importância das camadas de folhelhos, de

grande extensão lateral, que se constituem em barreiras ao fluxo vertical dos fluidos. Um diagrama de cerca ilustra o modelo físico para o reservatório. Para satisfazer esse modelo, o limite das camadas para a simulação de fluxo coincidem com os limites estabelecidos para essas barreiras de folhelhos.

De forma a validar o modelo elaborado e entender a atuação do aquífero, aplicou-se esse modelo em um simulador de fluxo. Optou-se por desenvolver três diferentes versões de simulação: uma homogênea e duas heterogêneas. Na primeira versão heterogênea, as porosidades variam de célula a célula, tendo uma distribuição bimodal das permeabilidades por camada, de acordo com a litofácies predominante na célula. Na segunda versão, as duas propriedades em questão variam célula a célula. Desenvolveu-se, ainda, uma técnica para estimar e relacionar a porosidade com a permeabilidade no campo em análise.

Após ter-se ajustada a segunda versão heterogênea, partiu-se para diversas alternativas de extrapolação de produção. Foram comparados os resultados do caso básico, versão atual dos poços, com novas propostas de locação e diferentes opções de extensão de canhoneios, visando elevar a recuperação de óleo de um reservatório tão problemático.

**A GEOLOGICAL MODELLING FOR WATER
FLOW CHARACTERIZATION IN A
TURBIDITIC RESERVOIR**

(MASTER THESIS: Dec/93)

ANDRÉ LUIS MYNSSEN FERREIRA

Adviser: Armando Zaupa Remacre

Co-adviser: Paulo Tibana

*Instituto de Geociências - Curso de Geoengenharia de Reservatórios
Convênio UNICAMP/PETROBRÁS*

ABSTRACT

It's well know that oil reservoir, with strong water drive, shows high recovery efficiency, but when water-oil ratio production increases rapidly, the ultimate oil production decreases.

The main purpose of this research is to define a geological model for such an oil reservoir, in an appropriate scale, including heterogeneities, which explains the reservoir performance. Such a model should honor the observed high water-oil ratio, so that the fluid flow simulation should be able to identify the preferential ways by which water flows to the completed wells intervals.

The occurrence of some extensive impermeable shale beds, that are the major features of the model, are effective vertical barriers for fluid flow. A fence diagram is adequate for illustration of the physical model.

The flow simulation was performed defining the vertical limits of the layer adjusted with this shale beds. Three different versions of simulation was developed: one homogeneous and two heterogeneous. In the first heterogeneous version, porosity has changed cell to cell, although the permeability has had a bimodal distribution, by layer, according to the major percentage of litofacies in the cell. In the second version, both properties change cell to cell. Another method was developed to estimate and correlate porosity with permeability in the field in analysis.

After had been fitted the second heterogeneous version, different alternatives of production extrapolation were done. The results of the basic case were compared with new propose locations and different new options of completed intervals, looking for improving the oil recovery, in such a problematic reservoir.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	i
AGRADECIMENTOS	ii
RESUMO	iii
ABSTRACT	v
SUMÁRIO	vii
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xiv
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Dados gerais do campo	5
2 ASPECTOS GEOLÓGICOS	7
2.1 Generalidades	8
2.2 Litofácies	9
2.3 Modelo deposicional	14
2.4 Zoneamento dos reservatórios	16
2.5 Correlação rocha-perfil	18
2.6 Interpretação quantitativa de perfis	21
2.7 Análise petrofísica	22

2.8 Tipos e escalas de heterogeneidades	25
3 METODOLOGIA	34
3.1 Diagrama de cerca	35
3.2 Modelo físico	41
3.3 Estimativa dos parâmetros petrofísicos	50
3.3.1 Porosidade	50
3.3.2 Permeabilidade	51
4 ASPECTOS DE ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS	57
4.1 Revisão bibliográfica da digitação viscosa	57
4.2 Propriedade das rochas	65
4.2.1 Pressão capilar	66
4.2.2 Permeabilidade relativa	67
4.2.3 Compressibilidade da rocha	71
4.3 Propriedade dos fluidos de formação	71
4.3.1 Propriedades dos hidrocarbonetos	71
4.3.2 Propriedades da água	73
5 SIMULAÇÃO DE FLUXO	74
5.1 Generalidades	76
5.2 Versão homogênea	81
5.3 Versão heterogênea 1	86
5.4 Versão heterogênea 2	89
5.5 Determinação dos caminhos preferenciais da água	91
5.6 Extrapolação da produção	102
5.6.1 Generalidades	102
5.6.2 Caso básico	106
5.6.3 Alternativas para a zona de produção 2	107
5.6.4 Alternativas para a zona de produção 3	114
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	120

7 BIBLIOGRAFIA

126

8 ANEXOS

135

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 - Relacionamento esquemático entre as litofácies e resumo da interpretação ambiental	13
Figura 2.2 - Bloco diagrama esquemático dos ambientes deposicionais	15
Figura 2.3 - Correlação entre as litofácies e perfis radioativos	20
Figura 2.4 - Perfil típico da análise quantitativa	23
Figura 2.5 - Histogramas de porosidade e permeabilidade da litofácies Am	26
Figura 2.6 - Histogramas de porosidade e permeabilidade da litofácies AC	27
Figura 2.7 - Classificação de heterogeneidades segundo Weber	32
Figura 3.1 - Mapa base rotacionado da área	37
Figura 3.2 - Diagrama de cerca	40
Figura 3.3 - Mapa do topo do reservatório 2 (camada 1)	43

Figura 3.4 - Mapa de espessura porosa do reservatório 2	46
Figura 3.5 - Mapa da base do reservatório 2	46
Figura 3.6 - Mapa de espessura do folhelho A	47
Figura 3.7 - Mapa do topo da camada 2	47
Figura 3.8 - Gráfico de K x PHI de todos os dados por litofácies	52
Figura 3.9 - Gráfico de logK x PHI dos dados trabalhados por litofácies	55
Figura 4.1 - Seção vertical de um deslocamento imiscível	60
Figura 4.2 - Desenho esquemático de uma célula Hele-Shaw	61
Figura 4.3 - Curva de pressão capilar média da zona 2	68
Figura 4.4 - Curva de pressão capilar média da zona 3	68
Figura 4.5 - Curva média de permeabilidade relativa da zona 2	70
Figura 4.6 - Curva média de permeabilidade relativa da zona 3	70
Figura 5.1 - Malha de células amalgamadas entre as camadas 1-2 e 2-3	78
Figura 5.2 - Malha de células amalgamadas entre as camadas 3-4 e 4-5	79
Figura 5.3 - Curva de proporção de litofácies (% x m)	84
Figura 5.4 - Comparação entre o corte de água global obtido na primeira e na última rodada da versão homogênea	87

Figura 5.5 - Comparação entre o corte de água global obtido na primeira e na última rodada da versão heterogênea 1	90
Figura 5.6 - Gráficos de pressão na fase óleo x tempo e vazão de óleo x tempo da versão heterogênea 2	92
Figura 5.7 - Ajuste global do corte de água	93
Figura 5.8 - Ajuste do corte de água dos poços 4, 6, 14 e 22	94
Figura 5.9 - Ajuste do corte de água dos poços 23, 24, 7 e 8	95
Figura 5.10 - Ajuste do corte de água dos poços 10, 17, 25 e 26	96
Figura 5.11 - Ausência de ajuste nos poços 11 e 19	97
Figura 5.12 - Mapas de saturação de água por camada de simulação, após 1 semestre de produção (junho/90)	98
Figura 5.13 - Mapas de saturação de água por camada de simulação, após 1 ano de produção (dezembro/90)	100
Figura 5.14 - Mapas de saturação de água por camada de simulação, após 2 anos de produção (dezembro/91)	101
Figura 5.15 - Mapas de saturação de água por camada de simulação, após 3 anos de produção (dezembro/92)	103
Figura 5.16 - Mapas de saturação de água por camada de simulação, após 9 semestres de produção (junho/93)	104
Figura 5.17 - Extrapolação da pressão e do corte de água do caso básico	108

Figura 5.18 - Extrapolação do corte de água dos poços 4, 6, 7 e 8	109
Figura 5.19 - Extrapolação do corte de água dos poços 10, 11, 14 e 19	110
Figura 5.20 - Extrapolação do corte de água dos poços 22, 24, 25 e 26	111
Figura 5.21 - Comparação entre as produções de óleo e água dos poços direcional (D) e horizontal (H) propostos	114
Figura 5.22 - Comparação entre as alternativas de extrapolação nos poços 17 e 19	116
Figura 5.23 - Comparação entre as alternativas de extrapolação nos poços 6 e 25	117
Figura 5.24 - Comparação entre as produções acumuladas de cada alternativa de extrapolação	119
Figura 8.1 - Mapa de localização das seções geológicas	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Porosidade e permeabilidade médias por litofácies	25
Tabela 3.1 - Espessura dos corpos pelíticos mapeados	38
Tabela 4.1 - Percentagem de ocorrência de litofácies por zona	67
Tabela 4.2 - Dados da amostragem da análise PVT	72
Tabela 4.3 - Análise PVT - liberação flash	72
Tabela 5.1 - Comparação entre as alternativas de extrapolação	118

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Uma das principais metas da indústria do petróleo é a otimização da produção, que pode ser obtida através do aumento da recuperação de óleo de suas jazidas. Por vezes ocorrem fenômenos na natureza que dificultam tal intento. É comum sob certas condições em reservatórios - cujo o influxo de água é o principal mecanismo de produção - o crescimento exageradamente rápido da razão água-óleo (RAO), com a conseqüente redução da produção líquida de óleo.

A produção de água além de reduzir a recuperação como um todo, causa diversos problemas operacionais, como a sua separação do óleo e seu posterior descarte. Tal descarte deve merecer especial atenção, uma vez que a água produzida agride o meio-ambiente. Desta feita é necessária a instalação de equipamentos de maior porte para o seu tratamento, em espaço físico, nem sempre disponível, como

no caso das plataformas marítimas. A redução da vida útil dos equipamentos de superfície devido à corrosividade da água também deve ser adicionada aos problemas acima levantados (Nácul, 1986).

A problemática abordada neste trabalho diz respeito a produção exagerada de água, oriunda de avanços preferenciais, que dificultam a elaboração de um modelo simplista de simulação numérica de fluxo, podendo levar a ajustes não muito realísticos e, por vezes, até incoerentes com um modelo físico factível.

Foi escolhido para este estudo um reservatório que apresenta exatamente este tipo de problemática, ou seja, produz a partir do influxo de um aquífero que tem aproximadamente nove vezes o volume de óleo in place. Em diversos poços, houve produção prematura de água, e atualmente o volume drenado é bastante significativo. Após quase cinco anos de produção, dos 2.800 m³/d de líquidos produzidos, 1.300 m³/d são de água, o que representa cerca de 46% de BSW.

Para compreender o modelo dinâmico do reservatório, faz-se necessário definir o modelo deposicional e suas fácies correlatas, já que cada fácies pode estar relacionada a um tipo de heterogeneidade, que leva a uma determinada faixa de permeabilidade, mais propícia ou não ao avanço de água.

Um dos objetivos da dissertação é promover uma modelagem geológica que seja capaz de conjugar heterogeneidades, de diversas escalas, inerentes ao

reservatório, de modo a estabelecer um modelo coerente com a elevada produção de água observada no campo.

Além disso, pretende-se estudar a atuação do aquífero e investigar os caminhos preferenciais, que levam a água até os intervalos canhoneados, de forma a facilitar o processo de drenagem final, a ser sugerido. Serão apresentadas diversas alternativas, passando por simples extensões de canhoneios até a proposta de uma nova locação.

Para elaborar a modelagem geológica foi feita uma revisão dos principais trabalhos existentes sobre o campo, indo desde o reconhecimento das diversas litofácies, passando pelo estudo do modelo deposicional, zoneamento dos reservatórios, correlação rocha-perfil, interpretação quantitativa de perfis, e análise petrofísica. Todos estes aspectos são apresentados no capítulo 2, a exemplo dos tipos e escalas de heterogeneidade, que comumente ocorrem em reservatórios de petróleo, e que são de fundamental importância na modelagem proposta neste trabalho.

O capítulo 3 explica toda a metodologia usada para estabelecer o modelo físico pretendido, da mesma forma que as estimativas realizadas para a obtenção do par porosidade-permeabilidade, discretizados para todo o campo.

De forma a tentar validar o modelo elaborado e entender a atuação do

aquífero, aplicou-se esse modelo em uma simulação de fluxo. Para isso foi necessário a coleta de dados sobre os fluidos presentes no reservatório, bem como analisar os principais parâmetros de engenharia de reservatório, que seriam posteriormente utilizados na simulação. O capítulo 4 versa sobre este assunto, fazendo ainda uma breve revisão teórica sobre os fenômenos de digitação viscosa.

O capítulo 5 mostra a simulação de fluxo realizada para aferir o modelo físico idealizado e investigar os avanços da água no campo. A simulação não tinha como objetivo ajustar a performance do campo, embora esse ajuste fosse sempre desejável e até obtido. Após a montagem do modelo numérico, optou-se por desenvolver três diferentes versões de simulação: uma homogênea, na qual o par porosidade-permeabilidade é constante por camada de simulação, e duas heterogêneas. Na primeira delas a porosidade varia a cada célula e existe uma distribuição bimodal da permeabilidade por camada, de acordo com a litofácies predominante na célula simulada. Na segunda heterogênea, as duas propriedades em questão variam de célula a célula, tendo sua origem a partir da estimativa realizada no capítulo 3.

Utilizando um simulador **Black-Oil**, com aquífero analítico, foi possível investigar as direções preferenciais de avanço da água, através da análise dos mapas de saturação de água obtidos em diferentes épocas da vida produtora da jazida.

Uma vez que os resultados do ajuste do histórico de produção da versão

heterogênea 2 foram satisfatórios, partiu-se para diversas alternativas de extrapolação de produção. Foram comparados os resultados do caso básico, versão atual dos poços, com novas propostas de locação e diferentes opções de extensão de canhoneios, visando elevar a recuperação de óleo de um reservatório tão problemático.

Espera-se que as conclusões do capítulo 6 possam ser generalizadas e que a metodologia possa ser empregada com sucesso em outros campos similares. Buscou-se nesta dissertação uma maior integração entre os dados normalmente trabalhados pelos geólogos, com aqueles trabalhados pelos engenheiros de reservatório, visando um maior entendimento do comportamento de produção de um reservatório real, dentro do espírito da geo-engenharia, que rege este curso de mestrado.

1.1 - Dados Gerais do Campo

A acumulação selecionada para este estudo localiza-se em uma bacia do tipo rift da margem continental brasileira, em lâmina d'água de cerca de 100m, com uma área de 10 Km² e coluna de óleo de 89m. Nela, foram perfurados trinta poços, dos quais vinte e um são produtores para uma plataforma fixa integrante de um sistema definitivo de produção, posicionado na porção centro-norte da jazida.

O óleo apresenta densidade média de 22° API, viscosidade relativamente elevada, de 7 cp na pressão original, enquanto a da água é de apenas 0,3 cp, o que acarreta uma mobilidade favorável à água. A razão de mobilidade calculada para o reservatório é de cerca de 6,10, o que propicia o avanço da água na zona de óleo. As forças gravitacionais que atuam no sentido de manter estável o contato óleo/água são, então, neste caso, suplantadas pelas forças viscosas.

O volume de óleo in place do campo é estimado em $34,0 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ STD}$, dos quais $11,3 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ STD}$ são considerados recuperáveis, levando a um fator de recuperação de 33,2% (Moreira^{RIE1}, 1987). As características particulares do óleo, tais como a baixa pressão de saturação de 75 Kgf/cm^2 e razão de solubilidade de $33 \text{ m}^3/\text{m}^3$, inviabilizaram o sistema antecipado de produção, pois iriam necessitar de elevação artificial relativamente cedo. O bombeio centrífugo submerso foi o método de elevação adotado, sendo que cada poço foi completado em apenas uma zona de produção.

¹ RIE nomenclatura utilizada na dissertação para identificar os Relatórios Internos da Empresa (Petrobrás).

CAPÍTULO 2

ASPECTOS GEOLÓGICOS

Este capítulo pretende reunir todas as informações geológicas necessárias para o desenvolvimento da modelagem e caracterização do reservatório. O primeiro tópico é sobre o estudo faciológico desenvolvido por Becker e colaboradores, em 1989, no Centro de Pesquisa da Petrobrás.

Em seguida são discutidos os principais aspectos do modelo deposicional preconizado para este tipo de acumulação na bacia estudada. Apresenta-se as diversas seções geológicas que serviram de base para a ratificação do zoneamento dos reservatórios. Na seqüência, discute-se a correlação rocha-perfil realizada e parte do estudo de perfis feito pelo geólogo Paulo Ávila (1993). Por fim, discorre-se brevemente sobre as escalas e tipos de heterogeneidades de forma que se possa posicionar o estudo.

2.1 - Generalidades

O reservatório é composto essencialmente por sedimentos arenoconglomeráticos, que foram depositados por um sistema turbidítico de canais e diques marginais sobrepostos a depósitos de lobos canalizados (Stank et alii^{RIE}, 1988), de idade variando desde o Turoniano médio até o Santoniano (Shimabukuro, S.^{RIE}, 1987) em um depocentro alongado de noroeste para sudeste, com aproximadamente cinco quilômetros de largura.

Segundo Figueiredo & Mohrick (1984) a origem da calha deposicional está relacionada à tectônica salífera, que construiu paleoaltos adjacentes a acumulação a nordeste e a sudoeste.

Estes evaporitos recobrem os sedimentos flúvio-lacustres, depositados no Cretáceo Inferior, que se localizam na base da seqüência estratigráfica da bacia. Durante o Cretáceo Médio depositaram-se sedimentos marinhos, com predomínio de carbonatos de plataforma, ocorrendo também margas e folhelhos hemipelágicos. Ao final da deposição houve intensa movimentação tectônica com erosão e formação de calhas profundas. Ao efeito da erosão somou-se o da movimentação salina causada pelo peso dos sedimentos, resultando em uma superfície bastante irregular sobre a qual se encaixaram os turbiditos reservatório.

Foi ainda a movimentação salífera a principal responsável pela formação da

trapa, predominantemente de natureza estrutural, de forma dômica alongada no sentido deposicional.

2.2 - Litofácies

O reservatório foi submetido a uma análise faciológica, que seguiu os conceitos preconizados por Selley (1970) e confirmados por Mendes (1984), ou seja, foram considerados conjuntamente as litologias, estruturas sedimentares, padrões de paleocorrentes, granulometria e conteúdo fossilífero na sua determinação. A importância desta descrição reside no fato que as litofácies, como um todo, são um produto dos processos deposicionais, estando assim diretamente ligadas às heterogeneidades do reservatório, que por sua vez determinam as barreiras e os caminhos preferenciais para o fluxo dos fluidos no mesmo.

A descrição dos testemunhos cortados no campo permitiram a Becker et alii^{RIE} (1989) identificar seis litofácies, que são caracterizadas a seguir.

a) Litofácies conglomerado arenoso (Ca): formada por grânulos e pequenos seixos dispersos em matriz arenosa de granulometria média a grossa, com grau de seleção bastante baixo. A gradação normal e o caráter maciço são suas principais estruturas sedimentares. A rocha é semi-friável, exceto nas porções onde existe forte cimentação calcífera.

b) Litofácies arenito conglomerático (Ac): caracterizada por arenitos de granulometria média a grossa com muitos grânulos e secundariamente seixos dispersos, a seleção é pobre. A rocha é maciça e também apresenta gradação normal, estando os clastos maiores e mais abundantes na base das camadas, que passam gradativamente para a litofácies Ca. É friável na maioria das vezes, a exceção se dá devido a cimentação calcífera, que ocorre preferencialmente quando o reservatório está em contato com sedimentos pelíticos. Cimentação silicosa pode ocorrer na porção superior do reservatório, em camadas com espessuras sempre inferiores a um metro.

c) Litofácies arenito maciço (Am): é de granulometria predominantemente média à fina, variando entretanto de grossa até muito fina. Apesar da variação granulométrica a seleção é moderada, podendo localmente ser boa. A rocha é maciça na maioria das vezes e ocasionalmente mostra feições de escape de fluidos. Apresenta gradação normal, contudo nas granulometrias finas pode ocorrer laminação plano-paralela. Estes arenitos são menos friáveis, por serem mais cimentados, que as rochas das litofácies Ca e Ac.

d) Litofácies interlaminado (I): inclui as rochas não-reservatório que ocorrem intercaladas com arenitos na porção superior de cada ciclo turbidítico no reservatório. É composta por alternância de camadas e lentes de arenito muito fino, siltito, folhelho, marga e até calcilutito. As espessuras variam de milimétricas a centimétricas, sendo que a passagem entre elas pode ser brusca ou gradacional. A

estrutura sedimentar sindeposicional mais expressiva é a laminação plano paralela. Secundariamente existem bioturbações em folhelhos. Nos casos em que a porção pelítica que encerra um ciclo de deposição é preservada, observam-se feições de deformação plástica.

e) Litofácies arenito estratificado (Ae): é pouco freqüente nos testemunhos e ocorre associada a litofácies I. Apesar de ser arenito fino a muito fino, esta litofácies é desprovida de óleo devido a cimentação calcífera total, causada pela proximidade dos pelitos. Apresentam gradação normal, podendo gradar a siltito. A laminação plano-paralela e a estratificação cruzada de pequeno porte são as estruturas de maior freqüência. Algumas vezes, as rochas apresentam texturas e estruturas descritas para os turbiditos clássicos: T_{bcde} , T_{cde} e T_{cd} .

f) Litofácies arenito argiloso deformado (D): assim como a litofácies anterior, esta é também pouco freqüente nos testemunhos descritos. São rochas sem estruturas primárias bem definidas, decorrentes da homogeneização dos sedimentos por escorregamentos e bioturbação, que varia desde total até camadas com intercalações centimétricas de arenito muito fino com siltitos arenosos e folhelhos calcíferos, com intensa deformação plástica.

Constituem fácies-reservatório as litofácies conglomerado arenoso (Ca), arenito conglomerático (Ac) e arenito maciço (Am), que formam camadas cíclicas granodecrescentes para o topo, passando gradacionalmente da litofácies Ca para a

Am. As camadas possuem base erosiva e apresentam-se mais grosseiras e com maiores espessuras nas porções mediana e basal do reservatório, ocorrendo unidades de até 12m.

Barros^{RIE} et alii (1987) identificaram três zonas de produção no reservatório. As duas basais são compostas por um sistema de lobos construídos por canais e têm geometria tabular, Bruhn & Moraes (1988). Estes lobos amalgamados são equivalentes as zonas de produção 2 e 3, intermediária e basal respectivamente. As zonas são separadas por um expressivo corpo pelítico, que denota uma longa parada na deposição dos turbiditos. Na porção centro-sul do campo existe uma área em que o evento turbidítico superimposto da zona 2 erodiu parte de tal corpo, permitindo uma franca comunicação entre as zonas de produção 2 e 3.

Na porção superior do reservatório, zona de produção 1, os ciclos são menos expressivos e há diminuição da granulometria dos estratos arenosos, desaparecendo a litofácies Ca e predominando a Am. No topo desta zona, ocorrem diversas lentes arenosas de difícil correlação, intercaladas com fácies não-reservatório Ae, I e D. O modelo deposicional desta zona corresponde a um complexo turbidítico de canais e diques marginais (Bruhn & Moraes, *op. cit.*).

A figura 2.1 mostra esquematicamente a relação das litofácies e um resumo da interpretação ambiental do reservatório. Nota-se que as litofácies Ae e D são exclusivas da zona 1, a primeira é interpretada como depósitos de extravasamento

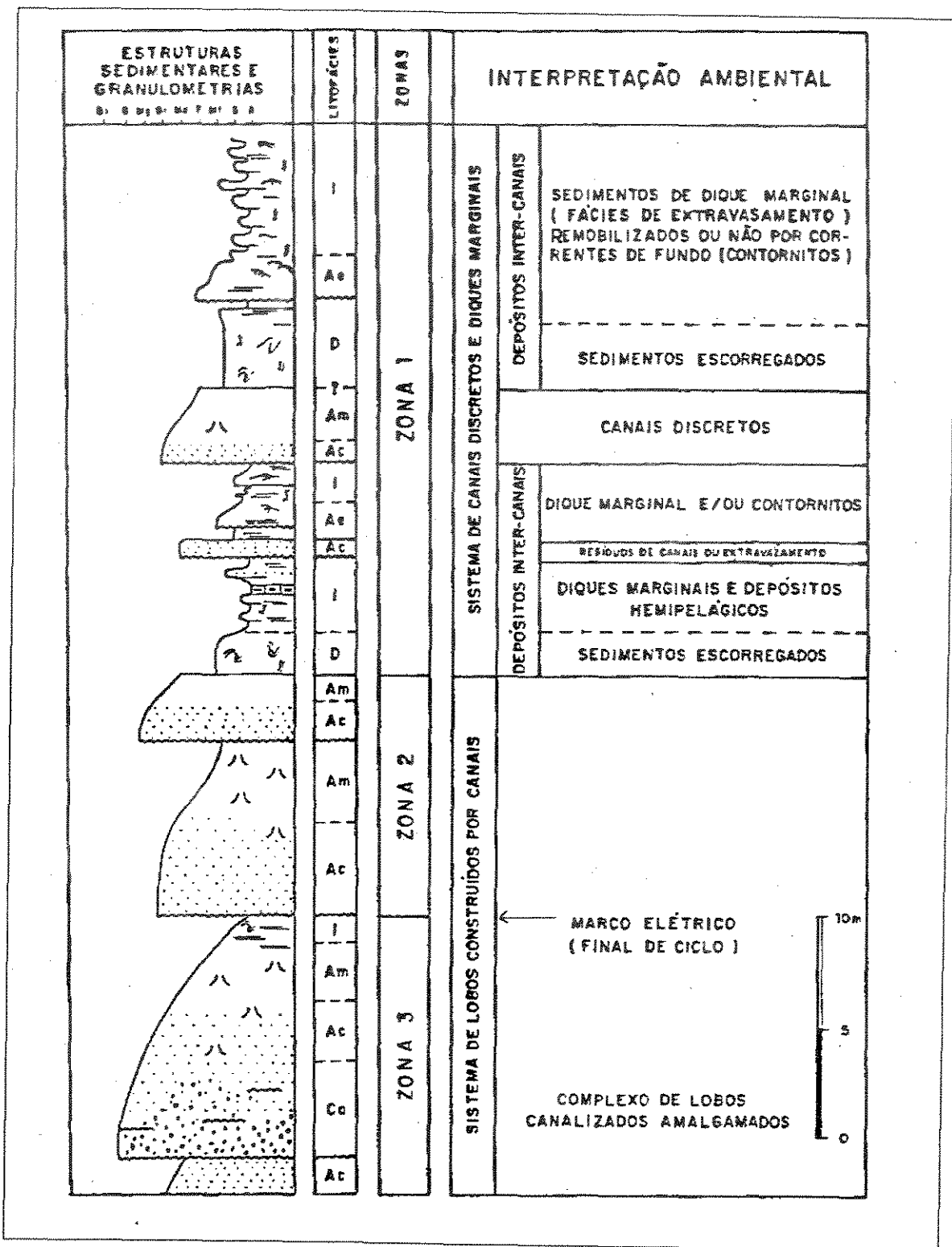


Figura 2.1 - Relacionamento esquemático entre as litofácies e resumo da interpretação ambiental (Apud Becker et alii^{RIE}, 1989).

de canais e a litofácies D considerada como um depósito resultante de instabilidades gravitacionais em declives, feição morfológica de diques marginais.

Nos estudos estatísticos do comportamento da rocha-reservatório, bem como no prosseguimento deste trabalho, foram agrupadas em uma única litofácies os arenitos conglomeráticos (Ac) e os conglomerados arenosos (Ca), uma vez que os últimos não têm condições de serem submetidos a ensaios petrofísicos, devido a seu forte caráter friável, além do fato de somente terem sido amostrados no poço 4, o que tornou precária a sua caracterização nos perfis. Doravante, quando se fizer menção a litofácies Ac, fica subentendido que os conglomerados do sistema estão nela inclusos.

2.3 - Modelo Depositional

A figura 2.2 é um bloco diagrama esquemático dos ambientes deposicionais das diferentes zonas do reservatório em estudo. No complexo turbidítico de lobos canalizados existe um maior volume de rochas reservatório, os corpos pelíticos de margas e folhelhos representam paradas na sedimentação grosseira claramente evidenciadas pelas bioturbações descritas nos pelitos e constituem-se em barreiras efetivas ao fluxo vertical dos fluidos. O hiato mais significativo ocorreu entre a deposição das zonas 1 e 2.

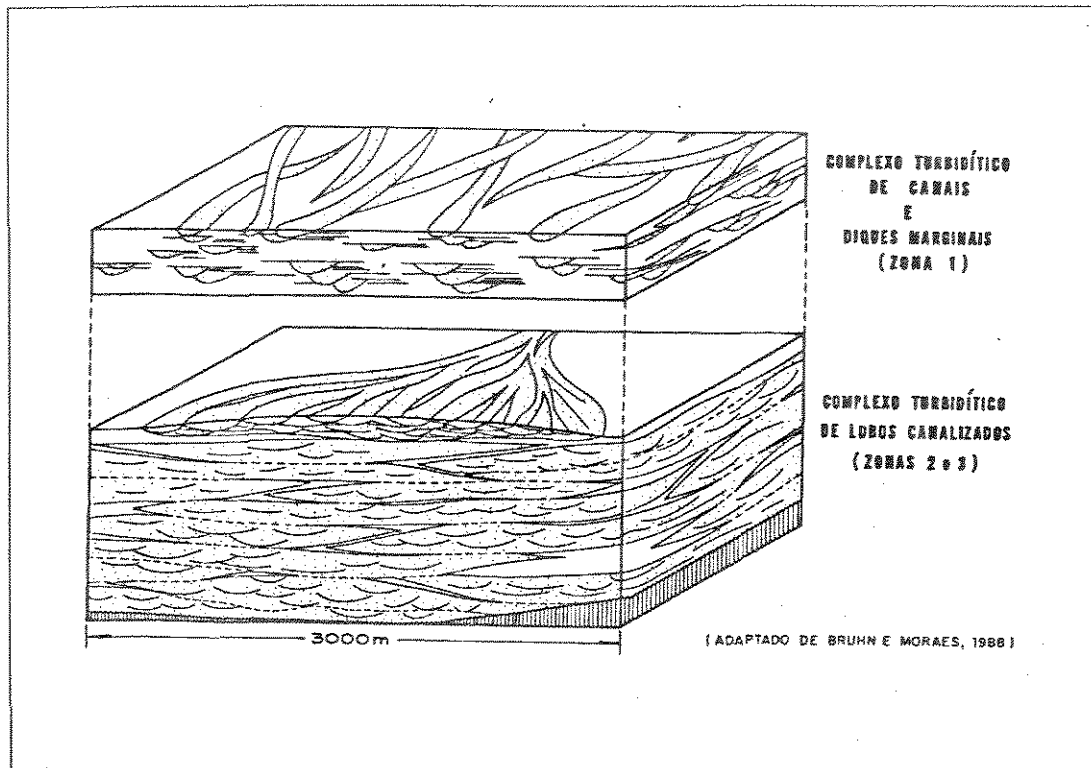


Figura 2.2 - Bloco diagrama esquemático dos ambientes deposicionais (Apud Becker et alii^{RIE}, 1989).

A distribuição dos canais, a abundância das rochas não-reservatório e a difícil correlação entre os corpos estreitos e alongados, gerados pelo preenchimento de canais sinuosos e assimétricos da zona 1, também são ilustrado na figura 2.2.

Os lobos canalizados, zonas 2 e 3, depositam-se , segundo Bruhn & Moraes (op. cit.), quando as correntes de turbidez, relativamente mais carregadas de sedimentos grosseiros, granulometria maior ou igual a areia média, atingem áreas com declividades inferiores a um grau. O fluxo nestas condições tende a desacelerar

e distribuir-se segundo canais rasos e efêmeros. A contínua migração dos canais constrói os extensos depósitos tabulares, com ampla extensão areal, podendo ser facilmente correlacionados por quilômetros, vide as seções geológicas do anexo 1.

As espessuras destas camadas variam bastante, podendo atingir facilmente 20 metros. Essas camadas mais espessas são formadas por várias unidades deposicionais centimétricas, que se amalgamam, sendo limitadas por superfícies erosionais. Gradações normais são comuns, embora a porção superior de cada ciclo seja, em geral, removida pela implantação de outro.

Diferencia-se facilmente os depósitos de lobos canalizados dos complexos de canais, pela baixa concentração de intraclastos argilosos e pelo pobre desenvolvimento de depósitos de extravasamento nos lobos.

2.4 - Zoneamento dos Reservatórios

Com a finalidade de compreender a distribuição espacial e o arcabouço estrutural do reservatório, ou seja, sua macro-geometria foram confeccionadas diversas seções geológicas, anexo 1. Elas permitem montar o modelo básico de correlação, geometria e comunicação entre os reservatórios.

Para fins operacionais, o reservatório foi subdividido em três zonas. A

superior, zona 1, é caracterizada pelos depósitos de canais e diques marginais, predominando amplamente a litofácies Am intercalada com a I. A correlação entre as camadas permo-porosas é fraca, o que se deve não só ao caráter lenticular destes intervalos, bem como a aleatoriedade da migração dos canais.

A zona 1 é separada da 2 através da deposição de sedimentos pelíticos. Não se conhece região de amalgamação entre elas, contudo ao se colocar a zona 1 em produção, a mesma foi encontrada depletada em 8 Kgf/cm² em relação a pressão original de 313 Kgf/cm². Nesta mesma ocasião, as outras duas zonas já tinham perdido cerca de 18 Kgf/cm² (Moreira, *op. cit.*).

A parte tabular do reservatório, resultante da amalgamação de lobos canalizados, é subdividida em duas zonas. A basal, zona 3, possui as maiores espessuras e o expressivo aquífero, estimado em nove vezes o volume de óleo in place. Compõe-se pela superposição de inúmeras camadas permo-porosas arenoconglomeráticas, que se intercalam com lentes, de rocha não reservatório descontínuas e aleatórias nos dois terços inferiores da zona, e contínuas e de fácil correlação areal no terço superior.

