

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

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

**ANÁLISE CRÍTICA DOS MÉTODOS DE MUDANÇA
DE ESCALA ASSOCIADOS À SIMULAÇÃO
DE RESERVATÓRIOS**

*Esse exemplar corresponde à redação final da Tese
defendida pelo Eng.º Paulo Sérgio da Cruz e aprovada pela
comissão julgadora em 13/11/91.*

Oswaldo A. Pedrosa Jr.

46/91

Autor: Paulo Sérgio da Cruz \bar{n}

Orientador: Prof. Dr. Oswaldo Antunes Pedrosa Junior \dagger

Novembro de 1991

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

A dissertação "Análise Crítica Dos Métodos De Mudança De Escala Associados à Simulação De Reservatórios" elaborada por Paulo Sérgio da Cruz e aprovada por todos os membros da Banca Examinadora foi aceita pela Sub-Comissão de Pós-Graduação em Engenharia de Petróleo como requisito parcial para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Petróleo.

Campinas, 13 de novembro de 1991.

Banca Examinadora



Oswaldo Antunes Pedrosa Junior, Ph.D



Cláudio Bettini, Ph.D



Antonio Cláudio de França Corrêa, Ph.D

A Antonio da Cruz

AGRADECIMENTOS

Ao Dr. Oswaldo Antunes Pedrosa Junior, pela proposição e orientação do tema deste trabalho.

Aos professores, colegas e funcionários do CEPETRO, pelos ensinamentos, agradável convivência e ajuda.

À PETROBRAS, pela oportunidade.

À minha esposa Fátima e meus filhos Gabriella e Bráulio, pelo amor e compreensão.

A Fábio de Andrade Netto, pela dedicação no trabalho de edição.

RESUMO

Modernas técnicas de geoestatística permitem que se utilize uma grande quantidade de informações na modelagem dos reservatórios de petróleo. Porém, para respeitar a variabilidade das propriedades modeladas, a malha em que o reservatório é discretizado é composta por blocos pequenos demais para serem utilizados, de forma eficiente e econômica, diretamente nas simulações de fluxo necessárias aos estudos que são efetuados sobre o reservatório.

É preciso, portanto, que se faça uma mudança de escala dos valores atribuídos aos bloquinhos da malha geoestatística, calculando os valores equivalentes para os blocos de uma malha mais grosseira.

Neste trabalho são selecionados da literatura, explicados, comentados e comparados os principais métodos de mudança de escala das mais importantes propriedades necessárias à simulação de fluxo. Foram gerados e utilizados 3 modelos geológicos e geoestatísticos diferentes. A precisão e o desempenho dos métodos foram verificados através da comparação entre os resultados obtidos na simulação de fluxo com a malha fina e com a malha grosseira escalonada.

O trabalho foi dividido em duas etapas. Na primeira etapa, foram abordados os problemas de fluxo monofásico, onde as propriedades a escalonar são, basicamente, a porosidade e a permeabilidade absoluta, e se concluiu que o método analítico proposto por Le Loc'h (1990) fornece bons resultados.

Na segunda etapa, foram selecionados 4 problemas físicos diferentes de fluxo multifásico e foram escalonadas, além das propriedades anteriores, as permeabilidades relativas e pressão capilar, através da construção de pseudofunções dinâmicas. Os resultados obtidos nos 12 casos (3 modelos geoestatísticos e 4 problemas físicos) mostraram que as pseudofunções devem sempre ser utilizadas, mas fornecem melhores resultados quando os efeitos de canalização do fluxo são mais discretos.

ABSTRACT

New geostatistical techniques allow us to use a great number of information to model petroleum reservoirs. However, in order to honor the variability of the modelled properties, the reservoir discretization requires a grid too refined to be directly used in a flow simulator.

Therefore, a change of scale is needed, from the geostatistical grid to the flow simulator grid. It is necessary to calculate representative values for the coarse grid-blocks, using the values of the fine grid-blocks.

In this work, the major scaling-up methods for the most important properties used in a flow simulation were selected from the literature, explained, commented and compared. Three different geological and geostatistical models were used. The accuracy and the performance of the methods were verified through the comparison between the flow simulation results using fine and coarse grid.

This work was divided in two parts. The first one relates to single-phase flow problems, where the properties to be scaled are, basically, the porosity and the absolute permeability, and it was found that the Le Loc'h's (1990) analytical method yields good results.

In the second part, four different physical problems of multi-phase flow were selected. In addition to the previous properties, relative permeabilities and capillary pressure were scaled-up, using dynamic pseudofunctions. The results for the 12 cases (3 geostatistical models and 4 physical problems) showed that the pseudofunctions must always be used, but they work better when fingering effects are smaller.

CONTEÚDO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	1
1.2. REVISÃO DA LITERATURA	3
1.2.1. Sobre Permeabilidade Absoluta	3
1.2.2. Sobre Fluxo Multifásico	11
1.3. METODOLOGIA E FERRAMENTAS UTILIZADAS	13
1.3.1 Metodologia	13
1.3.2. Ferramentas Utilizadas	17
2. MODELOS GEOESTATÍSTICOS GERADOS	21
3. MUDANÇA DE ESCALA DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA	35
3.1. MÉTODOS	35
3.1.1. Método Leloch	35
3.1.2. Método Desbarats	37
3.1.3. Método Tensor	41
3.1.4. Médias	56
3.2. VERIFICAÇÕES E COMPARAÇÕES DOS MÉTODOS	57
4. MUDANÇA DE ESCALA EM PROBLEMAS DE FLUXO MULTIFÁSICO	71
4.1. PROBLEMAS ESTUDADOS	71
4.2. DISPERSÃO NUMÉRICA	73
4.3. PSEUDOFUNÇÕES	77
4.3.1. Definição	77
4.3.2. Construção	78
4.3.2.1. Métodos	78
4.3.2.2. Influência do Número de Blocos	87
4.3.2.3. Influência das Vazões	92
4.3.2.4. Representatividade das pseudofunções	94
4.3.2.5. Anisotropia das pseudofunções	97
4.3.3. Resultados e análises	100
4.3.4. Pseudopressão capilar x pressão capilar média	130
5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	133
5.1. CONCLUSÕES / CONSTATAÇÕES	133
5.2. RECOMENDAÇÕES	134
REFERÊNCIAS	136

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Malha fina e malha grosseira	2
Figura 1.2 - Limites de Hashin e Strikman para contrastes de permeabilidade areia-folhelho de 10^4 (de Desbarats, 1987)	5
Figura 1.3 - Comparação de estimativas analíticas e numéricas da permeabilidade equivalente em um meio isotrópico (de Desbarats, 1987)	5
Figura 1.4 - Comparação do modelo de percolação com resultados numéricos para um meio aleatório (de Desbarats, 1987)	6
Figura 1.5 - Comparação da fórmula de Begg e King com estimativas numéricas de permeabilidade vertical equivalente em um meio anisotrópico (de Desbarats, 1987)	6
Figura 1.6 - Esquema da seção vertical utilizada nas simulações de fluxo bifásico	16
Figura 2.1 - Modelo de semivariograma esférico	22
Figura 2.2 - Semivariograma de porosidade - POP1	26
Figura 2.3 - Semivariograma de permeabilidade - POP1	26
Figura 2.4 - Semivariograma de porosidade - POP2	27
Figura 2.5 - Semivariograma de permeabilidade - POP2	27
Figura 2.6 - Semivariograma de porosidade - POP3	28
Figura 2.7 - Semivariograma de permeabilidade - POP3	28
Figura 2.8 - Mapa de porosidade na malha 40x40 - POP1	29
Figura 2.9 - Mapa de permeabilidade na malha 40x40 - POP1	30
Figura 2.10 - Mapa de porosidade na malha 40x40 - POP2	31
Figura 2.11 - Mapa de permeabilidade na malha 40x40 - POP2	32
Figura 2.12 - Mapa de porosidade na malha 40x40 - POP3	33
Figura 2.13 - Mapa de permeabilidade na malha 40x40 - POP3	34
Figura 3.1 - Limites para a permeabilidade equivalente na direção X pelo método LELOCH	35
Figura 3.2 - Esquema de diferenças finitas de malha bloco-centrada bidimensional	38

Figura 3.3 - Esquema das condições de contorno utilizadas no método DESBARATS - direção X 40

Figura 3.4 - Esquema utilizado por Kasap (1991) para a determinação do tensor permeabilidade 44

Figura 3.5 - Esquema utilizado nos métodos tensoriais para determinação do tensor permeabilidade 47

Figura 3.6 - Linhas de fluxo na direção X em um sistema composto por 2x2 bloquinhos, sendo um deles impermeável 49

Figura 3.7 - Caso TENSOR 1: Permeabilidades cruzadas positivas e de mesmo valor . . 51

Figura 3.8 - Caso TENSOR 2: Permeabilidades cruzadas negativas e de mesmo valor . 51

Figura 3.9 - Caso TENSOR 3: Permeabilidades cruzadas positivas mas de valores diferentes 52

Figura 3.10 - Caso TENSOR 4: Permeabilidades cruzadas de valores e sinais diferentes 52

Figura 3.11 - Esquema de malha em diferenças finitas para trabalhar com tensores de permeabilidade 55

Figura 3.12 - Esquema utilizado nas simulações de fluxo monofásico 60

Figura 3.13 - Mapa de porosidade na malha 08x08 - POP1 62

Figura 3.14 - Mapa de porosidade na malha 08x08 - POP2 63

Figura 3.15 - Mapa de porosidade na malha 08x08 - POP3 63

Figura 3.16 - Mapas de permeabilidade em X na malha 08x08 - Método LELOCH - POP1 e POP2 64

Figura 3.17 - Mapas de permeabilidade em X e em Y na malha 08x08 - Método LELOCH - POP3 65

Figura 3.18 - Mapas de permeabilidade em X e em Y na malha 08x08 - Método DESBARATS - POP3 66

Figura 3.19 - Mapas de permeabilidade na malha 08x08 obtidos por simples médias - POP3 67

Figura 3.20 - Mapas de potencial - POP1 68

Figura 3.21 - Mapas de potencial - POP2 69

Figura 3.22 - Mapas de potencial - POP3 70

Figura 4.1 - Curvas originais de pressão capilar e permeabilidade relativa	73
Figura 4.2 - Dispersão numérica - efeitos e correções - reservatório homogêneo linear	75
Figura 4.3 - Dispersão numérica - efeitos e correções - reservatório homogêneo bidimensional	75
Figura 4.4 - Esquema utilizado na construção das pseudofunções do bloco ij	78
Figura 4.5 - Comparação entre os resultados obtidos com três versões do método de construção de pseudofunções proposto por Kyte e Berry - reservatório linear homogêneo	81
Figura 4.6 - Comparação entre as pseudocurvas de permeabilidade relativa obtidas com três versões do método Kyte e Berry - reservatório bidimensional homogêneo	81
Figura 4.7 - Comparação entre os resultados obtidos com três versões do método de construção de pseudofunções proposto por Kyte e Berry - reservatório bidimensional homogêneo	82
Figura 4.8 - Comparação entre as curvas de permeabilidade relativa construídas pelo método KEB e STONE	85
Figura 4.9 - Comparação entre os históricos de corte de água obtidos com pseudofunções construídas pelos métodos KEB e STONE	86
Figura 4.10 - Comparação entre os históricos de pressão no poço produtor obtidos com pseudofunções construídas pelos métodos KEB e STONE	86
Figura 4.11 - Influência do número de blocos a montante nas pseudocurvas de permeabilidade relativa	88
Figura 4.12 - Influência do número de blocos a montante nos históricos de corte de água	88
Figura 4.13 - Influência do número de blocos a montante nas pseudocurvas de pressão capilar	89
Figura 4.14 - Influência do número de blocos a jusante nas pseudocurvas de permeabilidade relativa - pressão capilar original nula	90
Figura 4.15 - Influência do número de blocos a jusante e a montante nas pseudocurvas de permeabilidade relativa - pressão capilar original não nula	90

Figura 4.16 - Influência do número de blocos a jusante e a montante nos históricos de corte de água - pressão capilar original não nula	91
Figura 4.17 - Influência do mínimo de blocos a jusante e a montante nas pseudocurvas de pressão capilar - pressão capilar original não nula	91
Figura 4.18 - Influência das vazões nas pseudocurvas de permeabilidade relativa - pressão capilar original nula (PROB1)	93
Figura 4.19 - Influência das vazões nas pseudocurvas de permeabilidade relativa - pressão capilar original nula (PROB2)	93
Figura 4.20 - Influência das vazões nas pseudocurvas de permeabilidade relativa - pressão capilar original não nula (PROB3)	94
Figura 4.21 - Influência das vazões de construção das pseudofunções nos históricos de corte de água - pressão capilar original não nula (PROB3)	95
Figura 4.22 - Influência de se construir as pseudofunções para todos os blocos ou para só 1 - POP1 - PROB1	96
Figura 4.23 - Influência de se construir as pseudofunções para todos os blocos ou para só 1 - POP2 - PROB1	96
Figura 4.24 - Influência de se construir as pseudofunções para todos os blocos ou para só 1 - POP3 - PROB3	97
Figura 4.25 - Verificação da anisotropia das pseudofunções - POP1 - PROB1	99
Figura 4.26 - Verificação da anisotropia das pseudofunções - POP3 - PROB1	99
Figura 4.27 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP1 - PROB1	101
Figura 4.28 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP1 - PROB2	101
Figura 4.29 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP1 - PROB3	102
Figura 4.30 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP1 - PROB4	102
Figura 4.31 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP2 - PROB1	103

Figura 4.32 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP2 - PROB2	103
Figura 4.33 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP2 - PROB3	104
Figura 4.34 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP2 - PROB4	104
Figura 4.35 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP3 - PROB1	105
Figura 4.36 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP3 - PROB2	105
Figura 4.37 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP3 - PROB3	106
Figura 4.38 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP3 - PROB4	106
Figura 4.39 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP1 - PROB1	107
Figura 4.40 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP1 - PROB2	108
Figura 4.41 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP1 - PROB3	109
Figura 4.42 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP1 - PROB4	110
Figura 4.43 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP2 - PROB1	111
Figura 4.44 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP2 - PROB2	112
Figura 4.45 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP2 - PROB3	113
Figura 4.46 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP2 - PROB4	114
Figura 4.47 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP3 - PROB1	115
Figura 4.48 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP3 - PROB2	116
Figura 4.49 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP3 - PROB3	117
Figura 4.50 - Mapas de Sw no tempo de erupção da água - POP3 - PROB4	118
Figura 4.51 - Comparação dos históricos de corte de água dos 4 problemas - POP1 . .	120
Figura 4.52 - Comparação dos históricos de corte de água dos 4 problemas - POP2 . .	120
Figura 4.53 - Comparação dos históricos de corte de água dos 4 problemas - POP3 . .	121
Figura 4.54 - Comparação dos históricos de corte de água das 3 populações - PROB1	121

Figura 4.55 - Comparação dos históricos de corte de água das 3 populações - PROB2 122

Figura 4.56 - Comparação dos históricos de corte de água das 3 populações - PROB3 122

Figura 4.57 - Comparação dos históricos de corte de água das 3 populações - PROB4 123

Figura 4.58 - Comparação dos históricos de pressão no poço produtor - POP1 -
 PROB1 128

Figura 4.59 - Comparação dos históricos de vazão de produção- POP1 - PROB1 . . . 128

Figura 4.60 - Comparação dos históricos de pressão no poço produtor - POP1 -
 PROB4 129

Figura 4.61 - Comparação dos históricos de vazão de produção- POP1 - PROB4 . . . 129

Figura 4.62 - Pseudo pressão capilar x pressão capilar média - PROB 1 131

Figura 4.63 - Pseudo pressão capilar x pressão capilar média - PROB 2 131

Figura 4.64 - Pseudo pressão capilar x pressão capilar média - PROB 3 132

Figura 4.65 - Pseudo pressão capilar x pressão capilar média - PROB 4 132

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Valores das populações geoestatísticas de porosidade e permeabilidade . .	24
Tabela 3.1 - Exemplos de tensores de permeabilidade	53
Tabela 4.1 - Problemas estudados	72
Tabela 4.2 - Classificação da eficácia das pseudo funções para os vários casos estudados	119

1. INTRODUÇÃO

1.1. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

O fluxo de fluidos em meios porosos pode ser modelado matematicamente por equações diferenciais parciais, obtidas da combinação de equações de conservação de massa, momento e energia, e equações de estado. Em situações bem particulares, como fluxo unidirecional, isotérmico, meio homogêneo e isotrópico, efeitos gravitacionais desprezíveis, fluido com compressibilidade constante e pequena e viscosidade constante, tais equações diferenciais parciais têm soluções analíticas válidas em todo o domínio do problema, de forma contínua, tanto no espaço como no tempo. Mas, normalmente, as equações que modelam os reais fluxos de fluidos em meios porosos são não lineares e um dos métodos mais aplicados para suas soluções é o método das diferenças finitas, que requer uma discretização do domínio no espaço e no tempo.

Particularmente na indústria do petróleo, é muito comum a utilização de simuladores de fluxo que empregam, na maioria, o método das diferenças finitas para efetuar estudos, objetivando principalmente a máxima recuperação econômica dos hidrocarbonetos existentes nos reservatórios.

O tempo gasto e a relação entre memória computacional disponível e necessária em uma simulação são funções basicamente do equipamento utilizado e do número de pontos (nós ou blocos) em que o domínio é discretizado no espaço. Devido às limitações dos equipamentos e/ou restrições econômicas, os reservatórios de petróleo são discretizados em malhas de dimensões grandes (de dez a algumas centenas de metros).

Normalmente os reservatórios de petróleo apresentam heterogeneidades em várias escalas, desde dimensões de poros até dimensões de mesma ordem de grandeza do próprio reservatório. As medições das propriedades petrofísicas e geológicas que afetam o fluxo são geralmente efetuadas em dimensões reduzidas (de centímetros a alguns metros), quer sejam realizadas em amostras de poços ou afloramentos análogos. Atualmente, com as técnicas de simulação geoestatística condicional, é possível utilizar diretamente estas medições na geração de um ou mais modelos geoestatísticos equiprováveis do reservatório.

Porém, tais modelos são gerados em malhas de dimensões também reduzidas, para poder respeitar a variabilidade medida da propriedade modelada.

Em reservatórios heterogêneos há necessidade, portanto, de uma mudança de escala, da malha do modelo geoestatístico para a malha de simulação de fluxo. Trata-se de calcular o valor médio equivalente das diferentes propriedades para cada bloco da malha de simulação, utilizando os valores dos diversos bloquinhos do modelo geoestatístico, contidos no bloco de simulação (ver figura 1.1).

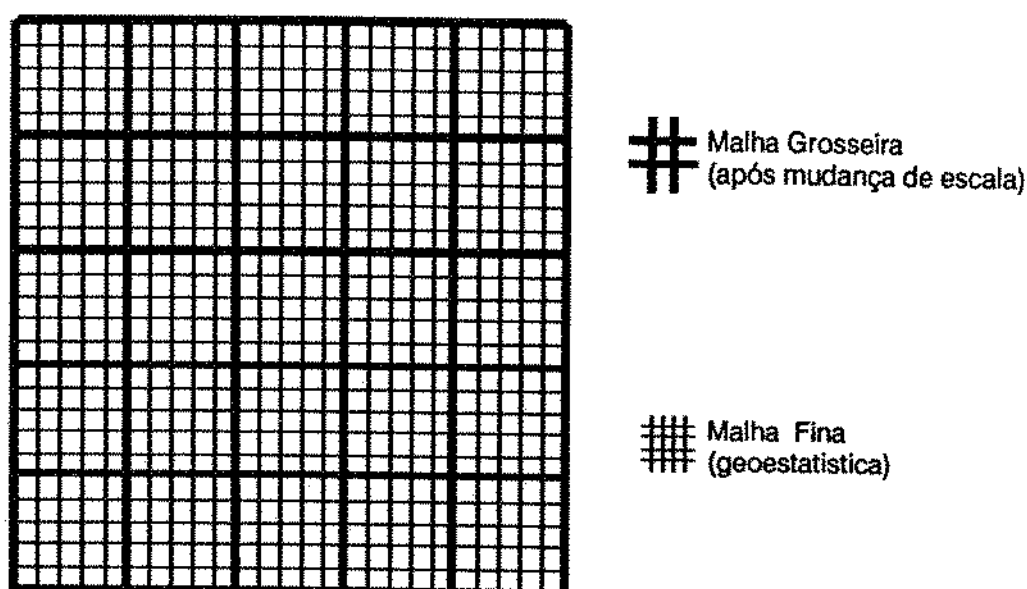


Figura 1.1 - Malha fina e malha grosseira

As principais propriedades que necessitam ser escalonadas são: porosidade, permeabilidade absoluta, permeabilidade relativa e pressão capilar. Calcular as médias de porosidades, devido ao caráter aditivo da propriedade, é simples. Basta calcular uma média aritmética ponderada pelos volumes das amostras (ou bloquinhos). Já os cálculos das demais propriedades médias não são tão triviais, pois são propriedades não aditivas.

Este trabalho se propõe selecionar da literatura os principais métodos de mudança de escala da permeabilidade absoluta, no caso de fluxo monofásico, e também da permeabilidade relativa e pressão capilar, no caso de fluxo multifásico; implementá-los e analisá-los crítica e comparativamente. Como meta principal, pretende-se formular diretrizes para se efetuar uma boa mudança de escala, tendo sido fornecido um bom modelo geoestatístico.

É interessante deixar claro desde já que não faz parte do escopo deste trabalho a discussão das técnicas de geração do melhor modelo geoestatístico possível. Consideraremos que os modelos geoestatísticos utilizados neste trabalho estejam sempre corretos. Espera-se, com este trabalho, dar condições de se avaliar a ordem de grandeza dos erros possíveis no histórico de produção gerado após a mudança de escala e simulação de fluxo de um modelo geoestatístico correto, de forma que, num caso real, de um reservatório já em produção, se o histórico de produção simulado for diferente do histórico de produção real, seja possível determinar se o problema é do modelo geoestatístico ou da mudança de escala.

1.2. REVISÃO DA LITERATURA

1.2.1. Sobre Permeabilidade Absoluta

Desbarats (1987), em sua dissertação de doutorado, desenvolveu um método numérico para o cálculo da permeabilidade equivalente, que foi selecionado como um dos métodos a serem testados por nós e que será detalhado no capítulo 3. Ele fez uma revisão criteriosa da literatura existente sobre o tema. Apresentou inclusive, em figuras, os resultados dos principais métodos analíticos existentes até a época, comparados com os obtidos pelo seu método numérico, e concluiu que não existiam métodos analíticos aplicáveis a sistemas com grandes frações de folhelho. Tais figuras foram reproduzidas neste trabalho, como sendo as figuras 1.2 a 1.5, devido à sua clareza, didática e importância nesta revisão.

White (1987) desenvolveu, em sua tese de doutorado, um método numérico para o cálculo do tensor completo de permeabilidade equivalente, que será comentado mais abaixo. Fez também uma boa revisão da literatura, baseada na revisão feita por Desbarats (1987).

A nossa revisão da literatura anterior a 1987 baseou-se nas revisões feitas pelos dois autores acima.

Devido à similaridade entre a lei de Darcy, que descreve o fluxo de fluidos em meios porosos e leis que descrevem o fluxo de calor ou eletricidade em sólidos, existe muito material relacionado ao tema na literatura fora das Ciências da Terra.

Cardwell e Parsons (1945) mostraram que a permeabilidade absoluta equivalente de uma formação situa-se entre a média harmônica e a aritmética das amostras.

Warren e Price (1961) usaram o método Monte Carlo para gerar campos de permeabilidade heterogêneos, nos quais a equação de fluxo foi resolvida pelo método das diferenças finitas. A permeabilidade equivalente do campo como um todo era deduzida da solução numérica. Concluíram que a permeabilidade absoluta equivalente era bem representada pela média geométrica. A conclusão, porém, não é geral, pois os campos gerados pelo método Monte Carlo são totalmente aleatórios, ou seja, não têm correlação espacial das permeabilidades.

Matheron (1966 a,b, 1968) (ver figura 1.3) provou que a permeabilidade equivalente de um meio poroso infinito, bidimensional e estatisticamente isotrópico é exatamente igual à média geométrica.

Gelhar e Axness (1983) obtiveram uma expressão para o tensor completo da permeabilidade equivalente, em um meio anisotrópico, utilizando um método de perturbação para linearizar a equação estocástica de fluxo. Essa abordagem de perturbação é limitada pelas pequenas variâncias requeridas pelo método de linearização.

Smith e Freeze (1979) modelaram campos com correlação espacial de permeabilidade e verificaram que, nestes casos, a média geométrica não fornece um resultado satisfatório.