As seções geológicas estruturais ilustram muito bem o zoneamento. Nelas, podem ser visualizados os principais elementos de correlação lito-estratigráfica no intervalo em que se inserem os reservatórios produtores. A discordância ilustrada, junto ao topo nas seções é conhecida como discordância da base do Terciário. O

marco de perfil acima dos reservatórios é regional e se presta como datum na elaboração de seções estratigráficas. As discordâncias basais representam respectivamente a base da zona 3 e a mudança do regime de mar raso passando a profundo.

Separando a zona 3 da 2 ocorre outra expressiva camada pelítica, que corresponde a um excelente marco de perfil em todos os poços, constituindo-se em um evento determinístico. Esta camada contínua está preservada em grande parte do campo pelo evento deposicional superimposto, que deu origem a zona 2, exceto na porção centro-sul da acumulação, onde as zonas estão em contato. A seção geológica I ilustra o ocorrido entre os poços 52 e 12, 12 e 10, 10 e 21 e 21 e 11.

A zona 2, intermediária, é um intervalo areno-conglomerático, geralmente formado por duas ou três camadas cíclicas de granodecrescência ascendente, e correlacionável por todo o campo. A presença de corpos pelíticos expressivos nesta zona é efêmera, sendo somente encontrados na área dos poços gêmeos 24 e 209, na porção central e no poço 26 a sudeste da acumulação.

2.5 - Correlação Rocha-Perfil

Foi elaborada uma correlação entre as litofácies descritas e o conjunto de perfis disponíveis no campo, com objetivo não só de identificar as feições de perfis

correspondentes às litologias, como também propiciar meios para mapear sua distribuição espacial no reservatório.

Procurou-se relações entre os perfis que permitissem discriminar as duas litofácies reservatório existentes. O perfil de densidade mostrou, segundo Becker et alii (op. cit.), ser o mais sensível as variações petrográficas, especialmente na distinção entre as rochas conglomeráticas, litofácies Ac, e arenosas, litofácies Am. Os arenitos maciços possuem as maiores porosidades e conseqüentemente menores densidades. Existe aumento de densidade, quando se passa de litofácies Am para a Ca, decorrente da diminuição do grau de seleção dos conglomerados, bem como devido ao aumento da ocorrência de granadas - grupo de silicatos cuja densidade varia de 3,5 a 4,3 g/cm³ - no sentido das fácies grosseiras.

A figura 2.3 mostra a correlação feita entre as litofácies reservatório, ilustrada com seus padrões de granulometria, textura e estruturas sedimentares, e os perfis raios gama (GR), densidade (FDC) e de nêutrons (CNL) no poço 4.

O valor da densidade (bulk density - RHOB) de 2,28 g/cm³ é o que melhor representa a separação entre as litofácies arenosas Am e conglomerática Ca. Porém, devido a gradação entre elas, este limite não é absoluto e representa, sim, a média de valores encontrados nas seções testemunhadas. Este é o critério utilizado neste trabalho para diferenciar as litofácies reservatório, uma vez que se dispõe de dados de densidade, a cada 20 centímetros, de todos os poços da jazida em estudo,

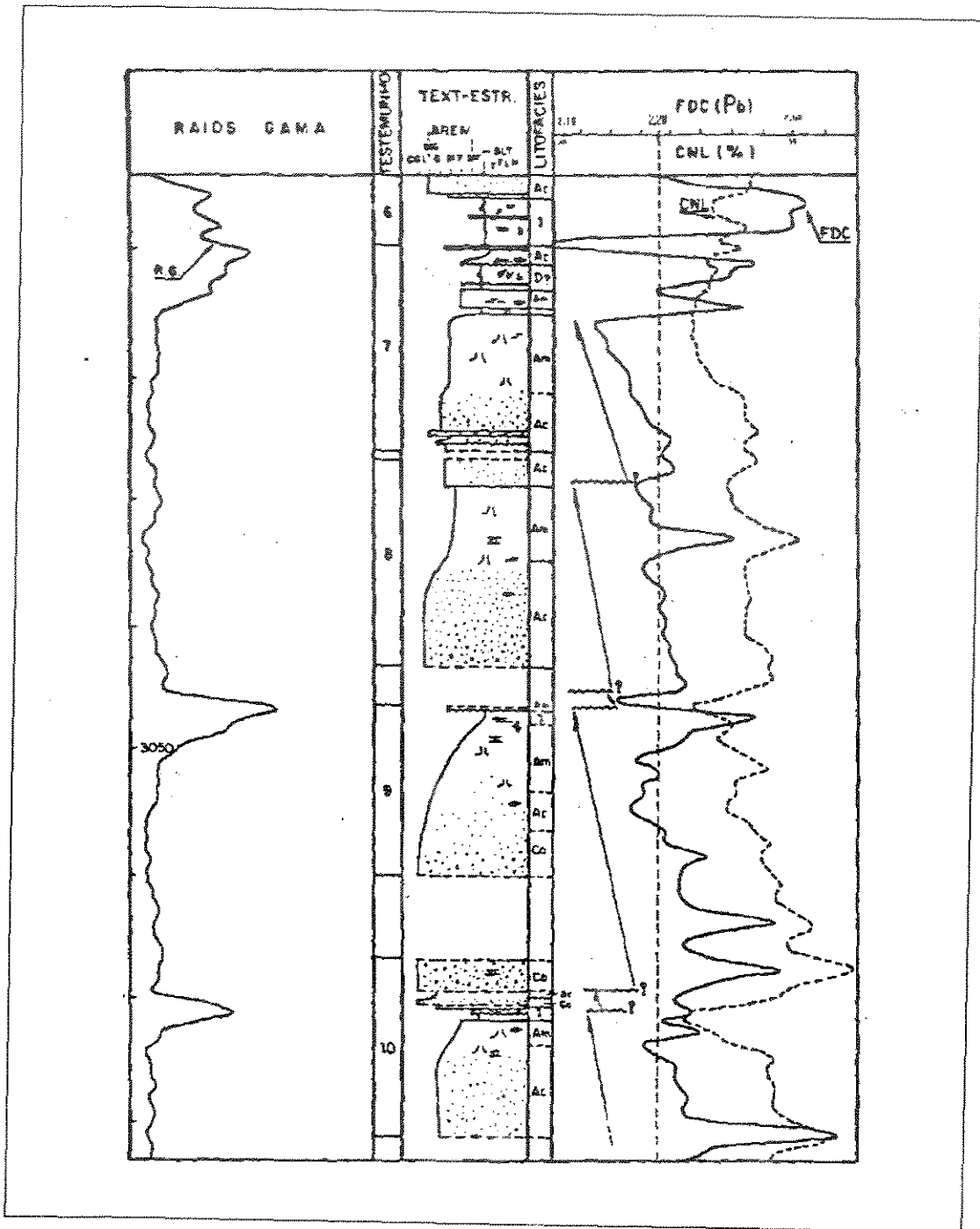


Figura 2.3 - Correlação entre as litofácies e perfis radioativos (Apud Becker et alii^{RIE}, 1989).

oriundos do estudo de perfis realizado.

2.6 - Interpretação Quantitativa de Perfis

Foi realizada uma interpretação quantitativa de perfis utilizando-se o programa "LOG-CALC versão II", tendo sido selecionada a equação de Waxman-Smits normalizada e o par mineral arenito-carbonato, conforme as características típicas constatadas em outros reservatórios cretácicos conhecidos da mesma bacia sedimentar em questão (Ávila, P. R.^{RIE}, 1993).

A porosidade efetiva foi calculada com base nos perfis densidade e de nêutrons e o volume de argila no perfil de raios gama. Nesta dissertação, utiliza-se diretamente os dados de porosidade efetiva, que por ser uma propriedade aditiva, sempre que necessário, é caracterizada por médias aritméticas.

Foram utilizados os seguintes dados básicos do campo para a confecção do estudo de perfis: resistividade da água de formação (R_w) de 0,070 ohm.m @ 75° F, correspondente a uma salinidade de 105.000 ppm de NaCl (TFR-01 do poço 52, intervalo 3087/3090m). Para os expoentes de cimentação, m , e de saturação, n , adotou-se o valor constante dois. O coeficiente de tortuosidade, a , adotado foi de 0,81. Este valor, segundo Ávila (*op. cit.*), foi escolhido por ter apresentado resultados de saturação de água, S_w , satisfatórios em relação aos valores de moda e média.

Os limites de corte utilizados para a identificação de um intervalo como

portador de óleo comercial foram os seguintes : 12% para a porosidade, 40% para o volume de argila e 80% para a saturação de água.

A figura 2.4 é um perfil 1:200 montado em função dos resultados do estudo de perfis. Constam na primeira pista os dados de volume de argila (VSH) e raios gama corrigido para efeitos ambientais (GRCO). Juntamente com a profundidade verticalizada (TVD) está a curva de bad-hole, indicando as porções do poço onde ocorreram desabamentos significativos. Na segunda pista foram representados a saturação de água e a porosidade efetiva. Os triângulos indicam ausência de óleo. As terceira e quarta pistas devem ser vistas em conjunto. Na terceira está representada a presença ou não de rocha-reservatório, identificando a litofácies presente, Ac ou Am, utilizando o critério de identificação a partir do valor da densidade corrigida, item 2.5. A última pista indica a litologia, separando as rochas não-reservatório em margas e folhelhos dos arenitos.

2.7 - Análise Petrofísica

A importância da análise petrofísica reside no fato de se encontrar relações entre as porosidades e permeabilidades, que possam ser extrapoladas por toda a área em estudo. Da amostragem disponível de quatro poços, só três possuem testemunhos nas zonas de produção estudadas, são eles os poços 4, 52 e 228.

Os poços testemunhados estão localizados preferencialmente no hemisfério norte do campo. No entanto, a similaridade dos índices de produtividade e permeabilidades obtidos dos testes de formação, assim como o modelo deposicional das zonas, sugerem a inexistência de acentuadas variações geográficas das propriedades petrofísicas ao longo do reservatório.

Foram selecionadas 42 amostras, sendo nessa etapa eliminadas somente aquelas que apresentavam baixíssimos valores de porosidade ou permeabilidade, devida a ocorrência de cimentação calcífera.

Os ensaios petrofísicos foram executadas em amostras das litofácies arenito maciço (Am) e arenito conglomerático (Ac), uma vez que, como já referido anteriormente, não há condições de análise das amostras da terceira litofácies reservatório, denominada de conglomerado arenoso (Ca). Calculou-se valores médios de permeabilidade e porosidade das litofácies conjuntamente, independente da zona em que foi retirada a amostra, em vista de pertencerem ao mesmo modelo deposicional.

A tabela 2.1, a seguir, apresenta valores das propriedades médias de cada grupo de rocha:

Tabela 2.1 - Porosidade e permeabilidade médias por litofácies

Litofácies	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)
Arenito maciço	23,8	478
Arenito conglomerático	20,5	900

Os histogramas elaborados aproximam-se de uma distribuição normal para a porosidade e da lognormal para a permeabilidade, figuras 2.5 e 2.6. Baseado nesta afirmação, adotou-se a média aritmética para as porosidades e a geométrica para as permeabilidades.

2.8 - Tipos e Escalas de Heterogeneidades

Heterogeneidade é o nome genérico dado a toda característica do reservatório que atua de alguma forma no sentido de dificultar o deslocamento dos fluidos, causando diminuição na recuperação final dos hidrocarbonetos. Todo reservatório possui inúmeras heterogeneidades, uma vez que é completamente impossível encontrar algum sem variações mineralógicas do grão do arcabouço que o compõe. Como também no tipo de poro e cimentação existente, nas estruturas sedimentares, unidades genéticas deposicionais encontradas e nas estruturas tectônicas observadas.

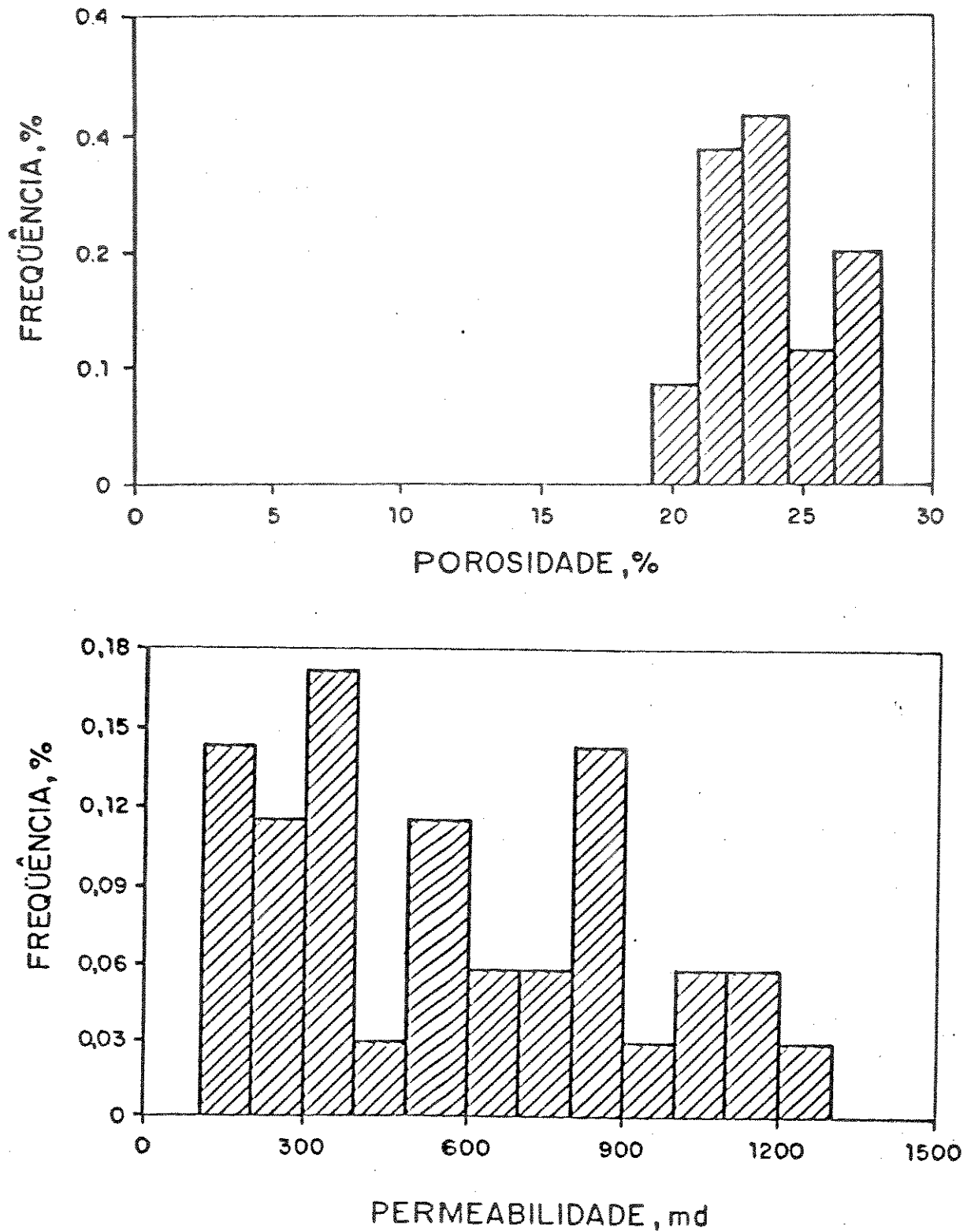


Figura 2.5 - Histogramas de porosidade e permeabilidade da litofácies Am

(Apud Becker et alii^{RIE}, 1989)

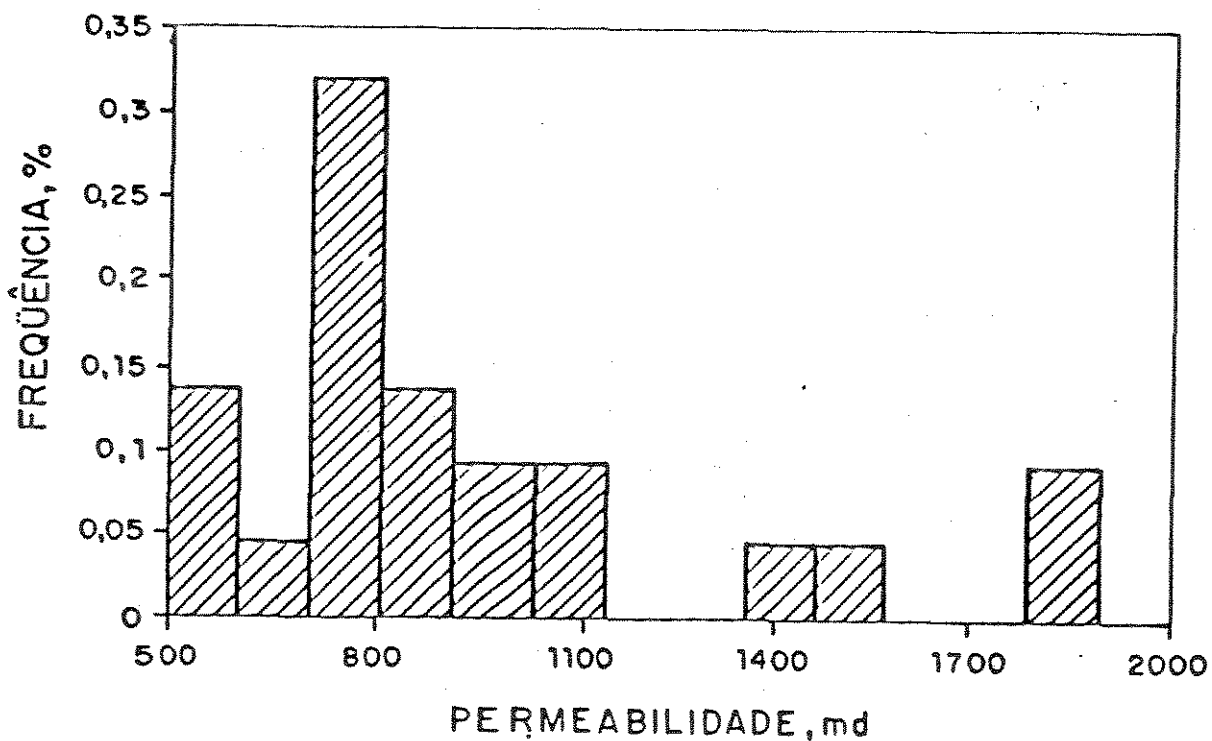
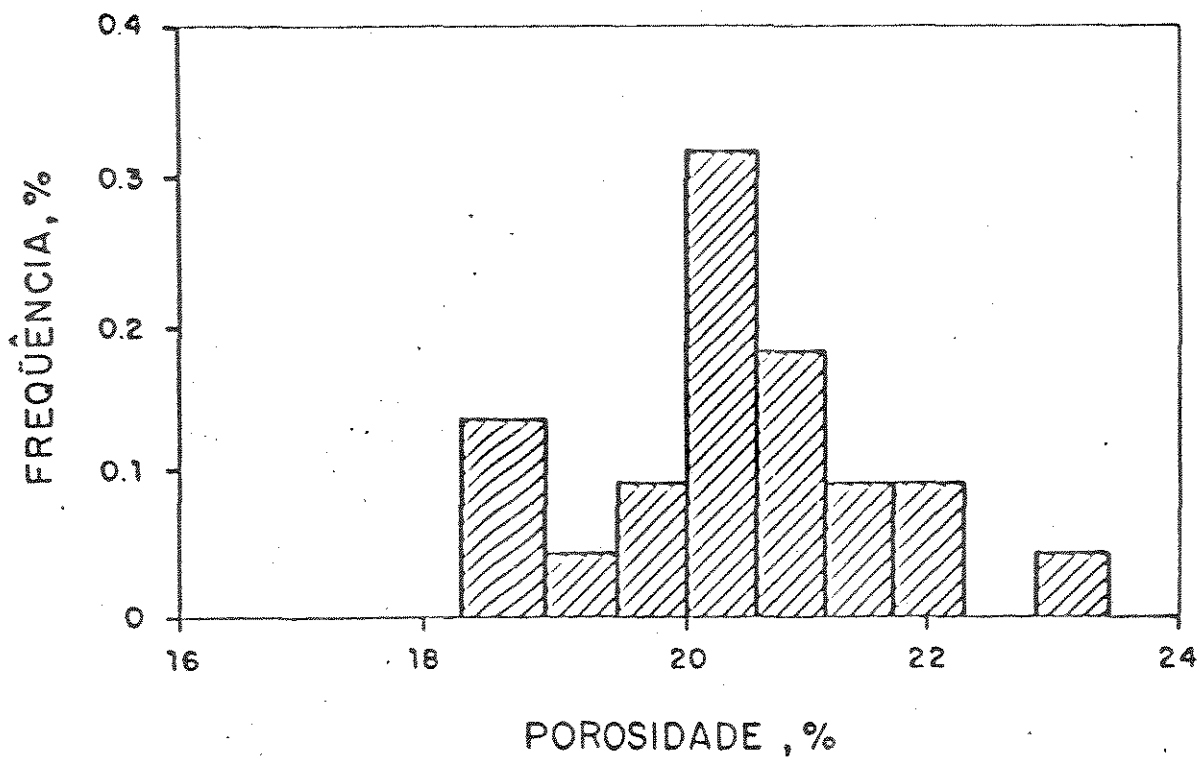


Figura 2.6 - Histogramas de porosidade e permeabilidade da litofácies Ac

(Apud Becker et alli^{RIE}, 1989)

Diversos são os autores que se dedicam a classificação das heterogeneidades. Alpay (1972) tentou uma abordagem prática para o problema, desenvolvendo uma classificação para sistemas costeiros. O artigo de Haldorsen & Lake (1984) mostra que a presença de folhelhos, sendo estes estocásticos ou determinísticos, é a heterogeneidade que talvez mais influencie o fluxo de petróleo em sua produção. Essa idéia será avaliada neste trabalho.

Haldorsen, In Lake & Carrol Jr (1986), elaborou uma classificação hierárquica das heterogeneidades, segundo a sua dimensão; esta classificação, por ser bem aceita, será apresentada adiante. O sistema de classificação de Weber (1986) leva em conta, por sua vez, a ordem de grandeza das heterogeneidades, ou seja, classifica desde aquelas de maior dimensão, que se manifesta na escala de campo, até a de menor escala, que ocorre no espaço poroso.

Lewis (1988) propôs uma classificação para quantificar as heterogeneidades tanto em afloramentos como em subsuperfície, baseando-se em uma análise realizada em areias carbonáticas. O autor, que começou o estudo no interior da partícula indo atingir até o nível da bacia, preconiza que cada ambiente sedimentar deva ter o seu próprio sistema de classificação.

Já Ebanks Jr (1987) mostra que estudos detalhados do Recente e de afloramentos e testemunhos de rocha reservatórios indicam claramente que a maioria de suas propriedades são resultado direto da variação de fácies, que por sua

vez é controlada pelos sistemas deposicionais e processos sedimentares associados a eles, pela subsequente história diagenética, pelo soterramento e deformação estrutural.

Estudos de afloramentos voltados para caracterizar as heterogeneidades de campos de petróleo têm sido feitos e incentivados. Pode-se citar os trabalhos de Ravenne et alii (1987) que estudaram depósitos flúvio-deltáicos, Bruhn & Moraes (1989) que analisaram afloramentos de turbiditos objetivando estudos de reservatórios. Becker et alii (1991) realizaram estudos de afloramentos com o mesmo fim e Beraldo (1992), em sua dissertação de mestrado, utilizou imagem de afloramento como base para a sua modelagem estocástica que visava caracterizar o comportamento de produção de um poço em reservatório similar ao do afloramento.

A classificação de Haldorsen (*op. cit.*) resumidamente é a seguinte: escala microscópica - é a escala de grãos do arcabouço e do espaço poroso entre eles ($<10^{-2}$ m); escala macroscópica - é aquela na qual a maioria das medidas de propriedades das rochas são feitas, é a escala de camadas individuais (entre $<10^{-2}$ e 1 m); escala megascópica - é a escala dos blocos usados na simulação e da ordem da distância entre os poços ($< 10^3$ m) e a escala gigascópica - que se confunde com a escala de um campo de petróleo ($> 10^3$ m).

Na escala microscópica são realizados estudos mineralógicos para

determinar a composição do arcabouço e dos cimentos. Através de lâminas delgadas pode-se chegar às seguintes informações que são importantes do ponto de vista do fluxo no meio poroso: distribuição, tamanho e arredondamento dos grãos, relação de tamanhos de poros e gargantas, número de coordenação¹ e a natureza da superfície de grão, esta última por afetar a molhabilidade. Nesta escala, o objetivo é chegar a um modelo que represente o espaço poroso das rochas, como uma rede tridimensional de gargantas e poros, necessária para o estudo unificado do fluxo, da estocagem e da deformação das propriedades das rochas.

Na escala macroscópica são feitas as medidas de propriedades em testemunhos. Elas fornecem uma "média" das heterogeneidades microscópicas. A análise macroscópica detalhada levanta dados a respeito da litologia, textura, estruturas sedimentares, grau de cimentação, argilosidade, além do tipo de indício de hidrocarboneto. Dos testemunhos foram coletadas amostras que permitiram uma série de análises de laboratório tais como determinação da permeabilidade horizontal e vertical, porosidade de laboratório, saturações, permeabilidade relativa, pressão capilar.

Na escala megascópica as heterogeneidades são estudadas basicamente através de perfis elétricos, sônicos e radioativos e pelos testes de formação. Os diferentes tipos de testes podem dar informações sobre a permeabilidade média,

¹ Número de poros conectados a uma garganta.

a ausência ou não de barreiras ao fluxo, distâncias das bordas do reservatório ou a falhas, raio de drenagem e pressões. Com o auxílio de traçadores, os testes podem prover importantes informações a cerca das heterogeneidades. Os dados de testes de formação e de produção foram integrados a interpretação geológica para a confecção das seções do Anexo 1.

Finalmente, na escala gigascópica as informações são obtidas pela combinação dos conhecimentos de todas escalas menores e de interpretações geológicas e geofísicas. O uso combinado destes estudos ajudará a identificar a geometria, limite e natureza do reservatório, canais preferenciais e barreiras para o fluxo, falhas e fraturas, características do ambiente deposicional e distribuição regional das litofácies. O resultado de estudos deste tipo serão mapas que irão auxiliar na seleção de limites naturais de blocos para simulação e propriedades de cada bloco.

A figura 2.7 sumariza os sete tipos de heterogeneidades da classificação de Weber (*op.cit.*), que segue uma determinada hierarquia. A heterogeneidade de primeira ordem se manifesta na escala de campo e é de natureza estrutural, originando-se em consequência da presença de falhas. As falhas afetam os reservatórios, ora formando barreiras que impedem, total ou parcialmente, o fluxo lateral dos fluidos, ora criando condições para a comunicação entre reservatórios distintos, através do contato lateral.

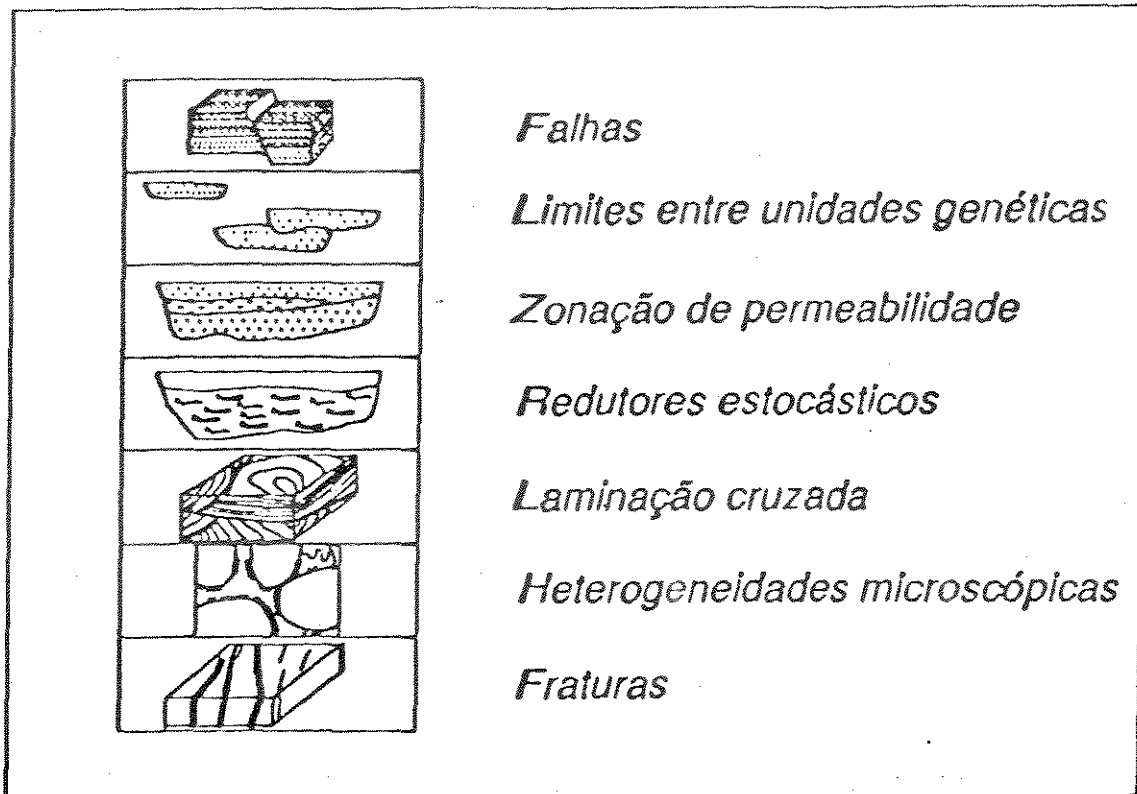


Figura 2.7 - Classificação de heterogeneidades segundo Weber (Apud Baldissera, 1992)

A heterogeneidade de segunda ordem resulta do tipo de interrelacionamento entre as unidades genéticas ou corpos porosos que compõe o reservatório, ligados ao modelo e ambientes deposicionais. A de terceira ordem diz respeito ao zoneamento de permeabilidades, isto é, a identificação de faixas de permeabilidades em meio a uma unidade genética.

Os folhelhos descontínuos, não correlacionáveis poço a poço, em geral pouco espessos e de caráter aleatório que ocorrem em uma mesma unidade

genética, pertencem a quarta ordem da classificação. Os pelitos afetam o fluxo vertical dos fluidos no reservatório, funcionando como redutores das permeabilidades verticais, sobretudo quando sua extensão lateral é superior ao espaçamento entre os poços.

As estratificações cruzadas e outras estruturas sedimentares são heterogeneidades de pequena dimensão que afetam tanto as permeabilidades horizontais como verticais. São ditas de quinta ordem, e mais fáceis de serem identificadas em afloramentos do que em testemunhos, daí o crescente número de trabalhos que tentam correlacioná-las a reservatórios semelhantes, como já citado.

Heterogeneidades microscópicas são aquelas que afetam a geometria do espaço poroso das rochas-reservatório, como também o tamanho e a seleção dos grãos, a presença de argilas e dos cimentos e o empacotamento. Esta sexta ordem está relacionada tanto à gênese como à história diagenética das rochas.

O último grau da classificação é de difícil quantificação, uma vez que as fraturas podem ter diferentes tamanhos e em geral seguem direções preferenciais de orientação. Podem ser constatadas através de testemunhos, perfis elétricos e sob certas condições em testes de produção.

CAPÍTULO 3

METODOLOGIA

O objetivo deste capítulo é descrever os procedimentos realizados com o intuito de modelar o reservatório, de forma que o modelo físico gerado por este método, quando aplicado em um simulador de fluxo, seja capaz de caracterizar os avanços de água existentes no campo.

Serão apresentadas as correlações espaciais interpretadas para toda a acumulação, através de um diagrama de cerca regional; em seguida, a metodologia desenvolvida para a montagem do modelo do reservatório e, finalmente, os procedimentos para obtenção das estimativas dos dados de porosidade e permeabilidade.

3.1 - Diagrama de Cerca

O diagrama de cerca é uma ferramenta muito útil e bastante utilizada para visualizar tridimensionalmente a geometria de um depósito. Consiste de inúmeras seções geológicas passando por todos os poços de um campo.

Uma vez que o fenômeno que se pretende analisar, após a modelagem geológica da acumulação, é o avanço de água a partir do aquífero em direção aos poços que produzem com elevado BSW, e este ocorre com maior intensidade e frequência nas zonas intermediária (2) e basal (3), relacionadas ao complexo de lobos canalizados, limita-se, neste trabalho, a análise somente destas duas zonas de produção.

A primeira etapa do trabalho foi o reconhecimento de que o reservatório está encaixado entre dois altos estruturais, gerados pela tectônica halocinética sindeposicional. Tendo-se ciência da direção preferencial dos lobos canalizados, evidenciados também pelos mapas de isópacas do reservatório (Barros et alii^{RIP}, 1982), procedeu-se uma rotação de toda a jazida, de forma a alinhá-la com o principal eixo de deposição dos turbiditos, colocando as maiores anisotropias na direção norte-sul (azimute 0°) e as menores na direção leste-oeste (azimute 90°). Isto implicou na rotação de 28°, no sentido horário de todo campo, em relação ao eixo x das coordenadas UTM originais.

A figura 3.1 é o mapa base já rotacionado da área a ser estudada. Possui 5.000 m de comprimento, na direção x carteziana e 3.750 m na direção y, englobando assim todas as porções do campo.

A segunda etapa do estudo foi a elaboração das seções geológicas, já discutidas no capítulo anterior. Através de sua análise percebeu-se que existem diversos folhelhos, facilmente identificáveis, em vista de suas assinaturas em perfil, como os que ocorrem no poço 209 e ilustrado na figura 3.1.

Os folhelhos utilizados na análise a seguir estão também identificados na figura 2.4. Pode-se constatar que o seu reconhecimento é bastante claro. A tabela 3.1 mostra a espessura de cada um destes corpos utilizados diretamente na modelagem, em relação ao total de vinte e nove poços disponíveis para o trabalho.

Foi elaborado, a princípio, um diagrama de cerca só para a porção sudeste da acumulação, região em que se concentram a maioria dos poços produtores e que apresentam alto BSW. O diagrama começa na base do folhelho que está presente em todo o campo separando as zonas de produção 1 e 2, ou seja, o diagrama começa no topo do reservatório 2. Foram utilizados todos os poços, independente de ser produtor na zona 1. O diagrama estende-se até atingir o contato óleo-água nos produtores ou até pouco abaixo do folhelho E, da figura 2.4, nos poços secos e subcomerciais. Neste primeiro estudo foram ainda plotados os canhoneios e os dois diferentes grupos de rochas-reservatório.