Dagan (1979) (ver figura 1.3) assumiu que um meio heterogêneo pode ser representado pela inclusão de esferas impermeáveis em uma matriz de permeabilidade uniforme igual à permeabilidade equivalente desconhecida do meio, e deduziu expressões para a permeabilidade equivalente. Seu método não requer que a variância seja pequena, mas fornece melhores resultados para meios com estrutura isotrópica de correlação espacial de permeabilidade.

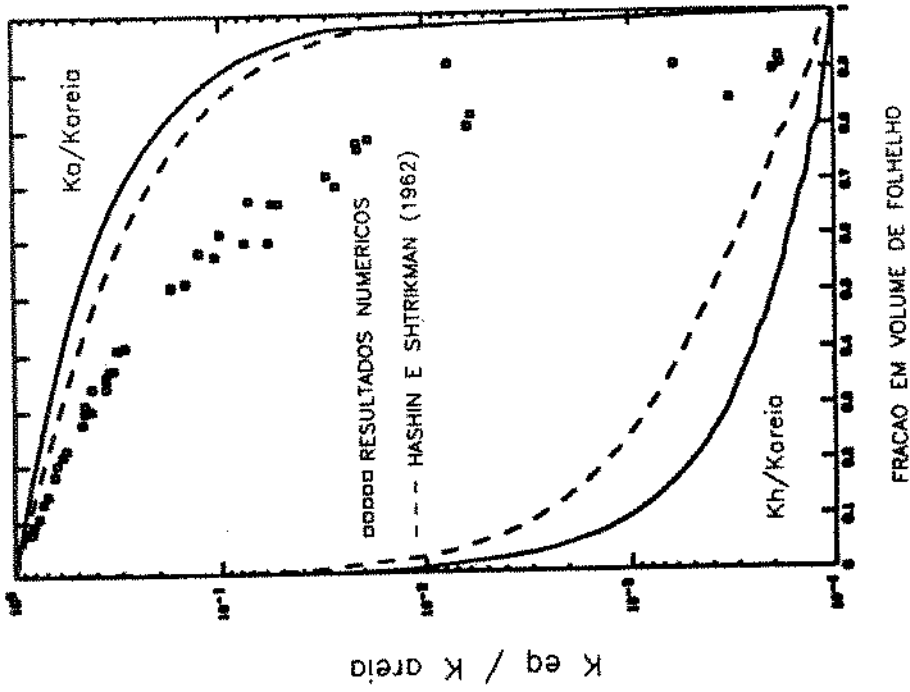


Figura 1.2 - Limites de Hashin e Strikman para contrastes de permeabilidade areia-folhelo de 10^4 (de Desbarats, 1987)

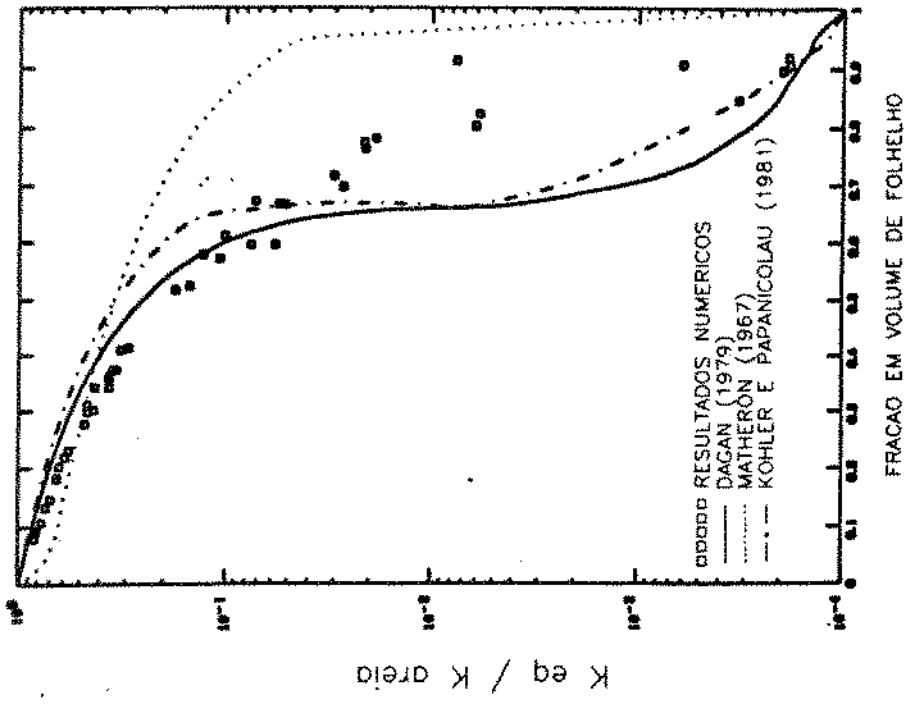


Figura 1.3 - Comparação de estimativas analíticas e numéricas da permeabilidade equivalente em um meio isotrópico (de Desbarats, 1987)

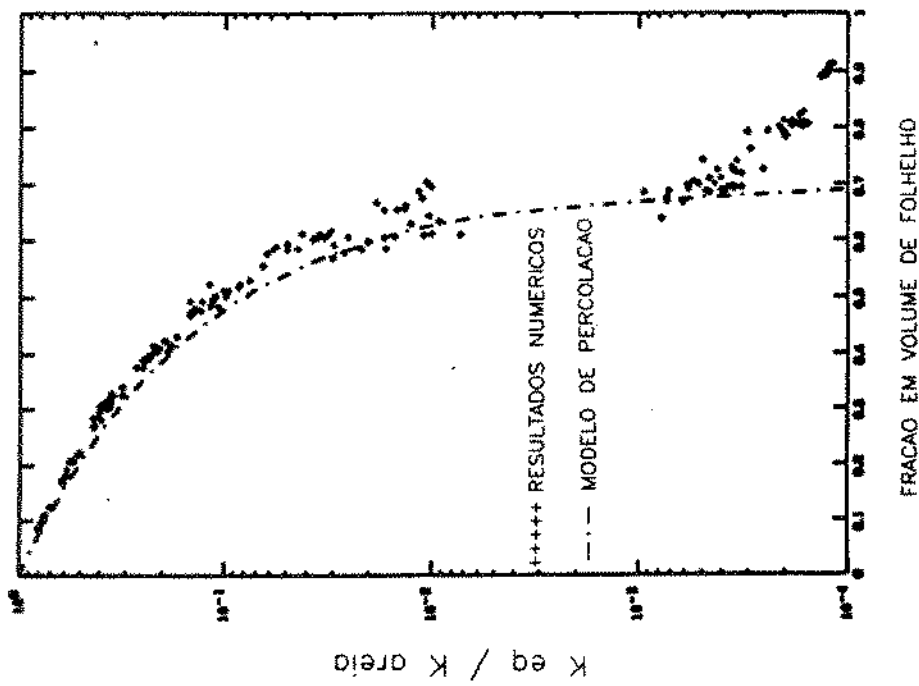


Figura 1.4 - Comparação do modelo de percolação com resultados numéricos para um meio rãndomico (de Desbarats, 1987)

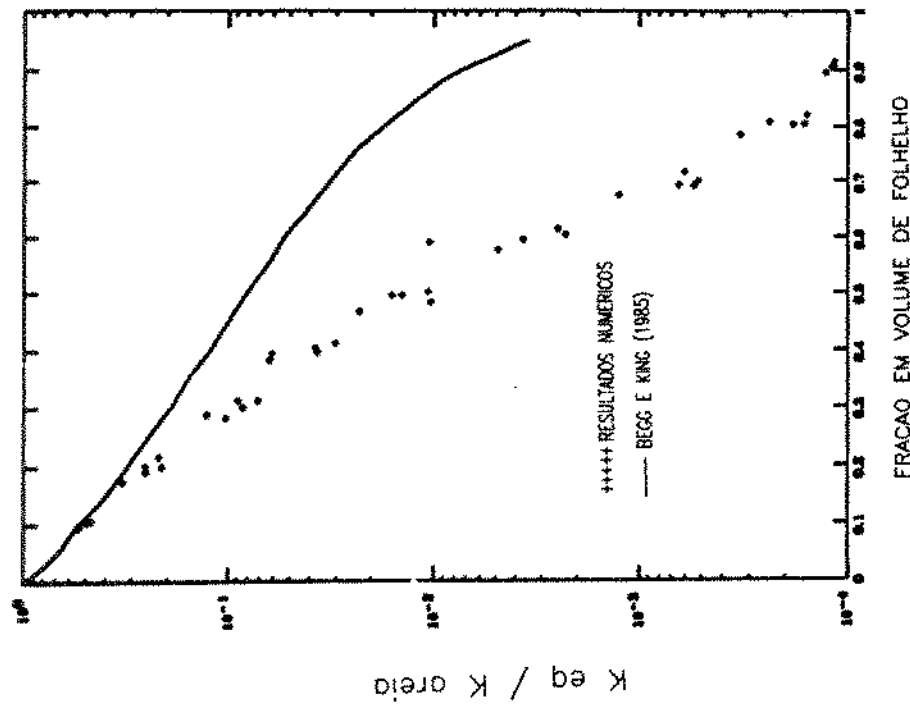


Figura 1.5 - Comparação da fórmula de Begg e King com estimativas numéricas da permeabilidade vertical equivalente em um meio anisotrópico (de Desbarats, 1987)

Geezen e Lerche (1985) derivaram uma expressão para a permeabilidade efetiva em meios compostos por areia-folhelho, usando uma abordagem de perturbação semelhante à usada por Gelhar e Axness. O modelo areia-folhelho usado admite que a permeabilidade é uma função exponencial empírica da argilosidade, que a argilosidade tem uma distribuição gaussiana e a permeabilidade, portanto, tem uma distribuição lognormal e não bimodal. Os autores admitem também uma estrutura isotrópica de correlação espacial da argilosidade.

Sistemas constituídos por seqüências arenito-folhelho são caracterizados estatisticamente por elevada variância, distribuição bimodal de freqüências e estruturas de correlação espacial fortemente anisotrópicas. Nestes sistemas, portanto, os métodos com a abordagem de perturbação, que assumem variâncias baixas e os que assumem estruturas isotrópicas de correlação espacial, não fornecem boas estimativas de permeabilidade equivalente. Devido à grande importância desse tipo de reservatório na indústria de petróleo, outros métodos aparecem na literatura específica de petróleo.

Haldorsen (Haldorsen, 1983; Haldorsen e Lake, 1984) apresentou um método para calcular a permeabilidade vertical equivalente em seqüências arenito-folhelho com folhelhos horizontais posicionados aleatoriamente. O método utiliza a abordagem de canais de fluxo e considera o arenito uniforme.

Begg e King (1985) ver (figura 1.5) simplificaram a abordagem de Haldorsen, incorporando expressões para o tamanho e quantidade de folhelhos diretamente na fórmula de canais de fluxo de Haldorsen. Isso evita a necessidade de gerar o modelo explícito do reservatório.

A abordagem de canais de fluxo, porém, assume uma não interação entre os campos de fluxo ao redor dos diferentes corpos de folhelhos. Isso limita sua aplicação a uma fração máxima de folhelho de 10%.

Em outros ramos das ciências físicas existem trabalhos importantes relativos ao tema. Hashin e Shtrikman (1962) (ver figura 1.2) usaram uma abordagem variacional para deduzir limites para a permeabilidade magnética equivalente de um material com multi-componentes, macroscopicamente homogêneo e isotrópico. Particularmente no caso de

material com dois componentes, os limites fornecidos por este método são os mais restritos que podem ser conseguidos, especificando somente a permeabilidade e a fração em volume de cada componente.

Kohler e Papanicolaou (1981) (ver figura 1.3) deduziram uma expressão para a constante dielétrica efetiva de um meio composto por esferas distribuídas de forma isotrópica numa matriz uniforme. Tal meio pode facilmente ser correlacionado a sistemas de arenito-folhelho.

A teoria da percolação é um campo relativamente novo, que fornece uma forma diferente para se estudar o fluxo em meios heterogêneos. A teoria da percolação é um modelo matemático para o movimento através de um meio aleatório, como por exemplo, fluxo de fluidos em meios porosos. Apesar dos trinta anos de pesquisa, poucos resultados práticos vieram da teoria de percolação. Kirkpatrick (1973) usou essa teoria para estudar a condutividade elétrica de uma malha aleatória de resistores. Ele propôs uma forma de lei potencial para a condutividade equivalente (ver figura 1.4).

Journel e outros (1986) e Deutsch (1986) propuseram a seguinte forma modificada da lei de média potencial:

$$\hat{K}_v^\omega = V_1 K_1^\omega + (1 - V_1) K_2^\omega$$

onde \hat{K}_v é a permeabilidade vertical equivalente, V_1 é a fração de folhelho, K_1 é a permeabilidade do folhelho, K_2 é a permeabilidade do arenito e ω é o expoente da média potencial. Na equação acima, se fizermos $\omega = -1$, resulta a média harmônica, se $\omega \rightarrow 0$, resulta a média geométrica, e se $\omega = +1$, teremos a média aritmética.

White (1987) demonstrou que variações locais na permeabilidade induzem efeitos de rotação no campo de velocidades. Afirma que, nestes casos, os elementos fora da diagonal principal do tensor permeabilidade (permeabilidades cruzadas) não podem ser desprezados. Desenvolveu um método numérico para o cálculo do tensor permeabilidade equivalente completo da interface de cada bloco. Necessita de duas ou mais simulações, para condições de contorno diferentes, efetuadas em todo o reservatório na escala micro, ou seja, na escala do modelo geoestatístico.

Gómez-Hernández (1990) propôs um método semelhante ao de White (1987) para o cálculo do tensor de permeabilidade equivalente completo das interfaces dos blocos. A diferença é que a simulação micro é feita para cada bloco e não no reservatório todo. Gómez - Hernández foi mais além no seu trabalho e propôs um método para simular geoestatisticamente, por simulação condicional, diretamente, os valores dos tensores de permeabilidade nas interfaces dos blocos. Com isso, seriam geradas várias imagens equi-prováveis do reservatório já na macroescala, sem ter que simular geoestatisticamente na microescala e efetuar a transferência de escala. O método como um todo, consiste em: (a) uma simulação geoestatística em microescala, (b) montagem do mapa de tensores de permeabilidade nas interfaces, (c) cálculo de variogramas e variogramas cruzados a partir do mapa e (d) simulações condicionais diretamente dos tensores de permeabilidade, utilizando os variogramas. Uma versão desse método foi implementada neste trabalho, sendo detalhada no capítulo 3.

Espedal e outros (1990) montaram um sistema de 7 equações para o caso bifásico, onde são considerados diretamente os termos de difusão, dispersão e a variância da permeabilidade. Resolveram o sistema por decomposição de domínios. Os resultados apresentados são interessantes, mas o método não foi selecionado para testes, dada a sua complexidade e a falta de clareza e de detalhes na sua apresentação.

Amaziane e outros (1990) sugeriram um método para o cálculo do tensor permeabilidade equivalente completo, utilizando a teoria de homogenização. Não esclareceram o método e os resultados de algumas simulações de fluxo apresentados não parecem muito interessantes. Esse método também não foi testado.

Durlofsky e Chung (1990) utilizaram o método de elementos finitos triangulares para calcular o tensor de permeabilidade equivalente. No seu trabalho, mostram a importância dos termos cruzados do tensor permeabilidade. Este método também não foi testado devido a uma certa similaridade com o método de Gómez-Hernández (1990), detalhado no capítulo 3.

Le Loc'h (1990) propôs um método analítico para o cálculo da permeabilidade equivalente que, de certa forma, engloba os demais métodos analíticos propostos anterior-

mente. Demonstrou que a permeabilidade equivalente numa certa direção situa-se entre um limite superior e um limite inferior que, em duas dimensões, são calculados como segue. O limite superior é obtido efetuando-se média aritmética dos valores posicionados perpendicularmente à direção desejada e depois média harmônica dos valores obtidos. O limite inferior é obtido efetuando-se média harmônica dos valores posicionados paralelamente à direção desejada e depois média aritmética dos valores obtidos. A permeabilidade equivalente nessa direção é obtida por uma média dos limites superior e inferior e a média, normalmente usada, é a média geométrica. Este método foi selecionado e é um dos analisados no capítulo 3.

Kasap e Lake (1990) apresentaram fórmulas para calcular o tensor permeabilidade equivalente de arranjos de blocos, dos quais já se conhece o tensor permeabilidade individual. Tais fórmulas têm utilidade restrita, já que normalmente não se conhece o tensor permeabilidade completo dos blocos. Kasap (1990), em sua dissertação de doutorado, propõe que, para um sistema fechado, o tensor permeabilidade equivalente pode ser substituído por um único valor, de acordo com as seguintes equações:

$$K_{xap} = K_{xx} - \frac{K_{xy} K_{yx}}{K_{yy}}$$

e

$$K_{yap} = K_{yy} - \frac{K_{xy} K_{yx}}{K_{xx}}$$

onde K_{xap} e K_{yap} são os valores equivalentes nas direções x e y e são determinados da mesma forma apresentada por Le Loc'h (1990). Kasap e outros (1991) apresentam fórmulas para o cálculo do tensor permeabilidade equivalente de um conjunto de 2x2 bloquinhos, baseadas nas relações acima. Os quatro bloquinhos individuais são admitidos como tendo permeabilidade não tensorial, mas não necessariamente isotrópica. Desta forma, o método não pode ser aplicado sucessivamente e uma mudança de escala de 4:1 é muito pequena para os problemas de que estamos tratando. O que poderia ser feito é utilizar esse método para calcular o tensor permeabilidade completo de um bloco (2x2) e depois aplicar as fórmulas de Kasap e Lake (1990) para calcular o tensor permeabilidade

de arranjos de blocos. No capítulo 3, porém, mostramos que o desenvolvimento das fórmulas apresentadas por Kasap e outros (1991) não é totalmente coerente.

1.2.2. Sobre Fluxo Multifásico

Frequentemente os problemas de simulação de reservatórios envolvem fluxo multifásico. Nestes casos, devemos ter formas de efetuar mudança de escala da permeabilidade relativa e pressão capilar.

Um dos primeiros estudos sobre fluxo multifásico em meios heterogêneos foi feito por Dykstra e Parsons (1950). Eles consideraram deslocamento tipo pistão do óleo pela água através de uma série de níveis não comunicantes. Apresentaram uma fórmula simples para calcular a área média lavada para os tempos de erupção de água em cada nível.

A forma mais comum de resolver o problema é através da construção de pseudocurvas de permeabilidade relativa e de pressão capilar. O prefixo "pseudo" significa falso ou artificial, pois as pseudocurvas não têm necessariamente sentido físico. São utilizadas na simulação em malha grosseira para reproduzir a acurácia da malha fina original.

Coats e outros (1971) formularam pseudofunções para permeabilidade relativa e pressão capilar, baseadas na hipótese de equilíbrio vertical. Essa hipótese admite que as forças gravitacionais dominam as forças viscosas e capilares. Este método é útil para se eliminar das simulações o detalhamento na direção vertical, nos casos em que a hipótese de equilíbrio vertical é aplicável.

Hearn (1971) desenvolveu pseudofunções de permeabilidade relativa para poder simular em 2D um reservatório 3D, perfeitamente estratificado em níveis não comunicantes, sob influxo de água.

Jacks e outros (1973) apresentaram pseudofunções dinâmicas para incorporar a terceira dimensão num simulador bidimensional. São dinâmicas porque a hipótese de equilíbrio vertical não se aplica e são obtidas a partir de simulação fina de parte ou do reservatório todo.

Kyte e Berry (1975) apresentaram novas pseudofunções dinâmicas de permeabilidade relativa e introduziram pseudofunções dinâmicas de pressão capilar. Seu método, originalmente desenvolvido para uma seção vertical, permite, além da incorporação da

direção vertical, a utilização de blocos maiores que os originais na outra direção. Esse método é a base para uma série de outros trabalhos e foi selecionado para ser testado no capítulo 4.

Starley (1986) propôs um método baseado em balanço de materiais para o cálculo das pseudofunções, mas suas equações e hipóteses podem ser reduzidas àquelas de Jacks e outros (1973).

Emanuel e Cook (1974) publicaram pseudofunções para os blocos com poço, similares às de Kyte e Berry. Woods e Khurana (1977) propuseram um método similar a Kyte e Berry para simular cone de água em um simulador tridimensional comum.

Lasseter e outros (1986) apresentam um procedimento detalhado de como estudar um reservatório heterogêneo. Começam pela sua caracterização em três escalas diferentes: pequena (escala de amostras), média (escala dos estratos) e grande (escala entre poços) e vai até a determinação da recuperação final, através da simulação de fluxo na escala grande. Na parte de mudança de escala, utiliza pseudofunções semelhantes às de Kyte e Berry. Difere delas apenas nos pontos onde calcula a diferença de pressão e também por calcular as permeabilidades absolutas equivalentes à parte, por um método numérico. Utiliza as curvas de laboratório para rodar um simulador bifásico na escala pequena e construir as pseudocurvas válidas na escala média. Roda novamente o simulador na escala média com as pseudocurvas previamente construídas e obtém as pseudocurvas que deverão ser utilizadas na simulação da escala grande. As diferenças e contribuições do seu método em relação ao de Kyte e Berry serão mais comentadas no capítulo 4.

Davies e Haldorsen (1987) calcularam pseudopermeabilidades relativas para seqüências arenito-folhelho sob influxo de água. Não apresentam como foram construídas as pseudocurvas. Os resultados são fortemente dependentes das vazões e as pseudocurvas só estabilizam quando a dimensão dos blocos é maior que o maior folhelho.

Kossack e outros (1989) publicaram um extenso trabalho sobre pseudofunções na linha apresentada por Lasseter e outros (1986), ou seja, várias etapas de mudança de escala. Estudaram a eficácia das pseudofunções, comparando os resultados de simulação obtidos na maior malha, usando as pseudocurvas finais, com os obtidos na malha original e

curvas de laboratório. Isso foi feito para três modelos geológicos diferentes e variando razão de mobilidade, razão entre forças viscosas e gravitacionais e razão entre forças viscosas e capilares. Como resultados mais interessantes, apresentaram regiões, em termos de regime de fluxo, onde não há necessidade de se calcular as pseudofunções, para cada um dos três modelos geológicos estudados.

Stone (1991) apresentou um novo método para o cálculo das pseudocurvas dinâmicas de permeabilidade relativa, baseado no fluxo fracionário. Afirma que seu método é mais amplamente aplicável que os anteriores, podendo ser utilizado para qualquer vazão e até mesmo para reservatório com estratos totalmente isolados. Este método também foi implementado e maiores detalhes são fornecidos no capítulo 4.

Uma outra forma de proceder à mudança de escala da permeabilidade relativa e da pressão capilar, sem utilizar pseudofunções, é efetuando algum tipo de média das diferentes curvas presentes em cada bloco da malha grosseira. Existem relacionadas na literatura várias formas de fazer estas médias, como por exemplo, para o caso da pressão capilar, a utilização da curva J de Leverett (1941). No nosso trabalho, são sempre comparados os resultados obtidos utilizando pseudofunções com os obtidos sem pseudofunções, ou seja, com as curvas originais, que convencionamos chamar de "curvas da rocha". Como em todos os casos estudados, as curvas de permeabilidade relativa e pressão capilar de cada bloquinho da malha fina são iguais, ou seja, adotou-se curvas únicas válidas para todo o reservatório, elas são também as curvas médias de todos os blocos da malha grosseira. Portanto, quando estamos comparando os resultados das pseudofunções com os resultados das curvas da rocha, estamos na verdade, comparando os resultados das pseudofunções com os obtidos a partir das médias das curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa.

1.3. METODOLOGIA E FERRAMENTAS UTILIZADAS

1.3.1 Metodologia

O problema de mudança de escala foi estudado para duas dimensões, em seção vertical, mas não vemos motivos para que os métodos implementados e as conclusões tiradas não possam ser estendidos a três dimensões.

O trabalho foi dividido em duas etapas: (a) estudo da mudança de escala da permeabilidade absoluta e (b) estudo da mudança de escala em problemas de fluxo multifásico.

Inicialmente foram gerados, por simulação geoestatística não condicional, valores de porosidade e permeabilidade para uma malha bastante refinada de uma seção vertical.

Depois, na primeira etapa do trabalho, foram aplicados os métodos de mudança de escala selecionados da literatura, gerando os valores de permeabilidade absoluta equivalentes para uma malha grosseira. Um simulador de fluxo monofásico incompressível foi rodado na malha refinada e obteve-se um mapa de isotenciais, chamado de "caso base". O simulador foi rodado, então, para as malhas grosseiras, gerando os mapas de isotenciais de cada método. Os métodos são analisados e comparados entre si pela sua capacidade de reproduzir o mapa de permeabilidade absoluta e o de isotenciais do caso base.

Na segunda etapa do trabalho, primeiramente foram construídas as pseudofunções dinâmicas de pressão capilar e permeabilidade relativa, válidas para os blocos da malha grosseira, com base nos métodos constantes da literatura. Depois foi rodado um simulador de fluxo bifásico compressível na malha refinada e utilizado as curvas originais (chamadas de curvas da rocha), com injeção de água em uma extremidade da seção vertical e produção na outra, gerando um histórico de produção (chamado de caso base). O simulador foi rodado, então, para as malhas grosseiras em duas situações diferentes: (a) utilizando as pseudofunções e (b) não utilizando as pseudofunções, ou seja, utilizando as curvas da rocha. Da mesma forma que na primeira etapa, os métodos de construção das pseudofunções, a eficiência e a necessidade da utilização das pseudofunções são analisados e comparados por sua capacidade de reproduzir o histórico de produção do caso base, como também o mapa de saturação de água num determinado instante da vida produtiva do reservatório. Esse instante foi escolhido como sendo o tempo de erupção de água.

É interessante esclarecer que, na segunda etapa, os valores de permeabilidade absoluta equivalente dos blocos da malha grosseira são os obtidos pelo método considerado melhor na primeira etapa.

Outro parâmetro que poderia ser utilizado na comparação entre os métodos de mudança de escala da permeabilidade absoluta é o tempo gasto na aplicação de cada um deles. No entanto, devido à enorme diferença de tempo de computação para rodar os simuladores na malha refinada e na malha grosseira, as diferenças de tempo entre os métodos são desprezíveis. O tempo gasto na construção das pseudocurvas, porém, nos casos em que é necessário construí-las para todos os blocos, é da mesma ordem de grandeza do tempo gasto na simulação de fluxo da malha refinada. Por outro lado, a construção das pseudocurvas é feita apenas uma vez, para um dado modelo geoestatístico, e as simulações de fluxo podem ser feitas várias vezes, para analisar a influência de uma série de variáveis, como vazões de produção e de injeção, pressões de fundo especificadas, intervalo canhoneado, etc.. Considerado isso tudo, o único parâmetro utilizado para julgar e comparar os métodos foi a qualidade dos resultados.

A malha refinada adotada foi de 40x40 blocos, pois com 1.600 valores tem-se robustez estatística suficiente e com mais blocos os tempos de simulação de fluxo bifásico nos equipamentos disponíveis (PC/XT e PC/AT) são excessivos. A malha grosseira foi definida pesando as vantagens de uma grande mudança de escala e, por outro lado, a exigência de uma discretização mínima que permitisse uma acurácia dos resultados. Chegou-se a um valor de 08x08 blocos como sendo razoável para a malha grosseira. Com isso, cada bloco é composto por 05x05 bloquinhos e tem-se, portanto, um aumento de escala de 25 vezes. A figura 1.6 apresenta a seção vertical utilizada nas simulações de fluxo da segunda etapa do trabalho, com as posições e número de célula completadas do poço produtor e do injetor, tanto na malha fina como na grosseira.

O tempo gasto na simulação de fluxo depende do problema físico (dimensões do reservatório, vazões, dados de rocha e fluido, tempo de histórico, etc...), das malhas, do simulador e do equipamento utilizado. No nosso trabalho, estudamos quatro problemas físicos e utilizamos dois equipamentos diferentes (PC/XT e PC/AT). Os tempos gastos,

portanto, variaram bastante, mas, após uma análise sobre isso, chegamos à conclusão que o tempo gasto é, de forma aproximada, proporcional ao número de blocos ao quadrado. Como a relação entre o número de blocos na malha fina e o número de blocos na malha grosseira é 25, gasta-se em média, 625 vezes mais tempo para a simulação bifásica na malha fina do que na malha grosseira. Nos equipamentos utilizados, o tempo gasto na malha grosseira foi de aproximadamente 180 segundos (3 minutos) e na malha fina, 112.500 segundos (31,25 horas), mas houve casos na malha fina que demoraram mais de 2 dias para a simulação.

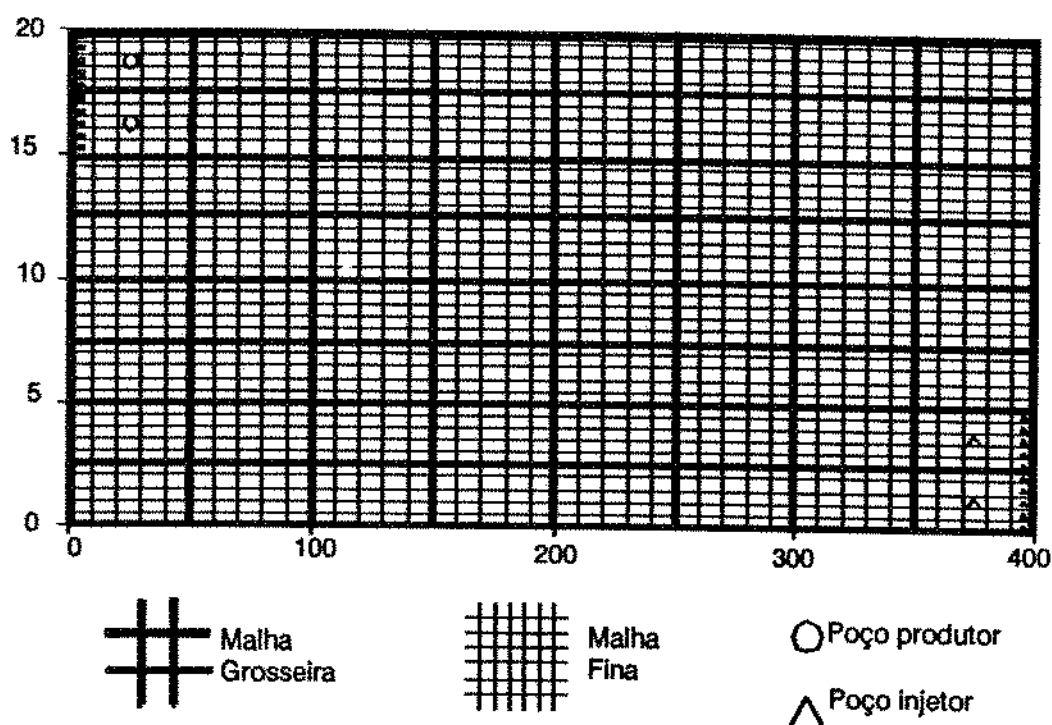


Figura 1.6 - Esquema da seção vertical utilizada nas simulações de fluxo bifásico

Apesar da dificuldade de uma análise criteriosa dos tempos dispendidos nas simulações de fluxo, as observações acima refletem o grande ganho em tempo computacional que se obtém com a mudança de escala. Além do aspecto tempo, existe o aspecto memória. O equipamento PC/XT, por exemplo, simplesmente não tem capacidade de memória para rodar o simulador bifásico com a malha fina (40x40).

Com o objetivo de testar os métodos de mudança de escala em reservatórios com características geológicas diferentes e para analisar as influências de parâmetros de fluxo tais como relação de mobilidades e pressão capilar, todo o trabalho descrito acima foi

efetuado para três modelos geoestatísticos diferentes, chamados de populações (POP 1, 2 e 3) e para quatro problemas físicos diferentes, com diferentes vazões e diferentes propriedades do sistema de rocha-fluido, chamados de Problemas (PROB 1, 2, 3 e 4). Na primeira etapa do trabalho (permeabilidade absoluta) foram estudados, portanto, três casos (POP 1, 2 e 3), e na segunda etapa (fluxo multifásico) foram estudados 12 casos diferentes. Objetivamos com isso também, tornar as conclusões desse trabalho as mais genéricas possíveis.

Cabem ainda, neste ítem, esclarecimentos sobre algumas hipóteses adotadas na segunda etapa do trabalho, que poderiam gerar dúvidas sobre sua validade. Trata-se do fato de que, apesar do modelo geoestatístico apresentar valores diferentes de porosidade e permeabilidade para cada bloquinho da malha fina, foi admitido um único valor de saturação de água inicial, uma única curva de pressão capilar e uma única curva de permeabilidade relativa para todos os bloquinhos. Isso representa uma incoerência geológica, mas é totalmente aceitável para os objetivos do nosso trabalho. Caso não tivéssemos admitido tais hipóteses, certamente os históricos gerados pelas simulações de fluxo seriam diferentes, mas, como o nosso trabalho consiste em analisar e comparar diferentes métodos através da comparação dos históricos gerados na malha fina com os gerados na malha grosseira, as observações e conclusões seriam as mesmas. Esclarecemos, ainda, que os métodos implementados na primeira etapa do trabalho (permeabilidade absoluta) nada têm a ver com saturações ou funções aplicáveis a fluxo multifásico e, na segunda etapa, os métodos não têm qualquer dificuldade em utilizar valores diferentes de saturação de água inicial e curvas diferentes de pressão capilar e permeabilidade relativa bloco a bloco. Teríamos apenas que fazer também, e seria muito simples, a mudança de escala da saturação de água inicial.

1.3.2. Ferramentas Utilizadas

Em termos de equipamentos, foram utilizados dois tipos de micro-computadores:

- PC/XT - 8 Mhz com placa Motorola 68020, 20 Mhz, com 4 Mbytes de memória
- PC/AT - 12 Mhz com placa Motorola 68020, 20 Mhz, com 16 Mbytes de memória

Em termos de programas, listamos abaixo os programas principais utilizados:

SIMUL.FOR

Simulador geoestatístico não condicional de valores com distribuição normal, média 0 e variância 1, dispostos em malha regular, através do método das Bandas Rotativas, de Matheron. Permite a escolha entre três modelos de variograma: esférico, exponencial e pepítico.

ALGOR.FOR

Com base em duas simulações independentes de variáveis com distribuições normais de média 0 e variância 1, este programa transforma essas variáveis em populações de porosidade (distribuição normal) e permeabilidade (distribuição log-normal) com as médias e variâncias que se queira e impõe uma correlação, que se define, entre a porosidade e a permeabilidade.

GAM3REG.FOR

Este programa lê uma população de valores dispostos em uma malha regular e calcula o semivariograma em até três direções.

AJUSTA.EXE

Permite que se faça o ajuste de um modelo teórico sobre um semivariograma experimental qualquer.

LELOCH.FOR

Faz a mudança de escala da porosidade pela média aritmética e da permeabilidade absoluta pelo método analítico proposto por Gaelle Le Loc'h.

DESBARATS.FOR

Faz a mudança de escala da porosidade pela média aritmética e da permeabilidade absoluta pelo método numérico proposto por Alexander Jean Desbarats. É, em essência, um simulador monofásico em regime permanente.

TENSOR.FOR

Calcula o tensor completo de permeabilidade dos blocos, em função das permeabilidades não tensoriais dos bloquinhos que os compõem. Foi baseado no método proposto por J. Jaime Gómez-Hernandez com a diferença principal que os cálculos são feitos para o bloco e não para as interfaces dos blocos. Os valores necessários são obtidos através de simulações monofásicas em regime permanente para cada bloco nas duas direções.

GOMEZ.FOR

Versão do TENSOR.FOR que calcula o tensor de permeabilidade nas interfaces dos blocos. Os cálculos são feitos individualmente para cada bloco.

WHITE.FOR

Calcula o tensor permeabilidade nas interfaces dos blocos, a partir de simulações monofásicas em regime permanente nas duas direções, efetuadas no reservatório todo. O programa recebeu esse nome pela analogia com o método de Christopher David White, que também calcula os tensores nas interfaces a partir de simulações do reservatório todo na malha fina. As equações utilizadas são, porém, as propostas por Gómez-Hernandez.

MEDIA.FOR

Faz a mudança de escala da porosidade pela média aritmética e da permeabilidade absoluta por três médias diferentes: aritmética, geométrica e harmônica.

MONOFA.FOR

Simulador monofásico em regime permanente para geração dos mapas de isopotenciais. Considera a injeção no canto inferior direito e a produção no canto superior esquerdo.

BIBI.FOR

Simulador de fluxo bidimensional, bifásico (óleo/água), com injeção de água ou produção de óleo/água em qualquer posição do reservatório e em quantos níveis se queira. A discretização das equações diferenciais é feita por diferenças finitas e sua solução pode

ser obtida por três métodos diferentes: IMPES, Semi-Implícito Linearizado e Totalmente Implícito. Fronteiras externas do reservatório seladas. Possibilidade de valores diferentes, célula a célula, de porosidade e permeabilidade nas duas direções. Transmissibilidades nas fronteiras calculadas a montante, com exceção da permeabilidade absoluta que é tomada como a média harmônica dos blocos fronteiros.

BIBITVD.FOR

Versão do simulador BIBI com vários métodos de correção automática da dispersão numérica. Entre esses métodos, o que utilizamos foi o TVD de terceira ordem.

PSEUDO.FOR

Constrói pseudocurvas de pressão capilar e permeabilidade relativa por quatro métodos diferentes: MEI (versão modificada do método de Kyte e Berry), SAI (segundo Lasseter e outros), KEB (segundo Kyte e Berry) e STONE (segundo Stone). Utiliza como ferramenta básica o simulador bifásico bidimensional BIBI.

Nas simulações bifásicas sempre foi adotado o método Semi-Implícito Linearizado para solução das equações diferenciais discretizadas, porque fornece resultados bastante satisfatórios para os problemas estudados, elimina quase totalmente os erros de balanço de materiais e é, em média, de 3 a 4 vezes mais rápido que o método Totalmente Implícito.

2. MODELOS GEOESTATÍSTICOS GERADOS

Foram gerados três modelos geoestatísticos de porosidade e permeabilidade, chamados de populações (POP1, POP2 e POP3). Procurou-se, com essas três populações, representar três modelos geológicos com características diferentes. Porém, estes modelos são artificiais, ou seja, sem compromisso com a reprodução de dados geológicos reais. Suas características principais podem ser sintetizadas como:

POP1- só arenito com grande correlação espacial;

POP2- só arenito sem nenhuma correlação espacial, ou seja, distribuição totalmente aleatória (pepítica);

POP3- arenito e folhelho com média correlação espacial.

Convém, neste ponto, apresentar alguns conceitos de geoestatística que serão utilizados a seguir. Consideremos a variável regionalizada $z(\vec{x})$, onde \vec{x} representa o vetor posição, como sendo a realização da função aleatória $Z(\vec{x})$. As correlações espaciais dessa função aleatória, isto é, a variabilidade no espaço da variável sendo estudada, são caracterizadas pela função covariância $C(\vec{h})$, onde \vec{h} representa o vetor distância entre duas realizações da função aleatória, ou pela função semivariograma, definida pela relação:

$$\gamma(\vec{h}) = \frac{1}{2}E[Z(\vec{x} + \vec{h}) - Z(\vec{x})]^2$$

Existem vários modelos teóricos que podem ser admitidos pela função semivariograma, como por exemplo, o gaussiano, o esférico, o exponencial, o quadrático e o de potência. Apresentamos abaixo, para ilustrar, o modelo esférico:

$$\begin{cases} \gamma(\vec{h}) = c \left[\frac{3}{2} \left(\frac{|\vec{h}|}{a} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{|\vec{h}|}{a} \right)^3 \right] & h < a \\ \gamma(\vec{h}) = c & h \geq a \end{cases}$$

onde:

- a = amplitude
- c = patamar

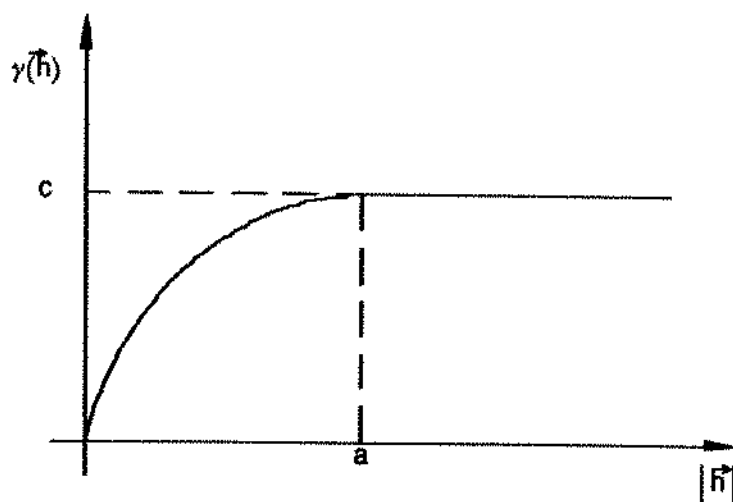


Figura 2.1 - Modelo de semi-variograma esférico

Nesse modelo, amplitude é, portanto, a máxima distância entre duas realizações na qual a função aleatória ainda tem alguma correlação espacial.

Anisotropia, no contexto de semivariograma, é a relação entre as amplitudes medidas em duas direções diferentes. A anisotropia caracteriza-se pela variação na amplitude do semivariograma, quando se muda de direção. Convenciona-se expressar a razão (ou coeficiente) de anisotropia pela razão entre as amplitudes de semivariogramas em direções ortogonais, numa das quais o fenômeno apresenta máxima continuidade. Por exemplo, se na direção 1 a amplitude é 15 e, na direção 2 a amplitude é 5, significa que a função tem menor correlação espacial na direção 2 e o coeficiente de anisotropia é 3.

A metodologia para geração das populações é descrita a seguir. Primeiramente são geradas duas variáveis independentes com distribuição normal de média 0 e variância 1, baseadas num determinado modelo de semivariograma e numa amplitude estabelecida. Isso é feito por um simulador geoestatístico, através do método de Bandas Rotativas, de Matheron. O modelo de semivariograma usado foi o esférico e as amplitudes variaram de acordo com o grau de correlação espacial que se queria para cada população.

Com base nessas duas variáveis normais (0,1), montamos as populações de porosidade e permeabilidade com as médias e variâncias que estabelecemos e impomos uma determinada correlação entre a porosidade e a permeabilidade, utilizando as fórmulas abaixo:

$$\phi = \bar{\phi} + \sigma_{\phi} \cdot Z_1$$

$$y = \bar{y} + \sigma_y (\rho \cdot Z_1 + \sqrt{1-\rho^2} \cdot Z_2)$$

$$k = e^y$$

onde:

- ϕ = porosidade, com distribuição normal
- $\bar{\phi} = E[\phi]$
- σ_ϕ = desvio padrão da porosidade
- $y = \ln k$, com distribuição normal
- $\bar{y} = E[\ln k]$
- σ_y = desvio padrão de y
- k = permeabilidade, com distribuição lognormal
- ρ = correlação entre ϕ e y
- Z_1 = uma das variáveis com distribuição normal (0,1) simulada
- Z_2 = a outra variável com distribuição normal (0,1) simulada

Depois são calculados os semivariogramas nas direções x e y , tanto para a porosidade como para a permeabilidade e verifica-se o ajuste às populações geradas, do modelo esférico com a amplitude desejada. Isso é necessário, pois o simulador geoestatístico nem sempre consegue respeitar o modelo e a amplitude estabelecidos para a simulação.

Os procedimentos acima são repetidos até que se obtenham as populações com as características desejadas.

No caso da POP3, a inclusão dos folhelhos foi feita através de um corte em 14% na porosidade, ou seja, todos os blocos com porosidade abaixo de 14% foram transformados em folhelho com porosidade igual a 1×10^{-5} e permeabilidade igual a 1×10^{-5} mD.

Nas simulações feitas da forma acima, não se exigiu que a variável tomasse determinados valores conhecidos em alguns pontos e, por isso, as simulações são chamadas de não condicionais.

Visando principalmente as simulações de fluxo multifásico da segunda etapa do trabalho, as populações foram geradas para um plano, na malha fina (40 X 40), com as

seguintes dimensões totais: 400 unidades na direção X e 20 unidades na direção Y. Então, quando dissermos que determinada variável tem amplitude igual a 250 unidades na direção X, significa que mais da metade do campo tem correlação espacial nessa direção. A mesma situação na direção Y seria uma amplitude de 12,5 unidades. Isso representaria um coeficiente de anisotropia de 20. Esclarecemos que na segunda etapa do trabalho, a seção vertical adotada tem 400 m de comprimento, 20 m de altura e 100 m de largura e que, nas figuras apresentadas, direção X significa direção horizontal e direção Y significa direção vertical.

TABELA 2.1 - Valores das populações geoestatísticas de porosidade e permeabilidade

	POP 1	POP 2	POP 3 A	POP 3
$\bar{\phi}$ (fração)	0,215	0,200	0,200	0,185
σ_{ϕ} (fração)	0,056	0,040	0,040	0,073
\bar{k} (μm^2)	$1,77 \times 10^{-1}$ (179,5 mD)	$1,62 \times 10^{-1}$ (164,0 mD)	$1,62 \times 10^{-1}$ (164,0 mD)	$0,284 \times 10^{-1}$ (28,8 mD)
\bar{y} (μm^2)	$5,12 \times 10^{-3}$	$5,03 \times 10^{-3}$	$5,03 \times 10^{-3}$	$3,32 \times 10^{-3}$
σ_y (μm^2)	$9,54 \times 10^{-4}$	$8,88 \times 10^{-4}$	$8,88 \times 10^{-4}$	$52,96 \times 10^{-4}$
ρ (fração)	0,80	0,85	0,83	0,83
Anisotropia de ϕ	25	20	40	40
Anisotropia de k	22	20	40	40
Amplitude ϕ (m)	240	10	90	75
Amplitude k(m)	120	10	65	65

A tabela 2.1 apresenta os valores utilizados na geração das três populações e as anisotropias de porosidade e permeabilidade obtidas. Na tabela, \bar{k} representa a média

geométrica dos valores de k , que pode ser obtida simplesmente pela expressão: $\bar{k} = e^{\bar{y}}$. No caso da população 3, na coluna POP3A estão os valores antes do corte na porosidade e na coluna POP3, os valores da população que efetivamente foi utilizada neste trabalho, ou seja, após o corte e a inclusão dos folhelhos.

As figuras 2.2 a 2.7 apresentam os semivariogramas da porosidade e da permeabilidade, nas duas direções, para as três populações estudadas. A amplitude apresentada nas figuras é sempre a da direção 1 (horizontal). Para se obter a amplitude da direção 2 (vertical) basta dividir o valor de amplitude na direção 1 pela anisotropia de amplitude entre as duas direções.

$$a_2 = \frac{a_1}{\text{anisotropia}}$$

onde:

- a_1 = amplitude na direção 1
- a_2 = amplitude na direção 2
- anisotropia = $\frac{a_1}{a_2}$

Resta ainda um esclarecimento a ser feito sobre as populações de permeabilidades geradas. Foi considerado que, na malha fina, a permeabilidade é localmente isotrópica, ou seja, para cada bloco, a permeabilidade na direção vertical é igual à permeabilidade na direção horizontal. Deve-se ter o cuidado de não confundir esse conceito com o de anisotropia de amplitude, no contexto de semivariograma. Tal consideração foi feita apenas para facilitar a geração das populações e as análises comparativas entre os resultados obtidos para as três populações, uma vez que os métodos de mudança de escala não têm qualquer dificuldade em trabalhar com valores diferentes de permeabilidade para cada direção. Deve-se esclarecer ainda que os métodos de mudança de escala, mesmo partindo de uma população isotrópica de permeabilidades, calculam valores distintos de permeabilidade para cada direção, em função da distribuição espacial dos valores dos bloquinhos utilizados na mudança de escala.

As figuras 2.8 a 2.13 apresentam os mapas de isovalores de porosidade e permeabilidade para as três populações, na malha original (40 X 40).