Figura 3.1 – Mapa base rotacionado da área

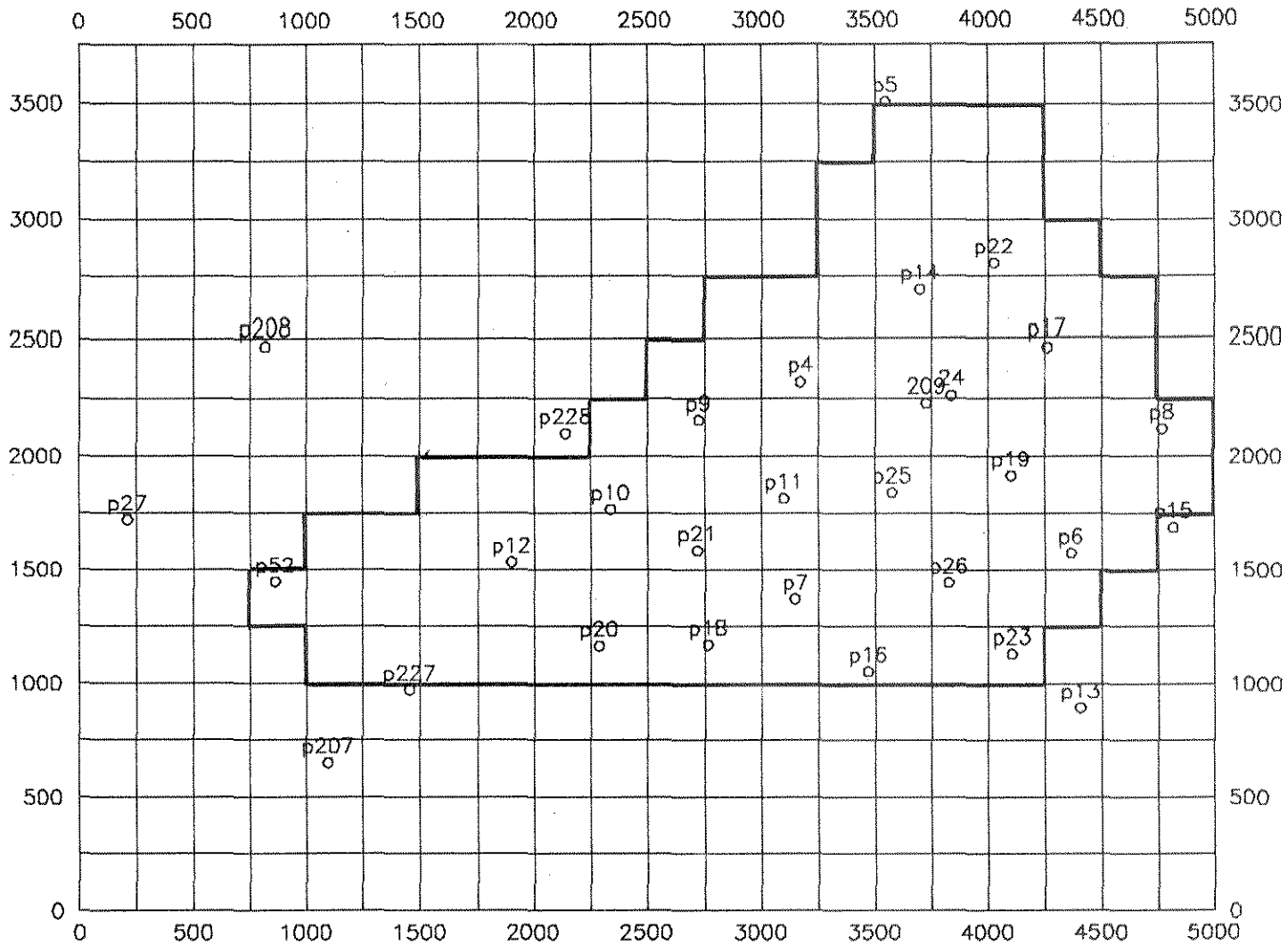


Tabela 3.1 - Espessura dos corpos peléticos mapeados

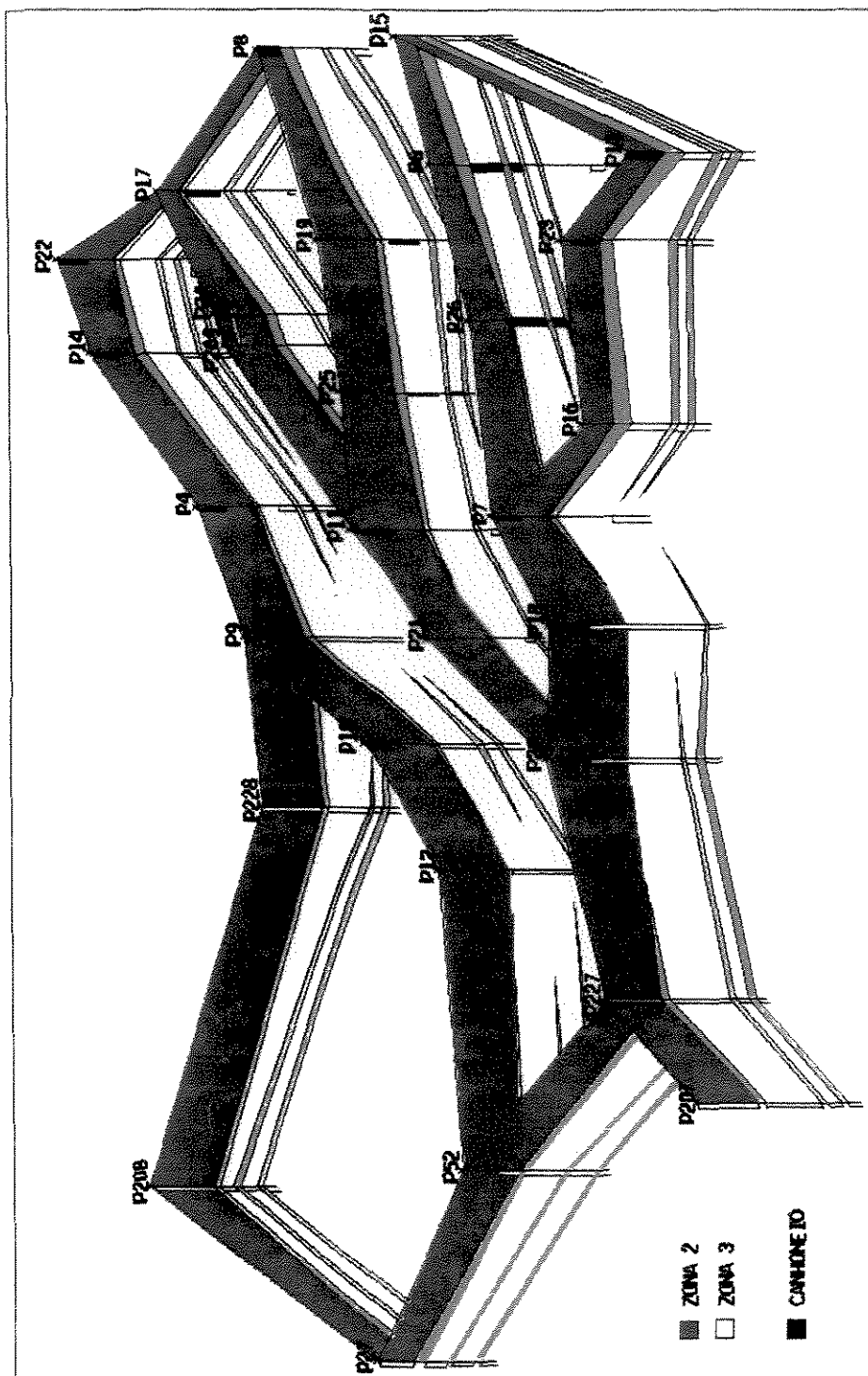
POÇO	A	B	C	D	E
4	1.0	1.0	0.5	0.0	1.5
6	4.0	1.5	1.0	1.0	0.0
7	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	4.0	1.5	1.5	1.0	1.0
9	2.5	0.0	0.0	0.0	1.0
10	1.0	1.5	1.0	1.0	0.0
11	1.5	1.5	0.0	0.0	2.5
12	0.0	0.0	0.5	0.0	1.0
13	6.0	2.5	2.0	>2.0	2.0
14	3.0	1.0	1.0	2.0	1.0
15	3.5	1.0	1.5	1.0	1.0
16	5.0	1.5	1.5	0.0	0.0
17	1.0	1.5	1.0	0.0	1.5
18	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0
19	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
20	0.0	1.5	2.0	0.0	0.0
21	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0
22	1.5	1.0	1.0	0.0	1.0
23	3.0	2.0	1.0	0.0	0.0
24	3.0	1.0	1.0	1.0	1.0
25	2.5	1.0	1.0	0.0	1.5
26	1.0	1.5	2.0	0.0	0.0
27	2.0	1.0	1.5	1.5	1.0
52	1.0	1.0	1.0	0.0	1.0
207	1.5	1.5	1.5	2.0	2.0
208	1.0	1.5	2.0	>2.0	2.0
209	3.0	1.0	1.0	1.5	2.0
227	2.0	1.5	2.0	0.0	0.0
228	1.5	1.0	1.0	2.0	2.0

Vislumbrou-se possíveis caminhos por onde a água migraria desde o aquífero de borda até atingir os canhoneios dos poços centrais, como o poço 24. Este poço apresenta alta produção de água mesmo estando canhoneado na porção mais superior da formação, teoricamente protegido do avanço da água por diversas camadas de pelitos que se interpõem ao contato óleo-água. Da mesma forma, pode-se inferir diversos outros caminhos para a água percorrer em direção aos outros poços da área.

Por outro lado, não se conseguiu encontrar uma relação entre as diferentes litofácies reservatório com a produção de água. Com este intuito, foram elaborados mapas de isópacas e de razão entre as litofácies, que não indicaram qualquer tipo de ligação direta com o fenômeno.

Após essa primeira abordagem, decidiu-se estender então o diagrama para todo o campo, figura 3.2. Neste diagrama não se representou as litofácies, pelo exposto acima, o que também descartou qualquer tipo de análise estocástica das litofácies para estudar o problema. Foram plotados todos os canhoneios e respectivas extensões já existentes. O diagrama começa no topo da zona 2 e termina pouco abaixo do contato óleo-água.

Na figura 3.2, visualiza-se a região de amalgamação entre as duas zonas e as possíveis regiões de pinch-out dos corpos pelíticos. Mais uma vez pode-se inferir diversos caminhos a serem percorridos pela água, não só verticalmente a partir do



aquífero, uma vez que na porção central do campo há ausência de barreiras ao fluxo vertical, assim como lateralmente, com o fluxo encaixado entre os corpos de folhelhos.

3.2 - Modelo Físico

De posse desta rede tridimensional, já preconizada por Sneider (1990), percebeu-se que a escolha do modelo físico para a simulação de fluxo não poderia ser outro senão aquele que acompanhasse a estratigrafia da deposição dos folhelhos e margas. Desta forma, o limite dos layers¹ deve ser coincidente com os das barreiras, uma vez que o posicionamento de tais barreiras na jazida proporciona caminhos notadamente preferenciais para o deslocamento da água, a partir do aquífero.

Assim, descartou-se completamente a hipótese de utilização de um modelo estrutural, que é aquele em que cada célula da mesma camada possui sempre os mesmos topo e base. Pode-se, então, fazer uma analogia com o datum de uma seção geológica estrutural, que é sempre o mesmo para cada poço.

A montagem do modelo físico foi uma etapa fundamental da tese. A

¹ Define-se como **layer** de simulação o intervalo estratigráfico, que a grosso modo pode representar uma unidade de fluxo. O termo será substituído neste trabalho por camada.

metodologia pretende facilitar o trabalho da simulação numérica, pois vai utilizar um modelo mais simples e que representa os aspectos mais importantes do processo físico. Além disso, vai também aplicar valores condizentes com os dados petrofísicos disponíveis para o campo. Isto porque a metodologia a ser descrita praticamente obriga que não existam rochas não-reservatório determinísticas, ou seja aquelas que estão presentes nos poços, cortando as células de simulação. Deste modo, a altura da célula é coincidente com o net-pay, salvo raras exceções, poços 24 , 26 e 209, que são tratados manualmente e considerados na fase de ajuste de histórico. A delgada intercalação pelítica que ocorre no poço 24 ganha importância pelo fato de separar intervalos canhoneados.

O primeiro passo da metodologia foi a elaboração do mapa do estrutural do topo poroso do reservatório 2. Este mapa passou a ser coincidente com o mapa de topo da camada 1 da simulação de fluxo, figura 3.3.

O folhelho A, primeiro corpo expressivo, ocorre em 25 dos 29 poços. Sua ausência em quatro poços centrais se traduz na região de amalgamação entre as zonas de produção. A existência dessas zonas será comum para todas as camadas, uma vez que nenhum corpo selante ocorre em todos os poços. Devido a este fato, é necessário inferir a posição dessas zonas para que a metodologia possa ter continuidade.

Para a determinação da provável posição estrutural da amalgamação nos

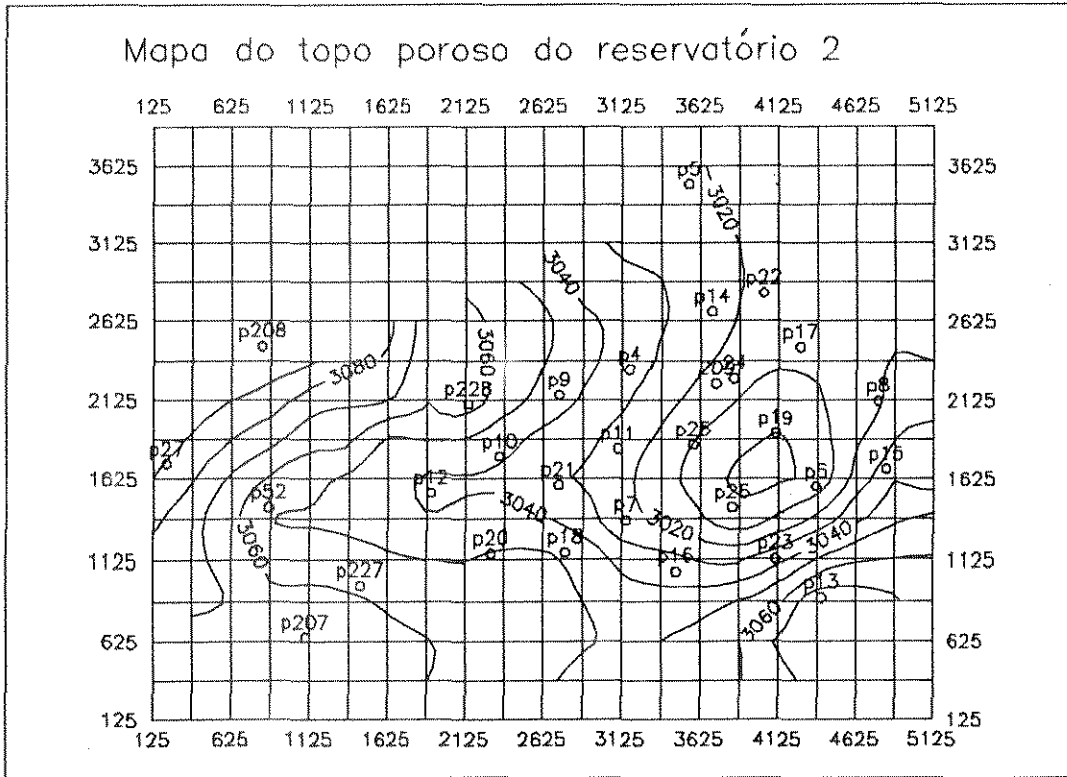


Figura 3.3 - Mapa do topo do reservatório 2 (camada 1)

poços, utilizou-se duas abordagens. A primeira delas foi uma inspeção minuciosa dos perfis de log-calc, buscando-se perceber alterações sobretudo nas curvas de raios gama e de volume de argila, que pudessem indicar uma possível camada pelítica cuja espessura fosse inferior àquela da resolução da ferramenta de raios gama. A segunda abordagem foi feita baseando-se nas tendências das espessuras dos corpos turbidíticos dos poços adjacentes, visualizadas nas seções geológicas. Atribuiu-se às espessuras uma certa tendência de estacionaridade, uma vez que esta pode ser inferida para os depósitos de lobos canalizados.

De posse da espessura do reservatório da zona 2 em todos os poços, foi

realizada uma estimativa desta variável, ao longo de todo o campo. A opção pelo mapeamento automático ao invés do manual se deu devido a necessidade de valores para o ponto central de cada célula de simulação. Os softs de mapeamento automático são capazes de gerar tais dados com maior facilidade e exatidão do que quando mapeado manualmente.

O programa escolhido para fazer os mapas coloca os valores estimados em cada nó da malha, e não no ponto central. Assim, antes de se proceder com o mapeamento das espessuras foi necessário lançar a malha de simulação, de modo que a mesma pudesse ser defasada para que os nós coincidisse com os pontos centrais das células de simulação.

O lançamento da malha de simulação foi feito sobre o mapa da figura 3.1, o qual já está rotacionado e com dimensões de 5.000 m por 3.750 m. Optou-se por um malha regular, escolha natural em função da distribuição e espaçamento dos poços, que inclusive mostrou a não necessidade de se fazer refinamentos locais.

O tamanho da célula escolhido foi de 250 m por 250 m, dimensões que garantiram a existência de somente um poço por célula, mesmo havendo dois poços gêmeos, 24 e 209, separados por somente 116 m. A malha resultante é de 20 células na direção x por 15 na y.

O mapeamento foi então feito tendo como origem os pontos cartesianos

(125,125), centrais da célula original de 250m de lado, e o ponto terminal, na sua diagonal, na posição (5125,3625). O resultado da estimativa, que é uma matriz 20 x 15, deve ser multiplicado por uma matriz de controle. Essa matriz tem a mesma dimensão da matriz do grid, sendo composta pelos algarismos zero e um. As células ativas, ou seja aquelas que pertencem a zona de óleo mais externa, são multiplicadas por um e as células inativas por zero. A operação é feita no sentido de restringir os mapas gerados para todo o campo, para somente a área da simulação, sem perder as informações externas e as tendências das curvas.

Voltando à metodologia, elaborou-se o mapa de espessura porosa do reservatório 2, figura 3.4, que corresponde também a uma matriz 20 x 15. Essa matriz deve ser somada a matriz equivalente ao topo poroso da zona 2. O resultado é uma matriz, que quando contornada resulta no mapa da base do reservatório 2, figura 3.5. Este mapa é exatamente coincidente com a base da camada 1.

O próximo passo consiste em mapear a espessura da rocha pelítica que isola as camadas da simulação, estimando a posição dos pinch-outs, pois a partir deles determina-se a comunicação vertical no reservatório. Mais uma vez utilizou-se a krigagem como método estimador.

De posse do mapa de espessura do folhelho A, figura 3.6, e de sua matriz equivalente, deve-se somar à ela a matriz do mapa da base da camada 1. Como resultado obtêm-se o mapa de topo da camada 2, figura 3.7. Na região da zona de

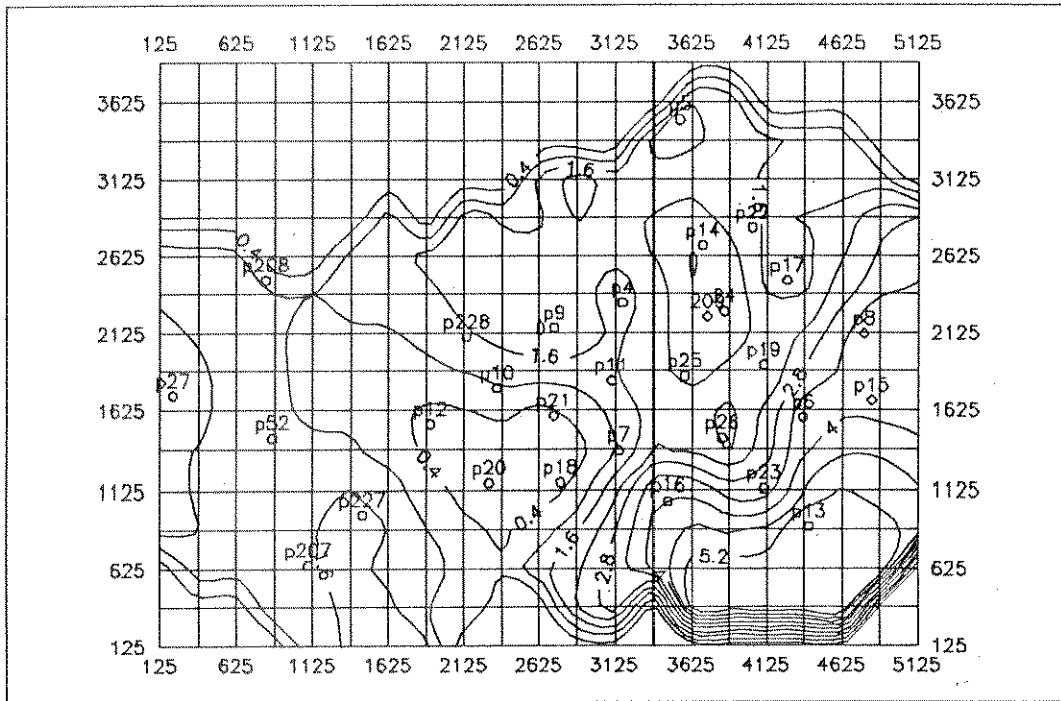


Figura 3.6 - Mapa de espessura do folhelho A.

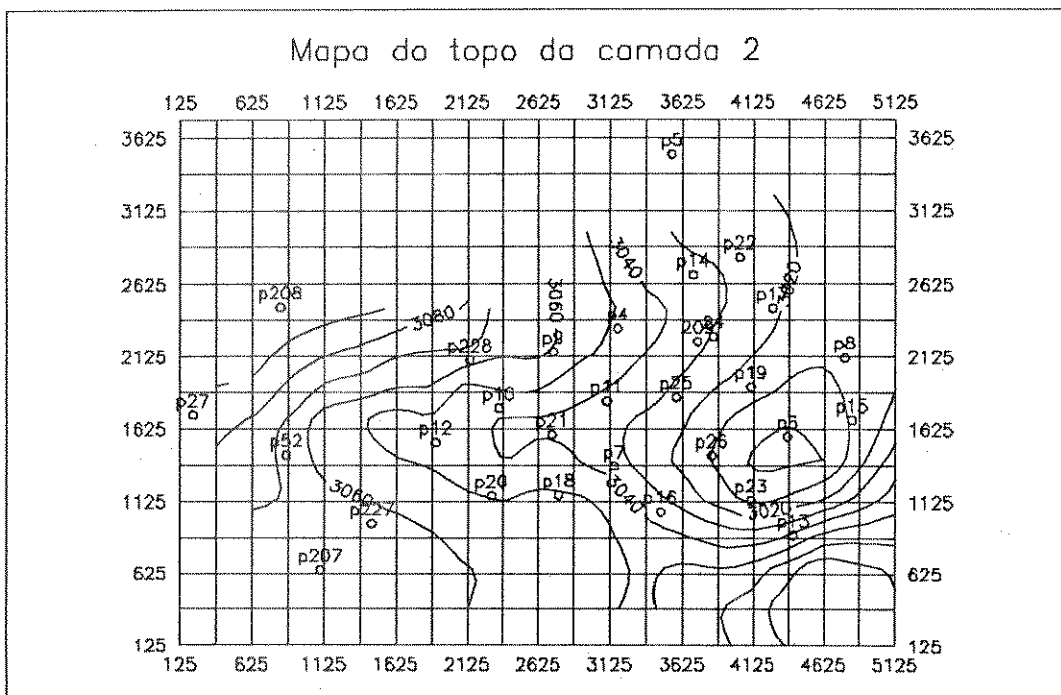


Figura 3.7 - Mapa do topo da camada 2.

amalgamação existem quatro células em que a base da camada 1 e coincide com o topo do 2.

O segundo corpo pelítico expressivo, folhelho B, vai separar as camadas 2 e 3. Este folhelho se encontra ausente também em quatro, sendo que dos quais dois são coincidentes com a ausência do folhelho A. Assim, fica caracterizada uma região de comunicação hidráulica, livre de barreiras, entre as camadas 1 e 3.

A metodologia desenvolvida para a camada superior deve ser sucessivamente aplicada para as demais, ou seja, estima-se a espessura porosa da camada, que deve coincidir com a espessura porosa com óleo existente entre a base do corpo pelítico superior, folhelho A, e o topo do folhelho B. Este mapa de espessura deve ser somado ao mapa do topo da camada, resultando no seu mapa de base. A este mapa é adicionado o mapa de espessura do folhelho B, obtendo-se o mapa do topo da camada 3.

A camada 3 é isolada da 4 pelo selante folhelho C, que é bem mais delgado que os anteriores, a exemplo desta camada, cuja espessura média de 4,3 m é sempre coincidente com a espessura porosa com óleo.

O folhelho D não foi utilizado como corpo isolante, devido a sua distribuição ser menor que a dos demais corpos, ocorre em 14 dos 29 poços, e sua

espessura total da camada 4 e subtrair a espessura do folhelho D, obtendo assim o seu mapa de espessura.

O folhelho E, devido a sua posição estrutural, só separa a camada 4 da 5 na porção central da acumulação, deixando a maioria das células em contato. Somente nesta região é que existe óleo aprisionado, isto se deve justamente a posição estruturalmente mais elevada desta área.

A camada 5 será o basal da simulação de fluxo. Apesar de possuir poucas células portadoras de óleo, esta camada foi introduzida para funcionar como um colchão amortecedor entre a atuação do aquífero analítico a ser utilizado e a zona de óleo propriamente dita. Criar uma sexta camada devido àquelas poucas células portadoras de hidrocarbonetos foi considerado desnecessário, uma vez que não iria simplificar a simulação, além de aumentar o custo computacional sem um ganho significativo (Mattax & Dalton, 1990). A espessura da camada 5 foi mantida praticamente constante em sete metros, exceto nas células onde existe óleo, cuja espessura é coincidente com o mapa de espessura porosa elaborado.

O único ajuste feito nesta fase de elaboração do modelo físico foi atender a obrigatoriedade de ter somente um fluido móvel por célula. As mesmas foram tratadas de forma que o contato óleo-água médio do campo fosse respeitado a -3.039 m. Desta feita, não existe a priori células cortadas pelo contato.

3.3 - Estimativa dos Parâmetros Petrofísicos

Estudos petrofísicos são feitos nas litofácies-reservatório visando uma melhor caracterização do reservatório e a determinação de relações entre os principais parâmetros mais diretamente ligados ao fluxo, ou seja busca-se estabelecer equações para obtenção da permeabilidade absoluta a partir da porosidade da litofácies. Os valores obtidos de tais relações podem ser aplicados em modelos não homogêneos de simulação de fluxo.

Na versão homogênea, a ser apresentada, utiliza-se valores médios constantes para o par porosidade-permeabilidade, obtido de Campagnolo & Bonet^{RIP} (1988). Contudo, para as versões heterogêneas foi necessário desenvolver outras metodologias para obtenção dos respectivos parâmetros.

3.3.1 - Porosidade

A porosidade, por ser uma variável aditiva, teve seus valores médios calculados para cada poço, através de uma simples média aritmética ponderada, a partir dos valores fornecidos pelo **log-calc**. O estudo de perfis fornece uma medição da porosidade efetiva a cada vinte centímetros.

Através de um programa identificou-se topo e base de cada uma das

camadas. Esse programa discrimina se o intervalo lido é rocha reservatório. Em caso positivo, contabilizou-se os valores das porosidades multiplicados pela espessura do intervalo (ϕh) e a própria espessura (h), caso não seja rocha-reservatório o programa segue lendo até encontrar outro intervalo que o seja. Este procedimento visa eliminar os corpos pelíticos erráticos dos dados. Após ler o último intervalo da camada, a porosidade média da mesma, no poço, é obtida pela divisão do ($\Sigma \phi h$) pelo somatório das espessuras.

De posse dos valores médios por poço e por camada, foram elaborados mapas de porosidades. Após a multiplicação pela matriz de controle, os dados resultantes serão utilizados posteriormente para compor os cartões de entrada das versões heterogêneas da simulação.

3.3.2 - Permeabilidade

O primeiro passo para obtenção de valores de permeabilidade que pudessem ser utilizados nas versões heterogêneas da simulação de fluxo foi a busca de relações matemáticas entre a porosidade e a permeabilidade absoluta, por litofácies e por zona de produção. Para isto foram elaborados *scatter-plots*, a princípio, de $K \times \phi$, figura 3.8.

O conjunto de dados mostrou uma nuvem bastante dispersa com baixa correlação entre a permeabilidade e a porosidade. Testou-se, em seguida, refazer os

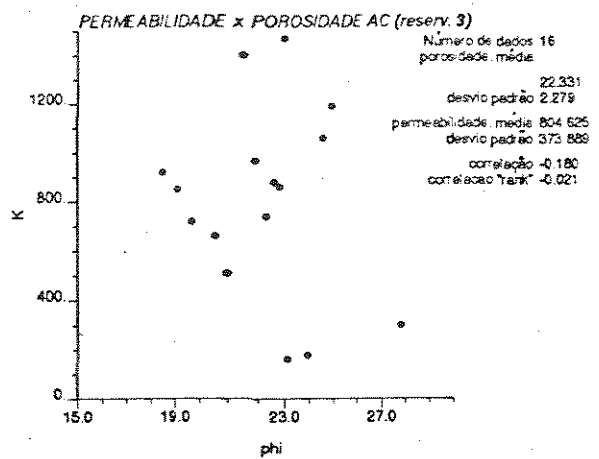
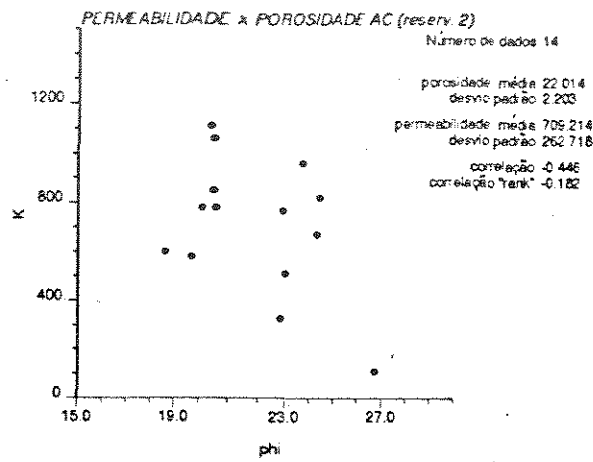
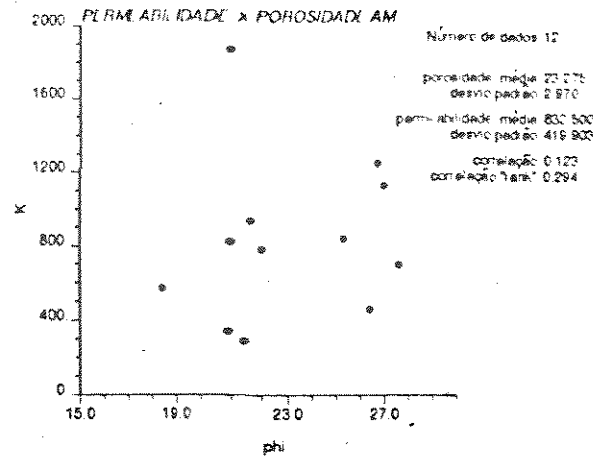


Figura 3.8 - Gráfico de K x PHI de todos os dados por litofácies.

gráficos utilizando a resistividade (R_t) ao invés da porosidade de laboratório. Os resultados continuaram não sendo satisfatórios.

Imaginou-se, então, a possibilidade de se fazer o mesmo diagrama usando a permeabilidade obtida dos testes de formação, ao invés dos dados petrofísicos. Porém, como a quase totalidade da metragem dos intervalos canhoneados pertencem a litofácies arenitos maciços, ficou-se sem informação da avaliação da litofácies arenito conglomerático. Por isso, ficou inviabilizada qualquer outra tentativa de utilização da permeabilidade dos testes.

Procurou-se desenvolver uma técnica válida para as duas litofácies reservatório que fosse própria para o campo em análise. Primeiramente, verificou-se junto aos perfis quais foram os plugues tirados do aquífero, ou bem próximos ao contato óleo-água, pois é comum, nestes plugues, uma maior obliteração dos poros por efeitos diagenéticos. Como a permeabilidade que se pretende tratar é a da zona de óleo, esses plugues foram, então, descartados. A correlação entre os pontos continuou ruim devido a diversos pontos considerados anômalos, como, por exemplo, amostras com alta permeabilidade e relativa baixa porosidade e vice-versa.

Optou-se por desprezar esses resultados, interpretados como peculiaridades locais, não representativas do reservatório. Em vista do pequeno número de amostras remanescentes da litofácies Am, elas foram agrupadas em único gráfico, independentemente da zona de produção a qual pertence.

Aplicando-se a metodologia aos dados da litofácies Am, restaram sete dos doze pontos originais e a correlação entre a permeabilidade e a porosidade ficou em 86,3%. O mesmo critério foi repetido para a litofácies Ac, nas duas zonas de produção. A zona 2 que apresentava quatorze plugues passou a oito, enquanto a zona 3 de dezesseis plugues passou a nove. Os dezessete plugues em conjunto da litofácies Ac apresentam 73,4% de correlação.