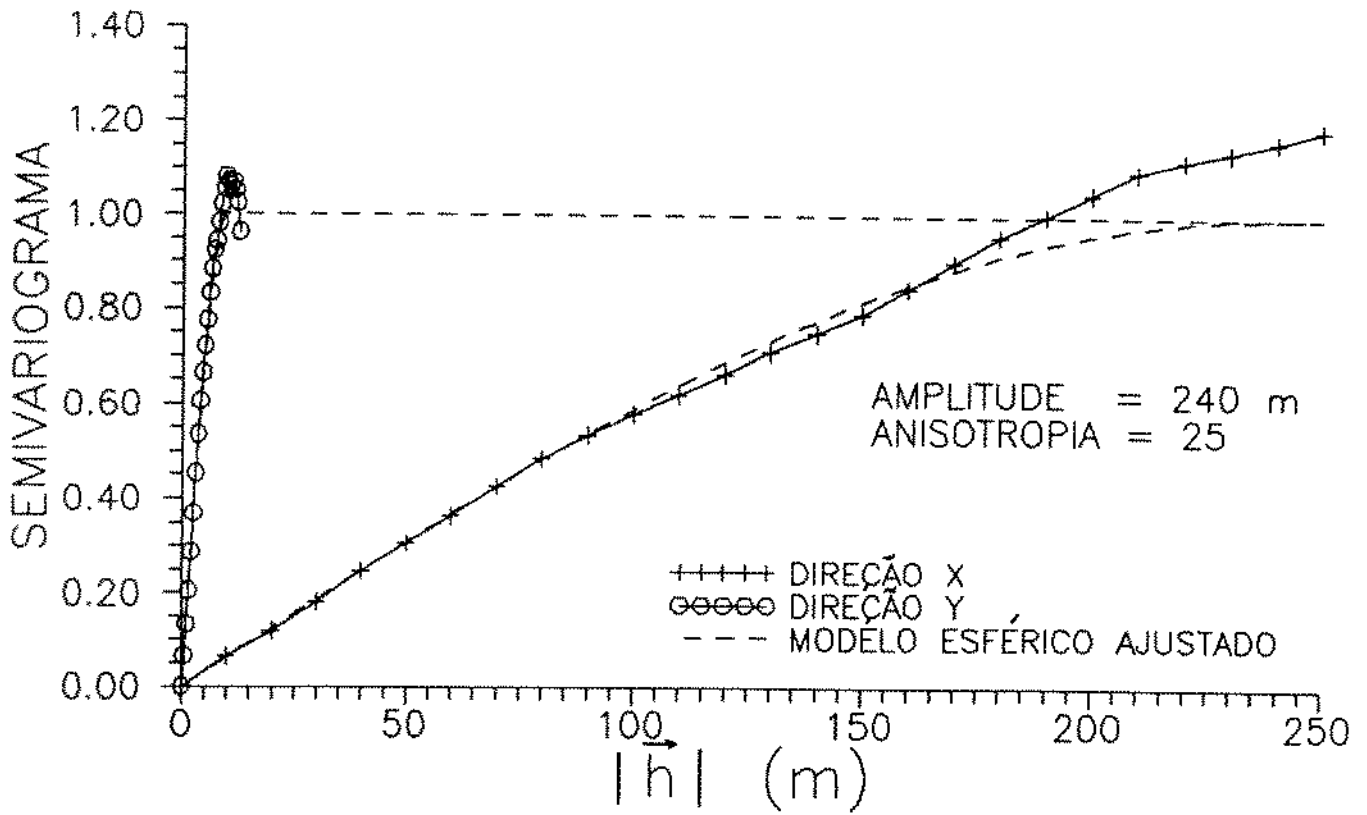


Figura 2.2 - Semivariograma de porosidade - POP1

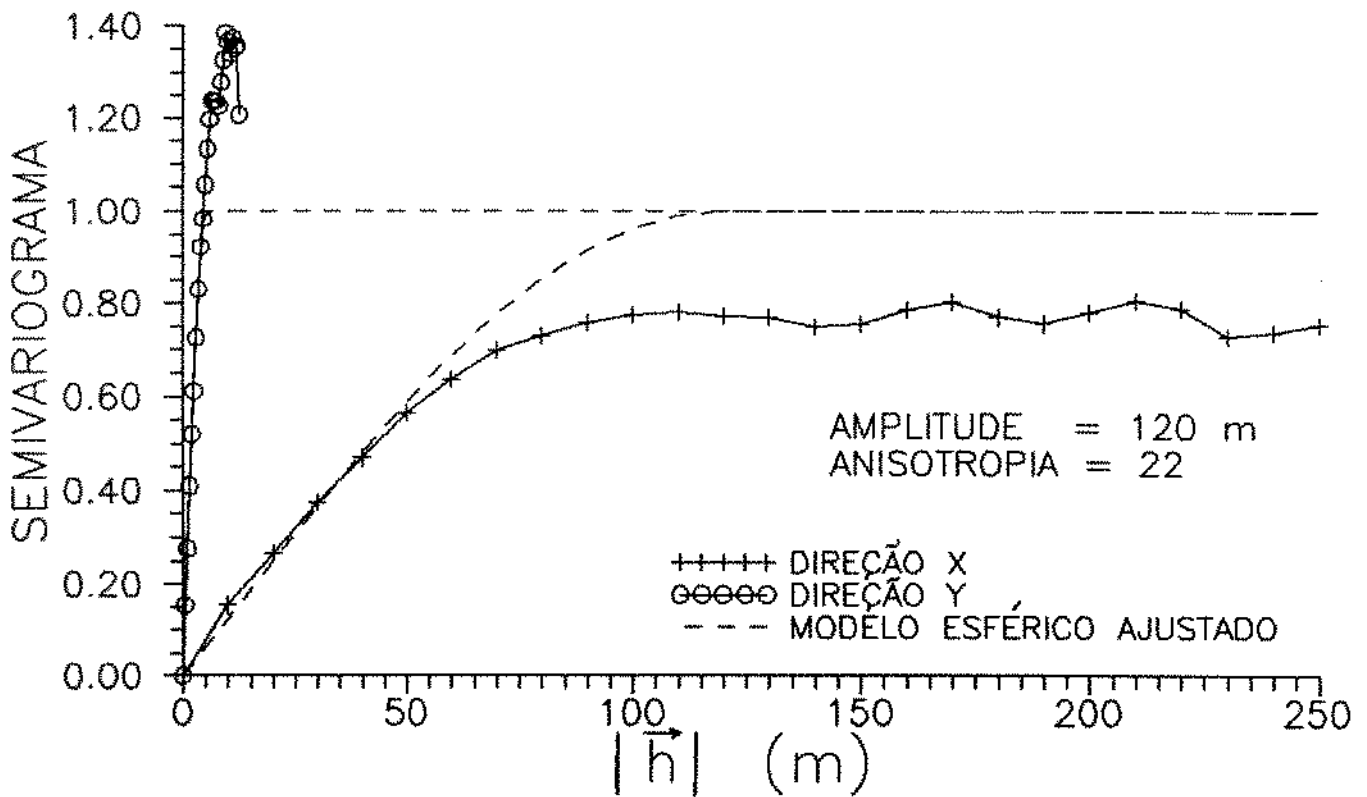


Figura 2.3 - Semivariograma de permeabilidade - POP1

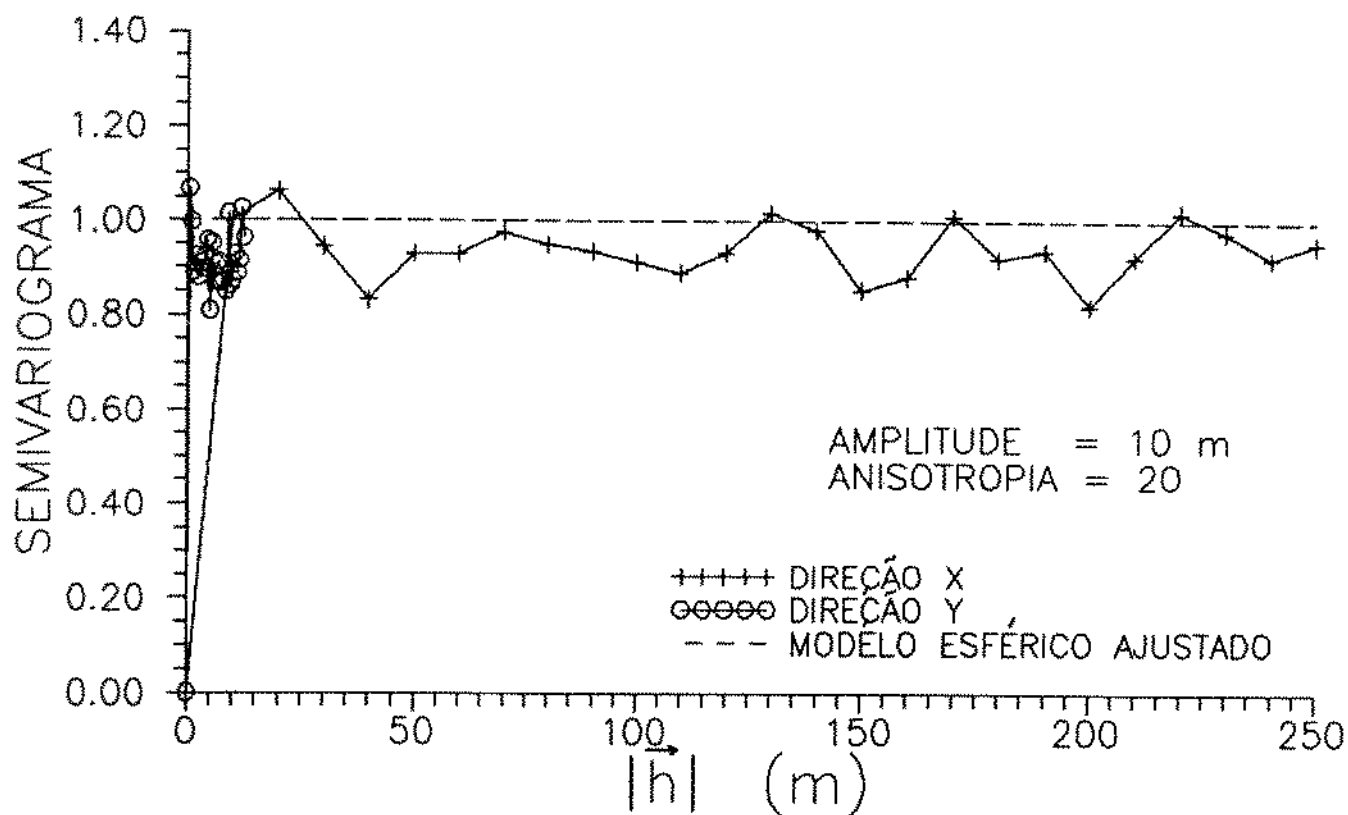


Figura 2.4 - Semivariograma de porosidade - POP 2

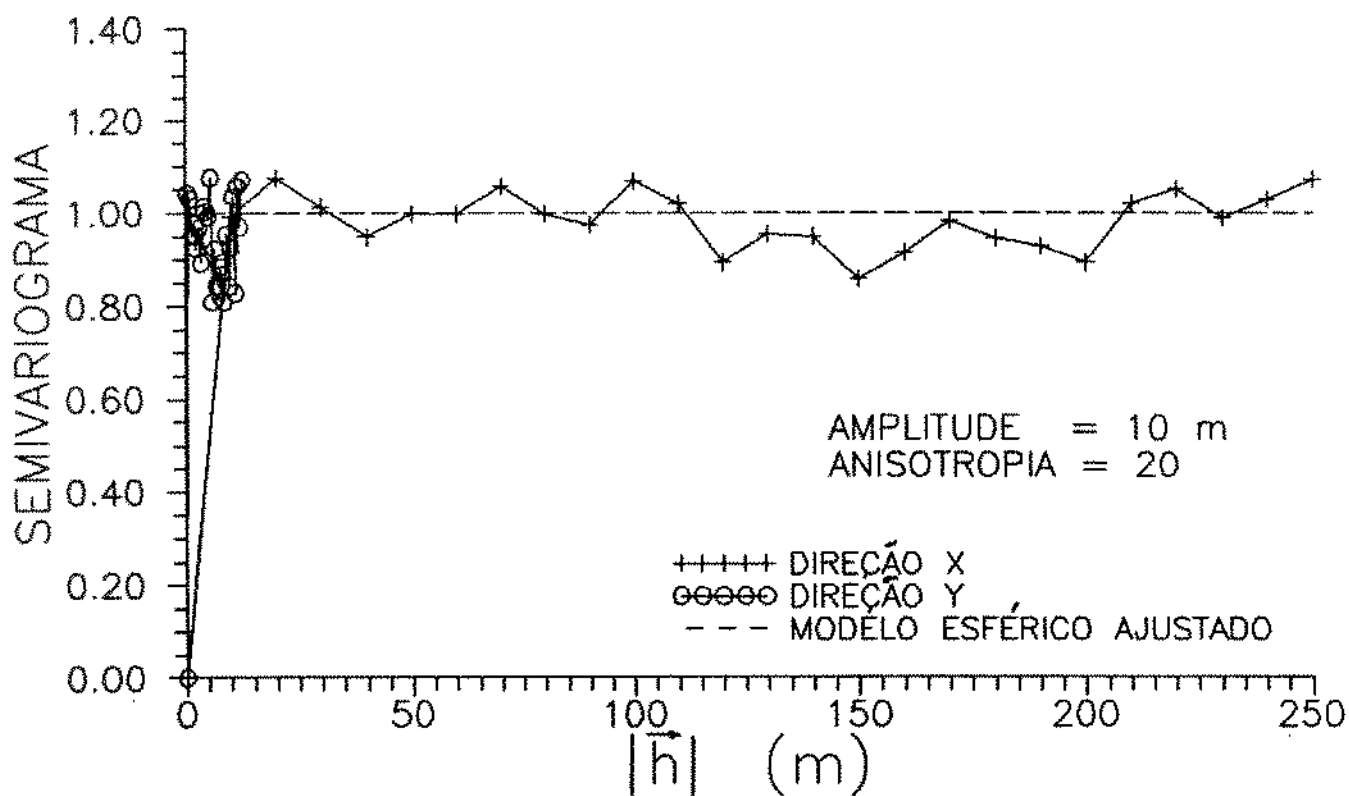


Figura 2.5 - Semivariograma de permeabilidade - POP 2

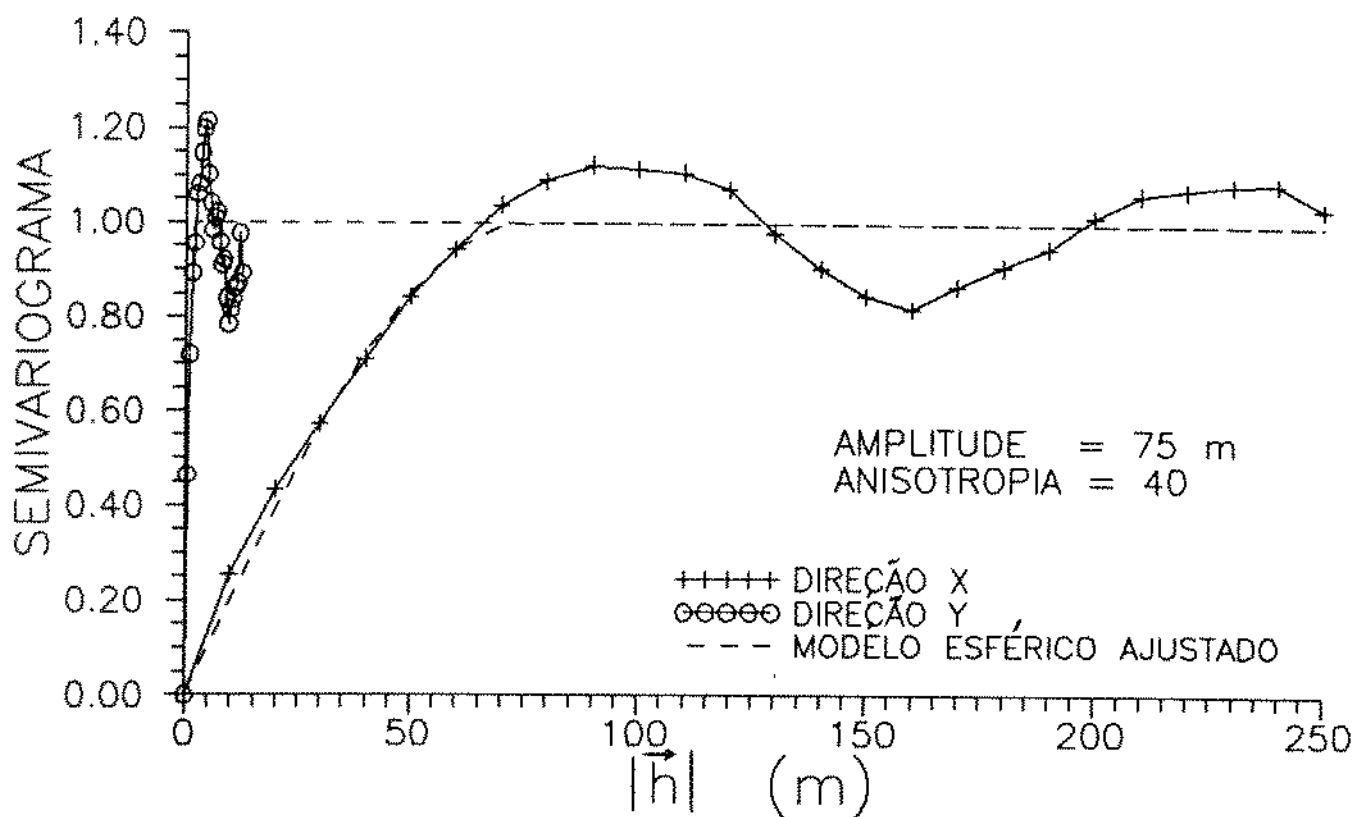


Figura 2.6 - Semivariograma de porosidade - POP 3

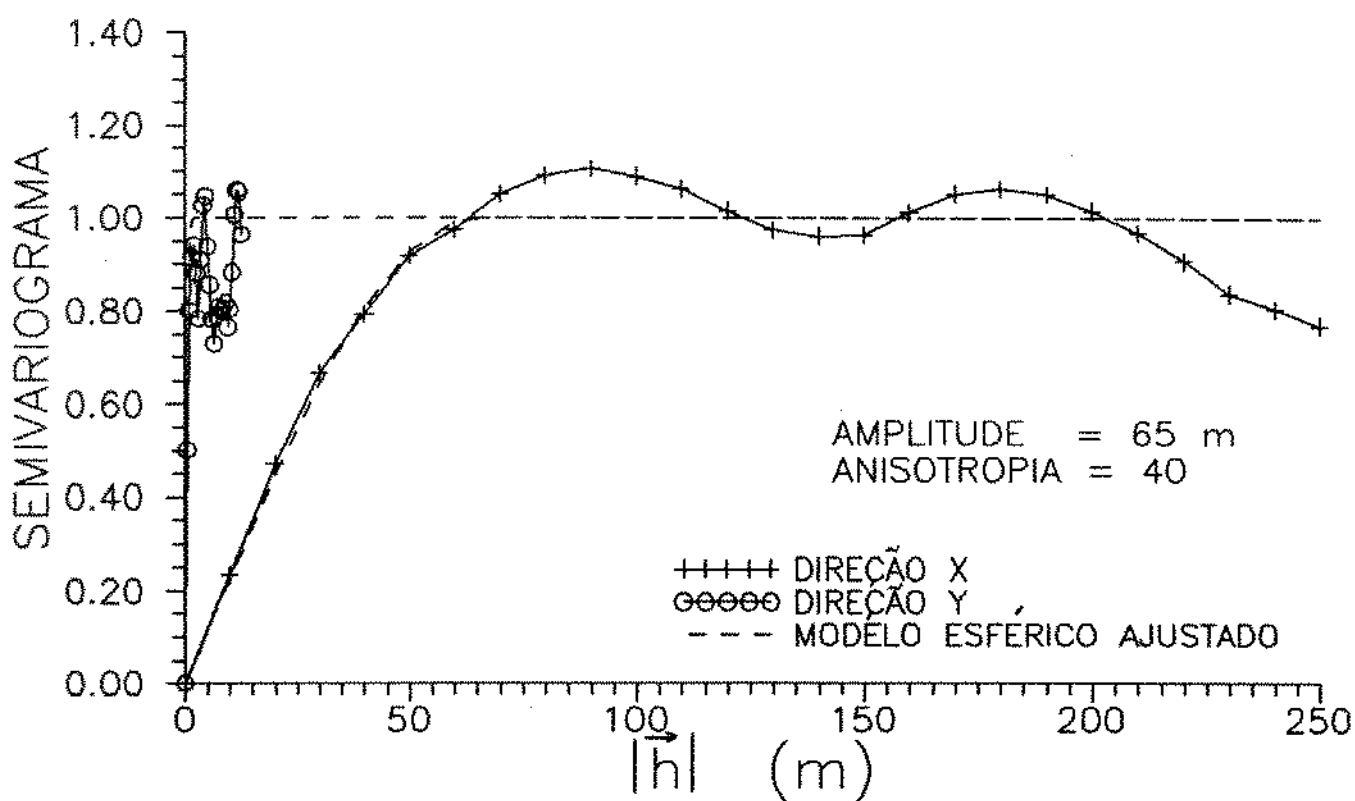


Figura 2.7 - Semivariograma de permeabilidade - POP 3

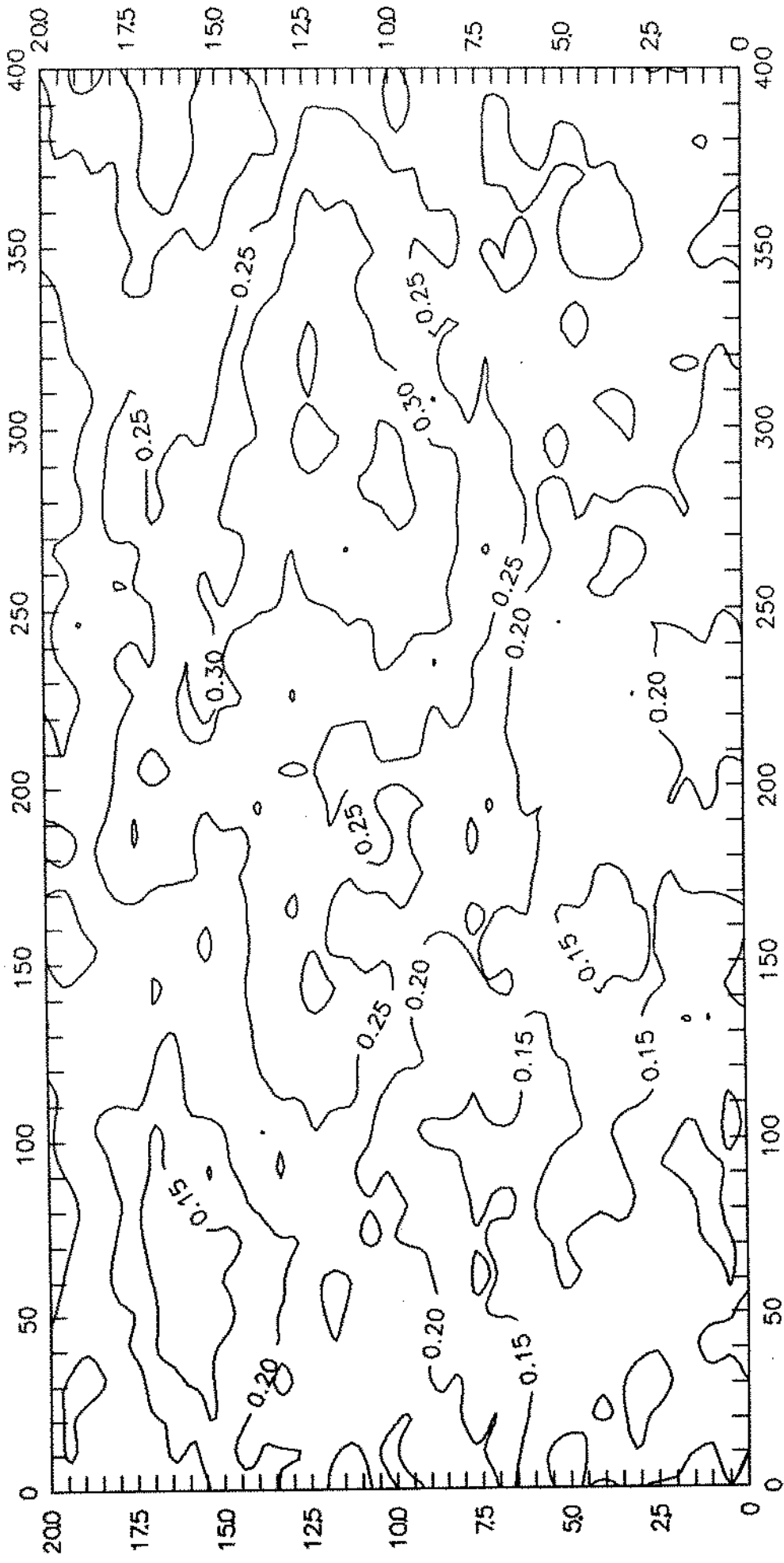


Figura 2.8 - Mapa de porosidade na malha 40x40 - POP 1

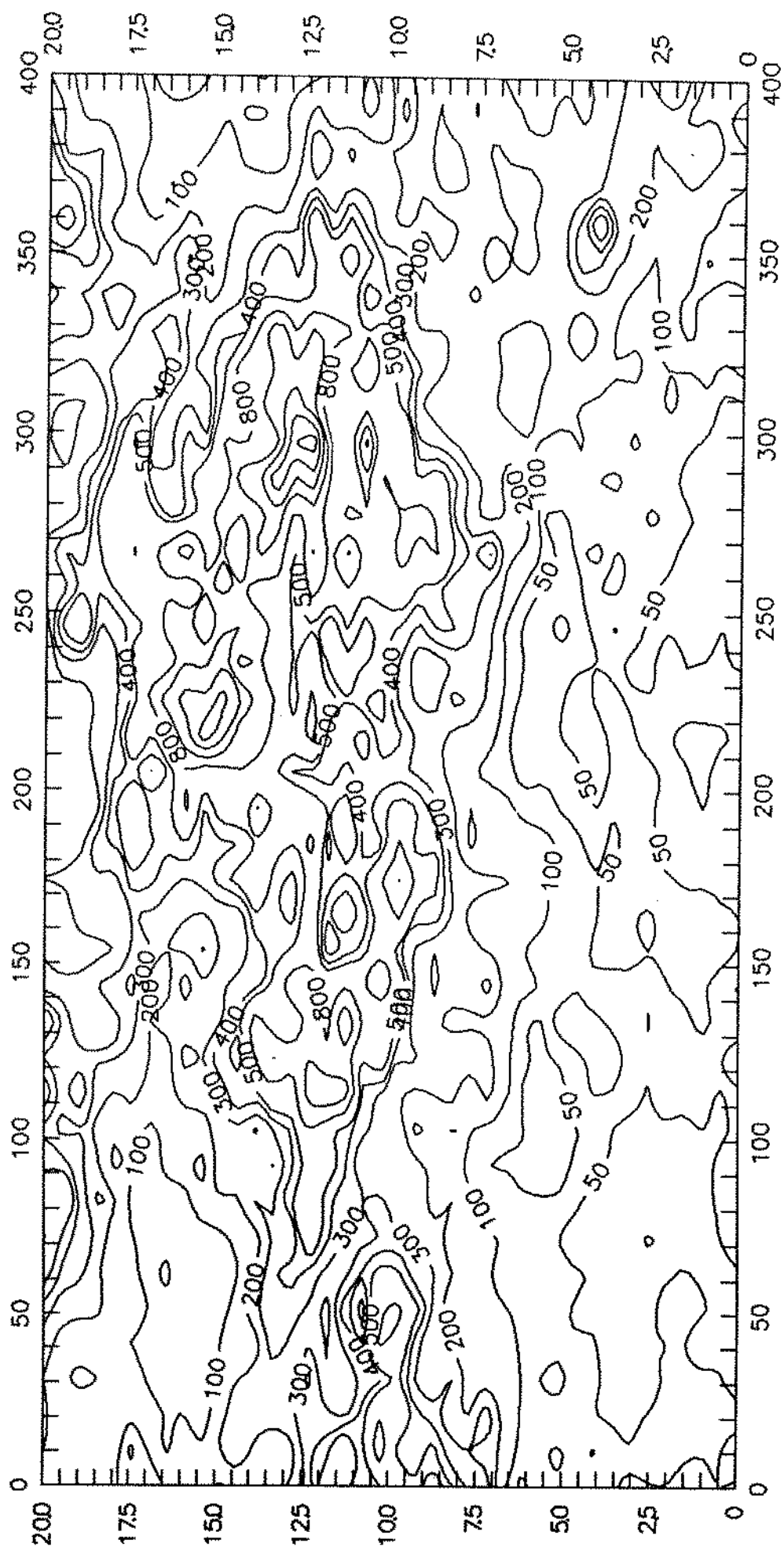


Figura 2.9 - Mapa de permeabilidade na malha 40x40 - POP I

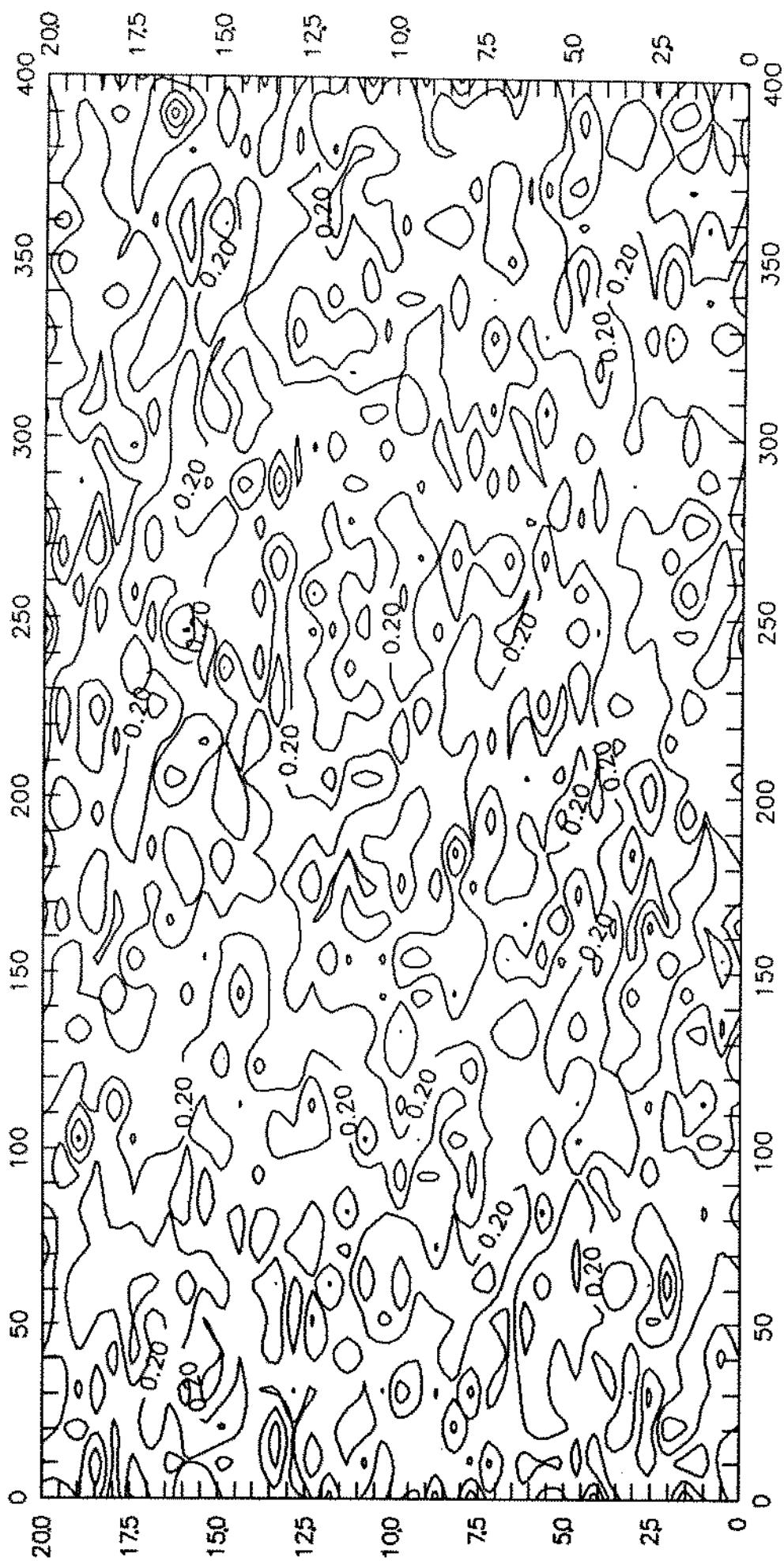


Figura 2.10 - Mapa de porosidade na malha 40x40 - POP 2

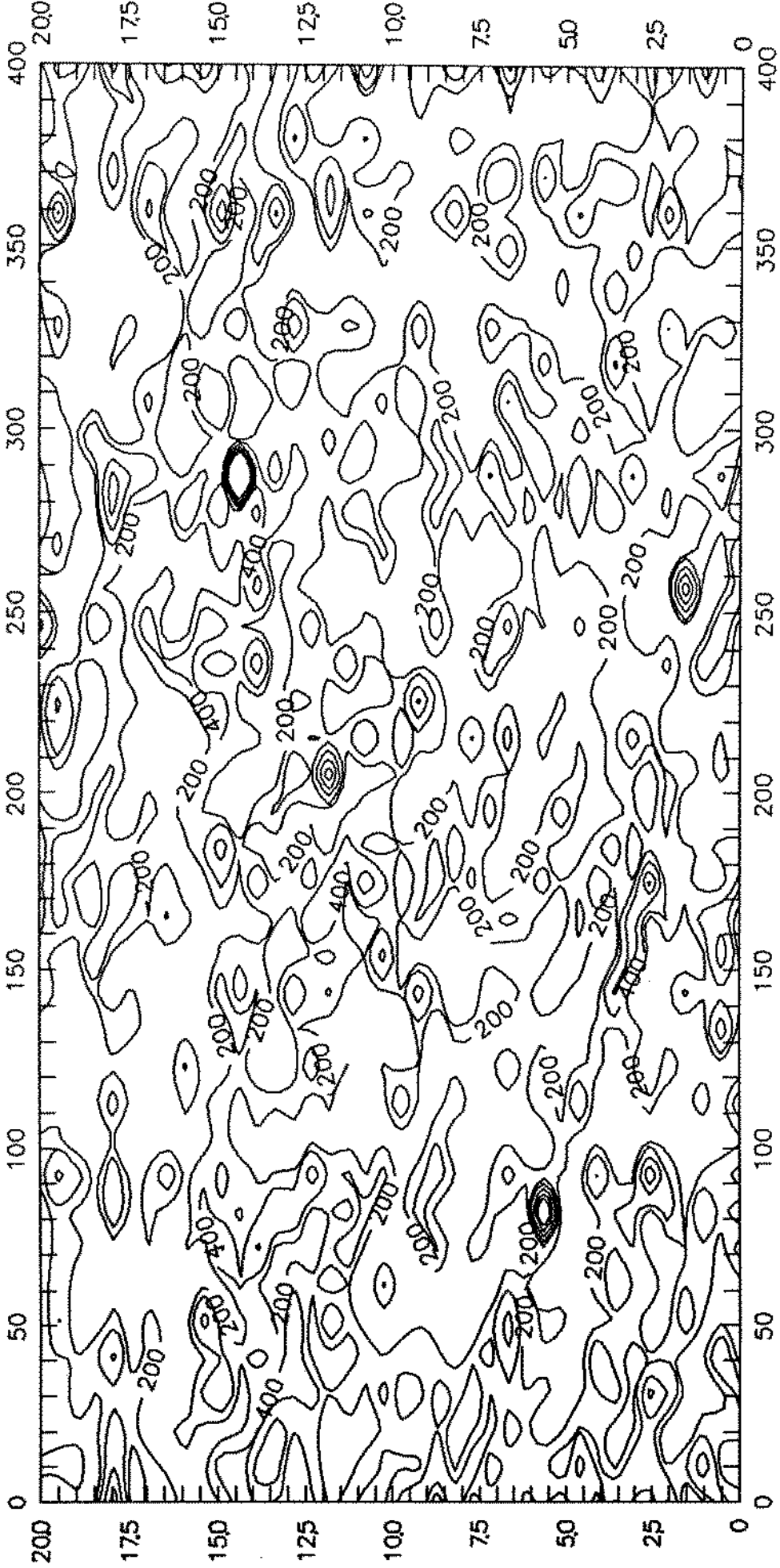


Figura 2.11 - Mapa de permeabilidade na malha 40x40 - POP 2

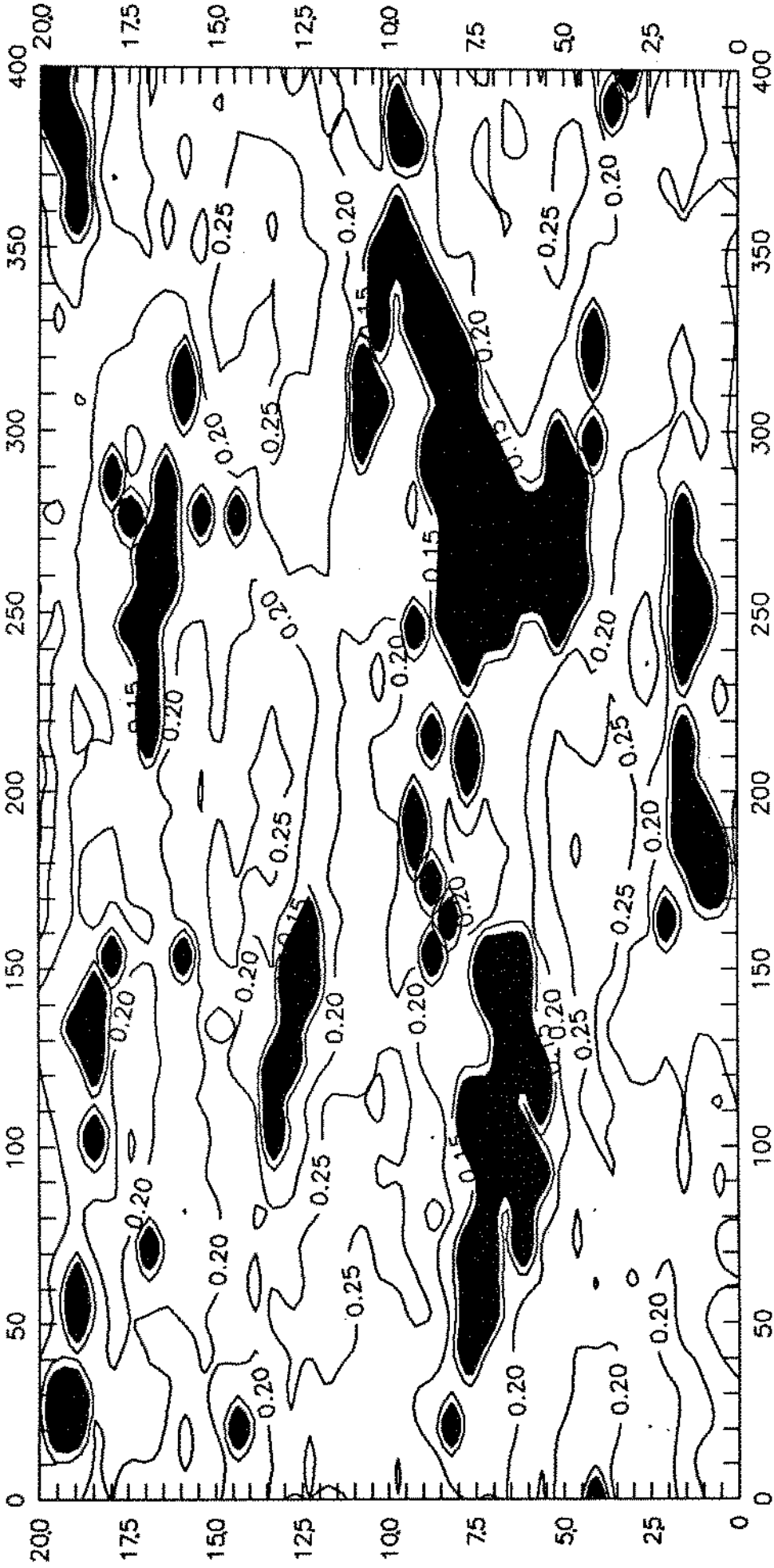


Figura 2.12 - Mapa de porosidade na malha 40x40 - POP3

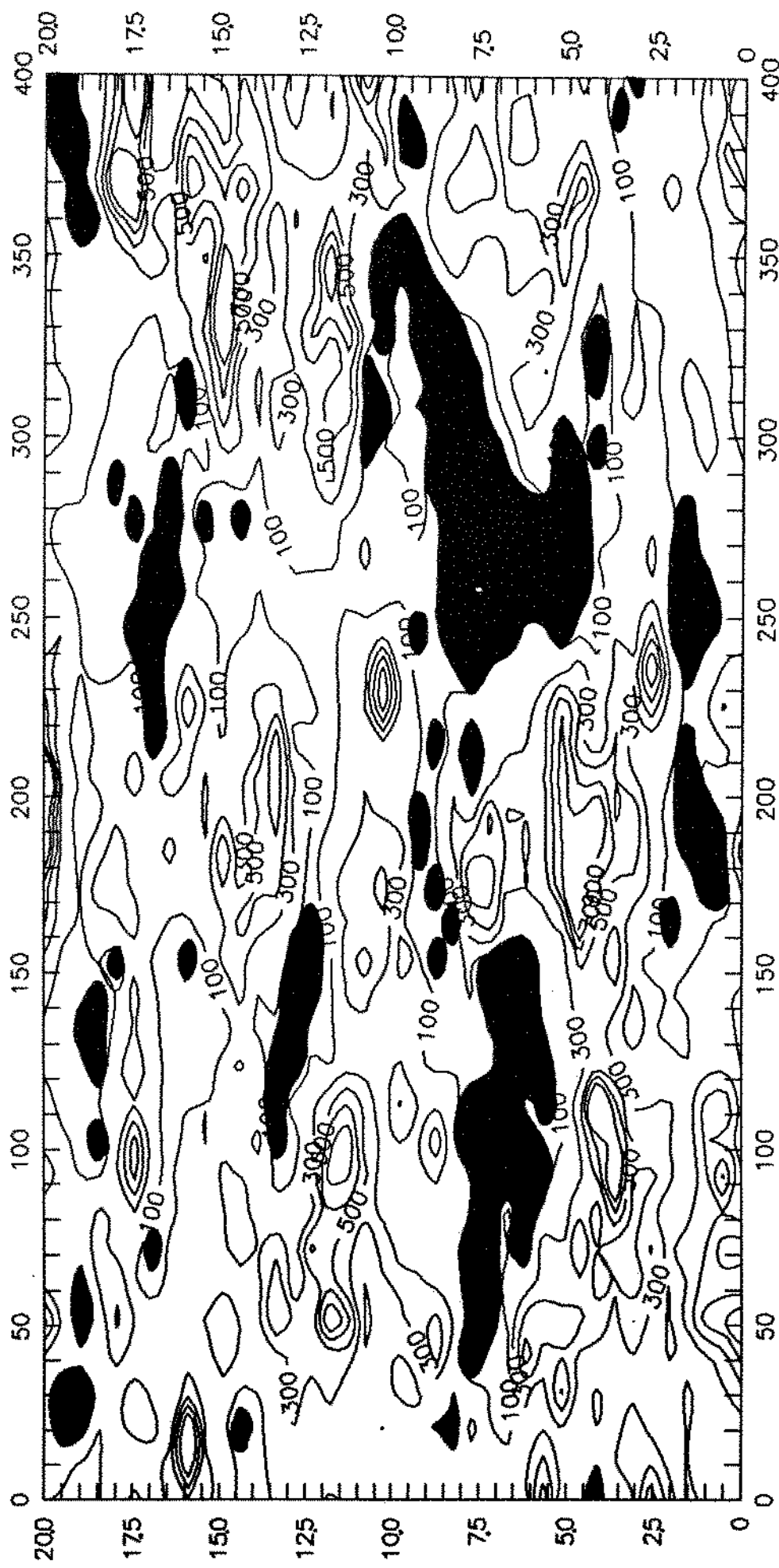


Figura 2.13 - Mapa de permeabilidade na malha 40x40 - POP 3

3. MUDANÇA DE ESCALA DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA

3.1. MÉTODOS

Nesse item serão descritos os métodos selecionados da literatura para a mudança de escala da permeabilidade absoluta.

3.1.1. Método Leloch

Este é o método analítico apresentado por Gaelle Le Loc'h, em 1990. Definiu permeabilidade equivalente de um meio poroso heterogêneo como sendo a permeabilidade do meio poroso homogêneo, de mesma forma e tamanho, que fornece o mesmo fluxo para condições de contorno fixadas. Provou, no seu trabalho, que a permeabilidade equivalente, numa certa direção, situa-se entre dois limites. O limite superior é a média harmônica das médias aritméticas de todas as seções perpendiculares à direção considerada. O limite inferior é a média aritmética das médias harmônicas de todas as linhas paralelas à direção considerada. Tomando como exemplo a direção X, isso pode ser expresso pela seguinte inequação:

$$\frac{X}{\int \frac{1}{\int \int K_x dy dz} dx} \geq K_x \geq \frac{1}{YZ} \int \int \frac{X}{\int \frac{1}{K_x} dx} dy dz$$

onde X, Y e Z são as dimensões do paralelepípedo

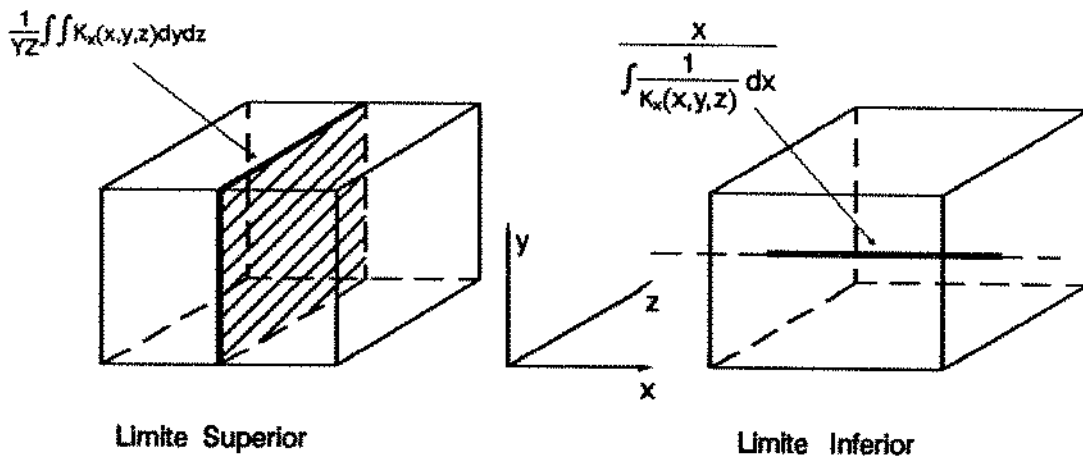


Figura 3.1 - Limites para a permeabilidade equivalente na direção x pelo método LELOCH

A figura 3.1. ilustra a definição dos limites superior e inferior.

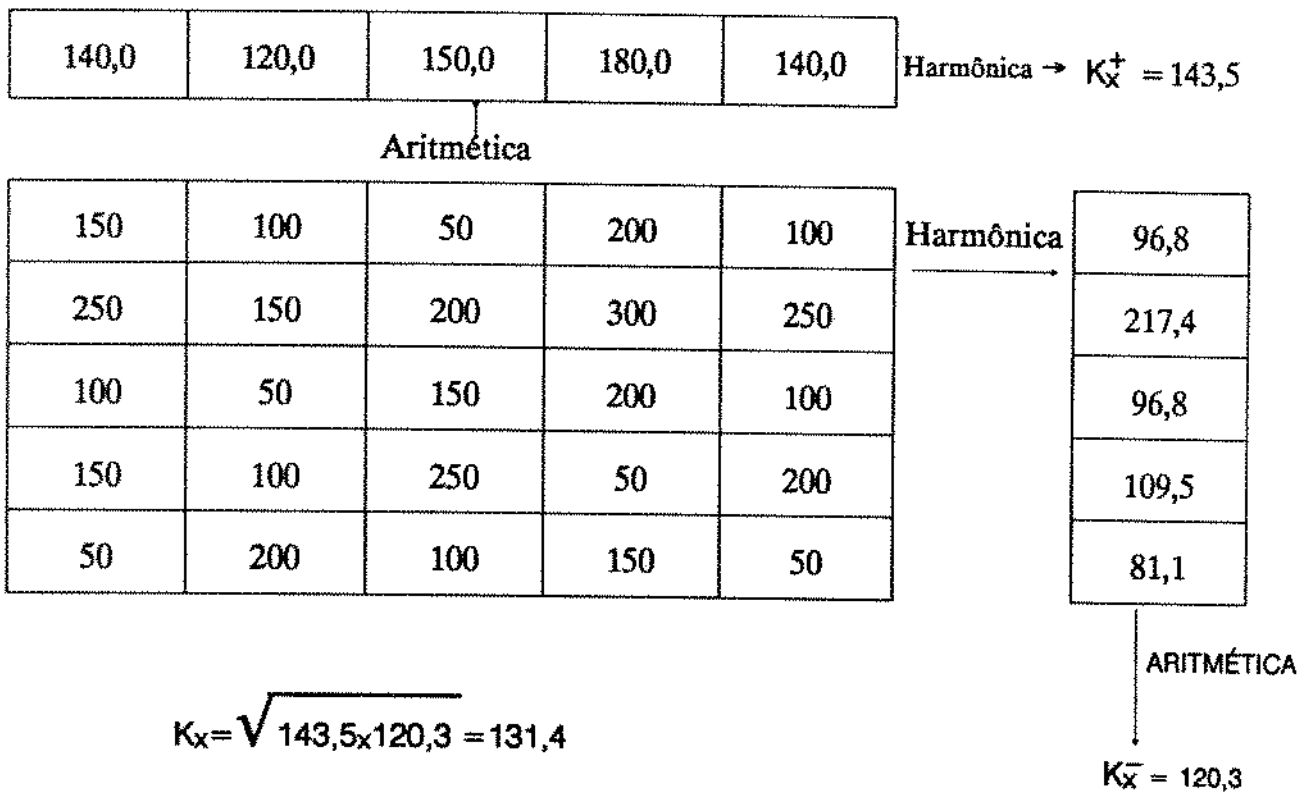
A determinação do valor de permeabilidade equivalente é feita, então, por algum tipo de média entre o limite superior e o limite inferior. Admitimos, neste trabalho, que a permeabilidade equivalente é a média geométrica do limite superior e inferior. Portanto, para a direção X, temos:

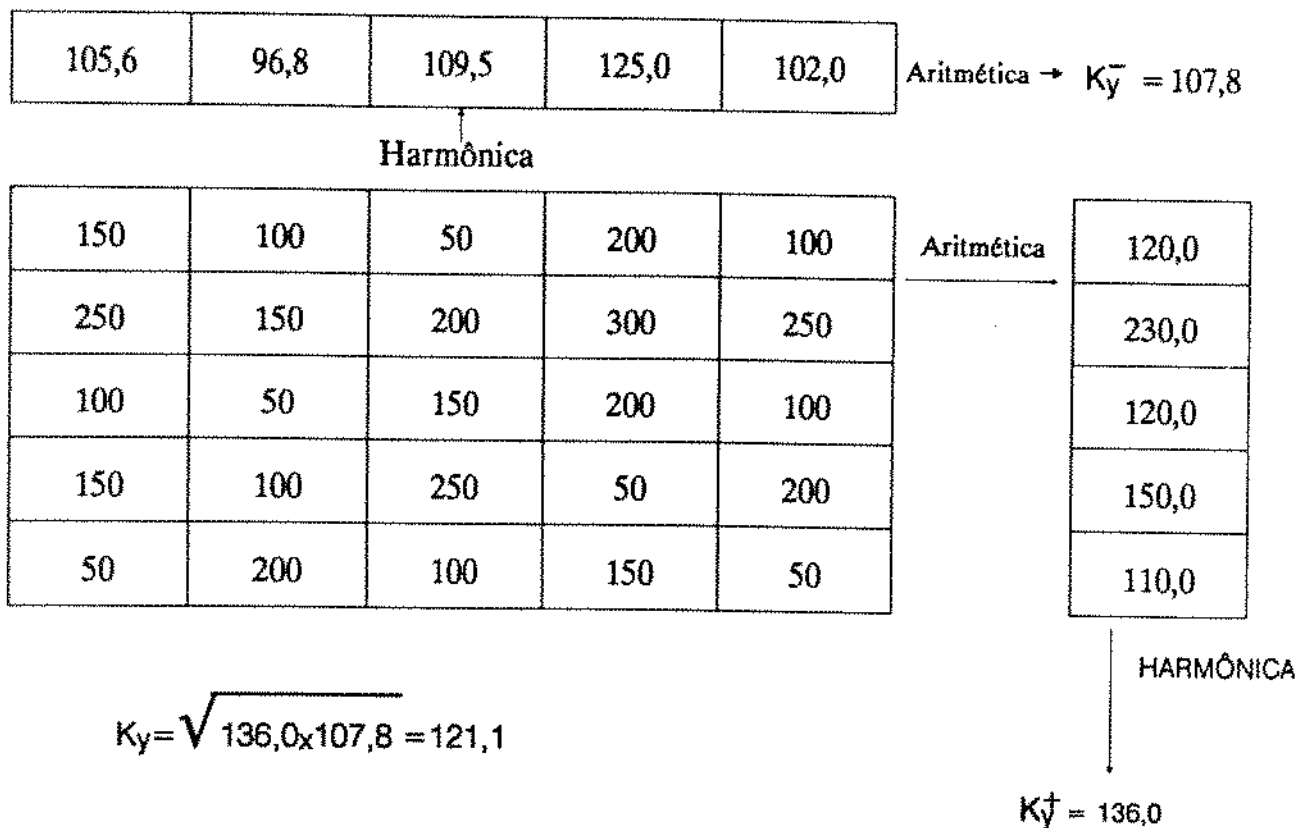
$$K_x = \sqrt{K_x^+ \cdot K_x^-}$$

onde:

- K_x^+ = limite superior
- K_x^- = limite inferior

Abaixo apresentamos, a título de maiores esclarecimentos e como ilustração, um exemplo de cálculo da permeabilidade equivalente nas duas direções, para um plano.