Os conjuntos de pontos resultantes, por fácies, foram submetidos a regressões lineares, sendo que os valores das permeabilidades agora foram substituídos por seus logaritmos. Assim, obteve-se duas relações lineares que relacionam diretamente as variáveis (porosidade e permeabilidade). A figura 3.9 mostra as nuvens dos dados resultantes, a partir das quais foram obtidas as seguintes relações:

para a litofácies arenito maciço:

$$K = 10^{(0,123\phi + 0,049)}$$

e para a litofácies arenito conglomerático:

$$K = 10^{(0,027\phi + 2,319)}$$

Uma vez obtidas as equações, o problema passou a ser relacionar a permeabilidade com a porosidade na escala dos blocos de simulação. A solução

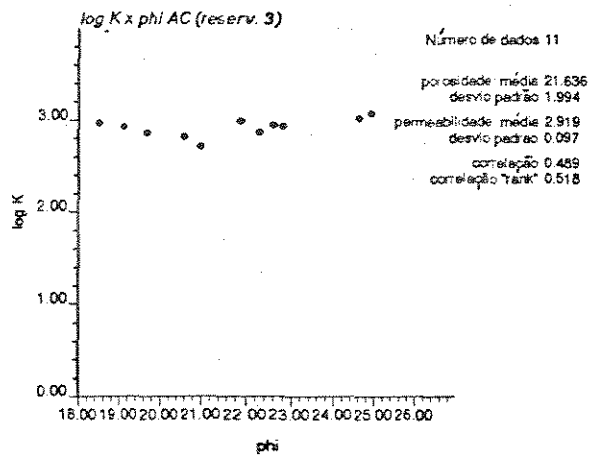
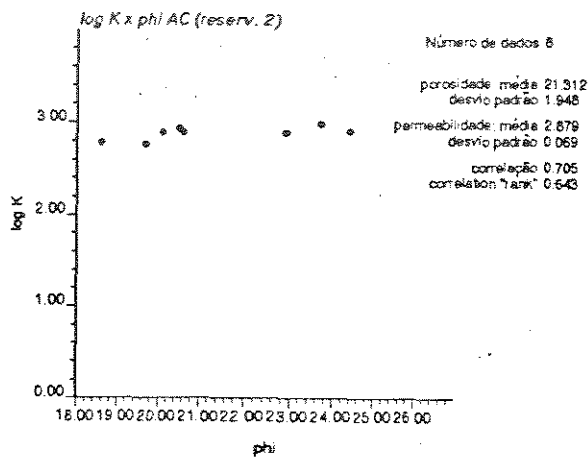
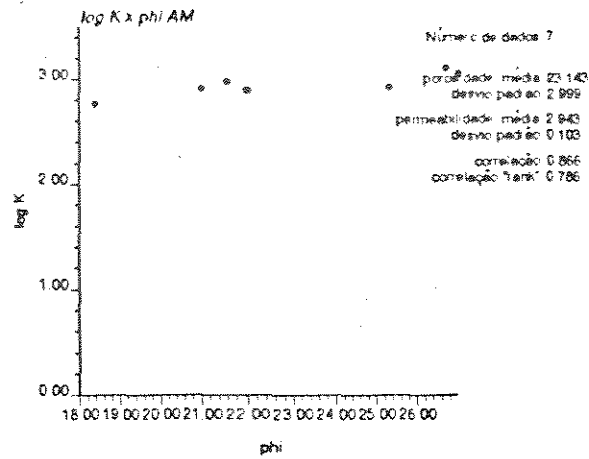


Figura 3.9 - Gráfico de log K x PHI dos dados trabalhados por litofácies.

encontrada utiliza a relação que a densidade corrigida da rocha (RHOC) guarda com

as litofácies.

Baseado no programa feito para obter a porosidade média por poço, a partir dos dados do *log-calc*, outro foi adaptado de forma a calcular a densidade média, também ponderada pela espessura, das rochas reservatório. Com os valores médios calculados, tinha-se conhecimento da litofácies predominante em cada poço. Mapeou-se a variável RHOC por todo campo, para cada camada da simulação.

Posteriormente foi elaborado outro programa que visita cada célula do grid do mapa de RHOC e identifica a litofácies predominante na célula. Conhecida a litofácies, a depender da versão heterogênea, o programa atribui o valor médio da permeabilidade para a mesma, de acordo com a camada, ou calcula o seu valor utilizando uma das relações obtidas anteriormente, indo buscar o valor da porosidade da célula em outro arquivo equivalente.

CAPÍTULO 4

ASPECTOS DE ENGENHARIA DE RESERVATÓRIOS

O objetivo deste capítulo é explicar, à luz da engenharia de reservatórios, o fenômeno da digitação viscosa, fazendo citações dos principais artigos técnicos que versam sobre tão vasto assunto, apresentar outras propriedades da rocha que ainda não foram discutidas, como pressão capilar, permeabilidade relativa e compressibilidade e finalmente discutir as propriedades dos fluidos que serão usadas na simulação numérica.

4.1 - Revisão Bibliográfica da Digitação Viscosa

Dá-se o nome de digitação viscosa ao aparecimento e evolução de

instabilidades hidrodinâmicas, que ocorrem no deslocamento de fluidos em meios porosos. O mecanismo de avanço de água em reservatórios petrolíferos está intimamente ligado a variação de viscosidades entre as fases, isto é, quando um fluido menos viscoso, como a água, desloca outro de maior viscosidade, como o óleo, a interface macroscópica entre os dois fluidos fica instável. Como resultado, longos canais de fluido deslocante, com forma aproximada de dedos (fingers, em escala de laboratório) ou línguas (tonguering, em escala de campo), interpenetram, através de caminhos de menor resistência, o líquido deslocado. Isto causa a erupção precoce da água e conseqüentemente menor recuperação de óleo, dificultando a sua modelagem e previsão de produção.

A produção exagerada de água pode ocorrer naturalmente, sob certas condições de produção, nos reservatórios de petróleo, que é o caso deste estudo, mas também é bastante comum em processos de recuperação secundária e terciária, os quais envolvam a injeção de algum fluido, com a finalidade de deslocar óleo em direção aos poços produtores. Estes fluidos podem ser miscíveis com o óleo, como no caso do gás carbônico, ou imiscíveis.

O problema do avanço de água no meio poroso é de fundamental importância, seja na fase de produção primária seja na de recuperação suplementar. As principais variáveis, segundo Lake (1989), que estão relacionadas com o fenômeno são a razão de mobilidade (M), a velocidade de deslocamento, a geometria do sistema, as forças capilares e gravitacionais e sistema de

permeabilidades e molhabilidade.

Livros clássicos como Craig (1971), citam os experimentos de Engelberts & Klinkenberg, cujos resultados foram apresentados no III Congresso Mundial de Petróleo, em Hague 1951, como pioneiros nos estudos das instabilidades geradas no deslocamento de dois fluidos. Homsy (1987), que fez uma extensa revisão sobre o assunto, cita Hill (1952) como o primeiro pesquisador a modelar matematicamente o fenômeno, através de uma análise unidirecional da estabilidade de deslocamentos. Tal trabalho não foi sequer mencionado pelos hoje consagrados Saffman & Taylor (1958) e Chuoke et alii (1959) que desenvolveram independentemente todo um modelo teórico-matemático para o problema.

O desenvolvimento matemático foi feito baseando-se na figura 4.1, que é uma seção vertical do deslocamento do óleo pela água. Embora ela seja vertical, é importante ressaltar que a digitação viscosa ocorre tanto na horizontal como na vertical, e que é muito mais complexa e caótica do que a simples geometria mostrada, contudo, esse deslocamento pode ser tratado matematicamente.

Para tanto, os autores consideram que a permeabilidade é constante no sentido do fluxo, que os fluidos são incompressíveis e que neste modelo linear, o reservatório é homogêneo. De forma a testar a estabilidade da interface de avanço de contato dos fluidos imiscíveis, considerou-se ausente a zona de transição entre fluidos imiscíveis, resultando em uma interface planar.

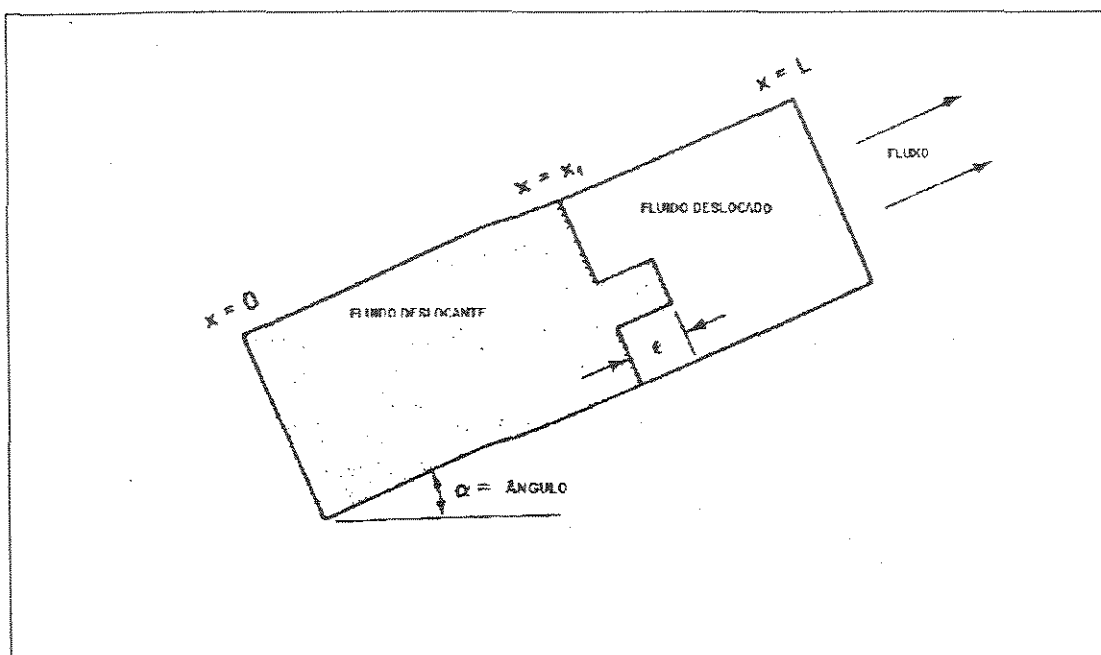


Figura 4.1 - Seção vertical de um deslocamento imiscível.

Concluiu-se que a condição necessária para haver estabilidade entre a interface dos fluidos depende diretamente da velocidade em que eles se movimentam. A partir de uma velocidade dita crítica, começa haver distorções da água em meio ao óleo. Daí a constante preocupação em se controlar a vazão dos poços, sobretudo daqueles que apresentam produção prematura de água.

A velocidade crítica para que o processo seja estável é dada pela equação:

$$\mu_c = \frac{K \lambda_{r1} \Delta \rho g \sin \alpha}{M^o - 1}$$

onde K é a permeabilidade absoluta, λ_{r1} é a mobilidade da água, $\Delta \rho$ é a variação da densidade entre os fluidos, g é a aceleração da gravidade, α ângulo que

o fluxo faz com a horizontal e M° é a razão de mobilidade entre o óleo e a água.

Pode-se estabelecer a condição para o não aparecimento de digitais em meios homogêneos como:

$$(M^\circ - 1) \mu < K \lambda_{r1} \Delta \rho g \sin \alpha$$

Para o caso de fluxo horizontal, $\alpha = 0$, a condição de estabilidade passa a ser $M^\circ < 1$, para qualquer velocidade. Se α for maior que zero e M° maior que 1, o fluxo é condicionalmente estável, ou seja, com um aumento da velocidade de deslocamento acima da velocidade crítica tem-se uma instabilidade viscosa. O modelo matemático desenvolvido foi comprovado através de experimentos realizados em laboratório, num aparato chamado de célula Hele-Shaw (HS), figura 4.2.

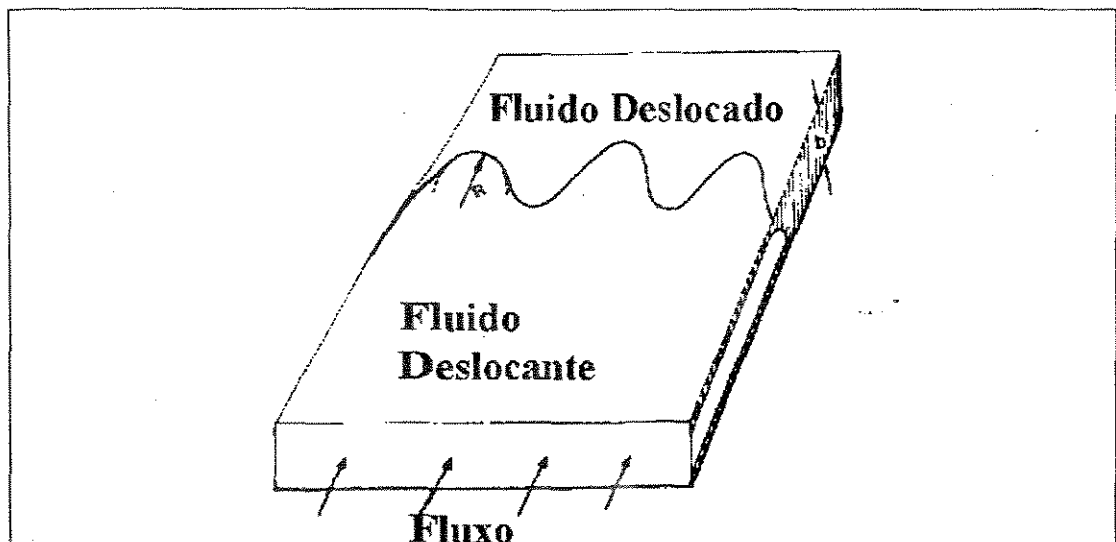


Figura 4.2 - Desenho esquemático de uma célula HS.

Este aparato consiste simplesmente em duas placas de vidro, entre as quais o fluxo dos fluidos e o processo de crescimento das digitações são estudados. A separação entre as placas, distância b , é de diversas ordens de grandeza menor quando comparada com a largura das mesmas e garante sempre baixo número de Reynolds, caracterizando o fluxo como laminar.

O uso da célula HS procura descrever em duas dimensões as características do fluxo, aplicando-se as mesmas equações utilizadas para meios porosos em problemas bidimensionais.

Os experimentos feitos nas células HS podem ser classificados de acordo com a configuração de entrada e saída dos fluidos, na presença ou não de meio poroso, e quando este presente, se consolidado ou não. Benham & Olson (1963) estudaram os efeitos da velocidade de deslocamento e da razão de mobilidade entre fluidos miscíveis e compararam os resultados em células HS aberta e preenchida por grãos de vidro, segundo o modelo linear de deslocamento.

Os meios porosos inconsolidados são mais fáceis de preparar, devendo ser este o motivo de ser mais usado pelos pesquisadores, apesar da maior dificuldade de se reproduzir meios com as mesmas características permo-porosas, necessários para a comparações entre experimentos. Sob este aspecto os meios consolidados são preferíveis.

Outro critério usado para classificar experimentos é quanto a molhabilidade do meio poroso usado, isto é, se o deslocamento acontece em um meio molhado por óleo ou por água.

A molhabilidade é um importante fator no deslocamento do óleo, pois determina de que maneira a tensão interfacial e a vazão de injeção afetam a recuperação, Paterson et alii (1984). Para experimentos realizados sob as mesmas condições, o comprimento das digitações são maiores quando o meio é molhado pela água, Peters & Flock (1981).

Existem, contudo, algumas marcantes diferenças entre os experimentos realizados nas células HS e os reservatórios reais. Os fingers nas células ocupam todo o espaço entre as placas, podendo ser tratado como um sistema bidimensional, enquanto que no meio real ele de fato é tridimensional. Outra dificuldade encontrada diz respeito as condições de contorno, que são bem diferentes em cada caso.

Diversos autores tentaram observar o desenvolvimento das digitações em meios porosos tridimensionais. Destacamos o trabalho pioneiro de Engelberts & Klinkenberg (1951), Apud Homsy (op. cit.), que deslocaram óleo através de areias compactadas, pela injeção de água contendo agente fluorescente. Foram amostradas diversas seções verticais do pacote que iam sendo fotografadas em luz ultravioleta, de forma que os fingers ficassem visíveis.

Van Meurs (1957) utilizou um modelo tridimensional transparente para avaliar o mecanismo de fluxo em reservatórios de óleo. Para tal utilizou um paralelepípedo de vidro, preenchido com grãos do mesmo tipo de vidro. O modelo se manteve transparente quando foi saturado por óleo com o mesmo índice de refração do vidro. A água deslocada tornava o modelo opaco. Essa técnica desenvolvida foi de fundamental importância para obter informações sobre o fluxo multifásico no meio poroso, de forma que no ano seguinte van Meurs & van der Poel (1958) publicaram toda a descrição matemática dos fenômenos de *fingering* observados.

Em 1985 Nittman et al. tentaram associar a digitação viscosa com processos fractais, devido ao seu caráter aleatório. Os autores acreditavam que em determinadas condições a digitação obedece a um padrão fractal. Se isso fosse confirmado, os processos fractais poderiam auxiliar a previsão do comportamento do fenômeno em reservatórios reais.

Contudo Feder (1988) concluiu que padrões fractais são observados principalmente quando os fluidos envolvidos no deslocamento são miscíveis, sendo raramente encontrados em deslocamentos imiscíveis.

Peters & Cavalero (1990) além de concordarem com tal afirmação, desenvolveram uma base teórica para o desenvolvimento fractal de *fingers* em fluidos miscíveis. Através de um deslocamento bidimensional conseguiram

encontrar uma lei fractal que regesse o fenómeno, mostrando assim que a modelagem fractal tem potencial para aplicação nos processos miscíveis de EOR.

Segundo Homsy (op. cit.) existem dois importantes aspectos do estudo das digitações que ainda não foram elucidados. Primeiramente, a velocidade crítica (u_c) é dependente, segundo a teoria de Chuoke, de uma pequena perturbação inicial. É impossível dizer, então, qual seria a resposta a partir de uma grande perturbação, que é o que provavelmente deve ocorrer no reservatório, quando em produção.

O segundo aspecto é a relação do avanço de água, a nível de reservatório com as heterogeneidades. É importante salientar que, os autores sempre consideram o reservatório como homogêneo, suposição notadamente inverídica. Esta interrelação passa a ser então um dos tópicos de pesquisa dos mais interessantes na caracterização das digitações viscosas.

4.2 - Propriedades das Rochas

Após a análise da porosidade efetiva e da permeabilidade absoluta feitas no capítulo anterior, passa-se a apresentação de outras importantes propriedades necessárias à simulação de fluxo, tais como pressão capilar, permeabilidade relativa e compressibilidade da rocha.

4.2.1 - Pressão Capilar

A pressão capilar define a diferença de pressão entre óleo e água presentes no meio poroso, estima a distribuição das gargantas de poros e fornece a saturação de água irreduzível, que é utilizada na definição da curva média de permeabilidade relativa água-óleo.

As curvas de pressão capilar foram obtidas pelo método da membrana, sendo a fase molhante a água e a não molhante o ar. Este método é coerente com a fase molhante existente no reservatório. Foram calculadas as curvas J por litofácies, Guedes & Josimeck^{RIE}, 1991. Calculou-se em seguida as curvas J médias por zona produtora, através da média ponderada pela percentagem de ocorrência de cada litofácies na respectiva zona, conforme a tabela 4.1.

O retorno da curva J média de uma zona para a respectiva curva de pressão capilar foi feito por meio da seguinte equação:

$$PC_{zona} = J_{zona} \frac{\sigma \cos\theta}{\sqrt{\frac{K_{zona}}{\phi_{zona}}}}$$

onde J_{zona} é a função média da zona, K_{zona} e ϕ_{zona} são os parâmetros médios

ponderados pelo percentual de cada litofácies e $\cos\theta$ o produto da tensão superficial pelo cosseno do ângulo de contato entre o sistema água-óleo. As figuras 4.3 e 4.4 mostram as curvas e pressão capilar por zona.

Tabela 4.1 - Percentagem de ocorrência de litofácies por zona

zona de produção	litofácies Am (%)	litofácies Ac (%)
2	69	31
3	15	85

Devido a marcante ausência de zona de transição entre os fluidos, as curvas de pressão capilar não serão utilizadas diretamente na simulação, mas os valores de saturação média irreduzível da água encontrados, 13,7% e 12,1%, para as zonas 2 e 3 respectivamente, são importantes na definição das curvas médias de permeabilidade relativa, Standing (1975).

4.2.2 - Permeabilidade Relativa

É outro parâmetro de fundamental importância, pois além de influenciar no fluxo dos fluidos, os seus pontos terminais agem diretamente no fator de recuperação estimado para o reservatório.

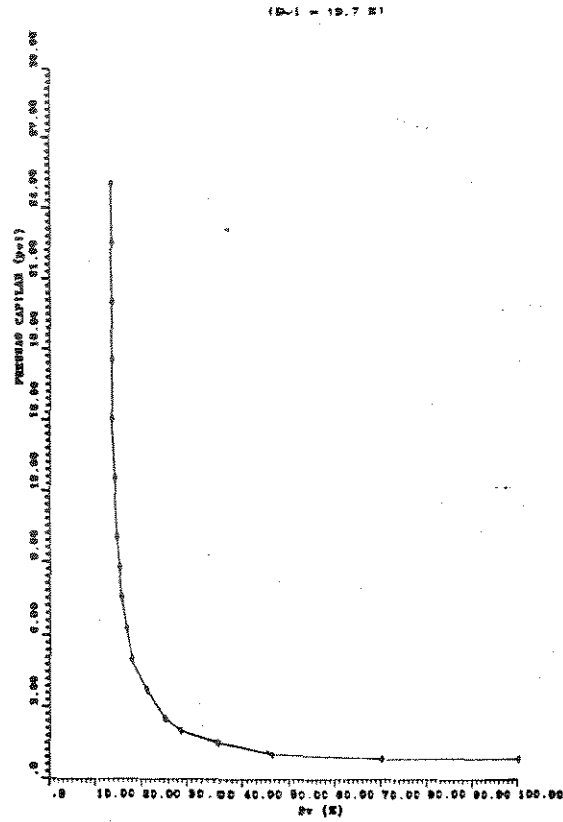


Figura 4.3 - Curva de pressão capilar média da zona 2.

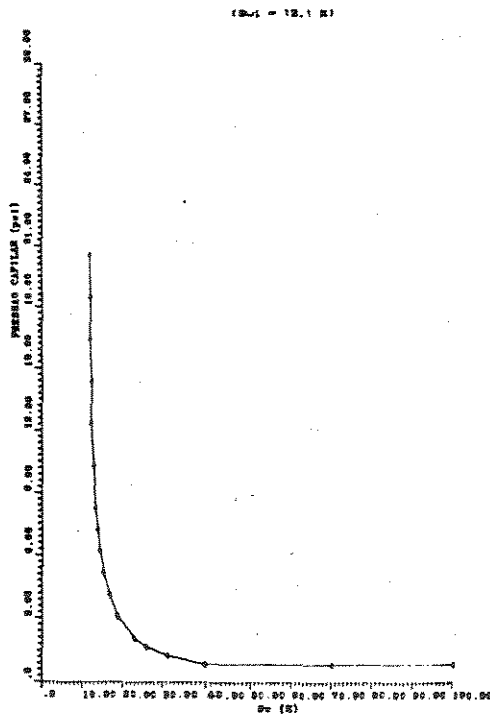


Figura 4.4 - Curva de pressão capilar média da zona 3.

As curvas de permeabilidade relativa foram referenciadas à saturação de água total. Para se normalizar essas curvas, uma vez que cada amostra de rocha possui uma saturação de água irreduzível diferente, Guedes & Josimeck^{RIE} (op. cit.) adotaram como referência a saturação de água efetiva. Esta saturação considera apenas o espaço poroso disponível para a movimentação dos fluidos, eliminando-se, assim, o efeito das diferenças nas saturações de água irreduzível.

A saturação de água efetiva, S_w^* , segundo Amyx (1960), é calculada pela expressão:

$$S_w^* = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi})}$$

onde S_w é a saturação absoluta ou total e S_{wi} a saturação de água irreduzível.

Após o cálculo de S_w^* para cada amostra, plotou-se os respectivos gráficos de K_{ro} e $K_{rw} \times S_w^*$. A partir daí traçou-se curvas médias por litofácies e por zona de produção. Obtidas tais curvas, partiu-se para o cálculo das curvas médias por zona. Mais uma vez foi considerada uma média ponderada do percentual da litofácies presente, tabela 4.1.

Após o traçado das curvas médias de permeabilidade relativa contra saturação efetiva, foi necessário representá-las com relação a saturação total de água. As curvas resultantes estão representadas nas figuras 4.5 e 4.6.

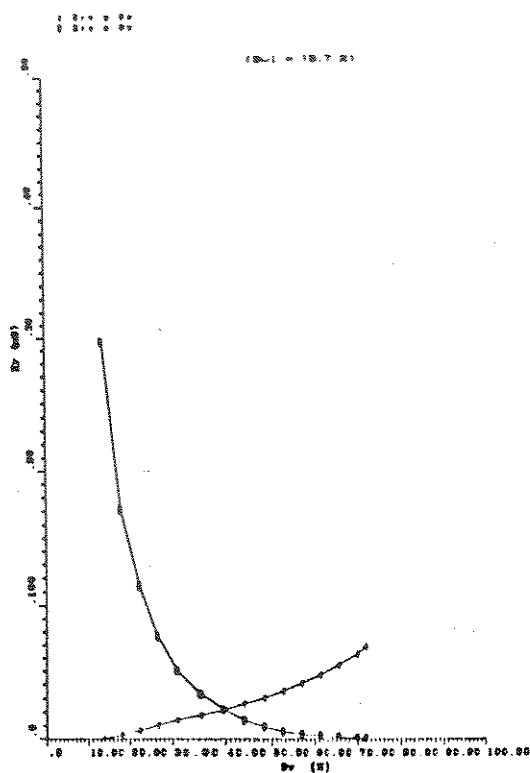


Figura 4.5 - Curva média de permeabilidade relativa da zona 2.

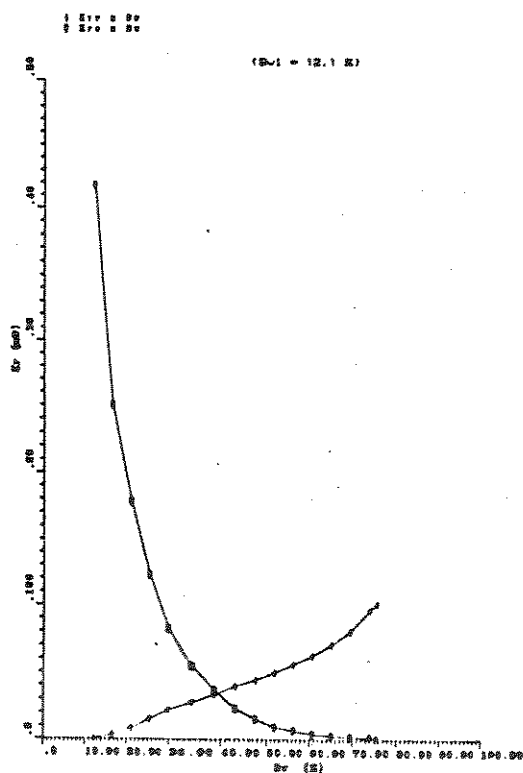


Figura 4.6 - Curva média de permeabilidade relativa da zona 3.

4.2.3 - Compressibilidade da Rocha

Este foi o último parâmetro pesquisado da rocha, visando sua aplicação na simulação. Foram realizadas análises de compressibilidade em um plugue do poço 4. O teste realizado foi uniaxial com carregamento hidrostático. O plugue selecionado se refere a um valor médio de permeabilidade do reservatório 2, litofácies Ac. Baseado neste ensaio será informado ao simulador o valor C_f de $72,3 \times 10^{-6} \text{ (Kgf/cm}^2\text{)}^{-1}$ válido na pressão original do campo.

4.3 - Propriedades dos fluidos de formação

Neste item serão apresentadas as principais propriedades do óleo, gás e água, a serem informadas ao simulador.

4.3.1 - Propriedades dos Hidrocarbonetos

O campo apresenta quatro análises PVTs, contudo somente duas foram realizadas em amostra de uma das zonas produtoras estudadas neste trabalho. As análises PVT do poço 209 são bastante consistentes e confiáveis, uma vez que os resultados das análises feitas em dois diferentes laboratórios são similares. As amostras deste poço, que se localiza na parte central, principal produtora da

acumulação, serão então utilizadas na simulação numérica.

Apresenta-se na tabela 4.2 os dados da amostragem realizada, enquanto a tabela 4.3 mostra os principais dados da liberação flash.

Tabela 4.2 - Dados da amostragem da análise PVT

poço	209
origem do fluido	TFR-01
intervalo de coleta	3017/3023 m
reservatório	2
profundidade da coleta	2500m (-2488m)
pressão de saturação	74,9 Kgf/cm ²
temperatura do reservatório	106,7° C @ 2928 m
pressão de fundo	312,4 Kgf/cm ²
pressão de fluxo	298,9 Kgf/cm ²

Tabela 4.3 - Análise PVT - liberação flash

poço	209
origem do fluido	TFR-01
intervalo de coleta	3017/3023 m
RGO	27,8 m ³ /m ³
densidade do óleo	0,9216 g/cm ³
densidade do gás	0,8430 (adimensional)
°API	22,4

A análise PVT levou ainda às seguintes expressões para a viscosidade do óleo (μ_o) e do fator volume de formação (B_o) em função da pressão (P), em Kgf/cm²:

$$\mu_o \text{ (cp)} = 7,4 \times 10^{-3} * P + 4,713$$

e

$$B_o \text{ (m}^3\text{/m}^3\text{)} = -1,2 \times 10^{-4} * P + 1,182$$

A densidade do gás obtida na liberação diferencial foi de 1,0650, em relação ao ar, sendo este o valor utilizado na simulação.

4.3.2 - Propriedades da Água

No caso da água, é necessário fornecer ao simulador os valores de sua densidade, fator volume de formação e da sua compressibilidade em condições de reservatório. A densidade foi obtida a partir da análise da água do poço 52, retirada do TFR-01, realizado no intervalo 3087/3090m e é igual a 1,0793 g/cm³.

Já a compressibilidade e o fator volume de formação foram retirados de ábacos padronizados (Amix, *op. cit.*), utilizando-se como entrada a salinidade de 105.000 ppm de NaCl. O fator volume de formação a ser utilizado é de 1,041 e a compressibilidade, C_w , adotada de $4,8737 \times 10^{-5}$ (Kgf/cm²)⁻¹.

CAPÍTULO 5

SIMULAÇÃO DE FLUXO

Uma vez modelado o arcabouço geológico do reservatório, que mostra a conectividade e continuidade das rochas reservatórios, decidiu-se por testar esta modelagem em um simulador de fluxo.

Desta feita, a simulação passa ser uma ferramenta para aferir ou não o modelo físico idealizado, como feito por outros autores, tais como Archer et alii (1975), Hewitt (1976), Saleri (1988), Weber & Geuns (1990) e Galli et alii (1990), que uniram a geologia, com a petrofísica e a simulação de fluxo no sentido de implementar o melhor desenvolvimento de campos, estimar as suas reservas e prever suas performances futuras.

Pretende-se comprovar o modelo físico baseado na continuidade dos

folhelhos, que se comportam como barreiras verticais ao fluxo, investigar o tipo de atuação do aquífero, isto é, se ele é de fundo ou lateral, e ainda mapear os caminhos preferenciais do avanço da água. Em uma outra etapa, buscar-se-á opções para a drenagem final do reservatório, através de diversas extrapolações de produção.

Para atingir esses objetivos, desenvolveu-se três diferentes versões de simulação, em relação ao fornecimento do par porosidade-permeabilidade. A primeira delas é a versão homogênea, onde as duas propriedades são constantes por camada de simulação. Na segunda versão a porosidade varia em cada célula de simulação, enquanto que a permeabilidade média da litofácies predominante na célula é utilizada, se tratando de uma distribuição bimodal por camada. A última versão heterogênea é caracterizada por utilizar diferentes valores das propriedades por célula.

Buscou-se o ajuste definitivo nesta última versão, uma vez que o reservatório não é homogêneo e a primeira versão heterogênea foi basicamente utilizada para testar diferentes opções de curvas de permeabilidade, para diversas regiões do campo.

Este capítulo vai apresentar generalidades sobre a simulação, cada uma das versões realizadas, a exemplo da extrapolação da produção. Neste último item discute-se diversas opções para aumentar a recuperação de óleo do reservatório.

5.1 - Generalidades

O clássico modelo de representação do reservatório como um tanque foi em muito suplantado com o advento da simulação numérica, uma vez que esta possibilita subdividir e atribuir propriedades médias ao reservatório, levando em conta inclusive variações espaciais e temporais, Peaceman (1977).

Um bom modelo numérico deve incorporar o modelo geológico, permitindo a definição de regiões com propriedades de fluido e rocha distintas, de modo a caracterizar mais facilmente o comportamento dinâmico dos fluidos. Segundo Aziz (1989), o modelo deve ser o mais simples possível, desde que seja consistente com a natureza da acumulação e com os dados disponíveis. Lembra que o número de blocos não deve ser exagerado, o objetivo perseguido é obter a maior dimensão do tamanho do bloco, de tal forma que este consiga uma boa caracterização do reservatório e que demande o menor esforço computacional.

Optou-se por uma malha regular, sem refinamentos locais, com células de 250 m x 250 m, ao longo de uma malha (grid) de 5.000 x 3.750 m, resultando numa malha de 20 x 15 células. A simulação será feita em 5 camadas, sendo as mesmas limitadas por camadas pelíticas contínuas, segundo um modelo estratigráfico. A permeabilidade vertical é nula, salvo nas poucas regiões de amalgamação existentes entre as camadas superiores e entre as camadas 4 e 5. A figura 5.1 mostra as células amalgamadas entre as camadas 1 e 2 e 2 e 3, enquanto que a figura 5.2 mostra entre

as camadas 3 e 4 e 4 e 5.

O modelo foi montado respeitando o contato óleo-água médio da acumulação a -3.039 m e só permite, no início da simulação, a presença de um fluido móvel por célula. Escolheu-se uma modelagem convencional¹, do tipo Black-Oil, que considera três componentes, a água e dois hidrocarbonetos, representados por óleo não volátil e gás. O gás pode se encontrar livre ou, como neste caso, em solução na fase óleo.

O simulador comercial escolhido para o estudo foi o SimBest, versão 1.0 de 1985, da Scientific Software-Intercomp Incorporation. O SimBest resolve as equações parciais não lineares que governam o escoamento dos fluidos através de discretizações, utilizando o método de diferenças finitas.

Optou-se pelo método de solução simultânea, isto é, tratamento totalmente implícito da pressão e saturação. O simulador avalia os termos de transmissibilidade e saturação no próprio passo de tempo, através de um processo iterativo. O método é incondicionalmente estável. No entanto, implica em um erro de truncamento maior, além de ser necessário mais tempo computacional, quando comparado com o IMPES. O IMPES é um método mais simples, que calcula as pressões implicitamente, através de um tratamento explícito dos termos de

¹ O simulador é classificado quanto ao tipo de rocha em convencional ou de dupla porosidade (reservatórios fraturados).