3.1.2. Método Desbarats

Este método foi apresentado por Alexander Jean Desbarats, em 1987. É um método numérico para calcular a permeabilidade equivalente através de um simulador monofásico em regime permanente (fluido incompressível), utilizando também o conceito de que permeabilidade equivalente de um meio poroso heterogêneo é a permeabilidade do meio poroso homogêneo, de mesma forma e tamanho, que fornece o mesmo fluxo quando submetido às mesmas condições de contorno.

O escoamento de um único fluido incompressível num meio poroso, considerando também sua viscosidade como constante, pode ser representado pela seguinte equação diferencial parcial:

$$\nabla \cdot K \nabla \Phi = 0$$

onde K é a permeabilidade e Φ é o potencial em cada ponto, sendo este definido, para fluidos incompressíveis, como:

$$\Phi = p + \rho g \Delta h$$

onde:

- p = pressão
- ρ = densidade do fluido
- g = aceleração da gravidade
- Δh = altura de fluido, a partir de um nível de referência

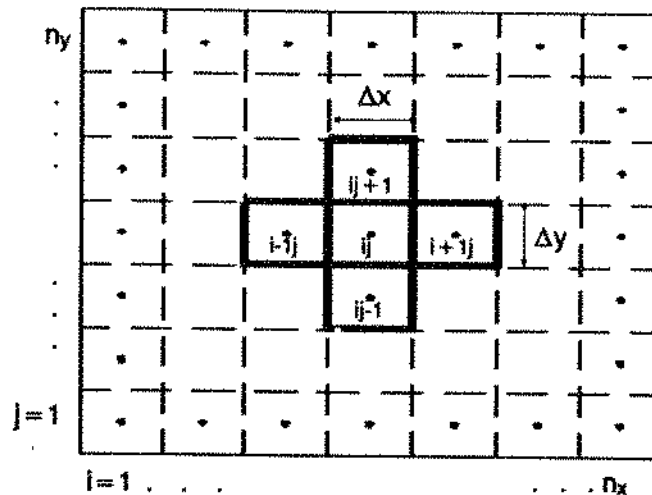


Figura 3.2 - Esquema de diferenças finitas de malha bloco - centrada bidimensional

A equação diferencial parcial foi discretizada utilizando diferenças finitas centralizadas para a primeira derivada. Para duas dimensões, se utilizarmos a malha retangular e regular de blocos centrados da figura 3.2., teremos:

$$\frac{1}{\Delta x} \left[K_{x_{i+\frac{1}{2}j}} \left(\frac{\Phi_{i+1j} - \Phi_{ij}}{\Delta x} \right) - K_{x_{i-\frac{1}{2}j}} \left(\frac{\Phi_{ij} - \Phi_{i-1j}}{\Delta x} \right) \right] + \frac{1}{\Delta y} \left[K_{y_{ij+\frac{1}{2}}} \left(\frac{\Phi_{ij+1} - \Phi_{ij}}{\Delta y} \right) - K_{y_{ij-\frac{1}{2}}} \left(\frac{\Phi_{ij} - \Phi_{ij-1}}{\Delta y} \right) \right] = 0$$

para cada nó ij

onde a permeabilidade das interfaces é estimada pela média harmônica das permeabilidades dos blocos adjacentes, o que assegura a conservação do fluxo de massa ao longo das fronteiras dos blocos. Assim temos:

$$K_{x_{i+\frac{1}{2}j}} = \frac{2 K_{ij} \cdot K_{i+1j}}{(K_{ij} + K_{i+1j})}$$

$$K_{y_{ij+\frac{1}{2}}} = \frac{2 \cdot K_{ij} \cdot K_{i,j+1}}{(K_{ij} + K_{i,j+1})}$$

Multiplicando a equação em diferenças finitas pelo volume do bloco, $\Delta v = \Delta x \cdot \Delta y$ (para uma largura unitária do bloco), temos:

$$T_{x_{i+\frac{1}{2}j}} (\Phi_{i+1j} - \Phi_{ij}) - T_{x_{i-\frac{1}{2}j}} (\Phi_{ij} - \Phi_{i-1j}) + \\ + T_{y_{ij+\frac{1}{2}}} (\Phi_{ij+1} - \Phi_{ij}) - T_{y_{ij-\frac{1}{2}}} (\Phi_{ij} - \Phi_{ij-1}) = 0$$

para cada nó ij , onde T é o termo transmissibilidade, definido como:

$$T_{x_{i+\frac{1}{2}j}} = 2 \frac{\Delta y}{\Delta x} \frac{K_{ij} \cdot K_{i+1j}}{(K_{ij} + K_{i+1j})}$$

$$T_{y_{ij+\frac{1}{2}}} = 2 \frac{\Delta x}{\Delta y} \frac{K_{ij} \cdot K_{ij+1}}{(K_{ij} + K_{ij+1})}$$

Rearranjando os termos da equação em diferenças finitas, chegamos a:

$$T_{x_{i-\frac{1}{2}j}} \Phi_{i-1j} + T_{y_{ij-\frac{1}{2}}} \Phi_{ij-1} - (T_{x_{i+\frac{1}{2}j}} + T_{x_{i-\frac{1}{2}j}} + T_{y_{ij+\frac{1}{2}}} + T_{y_{ij-\frac{1}{2}}}) \Phi_{ij} + \\ + T_{y_{ij+\frac{1}{2}}} \Phi_{ij+1} + T_{x_{i+\frac{1}{2}j}} \Phi_{i+1j} = 0$$

para cada bloco ij .

A aplicação da equação acima a todos os nós da malha retangular gera um sistema de equações que pode ser representado pela seguinte notação matricial:

$$T \cdot P = C$$

onde:

T = matriz pentadiagonal com os termos de transmissibilidade

P = vetor-coluna das incógnitas de potencial em cada nó

C = vetor-coluna das quantidades conhecidas das condições de contorno

As condições de contorno são fixadas dependendo da direção para a qual se quer determinar a permeabilidade equivalente. É imposto uma diferença de potencial constante entre a face de entrada e a face de saída do fluxo, na direção de interesse, e condições de ausência de fluxo nas faces perpendiculares à direção de interesse. A figura 3.3 ilustra as condições de contorno para o cálculo da permeabilidade equivalente na direção X .

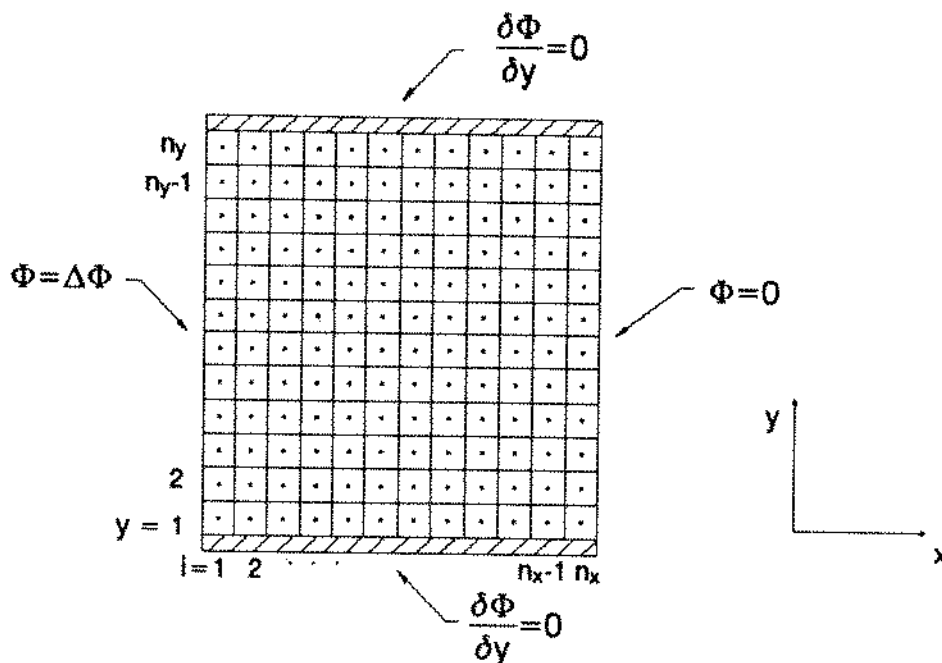


Figura 3.3 - Esquema das condições de contorno utilizadas no método DESBARATS- Direção X

A condição de potencial constante nas faces de entrada e de saída, ainda com referência ao cálculo na direção X, foi aproximada pela introdução de nós fictícios de índice $i = 0$ e $i = n_x + 1$, com:

- $\Phi (n_x + 1, j) = 0$
- $\Phi (0, j) = \Delta\Phi$
- $K_x (0, j) = \infty$
- $K_x (n_x + 1, j) = \infty$

Dessa forma:

$$K_{x \ i \ 1/2 \ j} = 2 K_{x \ 1 \ j}$$

$$K_{x \ n_x + 1/2 \ j} = 2 K_{x \ n_x \ j}$$

A condição de não ocorrência de fluxo nas faces perpendiculares à direção de interesse foi aproximada pela introdução de nós fictícios com índices $j = 0$ e $j = n_y + 1$ e fazendo suas permeabilidades iguais a zero. Portanto:

$$K_{y \ i \ 1/2} = 0$$

$$K_{y \ i \ n_y + 1/2} = 0$$

A solução do sistema de equações pode ser obtida por vários métodos diferentes, de forma direta ou interativa. No programa que implementamos, a solução foi obtida

com a utilização de uma rotina, chamada NSPIV, que é um método de solução direta de um sistema pentadiagonal.

Após a solução dos potenciais em cada nó, a permeabilidade equivalente é obtida igualando-se o somatório das vazões de fluxo ao longo de qualquer seção transversal da malha heterogênea (na prática, ao longo da seção de saída), com a vazão de fluxo correspondente a uma malha homogênea com permeabilidade equivalente K_{eq} .

Por exemplo, na direção X, o cálculo de K_{eq} é feito pela fórmula abaixo:

$$K_{x_{eq}} \frac{n_y \Delta y}{n_x \Delta x} \Delta \Phi = \sum_{j=1}^{n_y} K_x(n_{x,j}) 2 \frac{\Delta y}{\Delta x} \Phi(n_{x,j})$$

ou seja:

$$K_{x_{eq}} = 2 \frac{n_x}{n_y \Delta \Phi} \sum_{j=1}^{n_y} K_x(n_{x,j}) \Phi(n_{x,j})$$

3.1.3. Método Tensor

A permeabilidade, a rigor, não é uma grandeza escalar e sim um tensor de segunda ordem, o qual pode ser escrito como uma matriz:

$$K = \begin{bmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{yx} & K_{yy} & K_{yz} \\ K_{zx} & K_{zy} & K_{zz} \end{bmatrix}$$

A lei de Darcy, para fluidos incompressíveis e considerando a permeabilidade como um tensor, pode ser generalizada pela expressão:

$$\bar{v} = -\frac{K}{\mu} \nabla \Phi$$

onde:

- \bar{v} = velocidade do fluido no meio poroso
- μ = viscosidade do fluido
- Φ = potencial em cada ponto do meio poroso, definido como no ítem anterior.

Em termos matriciais, a expressão acima é escrita como:

$$\begin{bmatrix} V_x \\ V_y \\ V_z \end{bmatrix} = \frac{-1}{\mu} \begin{bmatrix} K_{xx} & K_{xy} & K_{xz} \\ K_{yx} & K_{yy} & K_{yz} \\ K_{zx} & K_{zy} & K_{zz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial \Phi}{\partial x} \\ \frac{\partial \Phi}{\partial y} \\ \frac{\partial \Phi}{\partial z} \end{bmatrix}$$

Normalmente se considera, e é o que os métodos anteriores fazem, que os eixos das coordenadas são orientados segundo as direções principais do tensor permeabilidade. Nestas condições, os termos de permeabilidades cruzadas, fora da diagonal principal, são nulos. A matriz do tensor permeabilidade é escrita, então, como:

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{bmatrix}$$

Alguns autores, como vimos no ítem 1.2., argumentam que, ao fazer a mudança de escala, a permeabilidade equivalente deve ser calculada como um tensor completo, para que sejam considerados os efeitos de rotação no campo de velocidades, induzidos pelas variações locais de permeabilidade.

Se a mudança de escala for feita por algum método que calcule as permeabilidades equivalentes como tensores, é evidente que os simuladores de fluxo devem ter a habilidade de considerar as permeabilidades como tais. Não é proposta do nosso trabalho o desenvolvimento de simuladores de fluxo multifásico com essa característica e como os simuladores de fluxo comerciais existentes também não tratam a permeabilidade como um tensor, deixamos para estudar tais métodos no final do nosso trabalho porque, mesmo que os resultados fossem bons, tais métodos não teriam utilidade imediata. O tempo que pudemos dispendir nas análises e implementações desses métodos não foi suficiente para que tenhamos segurança nos resultados obtidos. Entretanto, estes serão aqui apresentados, devido ao seu caráter peculiar e como subsídio para outros trabalhos sobre o assunto.

Inicialmente analisamos o método proposto por Kasap e outros (1990), por ser um método analítico e de implementação simples, caso fosse considerado bom. Baseia-se

nas relações abaixo, apresentadas por Kasap (1990), segundo as quais o tensor de permeabilidade equivalente de um sistema com fronteiras fechadas pode ser substituído por valores únicos em cada direção.

$$K_{xap} = K_{xx} - \frac{K_{xy} K_{yx}}{K_{yy}} \quad (1)$$

$$K_{yap} = K_{yy} - \frac{K_{xy} K_{yx}}{K_{xx}} \quad (2)$$

onde K_{xap} e K_{yap} são os valores equivalentes nas direções x e y , determinados da forma apresentada no método Leloch e os outros valores são os do tensor permeabilidade para 2-D.

O método propõe as seguintes fórmulas para determinar os valores do tensor permeabilidade:

$$K_{xx} = \frac{K_{xap}}{1 - \left\{ \left[\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_y / \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_y \right] \times \left[\left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_x / \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_x \right] \right\}} \quad (3)$$

$$K_{yy} = \frac{K_{yap}}{1 - \left\{ \left[\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_y / \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_y \right] \times \left[\left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_x / \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_x \right] \right\}} \quad (4)$$

$$K_{xy} = -K_{xx} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_y / \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_y \quad (5)$$

$$K_{yx} = K_{yy} \left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_x / \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_x \quad (6)$$

onde $\left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_x / \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_x$ é a relação entre o gradiente de pressão na direção transversal e o gradiente de pressão na direção de fluxo considerada (x , no caso).

$\left(\frac{\partial p}{\partial y} \right)_y / \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_y$ tem significado análogo para a direção y .

As equações (5) e (6) são apenas expressões da lei de Darcy quando se consideram fronteiras seladas numa direção e fluxo na outra. As equações (3) e (4) são obtidas utilizando as relações (1) e (2).

A forma, porém, como é calculado o gradiente de pressão transversal à direção de fluxo não nos pareceu adequada. A figura 3.4 mostra o esquema utilizado para os cálculos com fluxo na direção x , para um sistema formado pelos blocos A, B, C e D.

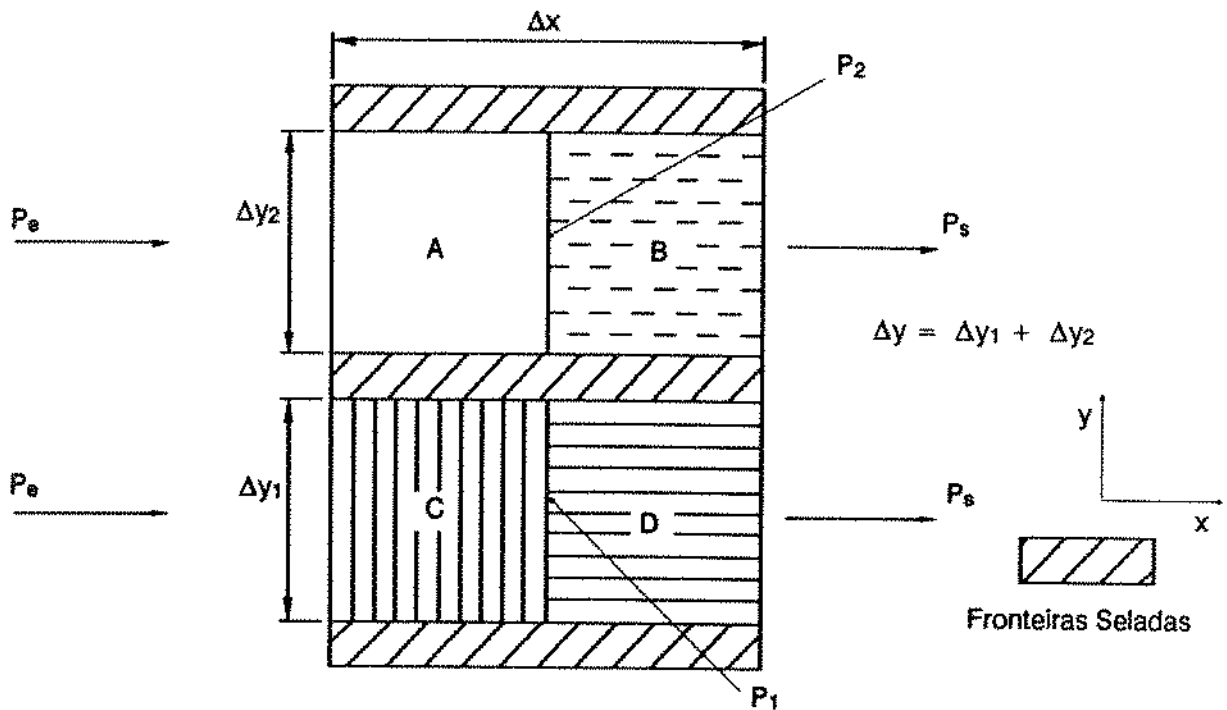


Figura 3.4. Esquema utilizado por Kasap (1991) para a determinação do tensor permeabilidade.

Na figura 3.4, P_e e P_s são as pressões fixas na entrada e na saída. São considerados dois níveis de fluxo: inferior (1) e superior (2) e é imposto que não existe fluxo entre eles. Essa imposição é necessária para poder calcular as pressões P_1 e P_2 , nas interfaces dos blocos em cada nível. Acreditamos ser essa imposição uma falha do método, pois o fluxo cruzado é justamente o efeito das permeabilidades cruzadas do tensor (K_{xy} e K_{yx}). Se o sistema considerado é tensorial, poderá existir fluxo entre os níveis 1 e 2 e as pressões P_1 e P_2 serão diferentes.

Continuando com o método, ele mostra que a diferença de pressão média entre os níveis é $\frac{P_1 - P_2}{2}$. O cálculo do gradiente de pressão na direção y , que é a transversal à

direção de fluxo, neste caso, é feito dividindo a diferença de pressão média por Δy . Essa é, ao nosso ver, outra falha do método. Seria mais razoável considerar a distância entre os pontos de pressão P_1 e P_2 como sendo $\Delta y/2$. Mas, na verdade, acreditamos que os gradientes de pressão devam ser avaliados externamente ao sistema, como é feito na direção do fluxo, ou seja $\left(\frac{\partial p}{\partial x}\right)_x = \frac{P_e - P_s}{\Delta x}$. Na direção transversal, porém, isso é impossível pois se consideraram as fronteiras externas como seladas.

Abandonamos portanto, esse método analítico, mas resolvemos utilizar as relações (1) e (2) em um novo método, descrito a seguir. Trata-se de montar e resolver um sistema de quatro equações e quatro incógnitas. Duas equações, a (7) e a (8), são as relações (1) e (2) e as outras duas são expressões da lei de Darcy para duas condições de contorno diferentes. Considerando um fluido de viscosidade unitária e um meio poroso bidimensional de espessura unitária, o sistema de equações é:

$$\left\{ \begin{array}{l} K_{xx} - \frac{K_{xy}K_{yx}}{K_{yy}} - K_{xap} = 0 \quad (7) \\ K_{yy} - \frac{K_{xy}K_{yx}}{K_{xx}} - K_{yap} = 0 \quad (8) \\ \frac{(Q_x)_x}{\Delta y} + K_{xx} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x}\right)_x + K_{xy} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial y}\right)_x = 0 \quad (9) \\ \frac{(Q_y)_y}{\Delta x} + K_{yx} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x}\right)_y + K_{yy} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial y}\right)_y = 0 \quad (10) \end{array} \right.$$

onde:

- $(Q_x)_x$ = vazão, na direção x, para condição de contorno 1 (direção de fluxo x)
- $(Q_y)_y$ = vazão, na direção y, para condição de contorno 2 (direção de fluxo y)
- $\left(\frac{\partial \Phi}{\partial x}\right)_x$ = gradiente de potencial na direção x para condição de contorno 1
- $\left(\frac{\partial \Phi}{\partial y}\right)_x$ = gradiente de potencial na direção y para condição de contorno 1
- $\left(\frac{\partial \Phi}{\partial x}\right)_y$ = gradiente de potencial na direção x para condição de contorno 2

- $\left(\frac{\partial\Phi}{\partial y}\right)_y$ = gradiente de potencial na direção y para condição de contorno 2
- Δx = dimensão do bloco de interesse, na direção x
- Δy = dimensão do bloco de interesse, na direção y

Os valores de vazões e potenciais são obtidos numericamente por simulações monofásicas em regime permanente para duas condições de contorno: fluxo na direção x com fronteiras externas seladas na direção y e fluxo na direção y com fronteiras externas seladas na direção x. As fronteiras do bloco de interesse devem ser abertas e, para permitir isso, o bloco de interesse é cercado em todas as direções por blocos homogêneos. A figura 3.5. mostra o esquema utilizado com a condição de contorno 1, ou seja, fluxo na direção x. Apesar de, na figura, termos representado um bloco composto por 2X2 bloquinhos, este método não tem limitação do número de bloquinhos.

Os valores dos potenciais (Φ_{x1} , Φ_{x2} , Φ_{y1} , Φ_{y2}) são obtidos por média aritmética dos potenciais dos blocos homogêneos adjacentes ao ponto considerado. Por exemplo, Φ_{y1} é a média dos potenciais dos bloquinhos 11, 12, 13 e 14. Para a condição da figura 3.5., os gradientes de potencial são:

$$\left(\frac{\partial\Phi}{\partial x}\right)_x = \frac{\Phi_{x2} - \Phi_{x1}}{2 \Delta x}$$

$$\left(\frac{\partial\Phi}{\partial y}\right)_x = \frac{\Phi_{y2} - \Phi_{y1}}{2 \Delta y}$$

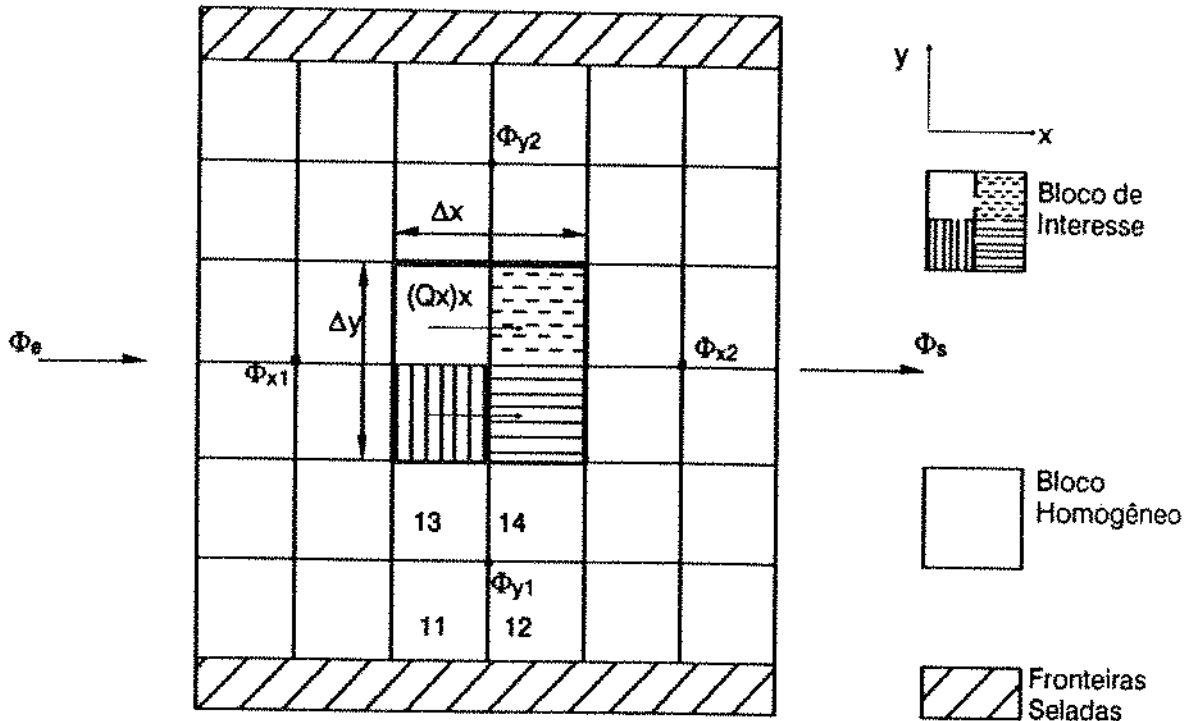


Figura 3.5. Esquema utilizado nos métodos tensoriais para determinação numérica de vazões e potenciais, com fluxo na direção x .

Como as equações são não-lineares, o sistema é resolvido pelo método de Newton. Valores de tensores em algumas situações obtidos por este método, porém, foram absurdos. Como as equações (9) e (10) nada mais são que a lei de Darcy, ou foi cometido algum engano na implementação do método ou as relações (1) e (2) de Kasap (1990) não são válidas.

Este método foi, então, também abandonado. O método implementado no programa TENSOR.FOR, simplesmente substituiu as relações (1) e (2) pelas equações (lei de Darcy) das vazões nas direções transversais ao fluxo.

Esse método é semelhante ao proposto por Gómez-Hernández (1990), só que os valores são calculados para o bloco e não para as interfaces dos blocos como faz Gómez-Hernández. São montados dois sistemas de equações com duas equações e duas incógnitas cada um.

$$\text{SISTEMA 1} \begin{cases} \frac{(Q_x)_x}{\Delta y} + K_{xx} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_x + K_{xy} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial y} \right)_x = 0 & (11) \\ \frac{(Q_x)_y}{\Delta y} + K_{xx} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_y + K_{xy} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial y} \right)_y = 0 & (12) \end{cases}$$

$$\text{SISTEMA 2} \begin{cases} \frac{(Q_y)_x}{\Delta x} + K_{yx} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_x + K_{yy} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial y} \right)_x = 0 & (13) \\ \frac{(Q_y)_y}{\Delta y} + K_{yx} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_y + K_{yy} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial y} \right)_y = 0 & (14) \end{cases}$$

onde:

- $(Q_x)_y$ = vazão, na direção x, para condição de contorno 2 (direção de fluxo y)
- $(Q_y)_x$ = vazão, na direção y, para condição de contorno 1 (direção de fluxo x)

As soluções dos sistemas de equações são:

$$K_{xx} = \frac{-K_{xy} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial y} \right)_x - \frac{(Q_x)_x}{\Delta y}}{\left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_x} \quad (15)$$

$$K_{xy} = \left[\frac{(Q_x)_x \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_y}{\Delta y \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_x} - \frac{(Q_x)_y}{\Delta y} \right] \div \left[\left(\frac{\partial \Phi}{\partial y} \right)_y - \frac{\left(\frac{\partial \Phi}{\partial y} \right)_x \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_y}{\left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_x} \right] \quad (16)$$

$$K_{yx} = \frac{-K_{yy} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial y} \right)_x - \frac{(Q_y)_x}{\Delta x}}{\left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_x} \quad (17)$$

$$K_{yy} = \left[\frac{(Qy)x \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_y}{\Delta x \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_x} - \frac{(Qy)y}{\Delta x} \right] \div \left[\left(\frac{\partial \Phi}{\partial y} \right)_y - \frac{\left(\frac{\partial \Phi}{\partial y} \right)_x \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_y}{\left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right)_x} \right] \quad (18)$$

No cálculo do tensor para um bloco, ficamos com a dúvida de onde considerar as vazões transversais, se nas faces laterais do bloco ou na posição central. Estas duas opções fornecem resultados completamente opostos em algumas situações. A figura 3.6. nos ajuda a entender porque. Apresenta as linhas de fluxo para a condição de contorno 1, ou seja, fluxo na direção x e faces externas seladas na direção y. O bloco de interesse é formado por 2X2 bloquinhos, sendo um deles impermeável.

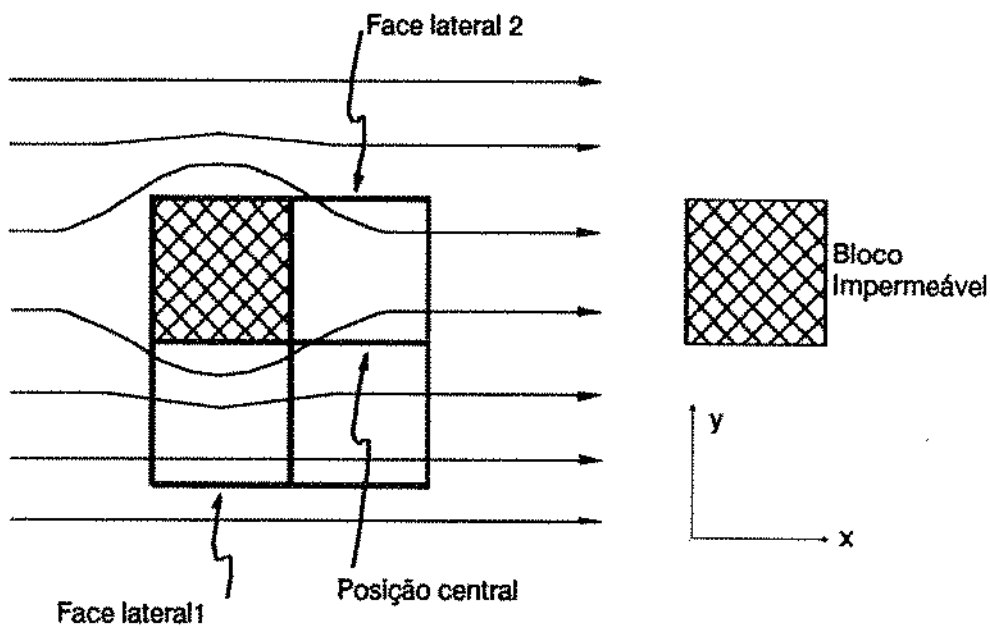


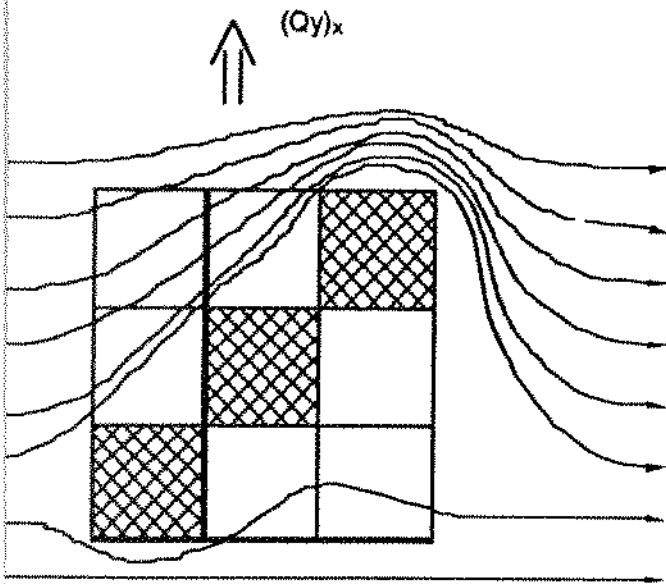
Figura 3.6. Linhas de fluxo na direção x em um sistema composto por 2x2 bloquinhos, sendo um deles impermeável

Se tomarmos $(Qy)x$ nas faces laterais, ela será o somatório das vazões na face lateral 1 e na face lateral 2. Vemos que, nesse caso, o somatório será negativo, ou seja, entrada de fluido pela face lateral 2 com sentido contrário ao eixo y. Se tomarmos $(Qy)x$ na posição central do bloco, seu valor será positivo, ou seja, passagem de fluido pela posição central no sentido do eixo y.

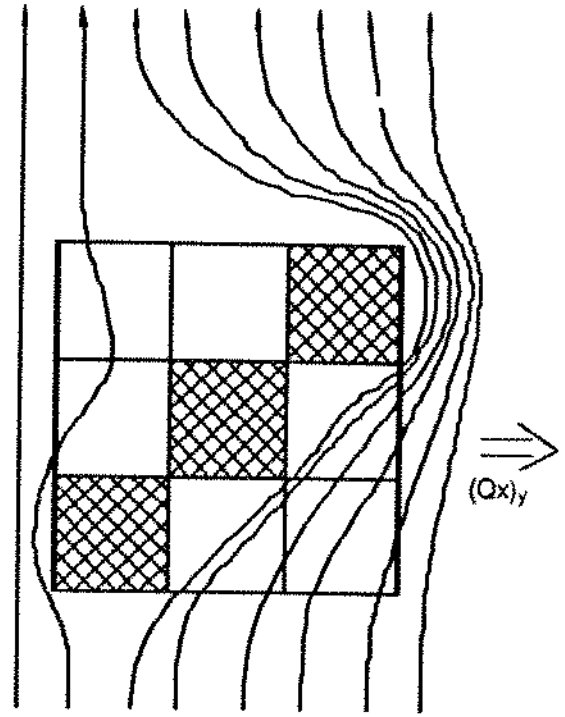
Para sabermos o sinal das permeabilidades cruzadas (K_{xy} e K_{yx}), utilizamos a seguinte regra prática: se um gradiente de potencial negativo na direção x provocar uma vazão positiva em y , K_{yx} será positiva. Isso pode ser visto claramente na equação (13), se fizermos: $\left(\frac{\partial\Phi}{\partial y}\right)_x = 0$, que é o exemplo apresentado na figura 3.6. Em outras palavras, se uma vazão positiva na direção x provocar uma vazão positiva na direção y , K_{yx} será positiva. Regra análoga vale para K_{xy} . É evidente, portanto, que as permeabilidades cruzadas podem tomar valores negativos porque, caso contrário uma vazão positiva numa direção provocaria sempre uma vazão positiva na outra direção, independente da estrutura interna do bloco considerado. Tampouco o tensor permeabilidade é simétrico ($K_{xy} = K_{yx}$). Certamente existem arranjos internos do bloco que provocam vazões transversais maiores em uma direção do que em outra, para uma mesma vazão longitudinal, ou seja, $K_{xy} \neq K_{yx}$.

Abaixo apresentamos quatro casos para ilustrar as observações feitas. Nos quatro casos rodamos o programa TENSOR-FOR, com a versão de cálculo das vazões transversais nas faces laterais dos blocos. O programa calcula também K_{xap} e K_{yap} , para o bloco de interesse, pelo método numérico DESBARATS. K_{xap} e K_{yap} são os valores adotados para os blocos homogêneos que circundam o bloco de interesse. A opção pelo cálculo das vazões transversais nas faces laterais e não na posição central do bloco, não afeta o que queremos mostrar, ou seja, que as permeabilidades cruzadas podem ser positivas ou negativas, podem ser diferentes entre si e podem até ter sinais contrários.

Nos casos analisados, são considerados arranjos de blocos permeáveis com permeabilidade = 1 unidade e blocos impermeáveis (achurados) com permeabilidade = 1×10^{-5} unidades. Os casos são apresentados nas figuras 3.7. a 3.10., onde as linhas de fluxo não têm a pretensão de exatidão, mas apenas de mostrar o sentido e a intensidade do desvio do fluxo.

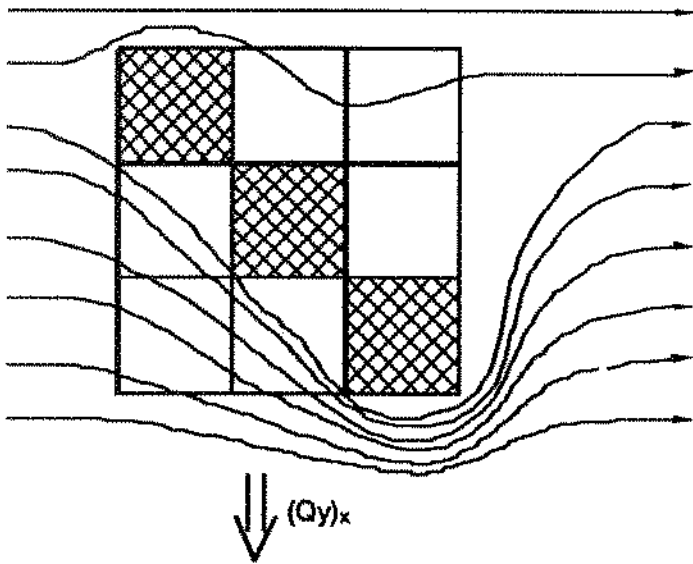


Condição de Contorno 1

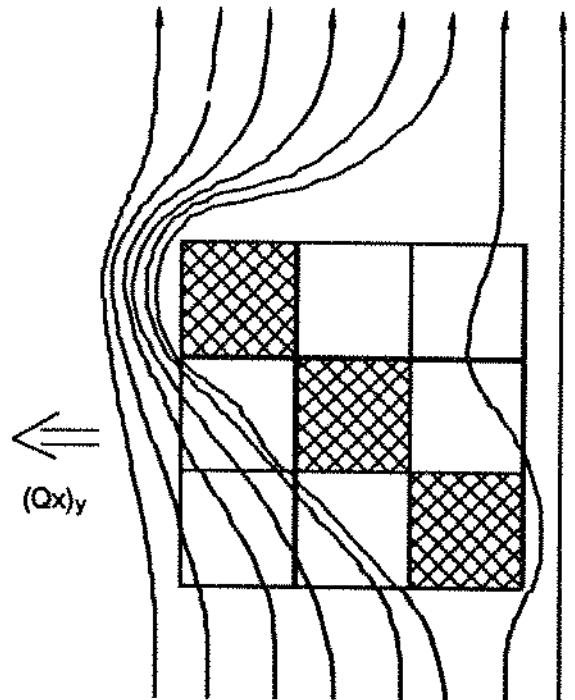


Condição de Contorno 2

Figura 3.7. - Caso TENSOR 1 : Permeabilidades cruzadas positivas e de mesmo valor

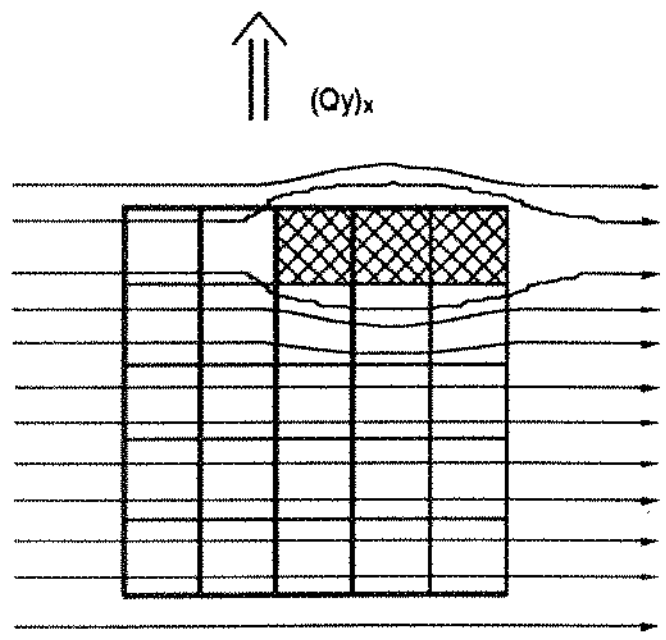


Condição de Contorno 1

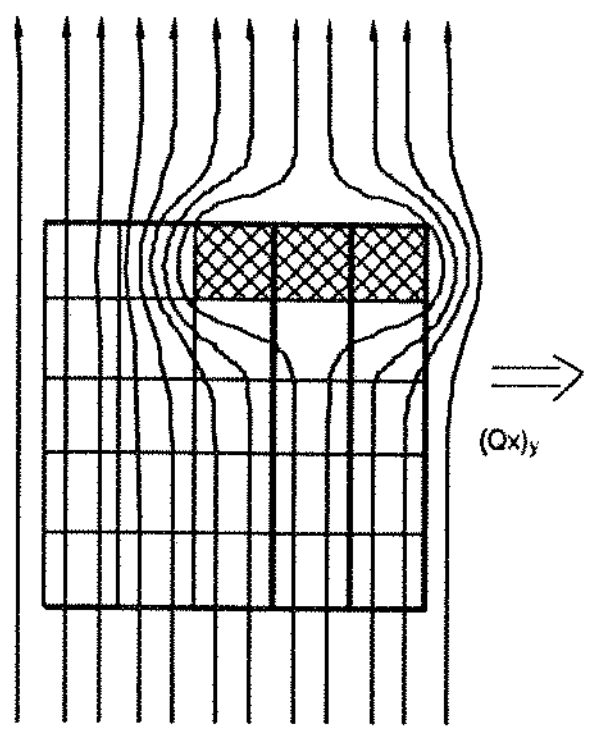


Condição de Contorno 2

Figura 3.8. - Caso TENSOR 2 : Permeabilidades cruzadas negativas e de mesmo valor

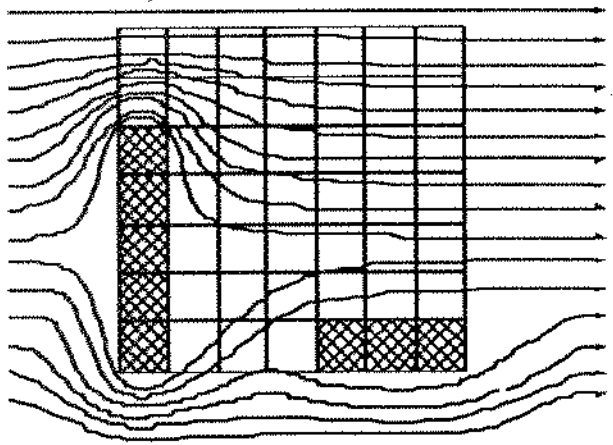


Condição de Contorno 1

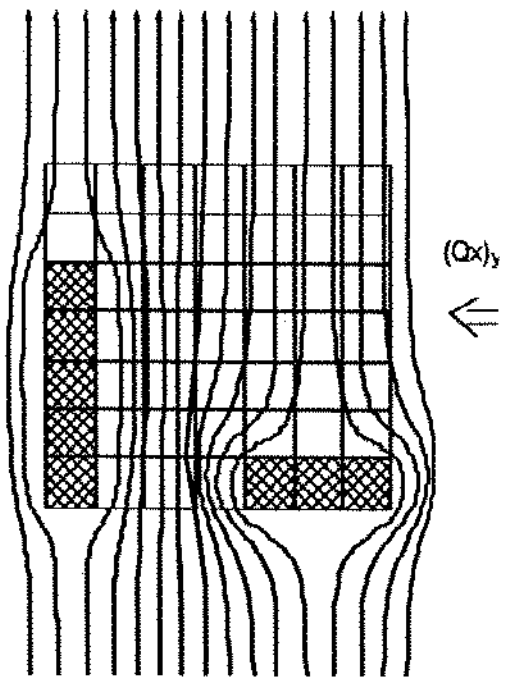


Condição de Contorno 2

Figura 3.9. - Caso TENSOR 3 : Permeabilidades cruzadas positivas mas de valores diferentes



Condição de Contorno 1



Condição de Contorno 2

Figura 3.10. - Caso TENSOR 4 : Permeabilidades cruzadas de valores e sinais diferentes

Os valores de permeabilidades obtidos com o TENSOR-FOR são apresentados na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Exemplos de tensores de permeabilidade

	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
K_{xap}	$4,7 \times 10^{-5}$	$4,7 \times 10^{-5}$	0,830	0,488
K_{yap}	$4,7 \times 10^{-5}$	$4,7 \times 10^{-5}$	0,574	0,626
K_{xx}	$5,4 \times 10^{-5}$	$5,4 \times 10^{-5}$	0,773	0,503
K_{yy}	$5,4 \times 10^{-5}$	$5,4 \times 10^{-5}$	0,399	0,652
K_{xy}	$3,1 \times 10^{-5}$	$-3,1 \times 10^{-5}$	0,108	-0,110
K_{yx}	$3,1 \times 10^{-5}$	$-3,1 \times 10^{-5}$	0,048	0,072

Vemos que os resultados foram coerentes com as figuras, pelo menos qualitativamente. Quanto aos valores absolutos, não encontramos nenhum tensor publicado com todos os dados para que pudéssemos comparar os resultados. Observamos porém que os valores dos tensores obtidos são sensíveis às posições e à forma de calcular as vazões e diferenças de potencial transversais e principalmente à sub-discretização dos bloquinhos. Subdiscretização de um bloquinho significa subdividi-lo em bloquinhos menores, todos com o mesmo valor de permeabilidade do bloquinho original.

Outra complicação de se calcular o tensor permeabilidade para o bloco é que, nas simulações de fluxo, necessitamos dos valores nas interfaces. A forma normal de se calcular a permeabilidade na interface de dois blocos, considerando a permeabilidade como não tensorial, é tomar a média harmônica dos valores dos blocos adjacentes. No entanto, os valores das permeabilidades cruzadas (K_{xy} e K_{yx}) são muitas vezes negativos, e a média harmônica entre valores positivos e negativos não tem qualquer significado.

Portanto, se o objetivo do cálculo do tensor permeabilidade é a mudança de escala para as simulações de fluxo, deve-se efetuar os cálculos diretamente nas interfaces

dos blocos. Com isso evita-se a estimativa dos valores nas interfaces por meio de médias e também a decisão de onde tomar as vazões transversais durante o cálculo, pois são sempre relativas às interfaces. Essa forma de proceder foi adotada por White (1987) e por Gómez-Hernández (1990).