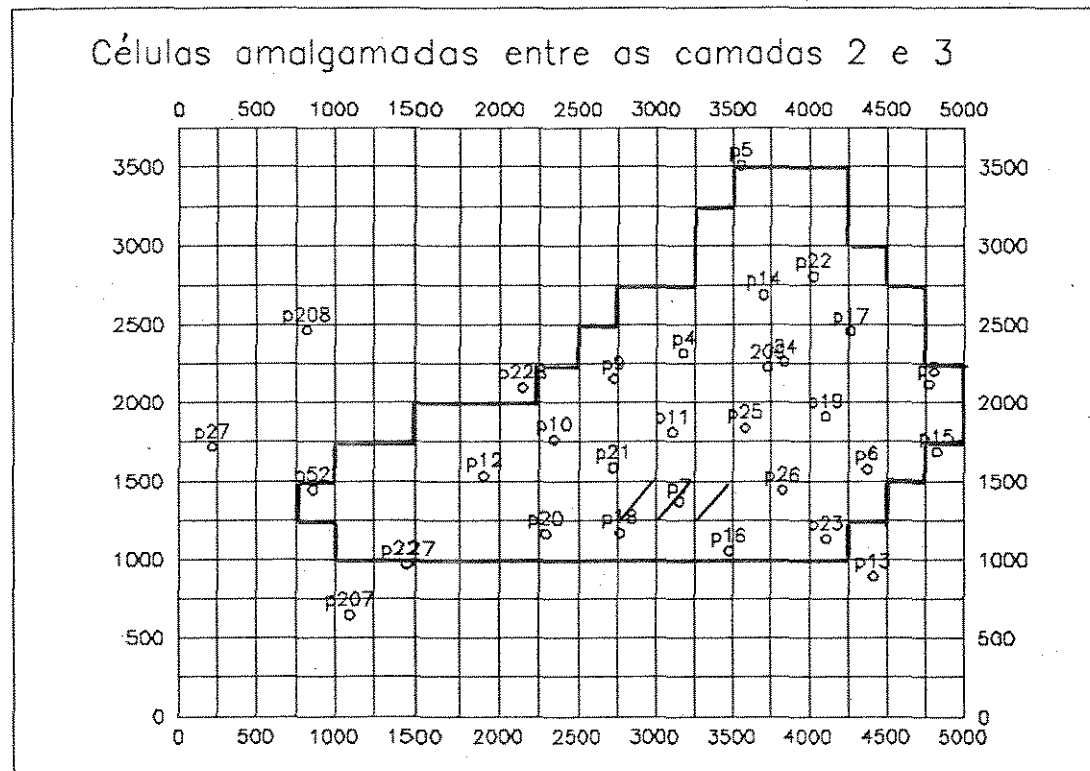
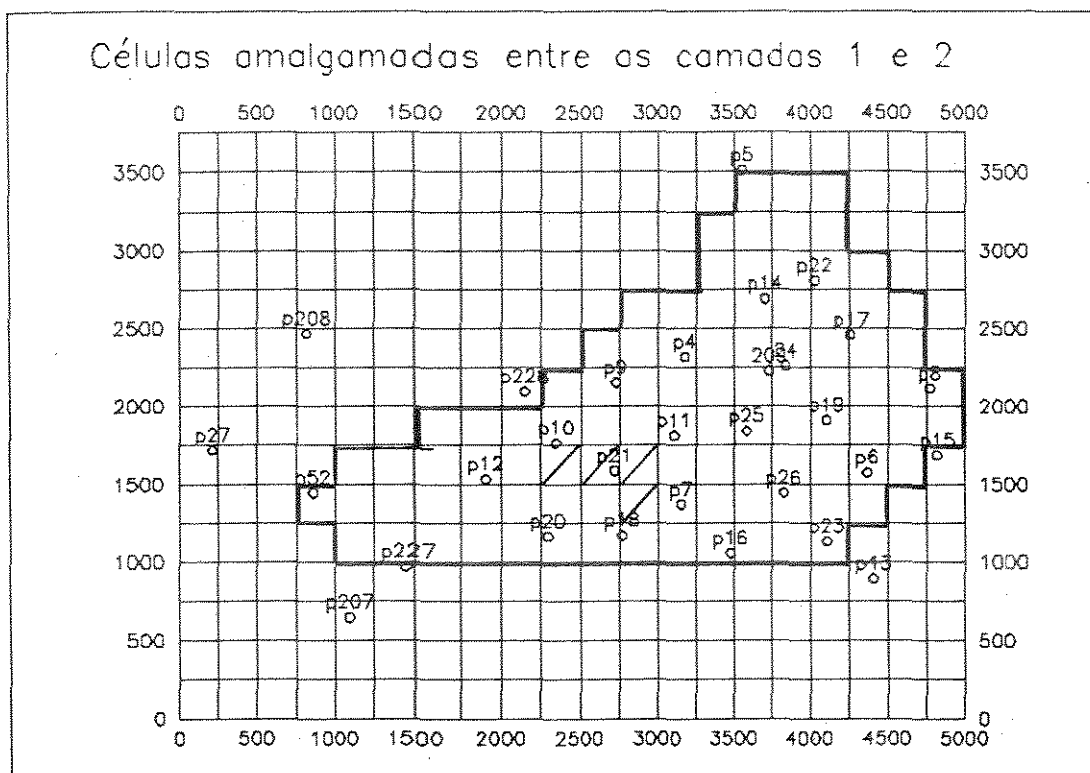


Figura 5.1 - Malha de células amalgamadas entre as camadas 1 e 2 e 2 e 3.

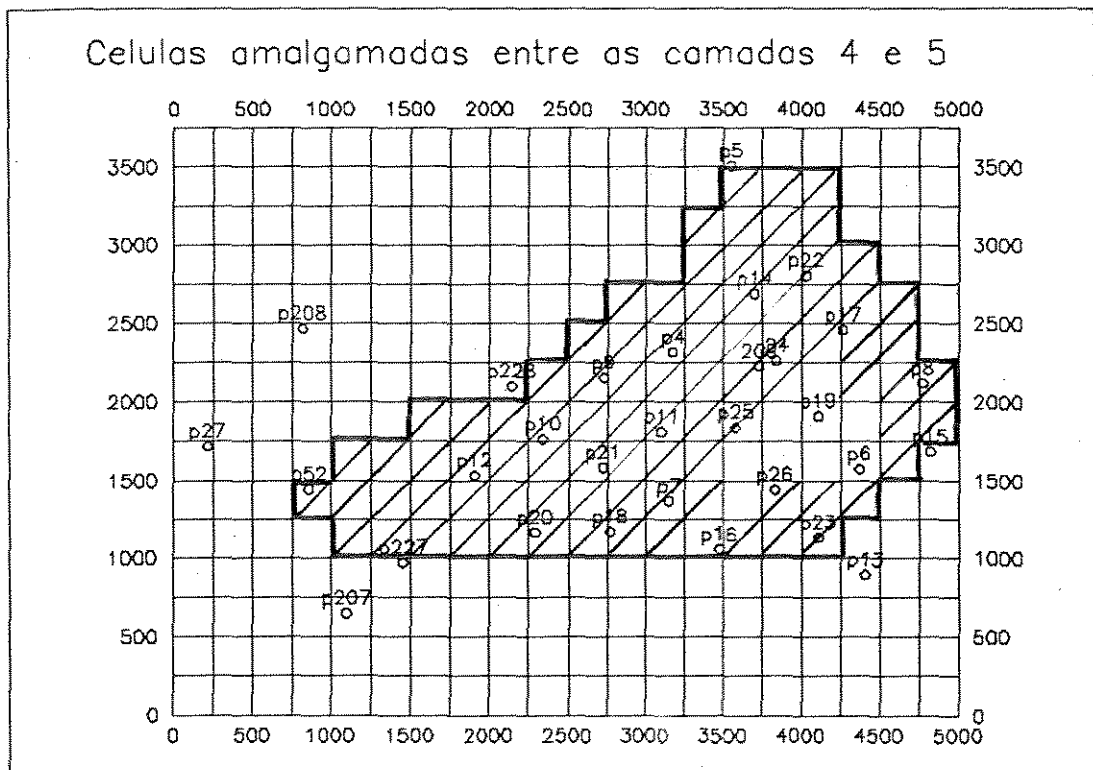
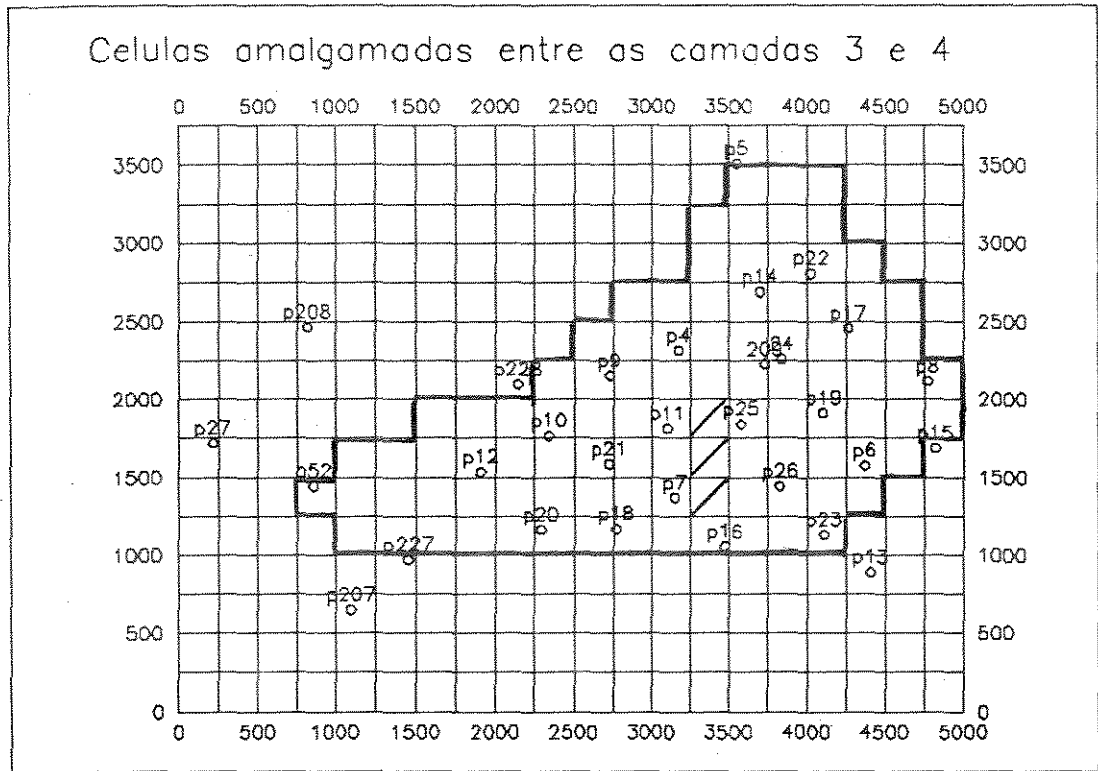


Figura 5.2 - Malha de células amalgamadas entre as camadas 3 e 4 e 4 e 5.

saturação, mas a depender do caso, pode apresentar problemas de estabilidade.

O sistema matricial de resolução escolhido foi o ESPIDO, nome comercial para a técnica dos gradientes conjugados. Este método utiliza um processo iterativo de aproximações, orientado segundo direções de variação que conduzem à minimização dos resíduos da solução, Pizarro^{RIE}, 1992.

Inicialmente os fluidos foram considerados totalmente dispersos, o que fez com que as curvas de permeabilidade relativa fossem honradas. A opção de equilíbrio automático também foi utilizada, assim o simulador calcula, para cada célula, a pressão inicial, a pressão de bolha e as saturações dos fluidos. O controle automático dos timesteps foi selecionado de modo a garantir estabilidade e acurácia. O simulador foi alimentado para trabalhar em um range de 0,05 a 30 dias, permitindo uma variação máxima de 20% na saturação e 5 psi de pressão por timestep.

A caracterização do influxo de água foi feita via função de aquífero. Optou-se pelo influxo de Carter-Tracy, na forma definida por Van Everdingen & Hurst (1949), para uma razão de 4,5 entre o raio do aquífero e o do reservatório, obtido por balanço de materiais. A função do tempo adimensional x influxo (TD x PTD) foi retirada de Frick & Taylor, 1962.

O simulador necessita ainda da transmissibilidade do aquífero (K_h), o seu

raio e ângulo de atuação em torno das bordas e o produto ϕh . O aquífero foi considerado como sendo finito e fechado, com um raio interno de 1.350m e ângulo de 330°, devido a sua ausência na porção norte da jazida rotacionada. A seção geológica 5 mostra o pinch-out dos reservatórios, ainda na zona de óleo, em direção ao poço 5, onde não ocorrem os mesmos.

Nas rodadas iniciais, utilizou-se somente o aquífero de fundo, posteriormente, como será discutido, optou-se por fazer uma combinação de aquífero de fundo com laterais.

5.2 Versão Homogênea

Por ser esta a mais comumente utilizada, foi a primeira a ser montada e desenvolvida. Nela, os valores de porosidade e permeabilidades são constantes por zona de produção. Para a camada 1, única na zona 2, utilizou-se 23% de porosidade média, oriunda dos poços produtores desta zona. Para a zona 3, camadas 2 a 5, aplicou-se o mesmo critério, obtendo-se o valor de 22%.

A princípio, os dados de permeabilidade foram tomadas dos testes de formação. A zona 2 possui vinte valores, que apresentam uma grande variação, indo desde 697 mD até 1207 md, tendo como valor médio 1.024 mD e variância de 173. Iniciou-se as rodadas para o ajuste do histórico com este valor médio, que foi

posteriormente substituído por outro mais próximo daquele sugerido pela média fornecida pela petrofísica. Optou-se por iniciar a simulação com dados de teste por estarem em uma escala de trabalho mais próxima da escala dos blocos de simulação, do que dos plugues petrofísicos. Raciocínio análogo foi utilizado para a zona 3, tomando-se por valor médio 2.329 mD.

Nesta versão, usou-se apenas uma curva de permeabilidade relativa, por zona (figuras 4.5 e 4.6) e uma tabela única de propriedades PVT, comum para as duas zonas.

O ajuste é uma das etapas fundamentais da simulação. Ajustar a performance do histórico de produção consiste em alterar diversos parâmetros do modelo físico, até que os resultados calculados durante o período de produção se aproximem ao máximo do histórico observado.

Neste estudo, procurou-se ajustar o histórico do corte de água (W_{cut}) observado no campo, dando-se ênfase ao tempo de **breakthrough** da água e tendência das curvas, bem como a sua queda de pressão média. Não se trabalhou com as curvas de RGO, uma vez que o campo será abandonado antes mesmo de ser atingida a sua pressão de saturação.

O processo de ajuste foi feito de modo clássico, ou seja segundo tentativas e erros. Eram alterados coerentemente os parâmetros que apresentam maiores

incertezas e também aqueles que fossem mais sensíveis ao problema em análise. Seguiu-se as regras básicas sugeridas por Aziz & Settari (1979), de monitorar constantemente a pressão média do reservatório, trabalhando-se com o volume do aquífero e características do seu influxo, bem como o grau de comunicação entre ele e a zona de óleo. Somente deste modo o ajuste do corte de água, quando obtido, possa ser validado pela pressão.

A primeira rodada feita no simulador produziu a nível de campo, muito mais água do que a efetivamente constatada. A origem desta água foi basicamente dos poços centrais, próximos as zonas de amalgamação, pois os poços de borda não tinham produção de água, ou esta era bastante diminuta.

Com a finalidade de usar os dados de permeabilidade da petrofísica, que são bem menores que os de teste, calculou-se as curvas de proporção de cada litofácies, a partir do topo do poço estruturalmente mais elevado da zona 2, figura 5.3. A partir da curva gerada, constatou-se que a litofácies arenito maciço predomina na camada superior, predominando a litofácies arenito conglomerático nas demais.

Aplicou-se a proporção média de cada litofácies, por zona, na ponderação dos valores médios de permeabilidade obtidos da análise petrofísica. O processo resultou em novos valores de permeabilidade, 500 mD para a camada 1 e 1.200 mD para os demais.

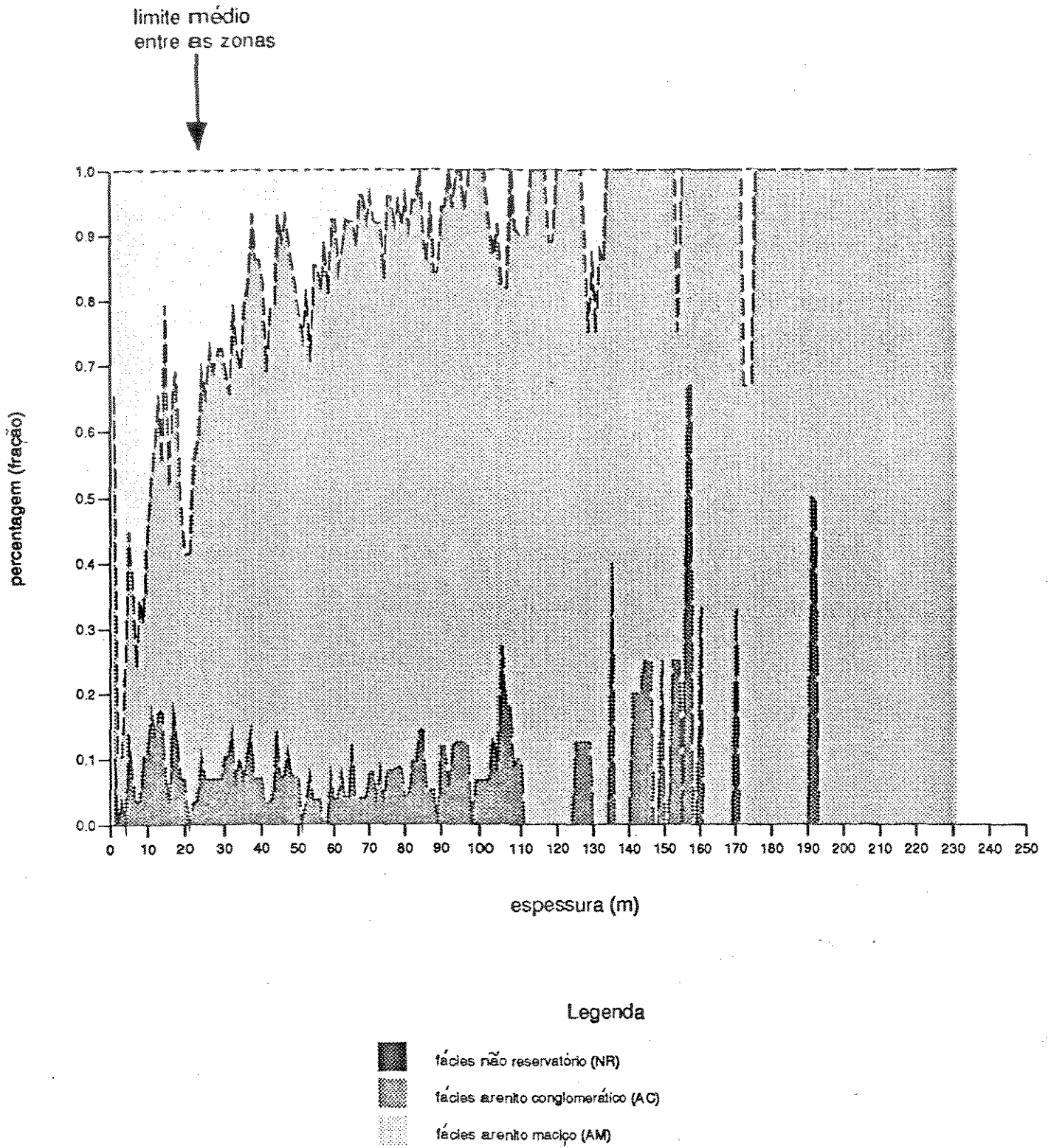


Figura 5.3 - Curva de proporção de litofácies (% x m).

Tais alterações mostraram-se bastante úteis, fazendo com que as curvas de corte de água se aproximassem. A próxima etapa foi ajustar a permeabilidade vertical, de modo que a água chegasse de modo adequado aos poços da camada 1.

O corte de água ficou coerente para os poços centrais, excetuando-se o poço 11. Contudo, os poços laterais continuaram a apresentar produções diminutas de água. Analizando-se as seções geológicas, que mostram forte mergulho das camadas em direção ao aquífero na porção sudeste da jazida e o diagrama de cerca, figura 3.2, implementou-se o aquífero lateral em todas as camadas, alterando-se de modo coerente as propriedades do aquífero de fundo.

Com a utilização do aquífero lateral foram recalculadas as transmissibilidades, que impunham caminhos preferenciais ao longo do reservatório. De modo geral, os tempos de erupção da água estavam razoáveis, mas as curvas calculadas de W_{cut} encontravam-se um pouco defasadas das observadas, apesar de apresentarem formatos similares. As curvas pareciam que estavam multiplicadas por um fator que causava a defasagem entre elas.

Optou-se, então, por reduzir a saturação de água irreduzível em 2%, para todos os poços. Os resultados foram bons para alguns poços, deixando a desejar em alguns, como os poços 11 e 19.

Tentou-se alterar a dispersão na área do poço 19 de totalmente disperso para

totalmente segregado, uma vez que a produção de água calculada era muito maior que a observada e os canhoneios neste poço estão na porção superior da camada. Nem com a segregação dos fluidos, que obriga a água a se posicionar a princípio na base da camada, conseguiu-se uma redução significativa do corte de água.

Passadas dezesseis rodadas, não se investiu mais nesta versão. O corte de água calculado foi superior ao observado, figura 5.4. Esta figura é uma comparação entre a rodada inicial e a final desta versão. Dentre os poços alguns se mostram ajustados, ou estariam nesta condição a menos de uma questão de tempo. Assim, não se investiu mais nesta versão, deixando os poços 11 e 19 sem conseguir ajuste.

Esta versão foi fundamental nesta dissertação, pois propiciou o primeiro contato com um simulador de fluxo, além de mostrar os parâmetros mais sensíveis e os caminhos a serem seguidos para se obter melhores ajustes nas duas próximas versões. Considerou-se os ajustes obtidos, de maneira geral, bem razoáveis, em função das limitações impostas nesta versão.

5.3 - Versão Heterogênea 1

Nesta versão, trabalhou-se com valores diferenciados de porosidade por célula e com uma distribuição bimodal de valores de permeabilidade, em função da litofácies predominante na mesma. No capítulo 3 foi explicada a metodologia

VERSÃO HOMOGÊNEA

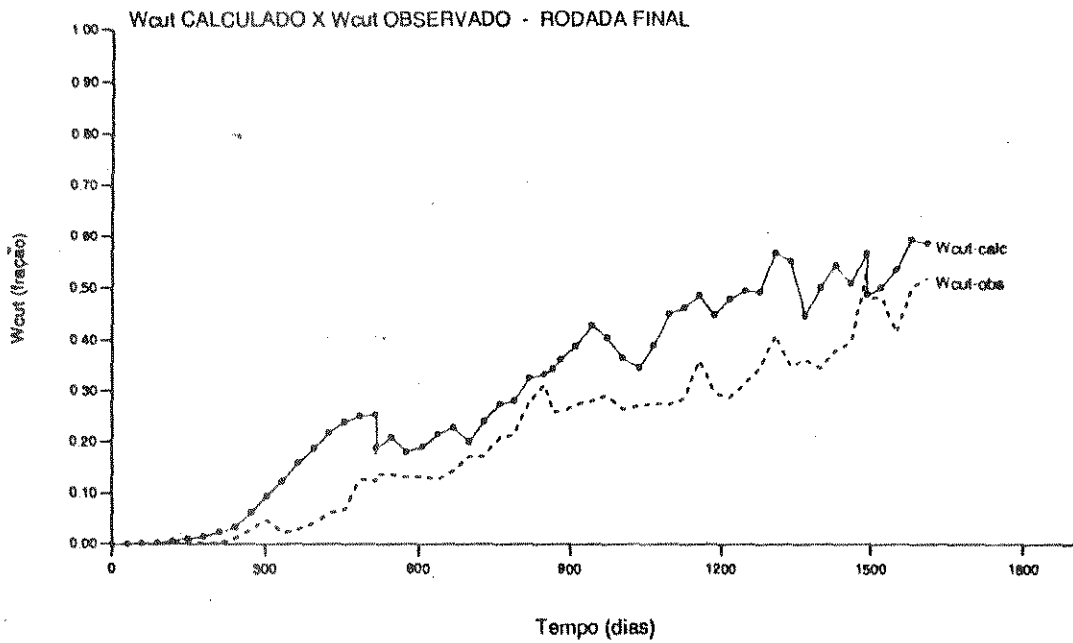
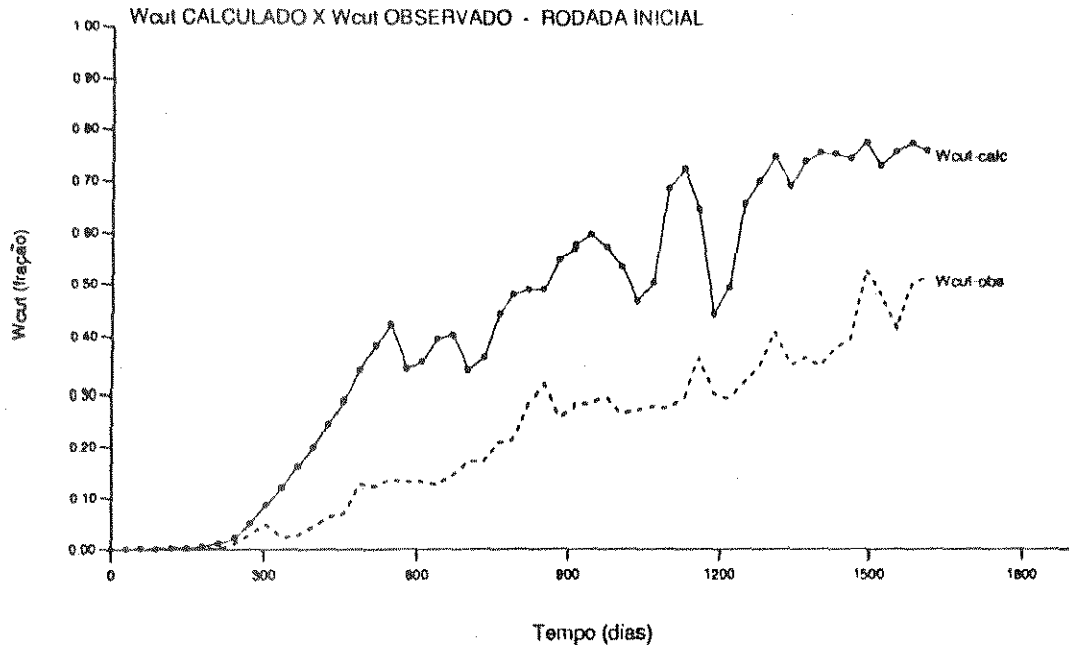


Figura 5.4 - Comparação entre o corte de água global obtido na primeira e na última rodada da versão homogênea

para a obtenção das permeabilidades.

Foram montados dois arquivos como entrada do simulador. Um dos quais aproveitava os ajustes da versão homogênea, e outro dito básico, sem nenhum ajuste prévio.

Os ajustes obtidos na versão homogênea, quando aplicados neste novo conjunto de dados de porosidade-permeabilidade se mostraram piores, se comparados com a rodada básica desta versão. Isto mostra a grande influência que o par de parâmetros têm no fluxo dos fluidos.

Como surgiram problemas em relação ao tempo de erupção da água, decidiu-se usar esta versão para testar diversas alterações nos pontos terminais das curvas de permeabilidade relativa, visando seu ajuste através de pseudo-curvas. Tentou-se também alterar a forma de algumas curvas visando-se fitar o corte de água, após o *breakthrough*, nos poços mais problemáticos.

Paralelamente a essas tentativas de se encontrar as curvas mais adequadas por região específica, tentou-se ajustar os poços através de alterações no influxo do aquífero em algumas áreas e na transmissibilidade em outras. Como os resultados começaram a se mostrar animadores, decidiu-se, mais uma vez, por uma questão de tempo, parar com esta versão mais acadêmica, em função de ter apenas dois valores de permeabilidades, e passar ao desenvolvimento da versão realmente heterogênea.

A versão heterogênea 1 obteve resultados melhores que o da versão homogênea, como visualizado na figura 5.5, serviu como laboratório para a versão definitiva, uma vez que as alterações das curvas de permeabilidades relativas eram feitas para todo o campo, ou seja, cada zona produtora apresentava somente uma curva por rodada. Na próxima versão cada grupo de poço, com características de fluxo semelhantes, terá a sua própria curva implementada.

5.4 - Versão Heterogênea 2

Esta é a versão mais importante e elaborada da dissertação. Nela, procurou-se incorporar todos os conhecimentos adquiridos nas versões anteriores. Esta é a mais realística, uma vez que permite a variação bloco a bloco das duas principais propriedades petrofísicas. A distribuição de porosidades é idêntica à da versão 1.

Foram utilizadas oito diferentes curvas de permeabilidade relativa, que tiveram sua origem a partir de modificações da curva média de cada zona, já apresentadas nas figuras 4.5 e 4.6.

No histórico do campo existem trinta e um dados de pressão, oriundos de testes e registros de pressão realizados ao longo de sua vida produtora. Algumas elevações observadas nesses dados de pressão, que de certa forma são ajustadas pela simulação, são decorrentes de diminuições na vazão bruta de óleo, como pode

VERSÃO HETEROGÊNEA # 1

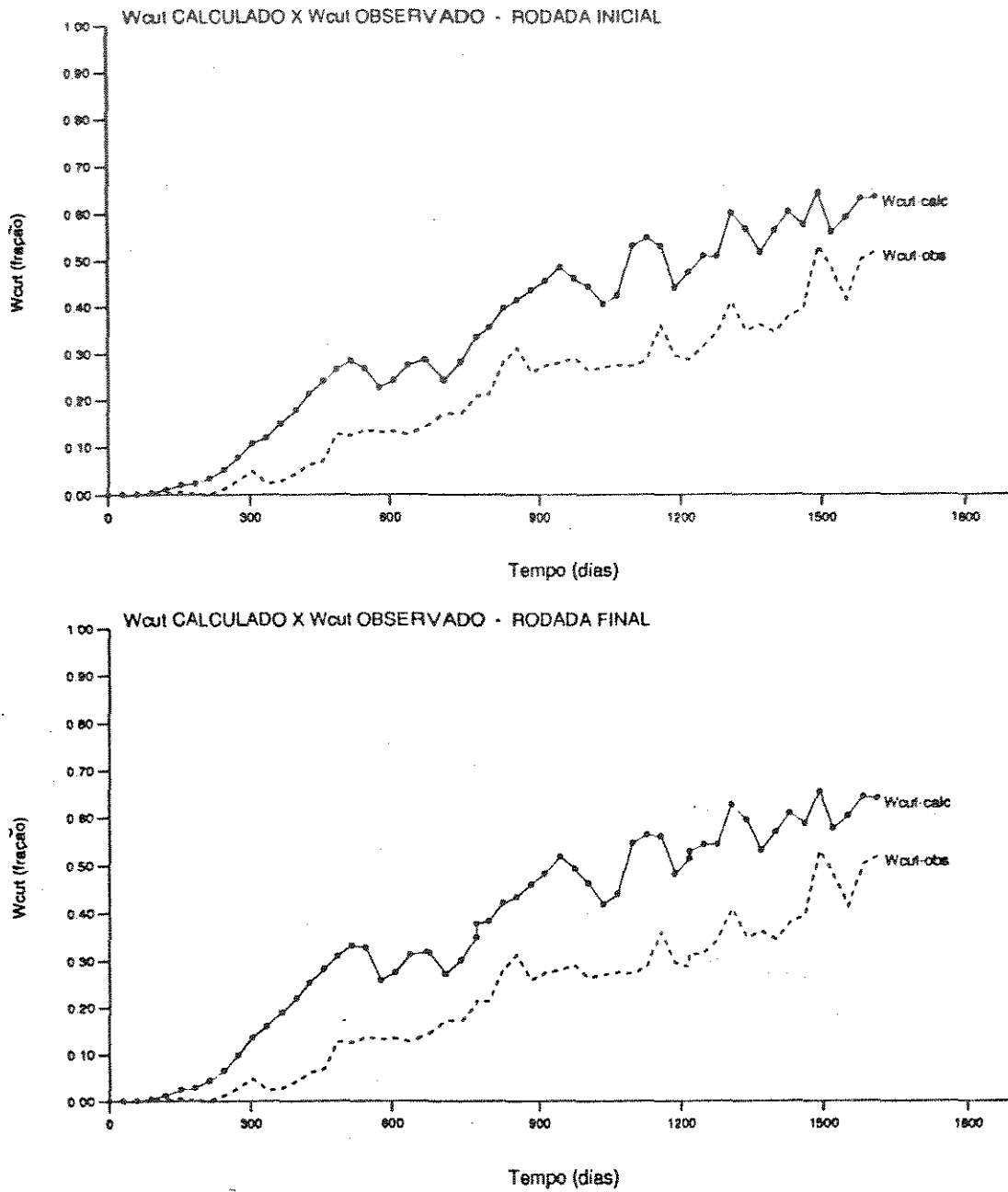


Figura 5.5 - Comparação entre o corte de água global obtido na primeira e na última rodada da versão heterogênea 1.

ser visualizado na figura 5.6, donde que se conclui que o campo é do tipo sensível a vazão.

A figura 5.7 mostra o bom ajuste obtido para o campo, em relação ao corte de água. As figuras 5.8 a 5.11 apresentam os ajustes obtidos poço a poço. Os ajuste dos poços 4, 6, 14, 22, 23 e 24 são considerados muito bons. Os ajustes dos poços 7, 8, 10, 17, 25 e 26 podem ser considerados bastante razoáveis. Restam então os poços realmente problemáticos 11 e 19, nos quais não se conseguiu ajuste.

5.5 - Determinação dos Caminhos Preferenciais da Água

Uma vez tendo-se obtido êxito no ajuste do histórico, comprovou-se que no campo em estudo, o aquífero age não só através do influxo de fundo, atuando ao longo de toda jazida, bem como lateralmente.

De forma a investigar os caminhos preferenciais que foram percorridos pela água, elaborou-se mapas de saturação de água, para cada camada produtora, a cada seis meses de produção.

A figura 5.12 mostra que as saturações de água nas camadas 1 e 4 se mantiveram praticamente inalteradas, abaixo de 10%, após o primeiro semestre de produção. Na camada 2 observa-se um avanço quase simétrico por todo o

AJUSTE DA VERSÃO HETEROGÊNEA # 2

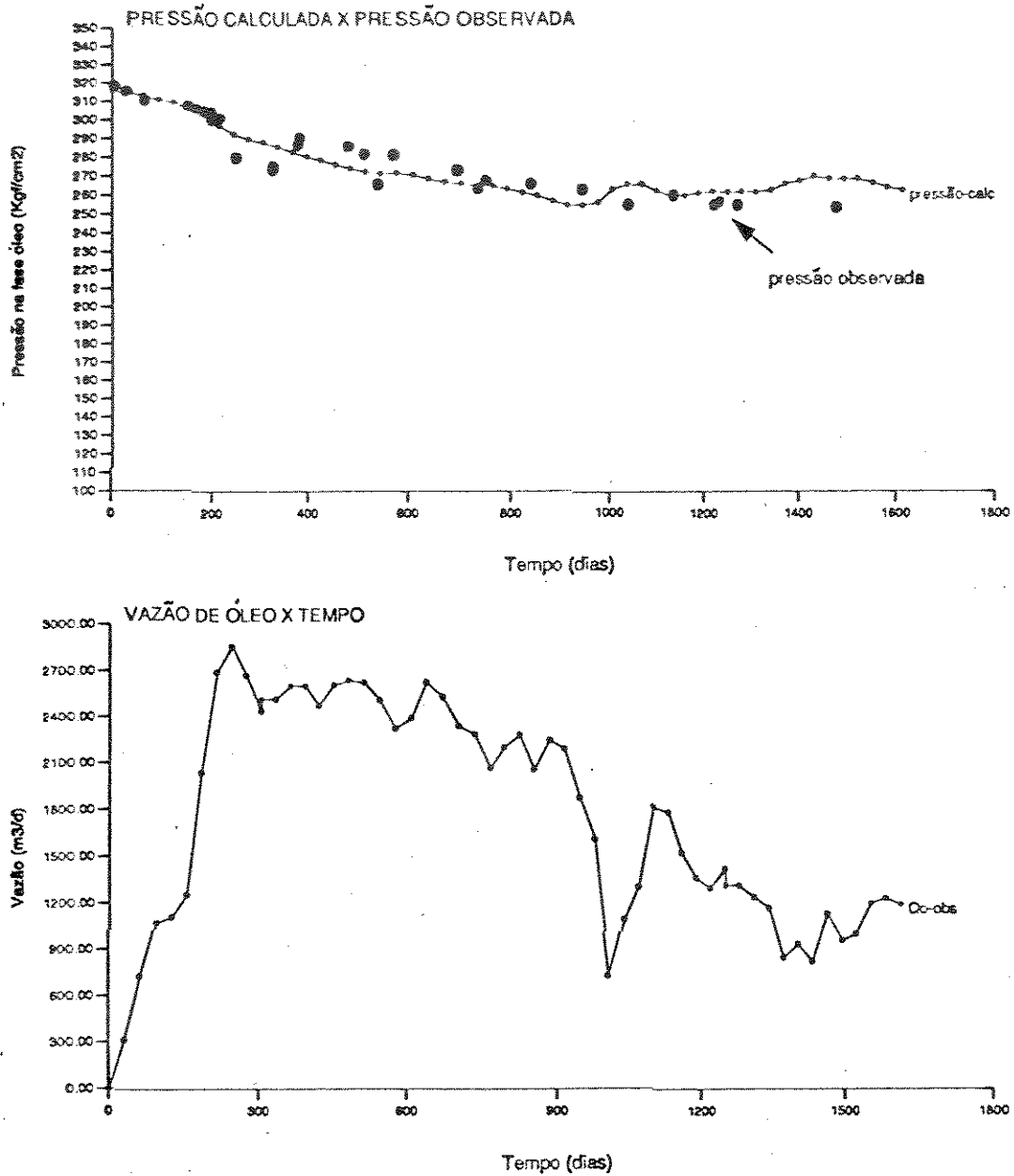


Figura 5.6 - Gráficos de pressão na fase óleo x tempo e vazão de óleo x tempo da versão heterogênea 2.

hemisfério sul da área, enquanto na camada 3 surgiu um discreto aumento na saturação nas extremidades a sudeste e a sudoeste.

Ao se completar um ano de produção, figura 5.13, nota-se o início do avanço da água na camada 1, sobretudo na porção central, tanto a leste como a oeste, e uma outra pequena entrada ao sul. O mapa da camada 2 mostra notáveis alterações. Houve um pronunciado aumento da saturação em direção ao centro da área, a partir de suas bordas. O avanço ocorre de uma maneira quase que simétrica, as exceções são ao norte, onde por pinch-out não existe aquífero e ao sul onde a frente de

AJUSTE DA VERSÃO HETEROGÊNEA # 2

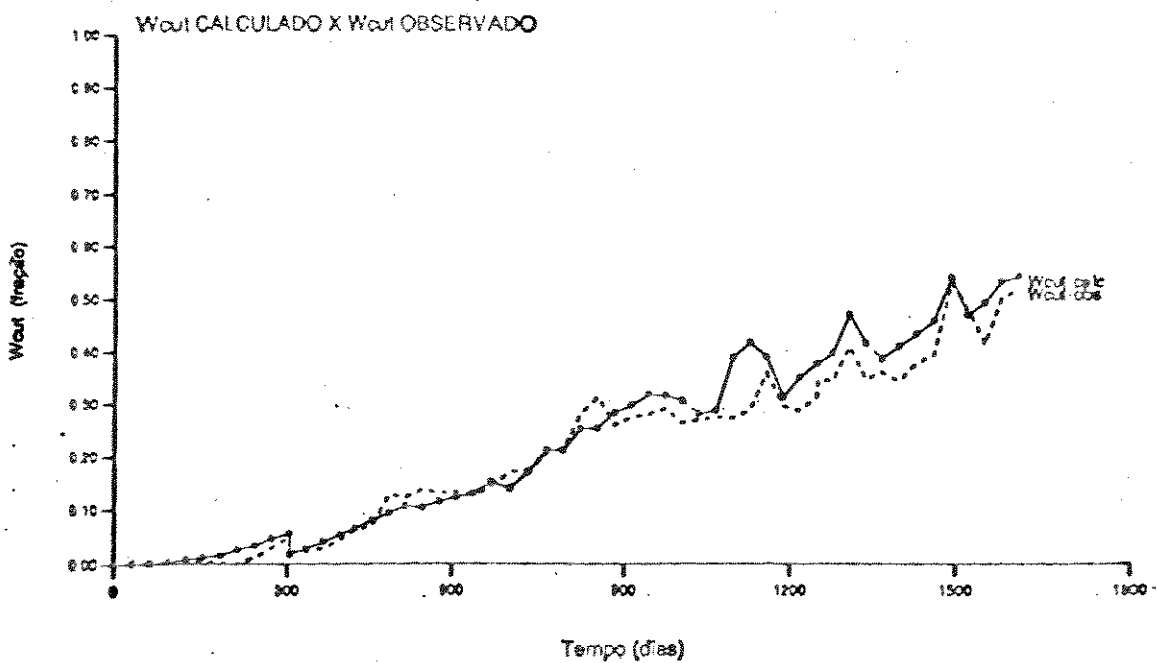


Figura 5.7 - Ajuste global do corte de água

AJUSTE DA VERSÃO HETEROGÊNEA # 2

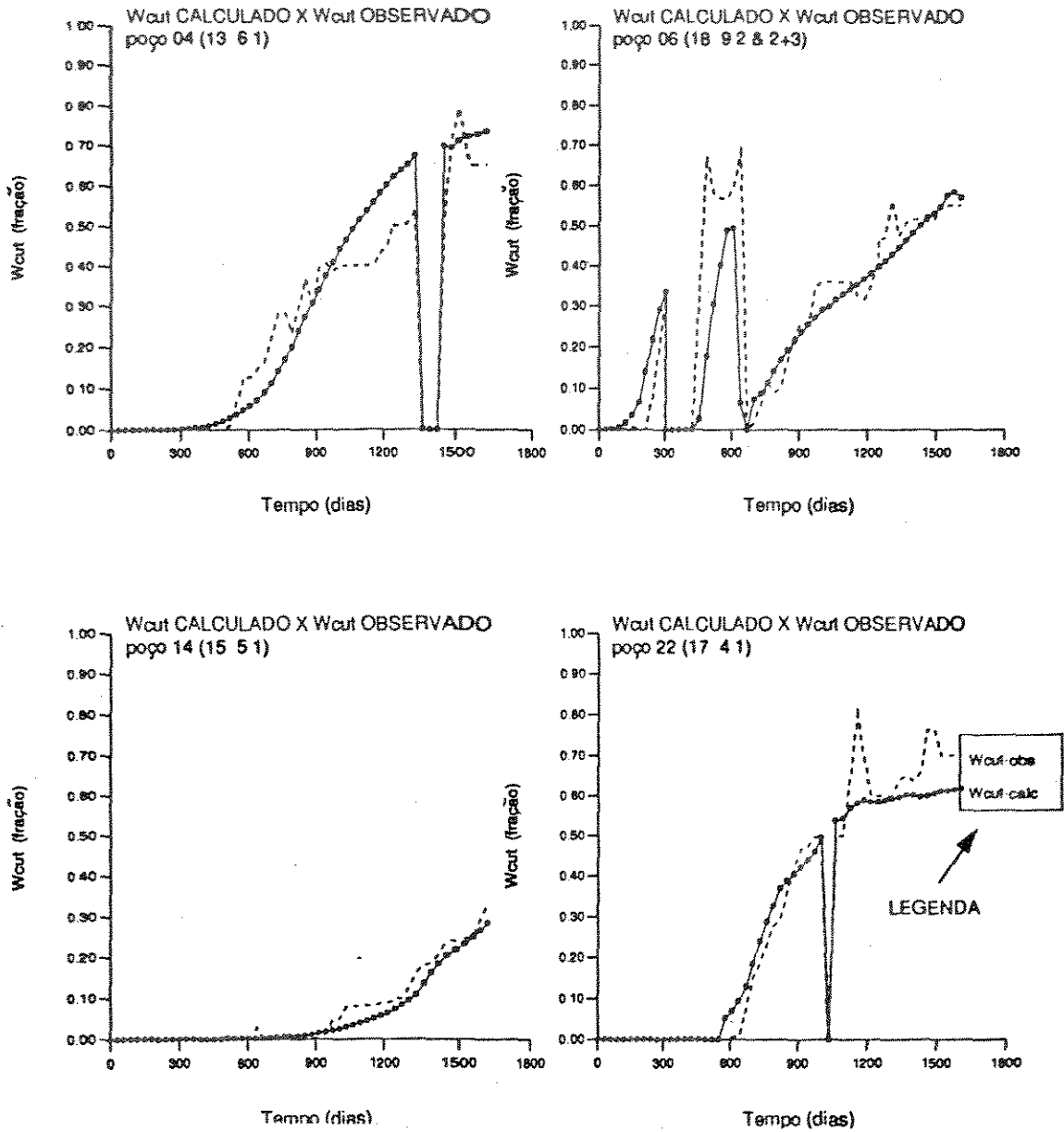


Figura 5.8 - Ajuste do corte de água dos poços 4, 6, 14 e 22.

AJUSTE DA VERSÃO HETEROGÊNEA # 2

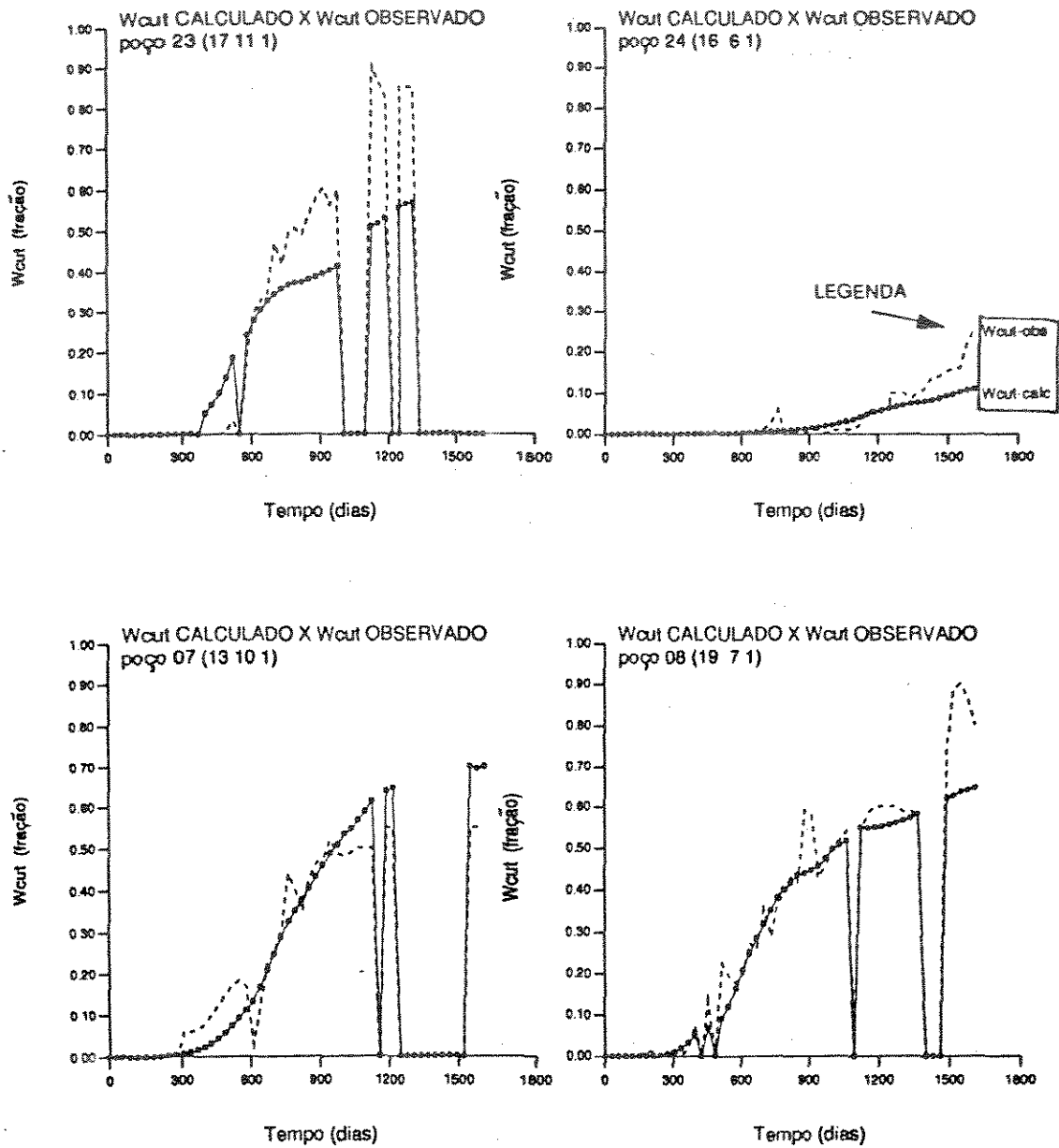


Figura 5.9 - Ajuste do corte de água dos poços 23, 24, 7 e 8.

AJUSTE DA VERSÃO HETEROGÊNEA # 2

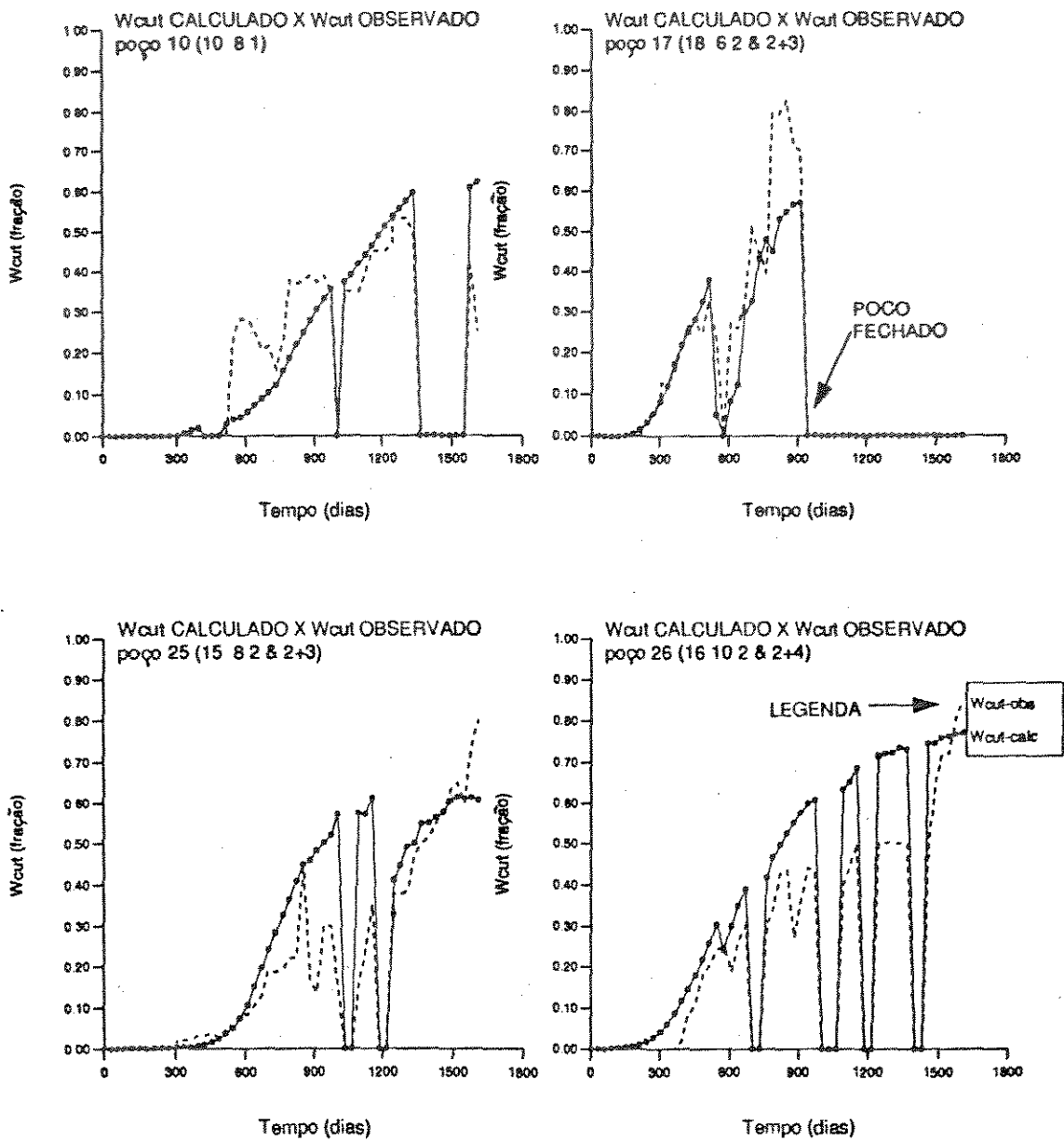


Figura 5.10 - Ajuste do corte de água dos poços 10, 17, 25 e 26.

AJUSTE DA VERSÃO HETERÔGENEA # 2

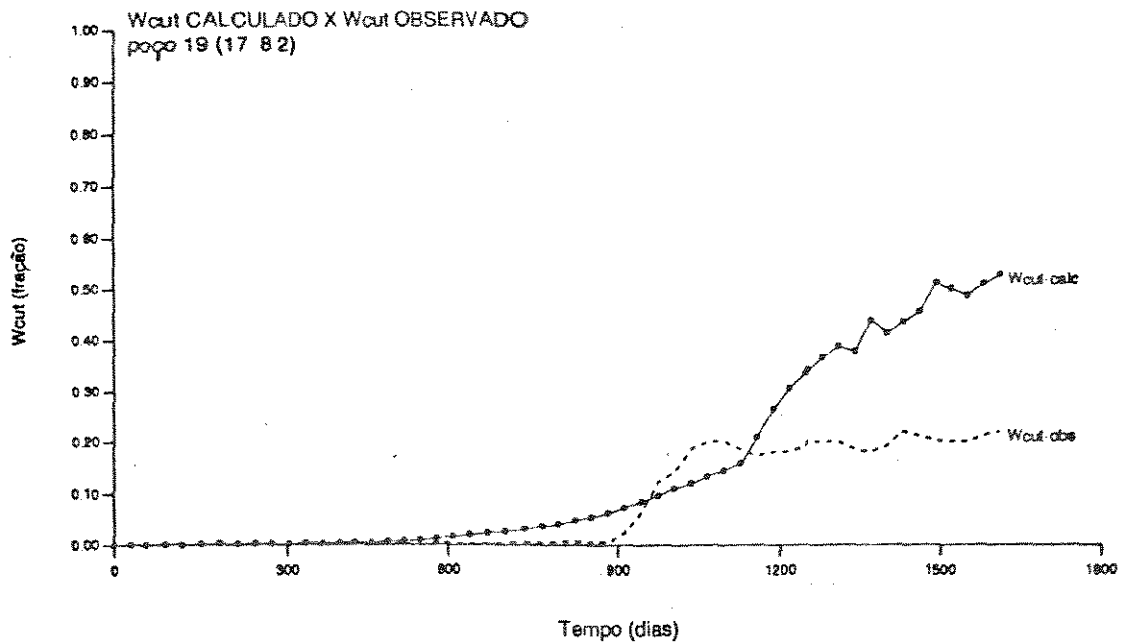
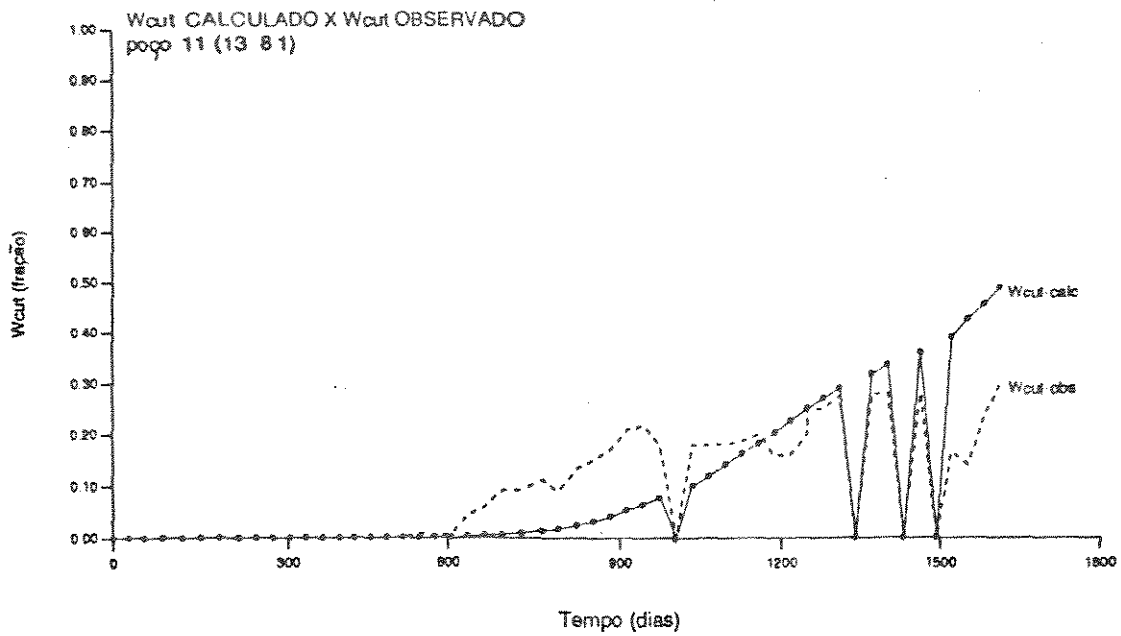


Figura 5.11 - Ausência de ajuste nos poços 11 e 19.

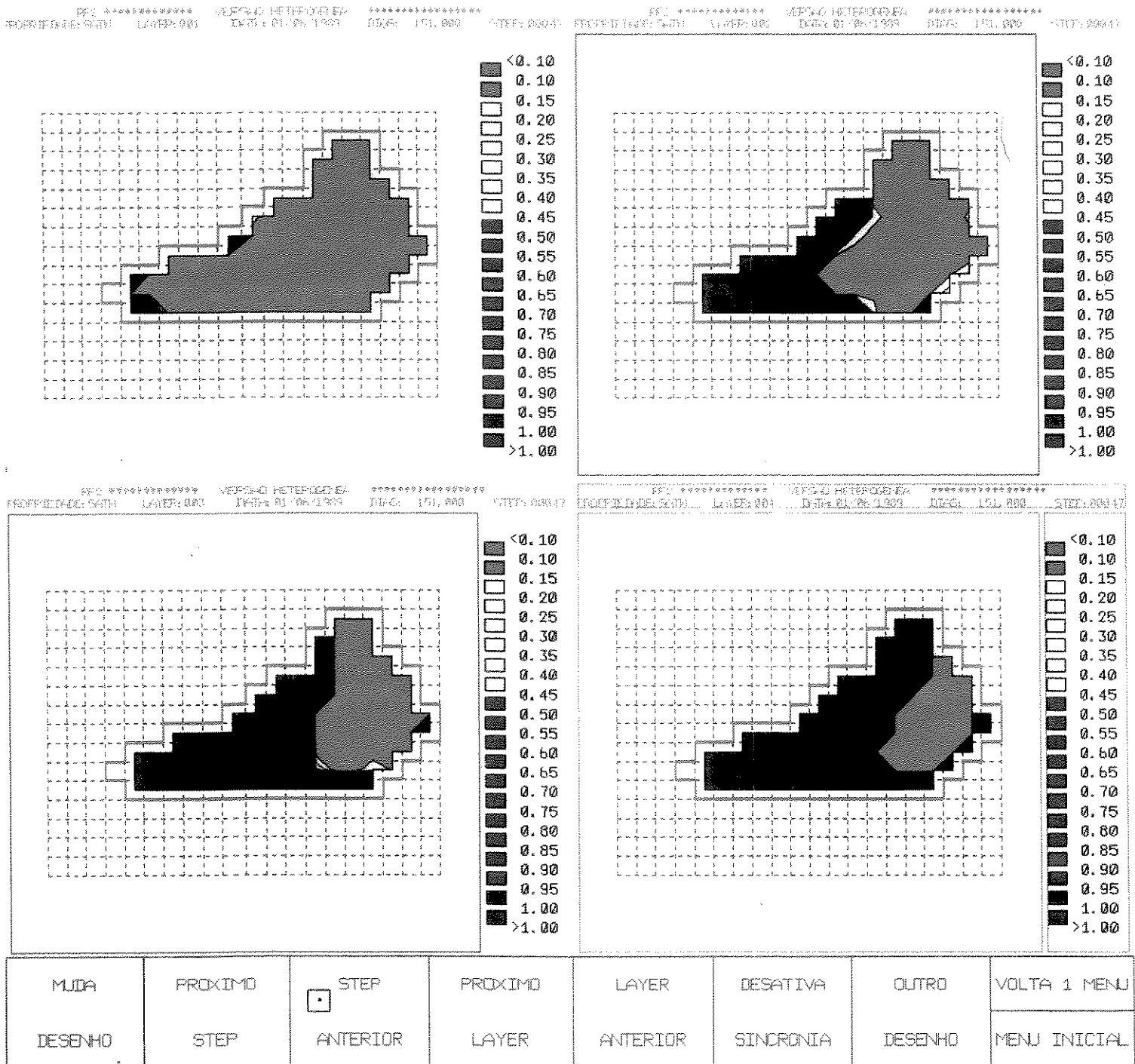


Figura 5.12 - Mapas de saturação de água por camada de simulação, após 1 semestre de produção (junho/90)

avanço não se encontra unida. Na camada 3 começa a se desenvolver avanços a partir das extremidades sul, e na 4 indícios de avanço ocorrem a sudoeste.

Ao completar-se dois anos de produção, os mapas da figura 5.14 ilustram configurações bem distintas daquelas apresentadas a um ano, na figura anterior. Na camada 1, onde o avanço é homogêneo, este ocorre com maior intensidade ao sul, em direção a região de amalgamação com a camada 2, tendendo a gerar duas regiões com saturações de óleo mais elevadas. Na camada 2 a água já varre quase que três quartos de sua área, sendo que o maior avanço ocorre pela borda oeste. A camada 3 apresenta frentes a leste, sudeste e sudoeste, que caminham em direção ao centro da zona de óleo. A configuração da camada 4 pouco se altera, em função de sua baixa produção, mesmo assim surge uma pequena entrada de água ao sul.

Após três anos de produção, figura 5.15, configuram-se as duas regiões com saturação de água só irreduzível na camada 1. Na camada 2 o avanço foi tal que isolou uma pequena região no centro dele e outra maior ao norte, com saturação inferior a 10%. Observa-se um aumento suave a partir das bordas sul da camada 3, de certa forma ainda simétrico. Na camada 4 pouca alteração se fez notar.

Passados quatro anos e meio de produção, que equivale ao último dia do histórico disponível, observa-se na figura 5.16 uma diminuição generalizada das zonas de óleo, ainda apresentando saturações de água inferiores a 10%, exceção feita a camada 4. O avanço da água na camada 1 tende a isolar a região central, devido

Capítulo 5 - Simulação de Fluxo

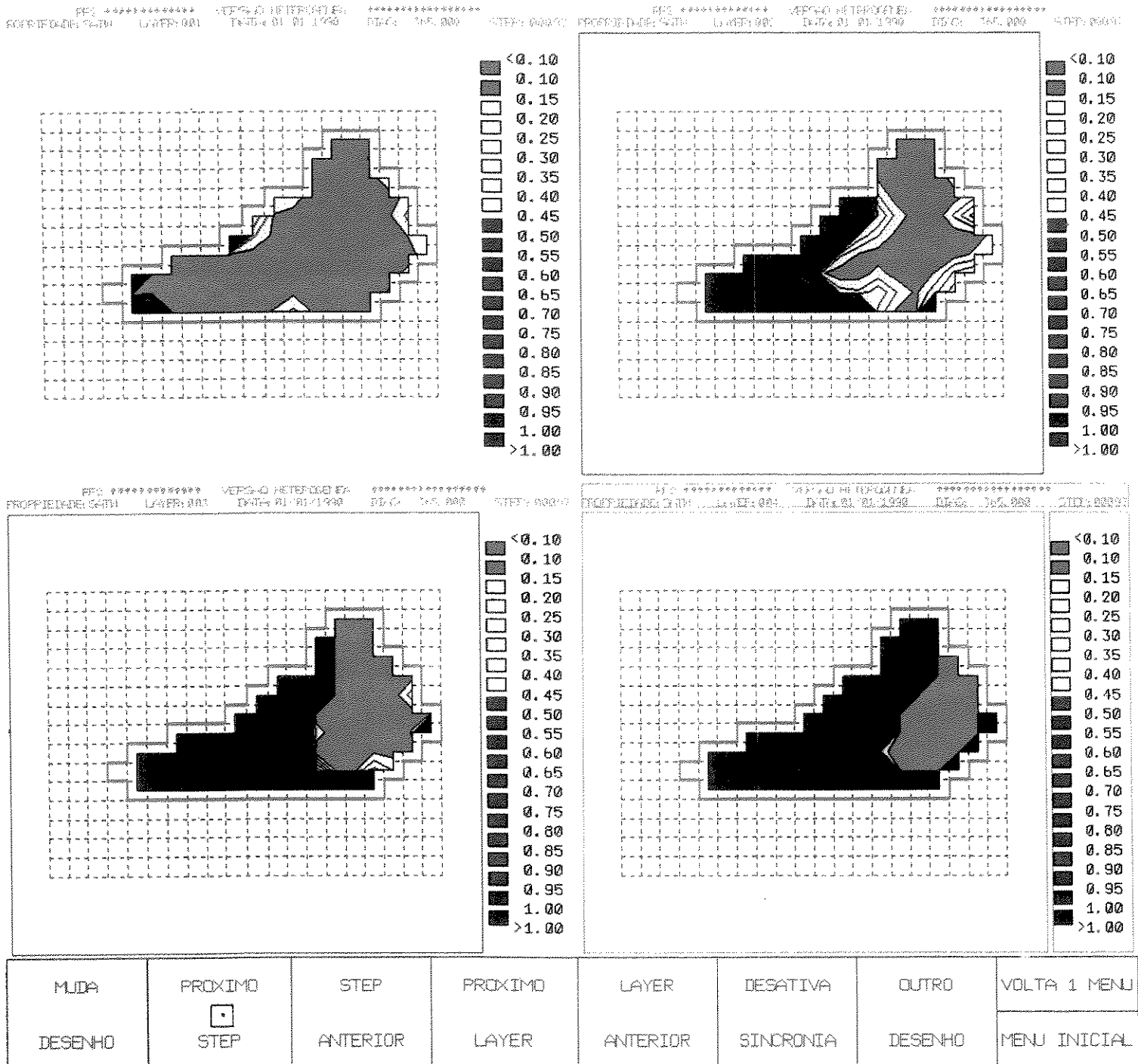


Figura 5.13 - Mapas de saturação de água por camada de simulação, após 1 ano de produção (dezembro/90)

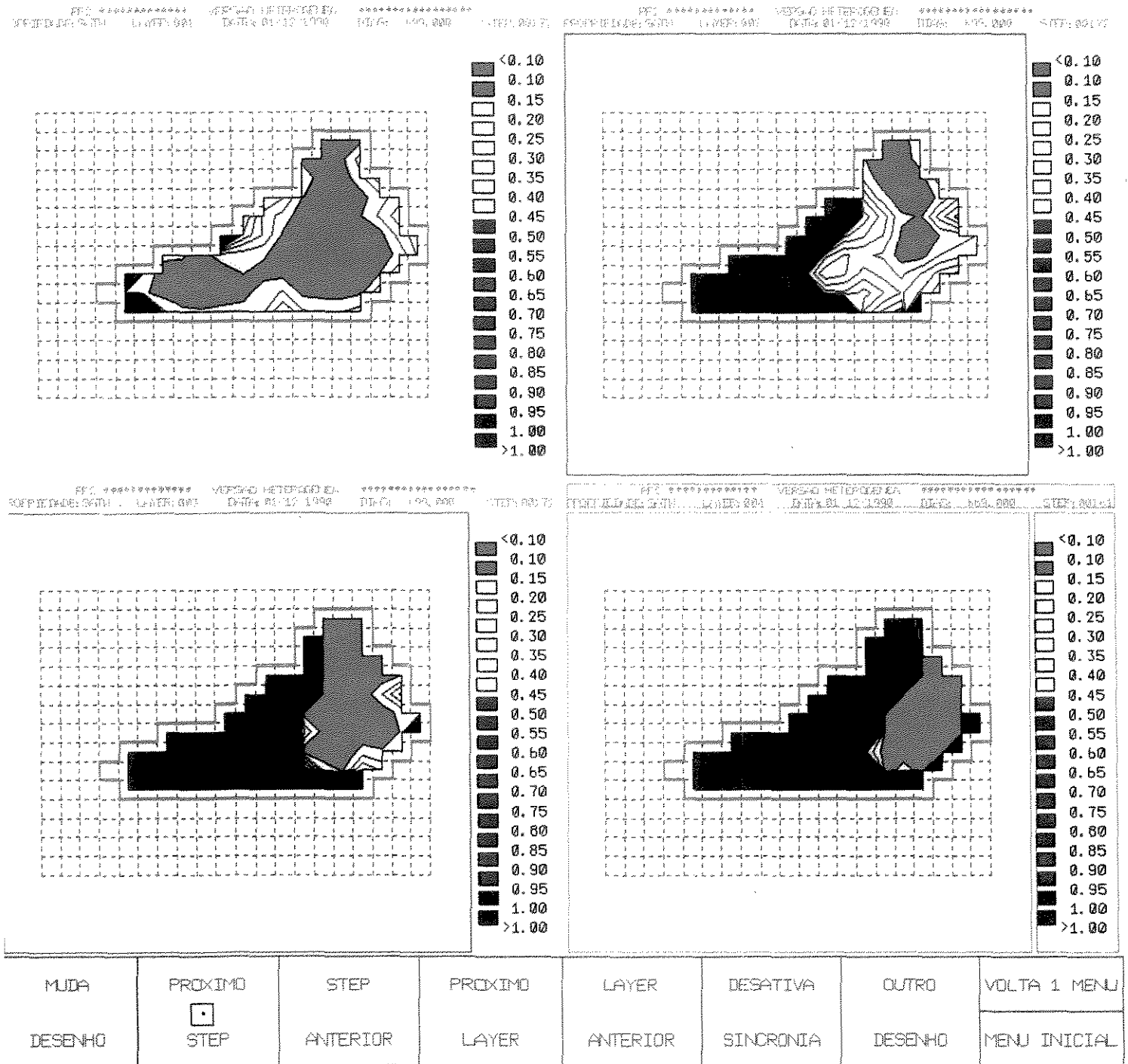


Figura 5.14 - Mapas de saturação de água por camada de simulação, após 2 anos de produção (dezembro/91)

a um avanço preferencial a nordeste. A camada 2 fecha o histórico com toda a sua área central com saturações na faixa dos 30%. Na camada 3, nota-se uma estrangulação ao centro da zona de óleo, por avanços simétricos da frente de água no hemisfério sul do mesmo.

É com base nos mapas de saturação da figura 5.16 que serão analisadas as diversas propostas de extensão de canhoneio e de novas locações, que serão testadas na extrapolação da produção.

5.6 - Extrapolação da Produção

A maioria dos estudos de reservatório culmina na previsão de sua futura performance. Esta é uma das partes mais interessantes da simulação, uma vez que permite testar diversas estratégias para incrementar a recuperação de óleo. Este item pretende descrever os procedimentos feitos para a extrapolação da produção, segundo diversas alternativas de extensão de canhoneios e de uma nova locação e posterior a análise.

5.6.1 - Generalidades

Uma vez feito o ajuste do histórico, o estudo tem continuidade com a

Capítulo 5 - Simulação de Fluxo

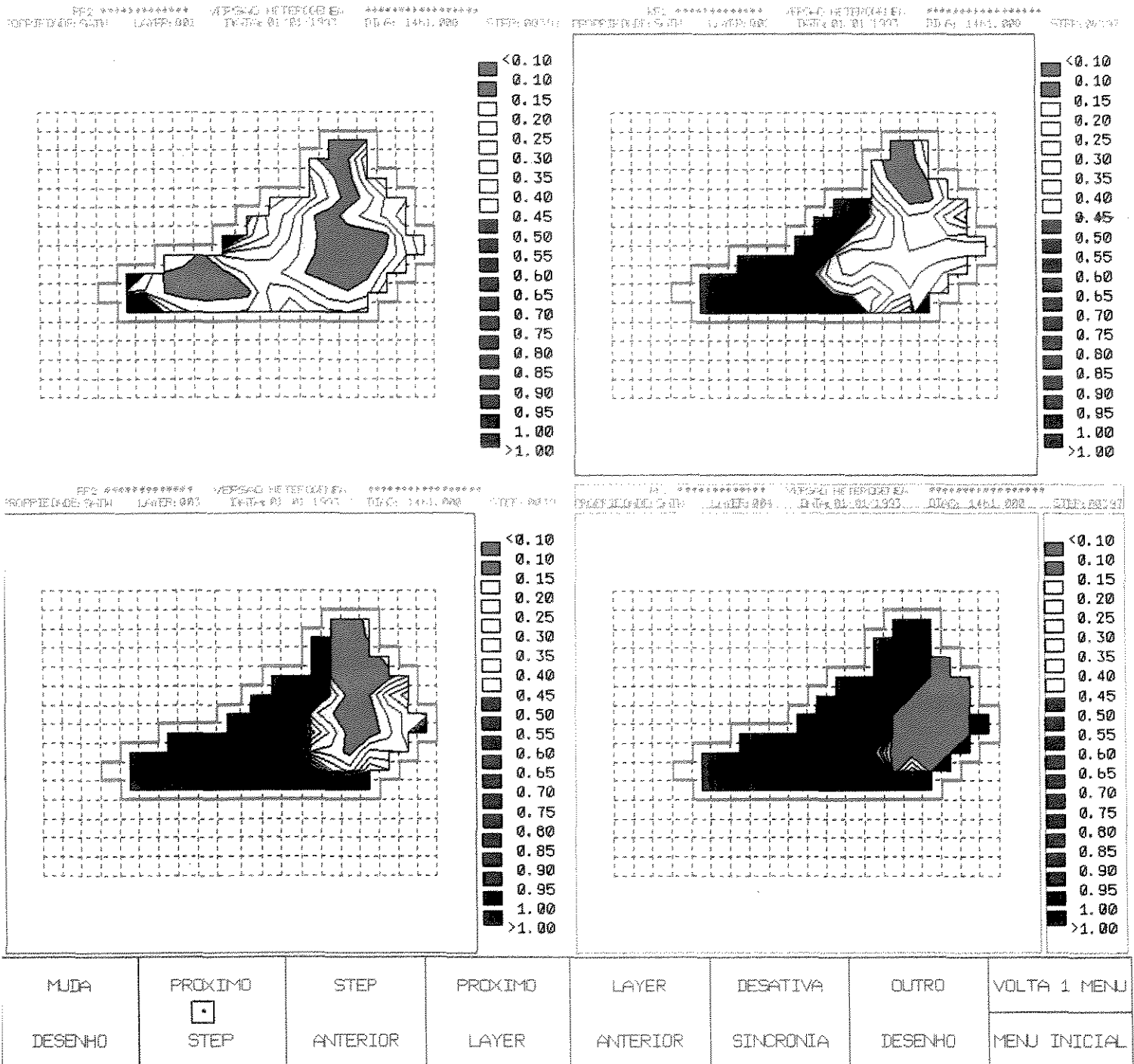


Figura 5.15 - Mapas de saturação de água por camada de simulação, após 3 anos de produção (dezembro/92)

Capítulo 5 - Simulação de Fluxo

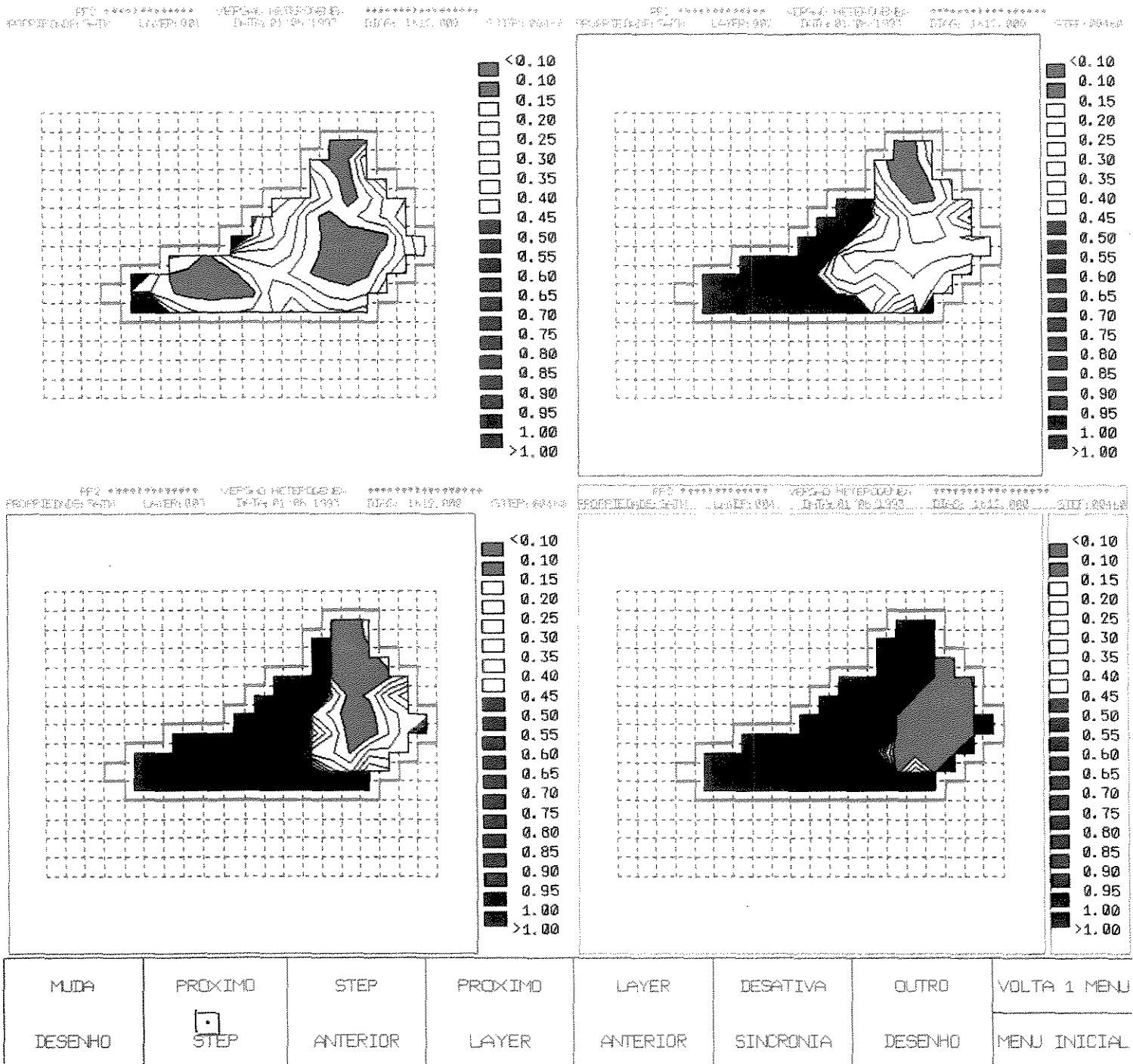


Figura 5.16 - Mapas de saturação de água por camada de simulação, após 9 semestres de produção (junho/93)

extrapolação de produção. A tendência natural é estimar a produção daquele conjunto corrente de poços, sem promover qualquer tipo de operação no reservatório. É o dito caso básico.

Analizando-se os mapas de saturação de água do último timestep da simulação, figura 5.16, percebe-se que a camada 4 foi muito mal drenada, cabendo inclusive algumas completações na mesma, observa-se também uma grande área na camada 1 com saturações de água inferiores a 10%, ou seja apenas água irreduzível, que poderá ainda ser drenada, uma vez que o avanço de água é suave nesta camada. O mesmo não pode ser dito a respeito das camadas 2 e 3, que apresentam diversas frentes preferenciais de avanço de água e saturações mais elevadas.

Baseado no exposto, desenvolveu-se então diversas alternativas para drenagem final dos reservatórios. Para a zona de produção 2, camada 1, será analisada a proposta de uma nova locação, vertical ou horizontal. Para a camada 4 serão propostas extensões de canhoneios.

De forma a simplificar o estudo, as diferentes extrapolações começam imediatamente após o último dia do histórico disponível, 31 de maio de 1993. Assim as extensões e nova locação começam a produzir já no dia 01 de julho de 1993. A extrapolação se estende até 31 de dezembro de 2000.

O controle automático do timestep, cartão AUTO do SimBest foi alterado

em relação ao mesmo cartão do ajuste. O timestep passou a poder variar de 0,10 a 60 dias. A variação máxima da saturação foi aumentada para 40%, mantendo-se entretanto a máxima mudança de pressão em 5 psi. O processo de extrapolação exige que diversos parâmetros balizadores sejam informados ao simulador, tais como a vazão mínima econômica e o corte de água limite (W_{cut}), a partir dos quais o poço é automaticamente fechado. Foram informados respectivamente 5 m³/d e 95%. Em vista de nunca se atingir a pressão de saturação, optou-se pelo valor default para a RGO limite, 200 m³/m³.

Outro parâmetro balizador é a vazão líquida máxima. Os valores informados poço a poço, respeitaram as vazões brutas existentes no final do histórico disponível, uma vez que devido ao avanço de água existente no campo, as vazões devem ser sempre controladas. Além disso, isto faz com que a transição entre a performance calculada no histórico e a extrapolação seja suave e sem descontinuidades nas vazões e nas pressões. A capacidade do modelo de fazer esta transição suavemente, é segundo Richardson & Blackwell (1971) um teste de qualidade do modelo desenvolvido para o reservatório.

5.6.2 - Caso Básico

Avaliou-se a cada rodada da versão básica, até que se tivesse obtido o ajuste da extrapolação, a tendência do declínio de produção, através da queda da vazão de

óleo dos poços. Observou-se também o aumento no corte de água e da queda de pressão global do reservatório. Em alguns poços foi necessário, para se obter uma extrapolação mais consistente, um ajuste no índice de produtividade. Estes índices foram calculados por intermédio de um programa FORTRAN denominado WELLPI de autoria de Babu et alli (1991). Este programa calcula os índices de produtividade a partir da definição do plano através do qual o poço penetra no reservatório, serve tanto para poços horizontais, quanto para verticais e depende das dimensões da malha, bem como das permeabilidades nas três dimensões e do raio do poço.

A figura 5.17 ilustra a extrapolação do caso básico de pressão e W_{cut} para o campo, enquanto as figuras 5.18 a 5.20 mostram os ajustes obtidos poço a poço, atentar para a zona de transição que ocorre na posição onde o W_{cut} observado cai a zero. Os poços 17 e 23 não estão representados, por se encontrarem fechados nesta versão. A produção total de óleo nesta versão extrapolada atingiu a 4,757 MM m³.

5.6.3 - Alternativas Para a Zona de Produção 2

A sugestão para drenagem desta zona passa por uma nova localização. Observando-se não só o mapa da figura 5.20, bem como o diagrama de cerca da figura 3.2, percebe-se que o centro da região com maior saturação de óleo não possui poço perfurado.

Coincidentemente, próxima a esta região existe um poço vertical

EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS ORIGINAIS
VERSÃO HETEROGÊNEA # 2

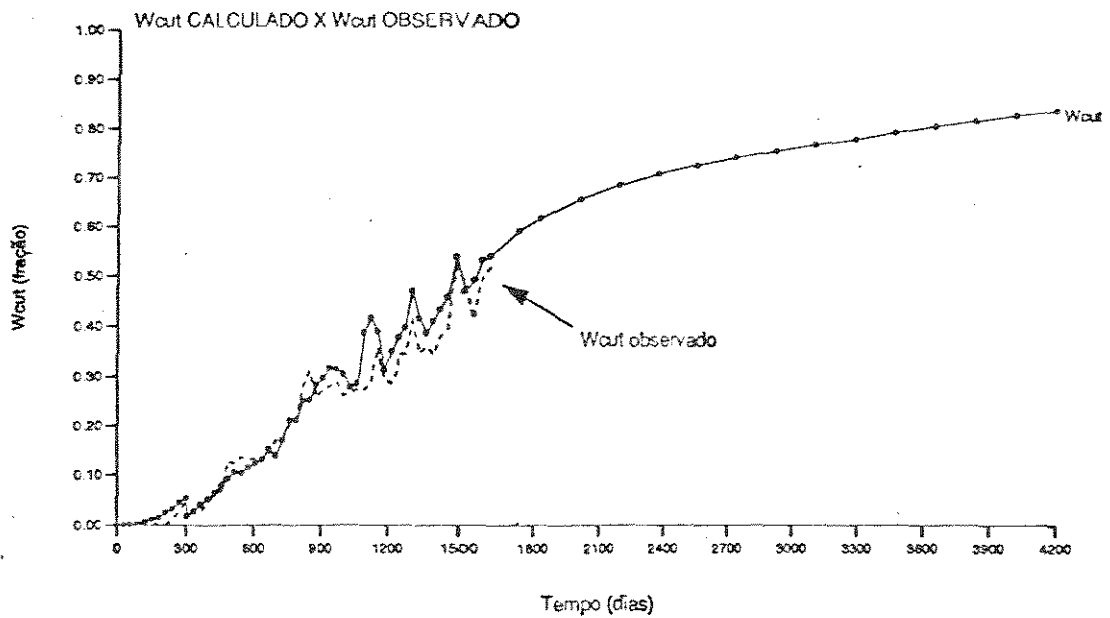
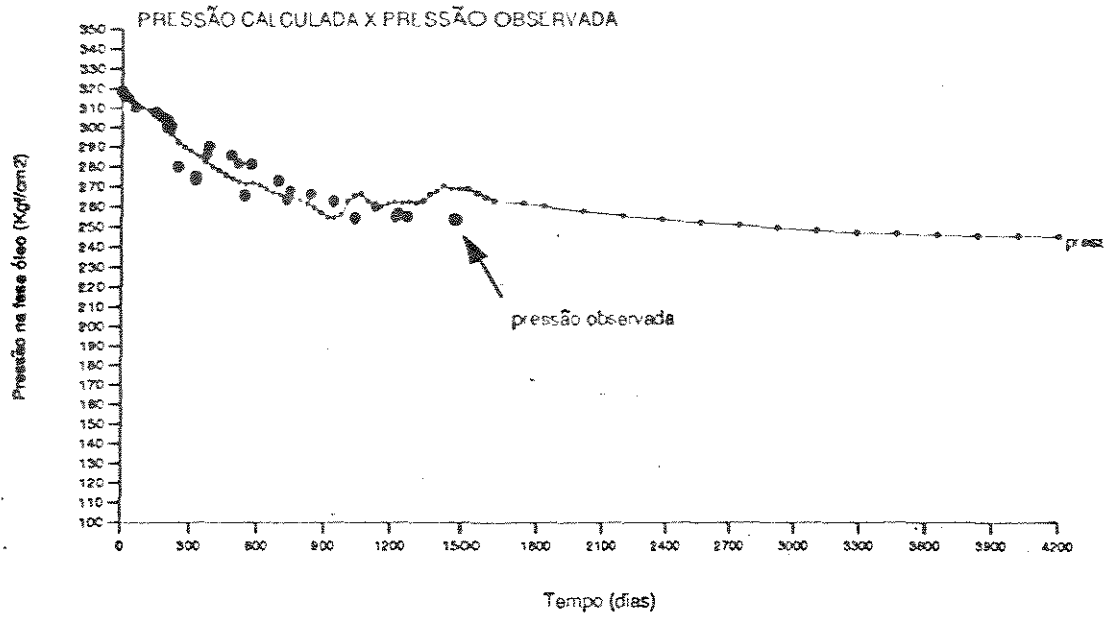


Figura 5.17 - Extrapolação da pressão e do corte de água do caso básico.

EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS ORIGINAIS
VERSÃO HETEROGÊNEA # 2

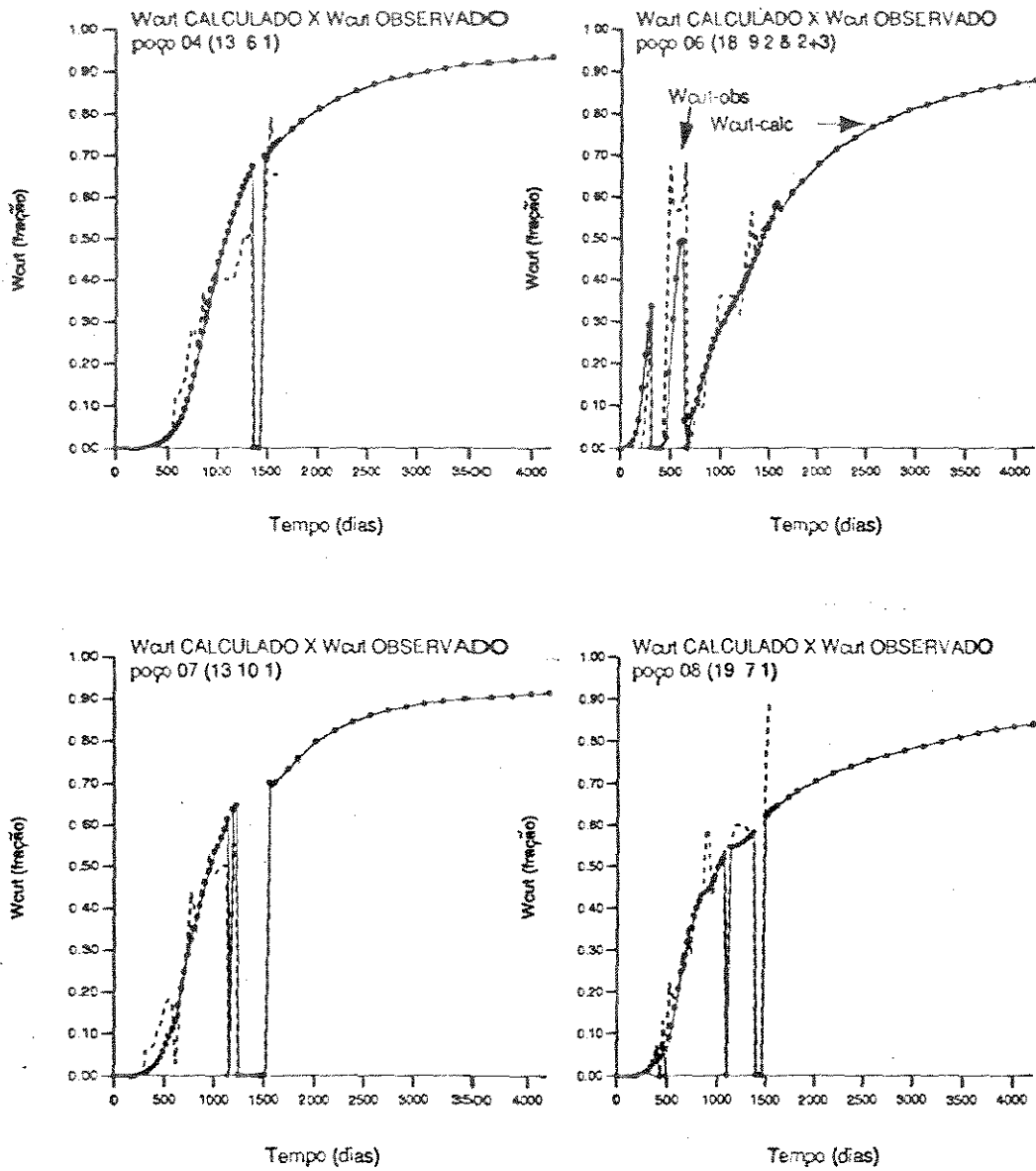


Figura 5.18 - Extrapolação do corte de água dos poços 4, 6, 7 e 8.

EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS ORIGINAIS
VERSÃO HETEROGÊNEA # 2

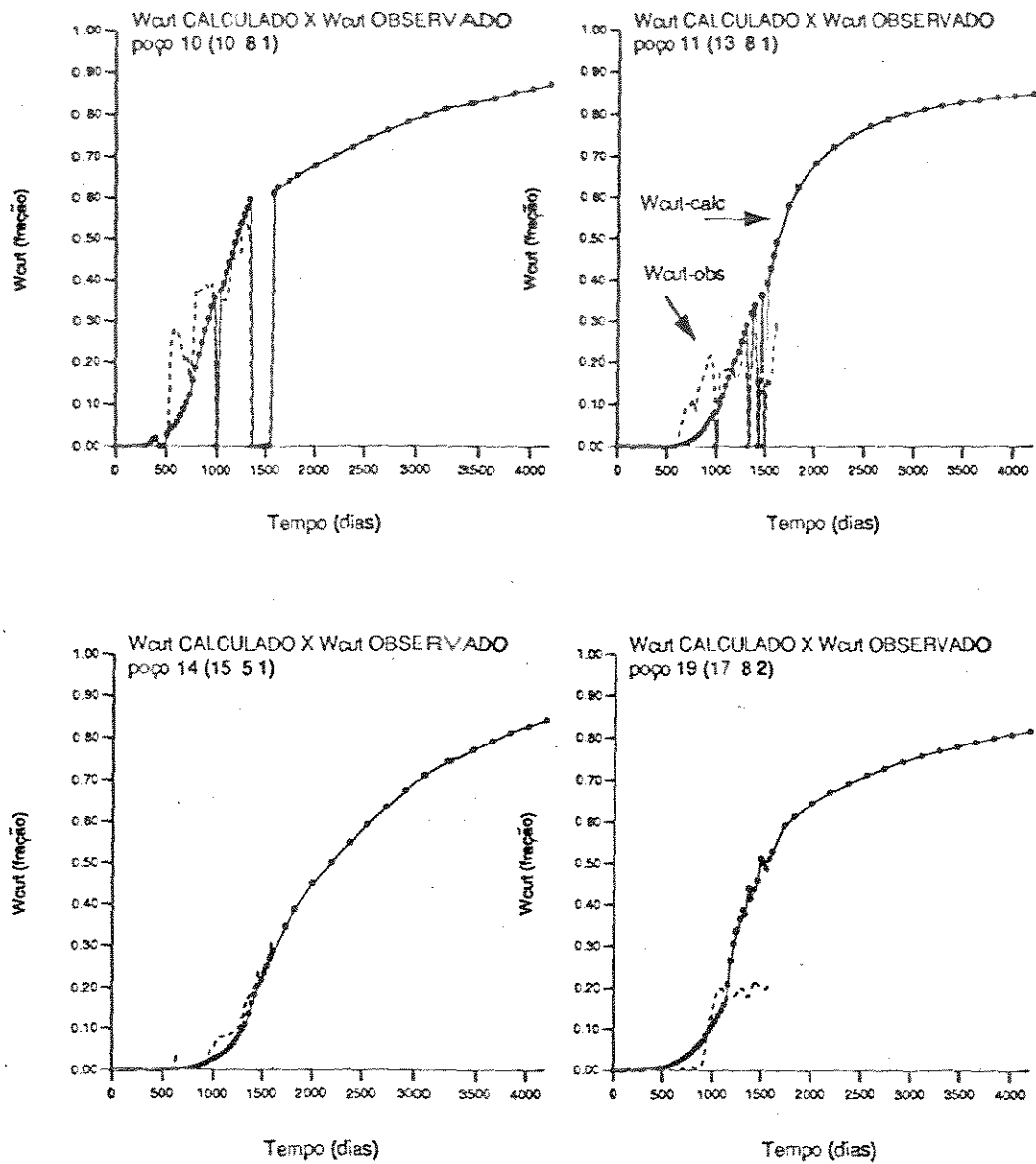


Figura 5.19 - Extrapolação do corte de água dos poços 10, 11, 14 e 19.

EXTRAPOLAÇÃO DOS DADOS ORIGINAIS
VERSÃO HETEROGÊNEA # 2

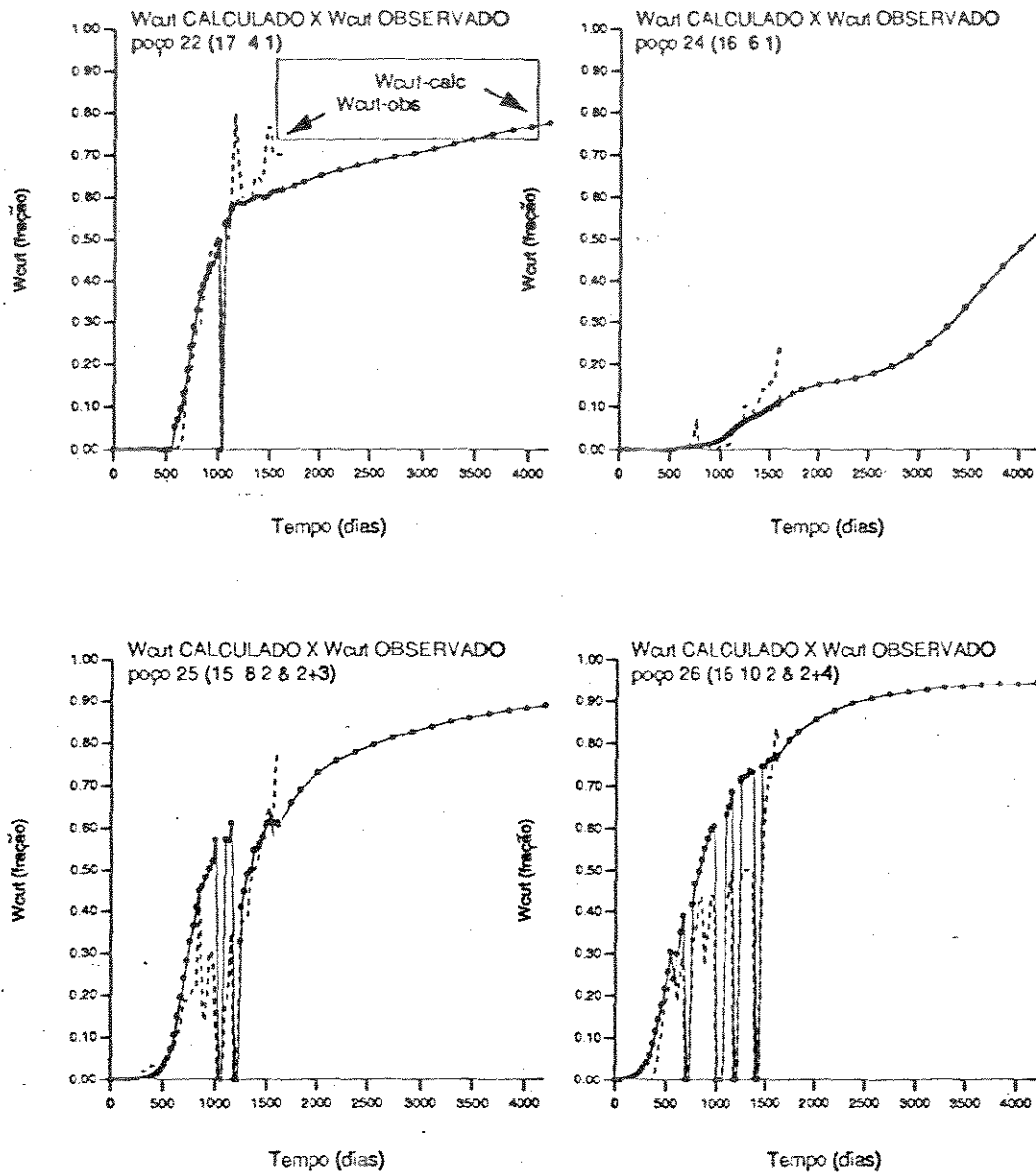


Figura 5.20 - Extrapolação do corte de água dos poços 22, 24, 25 e 26.

abandonado, o poço 209. A locação proposta deveria aproveitar parte deste poço, em função não só dos custos de perfuração, podendo ser feito um desvio (side-track) a partir dele, bem como em termos de proximidade da plataforma de produção. Seriam necessários cerca de 560m de tubos flexíveis (flex-tube) para se processar a sua completação para o sistema definitivo de produção. Os poços produtores mais próximos a drenar esta camada, poços 19 e 24, produziram por urgência por pouco mais de três anos, quando foram instaladas as bombas centrífugas de fundo para promover a elevação artificial.

Devido a grande área de contato com o reservatório, a vazão de óleo de um poço horizontal varia entre 2 a 5 vezes a vazão de um poço vertical no mesmo reservatório. Em um poço vertical a produtividade pode ser tomada, com algumas simplificações, como sendo proporcional à transmissibilidade (Kh). Desta forma, baixos valores de K ou h acarretam baixa produtividade. Este fato pode ser compensado em poços horizontais, dado que o comprimento do poço não é mais imposto pela natureza, mas sim escolhido pelo geólogo.

Em reservatórios com proximidade de capa de gás ou contato óleo-água, o aumento da distância do poço ao contato faz com que se possa aumentar a produção sem interferência de formação de cone, Ferreira^{RIE} (1989). Para uma certa vazão, o diferencial de pressão requerido é também menor, reduzindo ainda mais a possibilidade de formação de cones, Joshi (1988).

Para simular a produção do poço horizontal, poço 28H, calculou-se 960 $\text{m}^3/\text{d}/\text{Kgf}/\text{cm}^2$ de índice de poço (WI, isto é, well index, que é o índice de produtividade independente do fluido), utilizando o citado programa WELLPI. Foram completadas, através do cartão STIM, duas células adjacentes na mesma camada (16 8 e 16 9), perfazendo 500 m de intervalo aberto ao fluxo. Seria interessante fazer um refinamento local da malha de simulação, de forma a discretizar melhor a porção do reservatório a ser drenada pelo poço. O processo utilizado é aceito, embora seja considerado o mais simples para poços horizontais.

Para uma vazão bruta limitada em 500 m^3/d obteve-se ao término da extrapolação uma produção acumulada de 670 mil m^3 de óleo. Utilizou-se ainda, outros valores de WI, mas o valor calculado pelo WELLPI foi o mais eficiente.

A fim de avaliar essa performance, simulou-se um poço direcional, poço 28D, na célula 16 8. Simulou-se o canhoneio dos 12,6 m de espessura da célula, com o mesmos índices de produtividade e vazão bruta. Talvez em função da falta de refinamento local do poço horizontal, a performance do vertical foi cerca de 5,4% melhor quando comparada com o anterior.

Este resultado causou certa surpresa, uma vez que teoricamente esperava-se uma produção maior do horizontal. A produção acumulada do poço 28D foi calculada em 707 mil m^3 de óleo. A figura 5.21 compara as diferentes produções acumuladas de óleo e água desses poços.

5.6.4 - Alternativas Para a Zona de Produção 3

Em função do avanço de água observado nas camadas 2 e 3, sugere-se implementar a drenagem da camada 4, através de extensões de canhoneio. Analizou-se quatro alternativas, sendo sempre aberto todo o intervalo ao fluxo e respeitando-se a norma de não fazer completações seletivas, ou seja um poço produtor da zona 2 não pode ter extensão de canhoneio na zona 3.

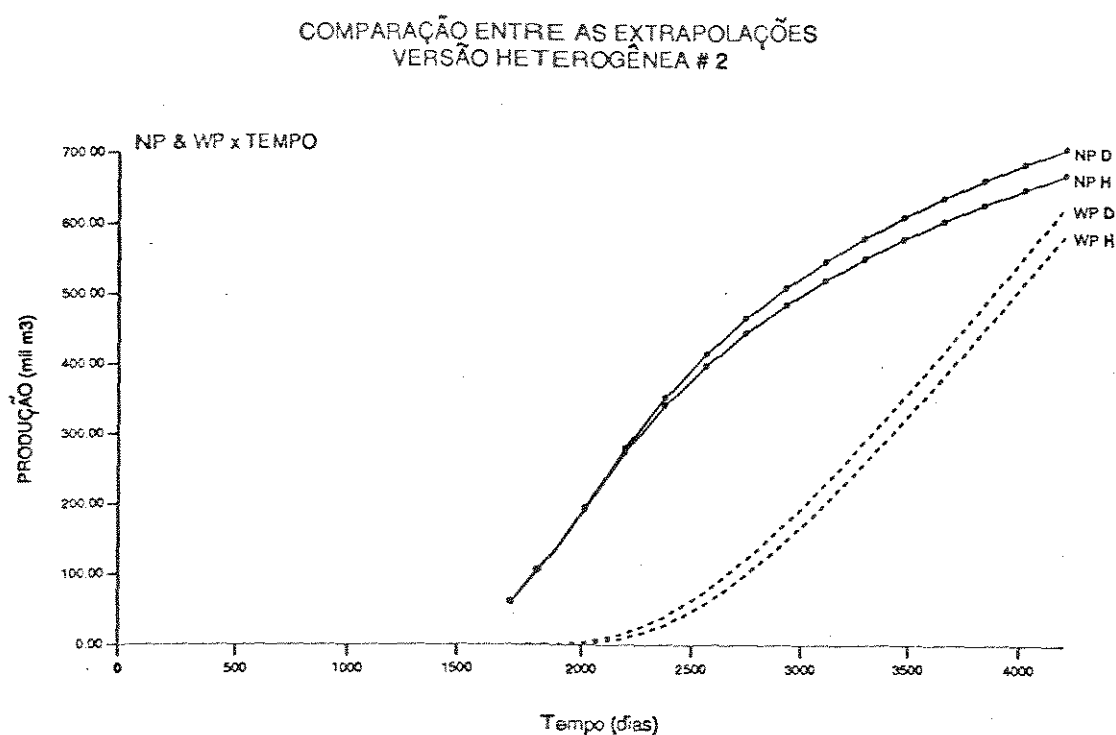


Figura 5.21 - Comparação entre as produções de óleo e água dos poços direcional (D) e horizontal (H) propostos.

A primeira alternativa estudada foi o canhoneio do poço 17, em função de sua localização na porção norte da camada. Este poço foi produtor nas camadas 2 e 3, tendo sido fechado por alta produção de água. Tendo-se imposto uma vazão bruta de 200 m³/d, ao final da extrapolação o poço produziu cerca de 46 mil m³ (cerca de 290 mil barris).

A segunda alternativa proposta foi em relação ao poço 19. Este poço localiza-se na porção central da acumulação e não apresentou um bom ajuste. A produção de água calculada foi superior à observada, mesmo assim optou-se por fazer a extrapolação. Com a vazão bruta fixada em 500 m³/d, o poço produziu cerca de 1.137.000 m³ (cerca de 7 milhões e cento e cinquenta mil barris), representando um incremento de 30% (260 mil m³ de óleo) em relação a produção extrapolada para o poço no caso básico, que foi de 876 mil m³ de óleo. A figura 5.22 ilustra esses resultados.

Tentou-se ainda outras duas extensões de canhoneio nos poços 6 e 25. Para o poço 6 a extrapolação não surtiu efeito, pois o aumento na vazão de óleo nos primeiros oitocentos dias não foi suficiente para compensar o maior corte de água causada justamente pelo avanço da água na camada 4. O poço 6 fica relativamente perto do aquífero, desta forma se desaconselha esta alternativa. Já no poço 25 a extensão não chega a gerar uma vazão de óleo maior do que aquela do caso básico, havendo entretanto um maior corte de água proveniente também desta camada, oriundo do avanço da água, figura 5.23. Esta alternativa também não deve ser

EXTRAPOLAÇÃO PROPOSTA
VERSÃO HETEROGÊNEA # 2

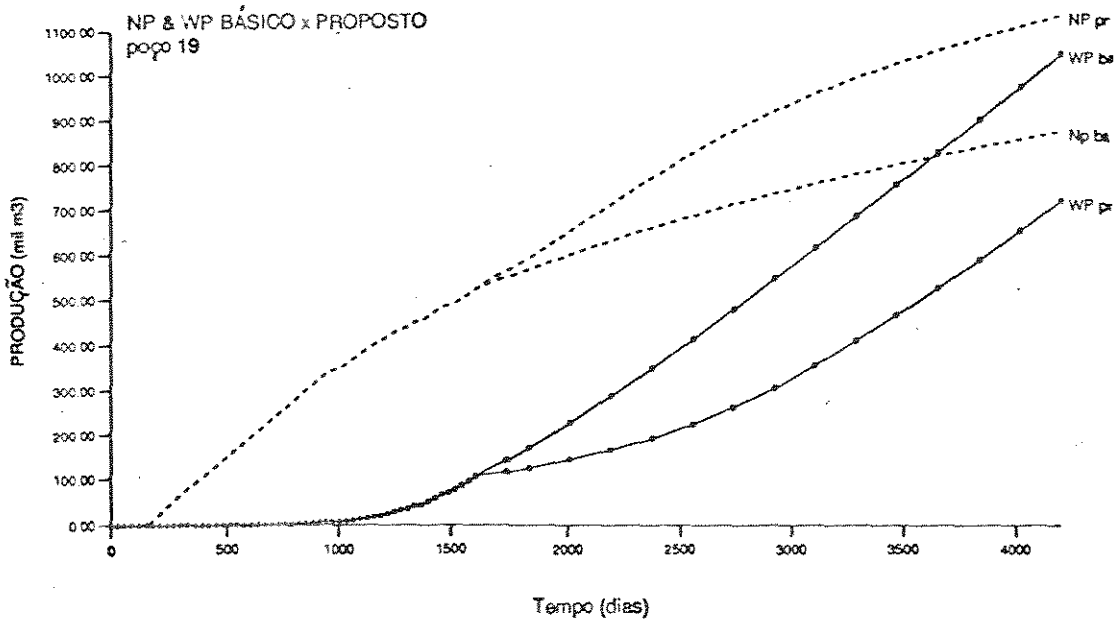
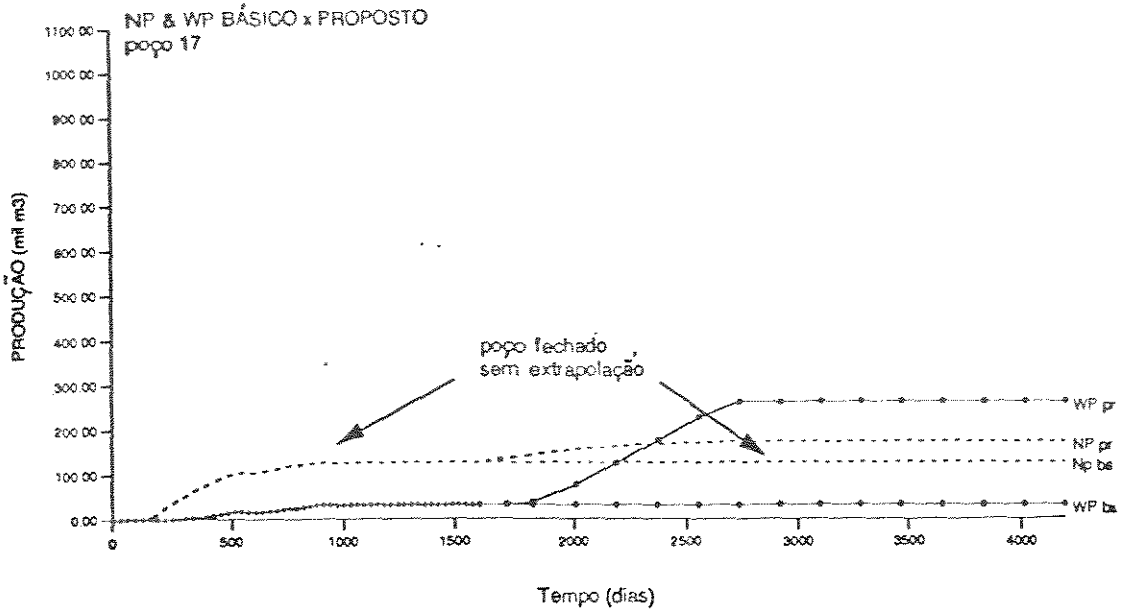


Figura 5.22 - Comparação entre as alternativas de extrapolação nos poços 17

e 19.

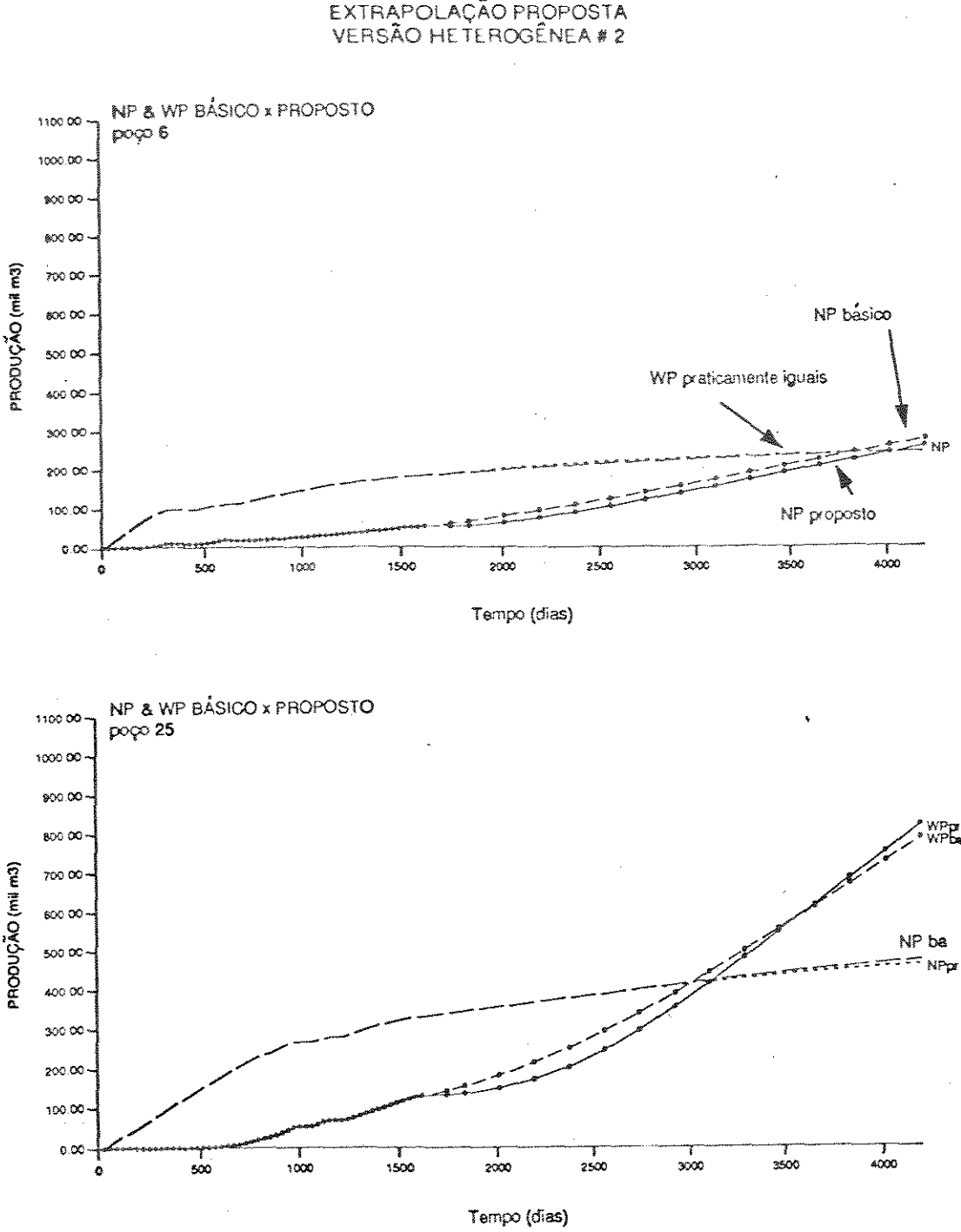


Figura 5.23 - Comparação entre as alternativas de extrapolação nos poços 6

e 25.

implementada.

É importante lembrar que a credibilidade das previsões depende de constantes atualizações do ajuste do histórico, a medida que novos dados surgem. A tabela 5.1 compara a produção acumulada do caso básico, só das extensões dos poços 17 e 19 e deles com a locação p28D.

Tabela 5.1 - Comparação entre as alternativas de extrapolação

Alternativa	Básica (B)	(B) + extensões	(B)+(ext)+p28D
Produção Acumulada (m ³)	4.757.832	5.064.100	5.771.269

Somente as extensões de canhoneio representam um acréscimo de 1,9 milhões de barris de óleo, implementando-se também o poço 28, este valor cresce para cerca de 6 milhões e quatrocentos mil barris. A figura 5.24 ilustra a comparação entre as produções acumuladas do caso básico com as alternativas propostas, individualmente por zona de produção e em conjunto.

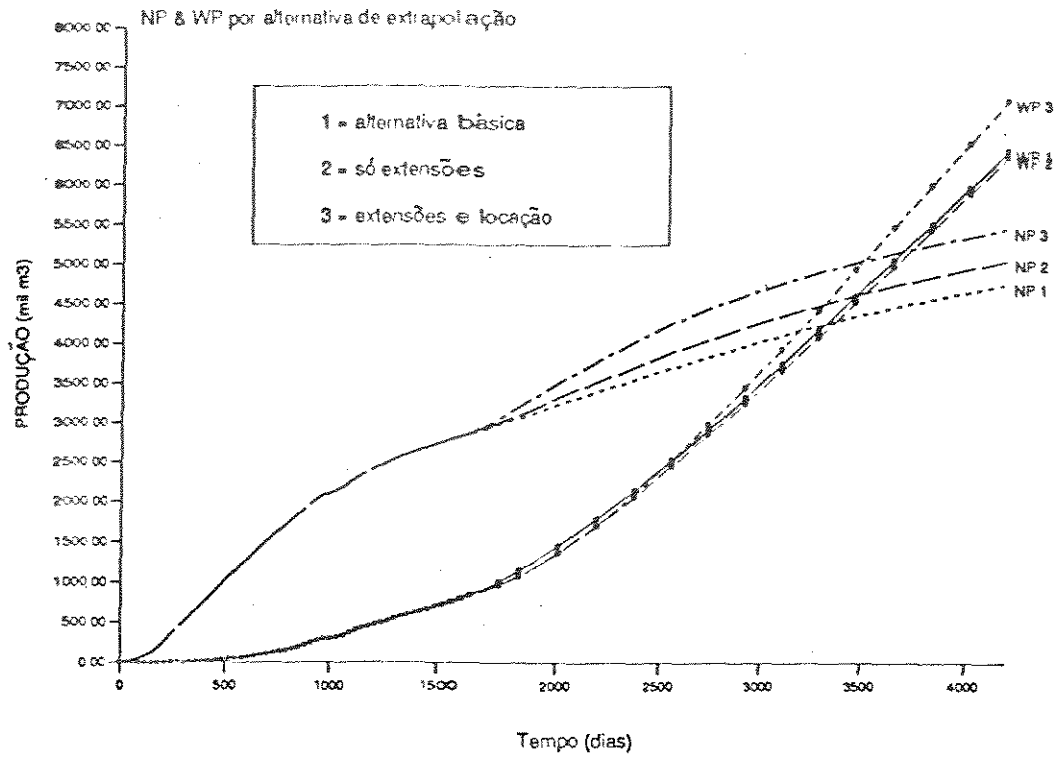


Figura 5.24 - Comparação entre as produções acumuladas de cada alternativa de extrapolação.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O principal objetivo deste trabalho foi o desenvolvimento de uma modelagem geológica, que fosse a mais realística possível e coerente com as heterogeneidades de um reservatório, com elevada produção de água. O modelo idealizado, quando aplicado a um simulador de fluxo, deve representar adequadamente a geometria e o comportamento do avanço da água no mesmo.

Fizeram ainda parte do objetivo, o estudo do influxo de água e a determinação dos caminhos preferenciais da mesma, a exemplo das propostas para a futura drenagem final do campo estudado, visando a uma maior recuperação de óleo.

A partir do conhecimento dos problemas e do desenvolvimento de

metodologias para solucioná-los, conjuntamente com o uso da ferramenta que é a simulação de fluxo. Foram tiradas diversas conclusões, que são relatadas a seguir.

O primeiro ponto básico da análise e caracterização de um reservatório reside no conhecimento de suas litofácies. As litofácies estão associadas a padrões de permeabilidades e o seu reconhecimento é decisivo para a simulação do comportamento de produção de um reservatório.

O conhecimento do modelo deposicional, conjuntamente com a elaboração de seções geológicas permite compreender a distribuição espacial, as correlações entre as unidades genéticas e a comunicação entre os reservatórios da jazida.

Uma correlação rocha-perfil bem elaborada é fundamental para dar suporte ao mapeamento de propriedades tão importantes para o fluxo, como a porosidade, visto que a partir dela pode-se obter a permeabilidade. Comprovou-se a validade de se utilizar o perfil densidade para diferenciar as litofácies-reservatório, como preconizado por Becker et alii^{RIE}, 1989.

O modelo desenvolvido nesta dissertação procura caracterizar da melhor forma possível heterogeneidades macroscópicas, através da estimativa feita dos dados petrofísicos, até gigascópicas, pela modelagem feita nos pelitos determinísticos que ocorrem no campo, que influenciam o deslocamento dos fluidos.

A metodologia feita a partir da montagem do diagrama de cerca provou ser eficiente, em vista do ajuste obtido na simulação de fluxo. A montagem do modelo estratigráfico, que faz coincidir os limites das camadas de simulação com os limites dos corpos impermeáveis, podendo utilizar permeabilidades verticais nulas, exceto nas zonas de amalgamação, onde existe pinch-out daqueles corpos, fez com que o modelo físico fosse simples e o mais fiel possível ao do reservatório real.

Comprovou-se assim que as camadas de folhelhos e margas são determinantes no avanço da água no campo, sendo estas heterogeneidades as mais importantes para a ocorrência do fenômeno.

A estimativa dos parâmetros petrofísicos também se mostrou adequada. A estimativa da porosidade foi prática e eficiente, substituindo a simulação estocástica, que por gerar mais de uma resposta iria requer mais tempo de trabalho e outros critérios para escolha de uma realização. Em relação a permeabilidade, a introdução da técnica que retira os dados do plugues considerados anômalos e oriundos de amostras do aquífero se mostrou, em função dos resultados, bastante eficaz.

O uso da permeabilidade média oriunda dos dados petrofísicos apresentou melhor resultado no ajuste do histórico, do que os dados oriundos de testes de formação, como foi testado na versão homogênea da simulação.

Recomenda-se, sempre que possível, a utilização de mais de uma curva de permeabilidade relativa, como foi visto na versão heterogênea da simulação. O desenvolvimento de pseudo-curvas facilita o ajuste do histórico em termos do tempo de erupção da água e do seu corte.

Os ajustes obtidos na versão homogênea quando aplicados na heterogênea mostram-se piores, o que demonstra a grande influência da porosidade e da permeabilidade no fluxo dos fluidos.

Pela análise realizada entre os dados de pressão observada em testes e em registros e as vazões realizadas no campo, verifica-se que o reservatório em estudo é do tipo sensível à vazão, pois quando o mesmo é fechado, em poucos meses o influxo do aquífero se faz sentir, elevando a pressão gradativamente.

A simulação pôde comprovar a hipótese levantada pela análise das seções geológicas e pelo diagrama de cerca, que indicavam a atuação não só de fundo, mas também lateralmente do aquífero.

O avanço da água pôde ser analisado através da evolução dos mapas de saturação de água, de cada camada simulada. Os maiores avanços se deram na camada 2, topo da zona produtora 3, onde praticamente não restou área só com saturação de água irreduzível. Na camada 1, da zona de produção 2, o avanço foi quase simétrico, a partir das bordas, e mais brando no centro, deixando áreas

centrais com saturações de água inferiores a 10%. A camada 3 caracteriza-se por apresentar avanços preferencialmente no seu hemisfério inferior, e a camada 4, devido a sua pequena produção, não mostrou avanço significativo de água.

De forma a implementar a recuperação de óleo do campo, foram analisadas diversas alternativas de produção futura. Recomenda-se a perfuração de um poço direcional, a partir de um desvio (side-track) de um vertical abandonado (poço 209), para drenar a porção central da zona produtora 2. Em pouco mais de seis anos de extrapolação, o poço produziria cerca de 4,5 milhões de barris. Para a zona 3 recomenda-se estender os canhoneados dos poços 19 e 17, para produção da camada 4. Calculou-se um incremento de cerca de 2 milhões de barris, somente com estas duas operações de extensão.

As extrapolações devem ser vistas com cautela, e sua credibilidade reside em atualizações constantes no ajuste do histórico, devido a incorporação de novos dados, que surgem com a evolução da vida produtiva do campo.

Recomenda-se, em termos de simulação de fluxo, que se realize um refinamento local na região em que é cabível uma locação horizontal, uma vez que esta, quando extrapolada, produziu cerca de 5,4% menos óleo que a locação direcional proposta.

Apesar da dissertação mostrar que o modelo macro é o mais importante para

o avanço de água no campo, recomenda-se ainda a realização de uma simulação estocástica da variável densidade (RHO C), uma vez que a partir dela se obtém o par porosidade-permeabilidade, e avaliar o seu impacto para diversas realizações, no mesmo modelo físico, quando aplicadas ao fluxo.

Finalmente conclui-se que a integração dos dados geológicos de diversas fontes, tais como rocha, perfis, seções, diagramas de cerca sísmica, etc, com uma apropriada análise petrofísica, devem sempre ser incorporados, por mais trabalhoso que seja, ao modelo físico da simulação de fluxo, não devendo ficar somente restritos ao geólogo. Só através do sinergismo entre a geologia e a engenharia de reservatório é que se vai atingir o melhor gerenciamento das jazidas, obtendo uma maior recuperação de petróleo, e fazendo melhores investimentos na produção.

CAPÍTULO 7

BIBLIOGRAFIA

ALPAY, A. O.: A practical approach to defining reservoir heterogeneity. Journal of Petroleum Technology. 24(7):841-848, 1972.

AMYX, J. W.; BASS Jr, D. R. & WHITTING, R. L.: Petroleum reservoir engennering - Physical properties. New York, Mc Graw Hill Book Co. 1960.

ARCHER, J. S. et alli: Application of reservoir simulation models in the development of North Sea. SPE paper 5285, 1975.

AZIZ, K. & SETTARI, A.: Petroleum Reservoir Simulation. London, Applied Science Publisher. 416 p, 1979.

AZIZ, K.: Ten golden rules for simulation engineers. Journal of Petroleum Technology. p 1157, Nov. 1989.

BABU, D. K. et alii: The relation between wellblock and wellbore pressures in numerical simulation of horizontal wells. SPE Engineering, Aug 1991, p 324-328.

BALDISSERA, P.R.: Modelagem Estocástica de fácies para caracterização da distribuição espacial das heterogeneidades de reservatório. Tese de mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 200p, 1992.

BECKER, M. R. et alii: Estudos de afloramentos para análise quantitativa de reservatórios. Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro, 5(1/4):115-117, 1991.

BENHAM, A. L. et alii: A model study of viscous fingering. Trans AIME, vol 234, p 138-144, 1963.

BERALDO, V. T.: Estudo de comportamento de poço de óleo com aquífero de fundo, utilizando modelagem estocástica com base em afloramentos. Tese de mestrado. Campinas, Universidade Estadual de Campinas, 116p, 1992.

BRUHN, C. H. L. & MORAES, M.A.S.: Turbiditos brasileiros: caracterização geométrica e faciológica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 35, 1988, Belém. Anais ... Sociedade Brasileira de Geologia, p 824-839, 1988.

BRUHN, C. H. L. & MORAES, M.A.S.: Turbiditos da Formação Urucutuca na Bacia de Amada: um laboratório da campo para estudo de reservatórios canalizados. Boletim de Geociências da Petrobrás, Rio de Janeiro,3(3):235-267, 1989.

CHUOKE, R. L.; van MEURS P. & van der POEL, C.: The instability of slow, immiscible, viscous liquid-liquid displacements in permeable media. Trans AIME, vol 216, p 188-194, Oct 1959.

CRAIG Jr, F. F.: The reservoir engineering aspects of waterfloodings. Society of Petroleum Engineers Monograph Series. Dallas, 135 p, 1971.

DAKE, L. P.: Fundamentals of resevoir engineering. Amsterdam, Elsevier Scientific Publishing Co. 443p. 1978.

EBANKS Jr, W. J.: Geology in enhaced oil recovery. Bulletin of The Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, número 40, 1987.

FEDER, J.: Fractals. New York, Plenum Press. 283 p, 1988.

FIGUEIREDO, A. M. F. & MOHRIAK, W. U.: A tectônica salífera da Bacia de Campos. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 33, 1984, Rio de Janeiro. Anais ... Sociedade Brasileira de Geologia, p 1380-1395, 1984.

FINLEY, R. J. & TYLER, N.: **Geological Characterization of Sandstone Reservoir**,
In: **Reservoir Characterization**, Eds.: Lake & Carroll Jr, San Diego,
Academic Press. p 1-38, 1986.

FRICK, T. C. & Taylor, R. W.: **Petroleum Production Handbook - in two volumes**.
Society of Petroleum Engineers of AIME, vol. II. Dallas, 1962.

GALLI, A. et alii: **Combining geology, geostatistics and multiphase fluid flow for
3D reservoir studies**. In: **2nd EUROPEAN CONFERENCE ON
MATHEMATICS OF OIL RECOVERY**. Paris. p 11-19, 1990.

GOMES, J. A. T.: **Simulação Numérica de poços horizontais em reservatórios com
fluxo multifásico, usando refinamento local**. Tese de Mestrado. Campinas,
Universidade Estadual de Campinas, 210p, 1990.

HALDORSEN, H. H.: **Simulator parameter assignment and the problem of scale in
reservoir engineering**, In: **Reservoir Characterization**, Eds.: Lake & Carroll
Jr, San Diego, Academic Press. p 293 - 340, 1986.

HALDORSEN, H.H. & LAKE, L. W.: **A new approach to shale management in
field-scale models**. **Transaction of the Society of Petroleum Engineers**.
277(II): 447-457, 1984.

HEWIT, C. H.: How geology can help engineer in yours reservoirs. Oil ans Gas Journal, p 171-178, Nov. 14, 1976.

HOMSY, G. M.: Viscous fingering in porous media. Annual Review of Fluid Mechanics, vol 19, p 271-311, 1987.

JOSHI, S. D.: Augmentation of Well Productivity With Slan and Horizontal Wells. SPE paper 15375 presented at the 61th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, October, 1986.

LAKE, L. W. & CARROL Jr, H. B.: Reservoir Characterization. San Diego, Academic Press Inc.. 659p, 1986.

LAKE, L. W.: Enhanced oil recovery. New Jersey, Prentice Hall. p 550, New Jersey. 550p, 1989.

LEWIS, J. M.: Outcrop-derived quantitative models of permeability heterogeneity for genetically different sand bodies. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 63. Dallas, 1988. Proceedings ..., Houston, SPE p.449-463 (SPE paper 18153), 1988.

MATTAX, C.C. & DALTON, R. L. : **Reservoir Simulation**. Richardson, Society of Petroleum Engineers Monograph Series. 173p, 1990.

MENDES, J. C.: **Elementos de estratigrafia**. São Paulo, Editora da Universidade de São Paulo. 566 p, 1984.

NÁCUL, E. C.: **Estudo do cone de água em reservatório de petróleo**. Tese de mestrado. Ouro Preto. Universidade Federal de Ouro Preto. 1986.

NASR-EL-DIN H. et alii: **Radial fingering in a porous medium**. *Reveu de L'Institut Français du Pétrole*, vol 42, n. 6, p 783-796, Novembre-Décembre 1987.

NITTMAN et alii: **Fractal growth of viscous fingers: quantitative characterization of a fluid instability**. *Nature*, vol 314, p 141-144, March 1985.

PATERSON et alii: **Water fingering into an oil-wet porous medium saturated with oil at connate water saturation**. *Reveu de L'Institut Français du Pétrole*, vol 39, n. 4, p 517-521, Juillet-Août 1984.

PEACEMAN, D. W.: **Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation**. Amsterdam, Elsevier Scientific Publishing Co.. 176 p, 1977.

PETERS, E. J. & FLOCK, D. L.: The onset of instability during two-phase immiscible displacement in porous media. Society Petroleum Engineers Journal, vol 21, p 249-258, April 1981.

PETERS, E. J. & CAVALERO, S. R.: The fractal nature of viscous fingering in porous media. SPE paper 20.491, sept 1990.

RAVENNE, C. et alii: Heterogeneities and geometry of sedimentary bodies in a fluvio-deltaic reservoir. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AN EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 62. Dallas, 1987. Proceedings ... Dallas, SPE. p.115-122. (SPE paper 16752), 1987.

RICHARDSON, J. G. & BLACKWELL, R.J.: Use of simple mathematical models for predicting reservoir behavior. JPT (sept 1971), p.1145-54; Trans., AIME, 251.

SAFFMAN, P. G. & TAYLOR, F. R. S.: The penetration of a fluid into porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid. Proceedings of Royal Society of London, series A 245, p 312-329, 1958.

SALERI, N.G.: Engineering control in reservoir simulation - Part I. In: EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 63, Houston, 1988, Proceedings ... Houston, SPE 421-435 (SPE paper 18305), 1988.

SELLEY, R.C.: Ancient sedimentary environments. 3ed. London, Chapman and Hall.

317p, 1985.

SNEIDER, R. M.: Reservoir description of sandstones. In: Sandstone Petroleum

Reservoirs. Eds.: Barwis, Mc Pherson & Studlick, New York, Springer-

Verlag. p 1-6, 1990.

STANDING, M. B.: Notes on relative permeability relationships. Stanford

University Internal Report. Stanford, 1975.

van EVERDINGEN, A. F. & HURST, W.: The application of the Laplace

Transformation to flow problems in reservoirs. Trans., AIME, p 305-324,

1949.

van MEURS, P.: The use of transparent three-dimensional models for studying the

mechanism of flow processes in oil reservoirs. Trans., AIME, vol 210, p 295-

301, 1957.

van MEURS, P. & van der POEL, C.: A theoretical description of water-drive

processes involving viscous fingering. Trans., AIME, vol 213, p 226-235,

1958.

WEBER, K. J.: **How heterogeneity affects oil recovery.** In: LAKE L.W. & CARROLL JR, H. B. ed. *Reservoir characterization*, San Diego, Academic Press, Inc.. p 487-544, 1986.

WEBER, K. J. & van GEUNS, L. C.: **Framework for construction clastic reservoir simulation models**, *Journal of Petroleum Technology*, vol. 42, n. 10, outubro, 1990.

CAPÍTULO 8

ANEXOS

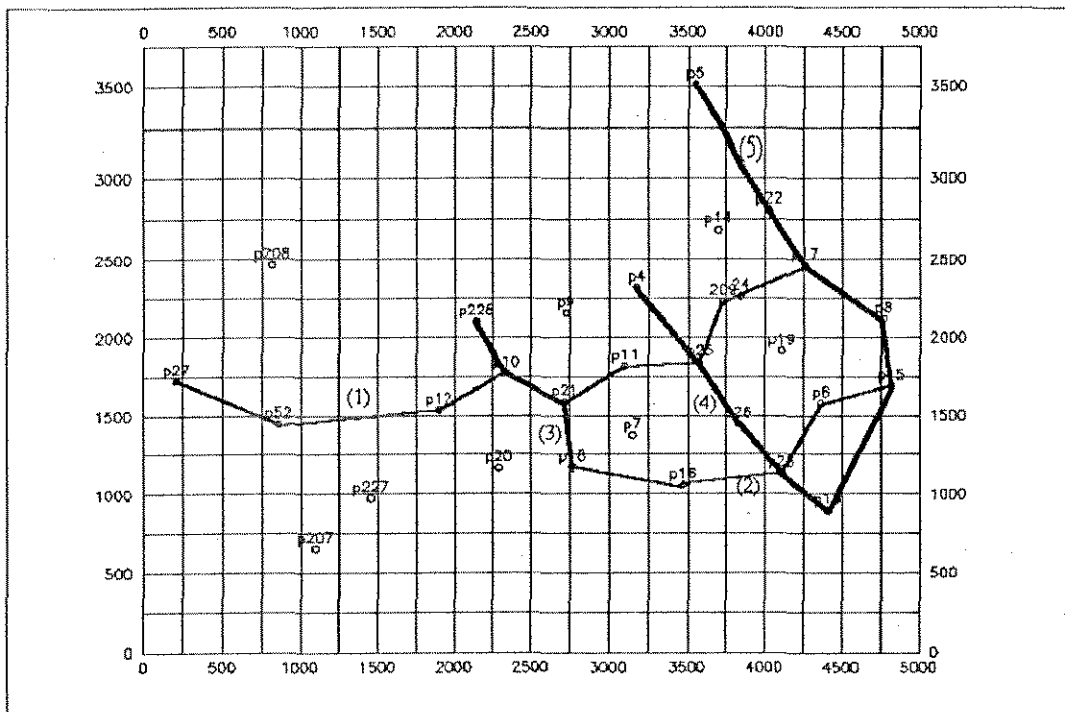


Figura 8.1 - Mapa de localização das seções geológicas

(1) Seção geológica estrutural entre os pocos 27-52-12-10-21-11-25-209-24-17.

(2) Seção geológica estrutural entre os pocos 18-16-23-6-15.

(3) Seção geológica estrutural entre os pocos 228-10-21-18.

(4) Seção geológica estrutural entre os pocos 4-25-26-23-13.

(5) Seção geológica estrutural entre os pocos 5-22-17-8-15-13.