Foi desenvolvido o programa GOMEZ.FOR para calcular os tensores de permeabilidade nas interfaces dos blocos, trabalhando separadamente com cada interface. O programa recebeu esse nome devido à semelhança com o método proposto por Gómez-Hernández (1990). Alguns cuidados devem ser tomados nesses cálculos. O interbloco tomado para os cálculos na interface $i + 1/2j$ é diferente do interbloco tomado para a interface $ij + 1/2$. Os sistemas de equações 1 (equações (11) e (12)) e 2 (equações (13) e (14)) são montados e resolvidos separadamente para as interfaces na direção x e y , respectivamente. Os valores das vazões e dos gradientes de pressão são diferentes para cada sistema de equações.

Foi ainda implementada uma versão desse programa que calcula os tensores com base em duas simulações de fluxo monofásico em regime permanente, na malha fina. As simulações são feitas para duas condições de contorno diferentes e os resultados utilizados para calcular os tensores em todas as interfaces. A diferença é que no GOMEZ.FOR, calcula-se o tensor para cada interface, fazendo simulações isoladas. Esse programa recebeu o nome de WHITE.FOR por analogia com o método de White (1987), que faz simulação na malha fina para várias condições de contorno. As fórmulas utilizadas, porém, são as apresentadas por Gómez - Hernández (1990).

Para podermos avaliar os resultados da aplicação dos programas GOMEZ.FOR ou WHITE.FOR às populações POP1, POP2 e POP3, teríamos que desenvolver um simulador monofásico em regime permanente com capacidade para trabalhar com tensores de permeabilidade.

A seguir apresentamos o desenvolvimento das equações necessárias à construção de um simulador com essa característica.

A equação da difusividade para o escoamento de um único fluido incompressível e de viscosidade constante, se reduz somente a:

$$\nabla \cdot \mathbf{K} \cdot \nabla \Phi = 0$$

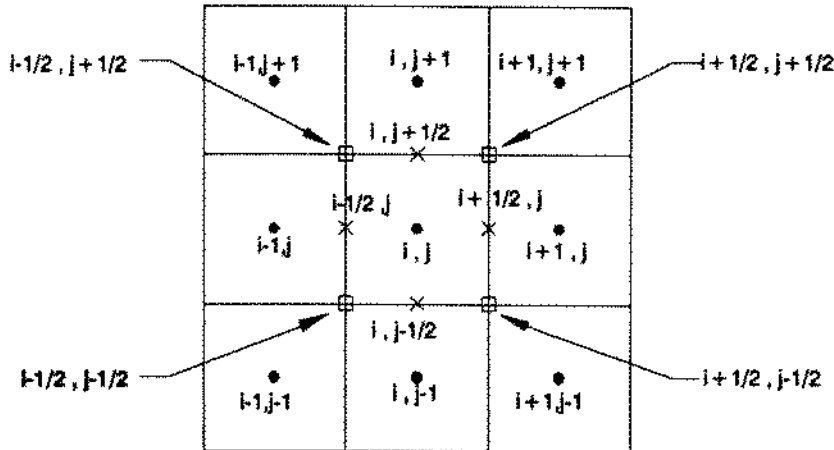


Figura 3.11. Esquema de malha em diferenças finitas para trabalhar com tensores de permeabilidade

Discretizando a equação de difusividade em diferenças finitas, segundo a malha apresentada na figura 3.11., obtemos:

$$\begin{aligned} & \frac{1}{\Delta x} \left\{ \left[K_{xy, i+1/2, j} \left(\frac{\Phi_{i+1/2, j+1/2} - \Phi_{i+1/2, j-1/2}}{\Delta y} \right) - K_{xy, i-1/2, j} \left(\frac{\Phi_{i-1/2, j+1/2} - \Phi_{i-1/2, j-1/2}}{\Delta y} \right) \right] + \right. \\ & \left. + \left[K_{xx, i+1/2, j} \left(\frac{\Phi_{i+1, j} - \Phi_{i, j}}{\Delta x} \right) - K_{xx, i-1/2, j} \left(\frac{\Phi_{i, j} - \Phi_{i-1, j}}{\Delta x} \right) \right] \right\} + \\ & \frac{1}{\Delta y} \left\{ \left[K_{yx, i, j+1/2} \left(\frac{\Phi_{i+1/2, j+1/2} - \Phi_{i-1/2, j+1/2}}{\Delta x} \right) - K_{yx, i, j-1/2} \left(\frac{\Phi_{i+1/2, j-1/2} - \Phi_{i-1/2, j-1/2}}{\Delta x} \right) \right] + \right. \\ & \left. + \left[K_{yy, i, j+1/2} \left(\frac{\Phi_{i, j+1} - \Phi_{i, j}}{\Delta y} \right) - K_{yy, i, j-1/2} \left(\frac{\Phi_{i, j} - \Phi_{i, j-1}}{\Delta y} \right) \right] \right\} = 0 \end{aligned}$$

O valor de $\Phi_{i+1/2, j+1/2}$, por exemplo, teria que ser avaliado em função de $\Phi_{i, j}$, $\Phi_{i, j+1}$, $\Phi_{i+1, j}$ e $\Phi_{i+1, j+1}$. Isso implica em incluir as incógnitas do potencial nos nós $(i-1, j-1)$; $(i+1, j-1)$; $(i-1, j+1)$; e $(i+1, j+1)$ na equação escrita para o nó (i, j) . Ou seja, é necessário se trabalhar com esquema de nove pontos nos simuladores que utilizem a permeabilidade como um tensor completo.

Esse simulador não foi construído durante nosso trabalho e assim não pudemos testar a aplicação dos métodos tensoriais de mudança de escala às populações geradas.

Recomendamos, então, a quem quiser prosseguir nesse estudo que construa pelo menos um simulador de fluxo monofásico em regime permanente, conforme as equações apresentadas e utilizando um esquema de nove pontos, e também que analise as influências da discretização dos blocos, ou seja, criação de sub-bloquinhos, da posição e da forma de calcular os gradientes de pressão transversais e as vazões.

3.1.4. Médias

A primeira idéia que nos surge para calcular o valor equivalente de um conjunto de valores é fazer simplesmente algum tipo de média. Objetivando verificar como os vários tipos de médias se comportam na mudança de escala da permeabilidade absoluta e para comparar os resultados com os obtidos pelos métodos anteriores, mais elaborados, foram implementados também os seguintes cálculos:

Média Aritmética:

$$K_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^{nx} \sum_{j=1}^{ny} K_{ij}}{nx \cdot ny}$$

Média Harmônica:

$$K_{eq} = \frac{nx \cdot ny}{\sum_{i=1}^{nx} \sum_{j=1}^{ny} \frac{1}{K_{ij}}}$$

Média Geométrica:

$$K_{eq} = e^{\left(\frac{\sum_{i=1}^{nx} \sum_{j=1}^{ny} \ln K_{ij}}{nx \cdot ny} \right)}$$

Evidentemente, se a malha original for de permeabilidade anisotrópica, são calculados dois valores equivalentes diferentes para cada direção, fazendo as médias dos valores correspondentes à direção considerada. Se a malha original for de permeabilidade isotrópica, a permeabilidade equivalente calculada também será isotrópica.

3.2. VERIFICAÇÕES E COMPARAÇÕES DOS MÉTODOS

Uma vez implementados os métodos do item anterior, vamos agora avaliar sua eficácia e compará-los entre si, com exceção dos métodos tensoriais.

Primeiramente, antes de aplicar os métodos às populações geradas, vamos apresentar alguns exemplos com soluções conhecidas e outros didáticos, visando ilustrar a aplicação dos métodos e a obtenção de alguma sensibilidade sobre eles.

Nos exemplos abaixo, calcularemos apenas o valor equivalente da permeabilidade na direção x e usaremos a seguinte notação:

- A = média aritmética
- G = média geométrica
- H = média harmônica
- L = método Leloch
- D = método Desbarats

Nos exemplos, o valor zero foi substituído por 1×10^{-15} .

EXEMPLO 1 - Distribuição Aleatória

250	50	350	150	A = 200,00
350	250	150	50	G = 160,05
150	350	50	250	H = 119,32
50	150	250	350	L = 154,48
				D = 148,80

Nesse exemplo pretendeu-se representar um modelo aleatório de permeabilidade. Se a função distribuição do exemplo fosse lognormal e a disposição geográfica totalmente aleatória, o valor equivalente seria exatamente a média geométrica, como foi provado por Matheron (1966 a, b, 1967). Vemos que, no exemplo acima, os métodos Leloch e Desbarats dão valores próximos à média geométrica.

EXEMPLO 2 - Fluxo em série

150	50	350	250	$A = 200,00$
150	50	350	250	$G = 160,05$
150	50	350	250	$H = 119,32$
150	50	350	250	$L = 119,32$

$D = 119,32$

Vemos que os métodos Leloch e Desbarats apresentam a solução correta conhecida para o exemplo, que é a média harmônica.

EXEMPLO 3 - Fluxo em paralelo

150	150	150	150	$A = 200,00$
50	50	50	50	$G = 160,05$
350	350	350	350	$H = 119,32$
250	250	250	250	$L = 200,00$

$D = 200,00$

Os métodos de Leloch e Debarats apresentam a solução correta conhecida para este caso, que é a média aritmética.

EXEMPLO 4 - Distribuição aleatória com 1 zero

250	50	350	150	$A = 196,87$
350	250	150	50	$G = 14,47$
150	350	0	250	$H = 0,00$
50	150	250	350	$L = 132,68$

$D = 129,43$

Esse exemplo é adaptado do exemplo 1 com a substituição de um dos valores por zero. Vemos que os métodos Leloch e Desbarats apresentam valores menores que no exemplo 1, mas não são afetados tão drasticamente como as médias geométrica e harmônica.

EXEMPLO 5 - Barreira totalmente impermeável ao fluxo

150	0	350	250	$A = 187,50$
150	0	350	250	$G = 0,01$
150	0	350	250	$H = 0,00$
150	0	350	250	$L = 0,00$
				$D = 0,00$

No exemplo 5, vemos que os métodos Leloch e Desbarats calculam valores coerentes, enquanto que a média aritmética não tem qualquer significado nesse caso.

EXEMPLO 6 - Nível totalmente impermeável

150	150	150	150	$A = 187,50$
0	0	0	0	$G = 0,01$
350	350	350	350	$H = 0,00$
250	250	250	250	$L = 187,50$
				$D = 187,50$

Esse exemplo é uma variante do exemplo 3, apenas para mostrar a habilidade dos métodos Leloch e Desbarats de trabalharem com zeros e retornarem o valor correto, que nesse caso é a média aritmética.

EXEMPLO 7 - Estrangulamento na direção do fluxo

150	0	350	250	$A = 190,62$
150	50	350	250	$G = 0,12$
150	0	350	250	$H = 0,00$
150	0	350	250	$L = 35,72$

$D = 34,68$

Vemos que os métodos Leloch e Desbarats apresentam valores coerentes, enquanto que os valores obtidos por médias estão incorretos.

Considerando as três populações heterogêneas geradas (POP1, 2 e 3), a avaliação da eficácia e a comparação entre os métodos é feita pela análise comparativa entre os valores obtidos na malha fina e na malha grosseira.

Esses valores são representados por dois tipos de mapas diferentes. O primeiro é, simplesmente, o mapa de permeabilidade. O segundo é o mapa de potencial, obtido pela aplicação de um simulador monofásico em regime permanente, semelhante ao apresentado no item 3.1.2. Para as simulações, considerou-se a entrada de fluido na fronteira do canto inferior direito e a saída de fluido na fronteira do canto superior esquerdo da malha. O restante das fronteiras são adotadas como seladas ao fluxo. A figura 3.12 apresenta o esquema utilizado nas simulações.

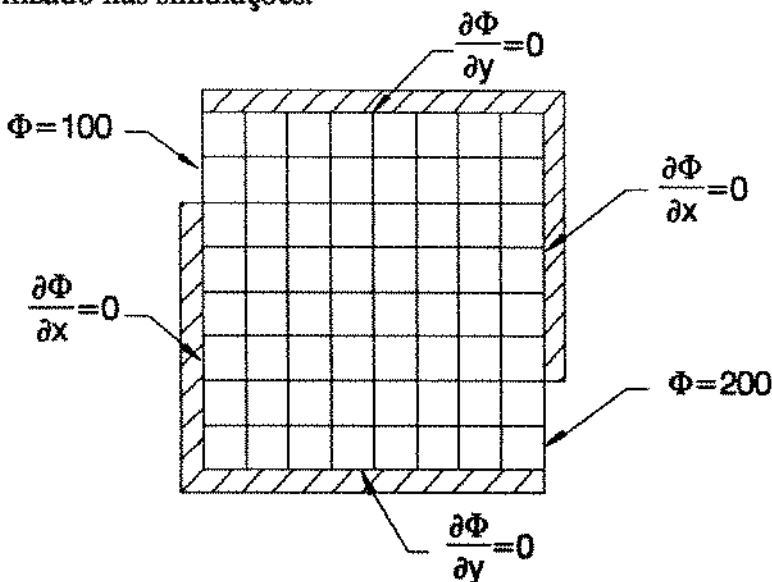


Figura 3.12 - Esquema utilizado nas simulações de fluxo monofásico

As figuras 3.13 a 3.15 apresentam os mapas de porosidade na malha grosseira, para as três populações consideradas. Relembramos que o método de mudança de escala da porosidade é único: média aritmética.

Quanto às permeabilidades, para cada direção e cada método, pode-se fazer um mapa diferente. No entanto, somente para a POP3, onde as diferenças são mais notáveis, é que apresentaremos todos os mapas de permeabilidade obtidos na malha grosseira. Para a POP1 e POP2, apresentaremos apenas os mapas na direção X obtidos com a aplicação do método LELOCH.

A figura 3.16 mostra o mapa de permeabilidade na direção X para as populações POP1 e POP2 na malha grosseira, obtidos pela aplicação do método LELOCH. A figura 3.17 apresenta os mapas nas duas direções, para a malha grosseira, obtidos através do método LELOCH, para a população POP3. A figura 3.18 mostra os mapas nas duas direções para o método DESBARATS e a figura 3.19 apresenta os mapas de permeabilidade isotrópica, obtidos através das médias aritmética, geométrica e harmônica, também para a POP3.

As figuras 3.20 a 3.22 mostram os mapas de potencial obtidos pelas simulações na malha fina e nas malhas grosseiras oriundas da aplicação dos métodos LELOCH, DESBARATS e dos três tipos de médias.

A análise cuidadosa de todas essas figuras permitiu as seguintes observações:

- É impossível representar as heterogeneidades menores que o tamanho dos blocos da malha.

- A existência de folhelhos impermeáveis é o que impõe o maior grau de heterogeneidade aos modelos, dificultando a mudança de escala, principalmente quando se utiliza algum tipo simples de média.

- Os métodos LELOCH e DESBARATS apresentam resultados semelhantes e bastante satisfatórios. Para as populações estudadas, observando as curvas de potencial principalmente da região central da malha, notamos que o método DESBARATS leva ligeira vantagem na POP1, enquanto que o método LELOCH apresenta resultados um pouco mais próximos dos da malha fina para as populações POP2 e POP3.

A grande semelhança dos resultados obtidos com os métodos LELOCH e DESBARATS nos fez suspeitar que as diferenças seriam somente devidas a problemas numéricos do método DESBARATS. Fizemos, então, alguns testes, subdividindo cada bloquinho em sub-blocos de valores iguais ao bloquinho original e verificamos que, em alguns blocos, os valores obtidos com o método numérico DESBARATS convergiam para os valores do método LELOCH, à medida que a subdivisão aumentava. Em outros blocos, porém, os valores só se aproximavam se a média adotada entre os limites superior e inferior do método LELOCH fosse a aritmética ou, em outros blocos, a harmônica. Entretanto, em todos os casos (blocos) analisados, os valores do método LELOCH, adotando a média geométrica entre os limites superior e inferior, sempre estiveram mais próximos dos valores para os quais o método numérico converge do que os resultados do método numérico sem nenhuma subdivisão dos bloquinhos.

Baseados nas análises acima, sugerimos a utilização do método LELOCH para a mudança de escala da permeabilidade absoluta, principalmente por se tratar de um método analítico, de implantação mais simples e sem erros numéricos. Na segunda etapa do nosso trabalho, esse foi o método utilizado, no que se referiu ao tratamento de permeabilidade absoluta.

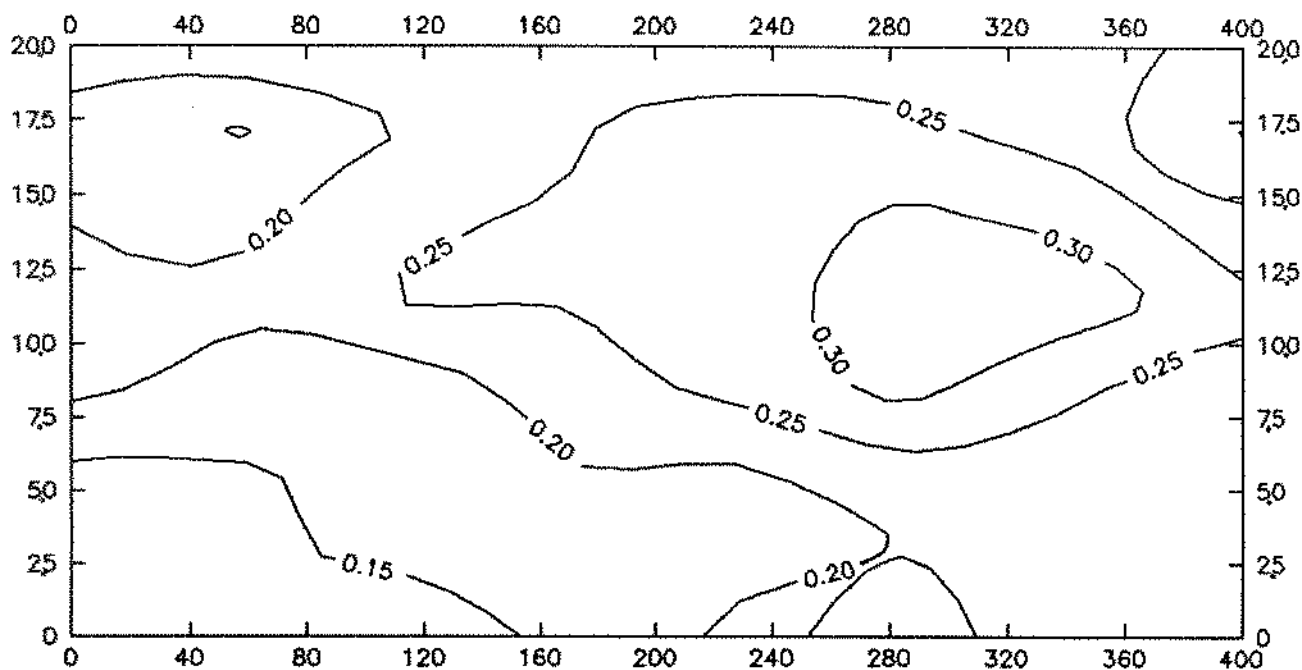


Figura 3.13 - Mapa de porosidade na malha 08x08 - POP1

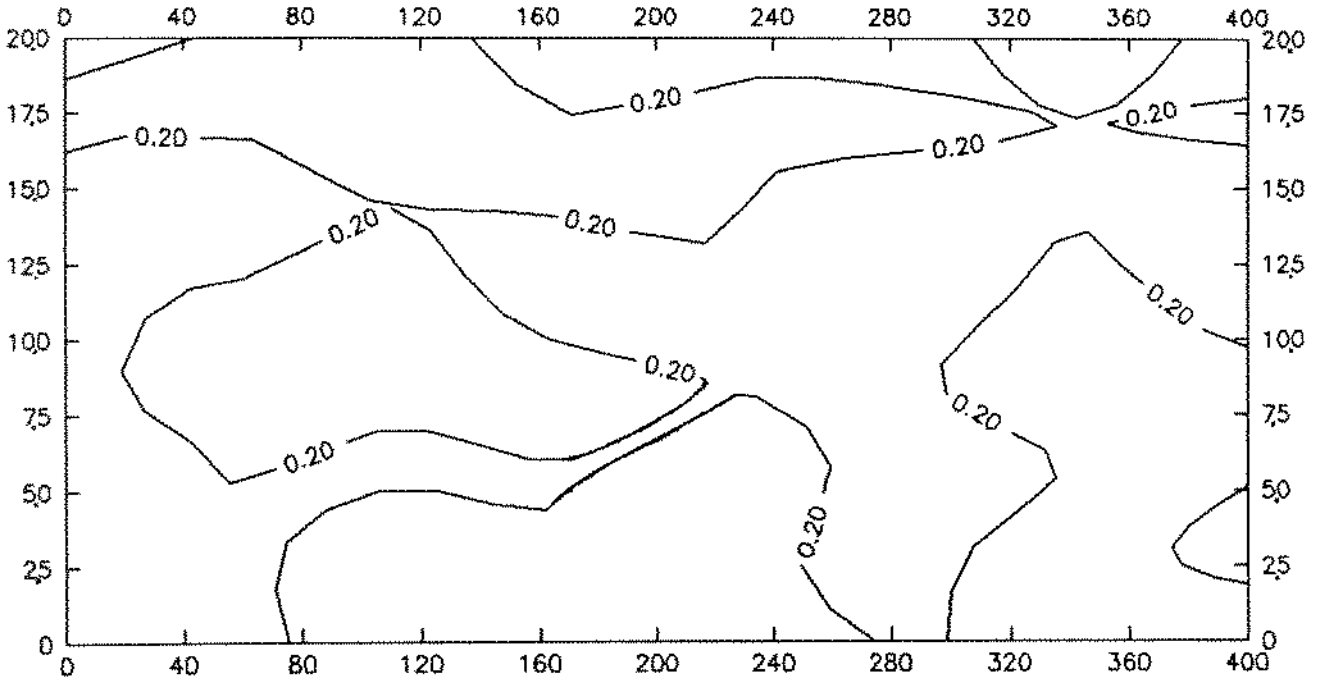


Figura 3.14 - Mapa de porosidade na malha 08x08 - POP2

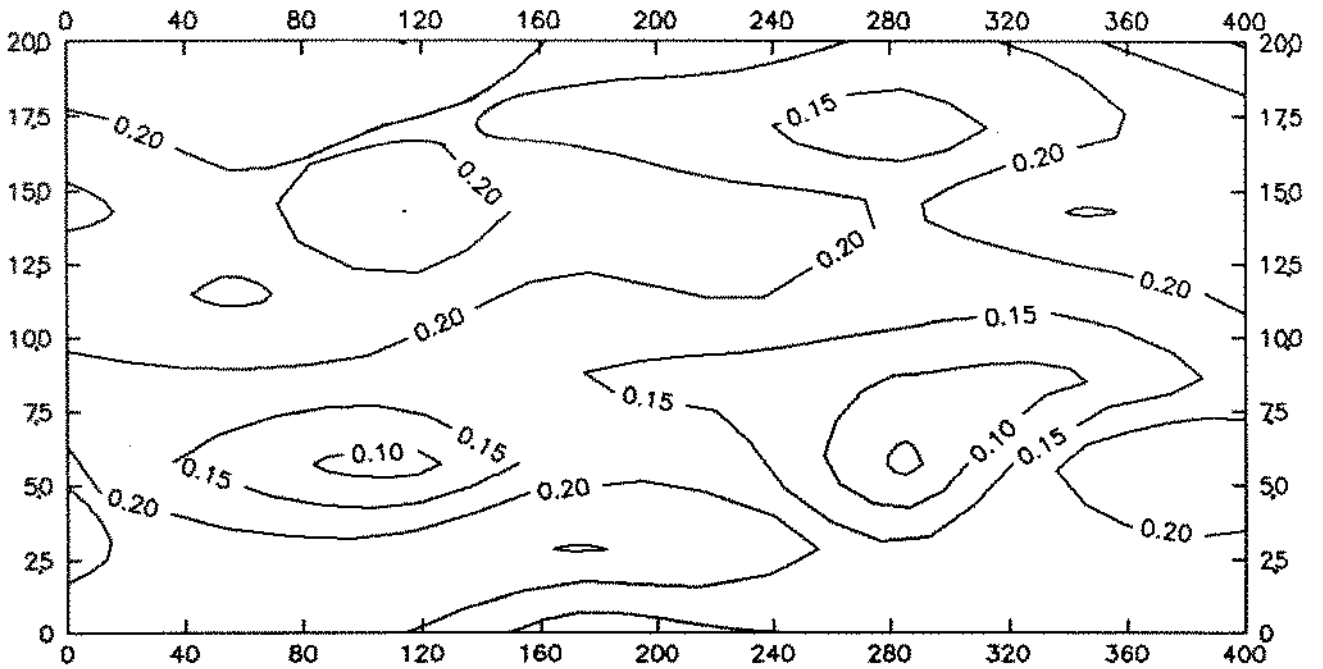


Figura 3.15 - Mapa de porosidade na malha 08x08 - POP3

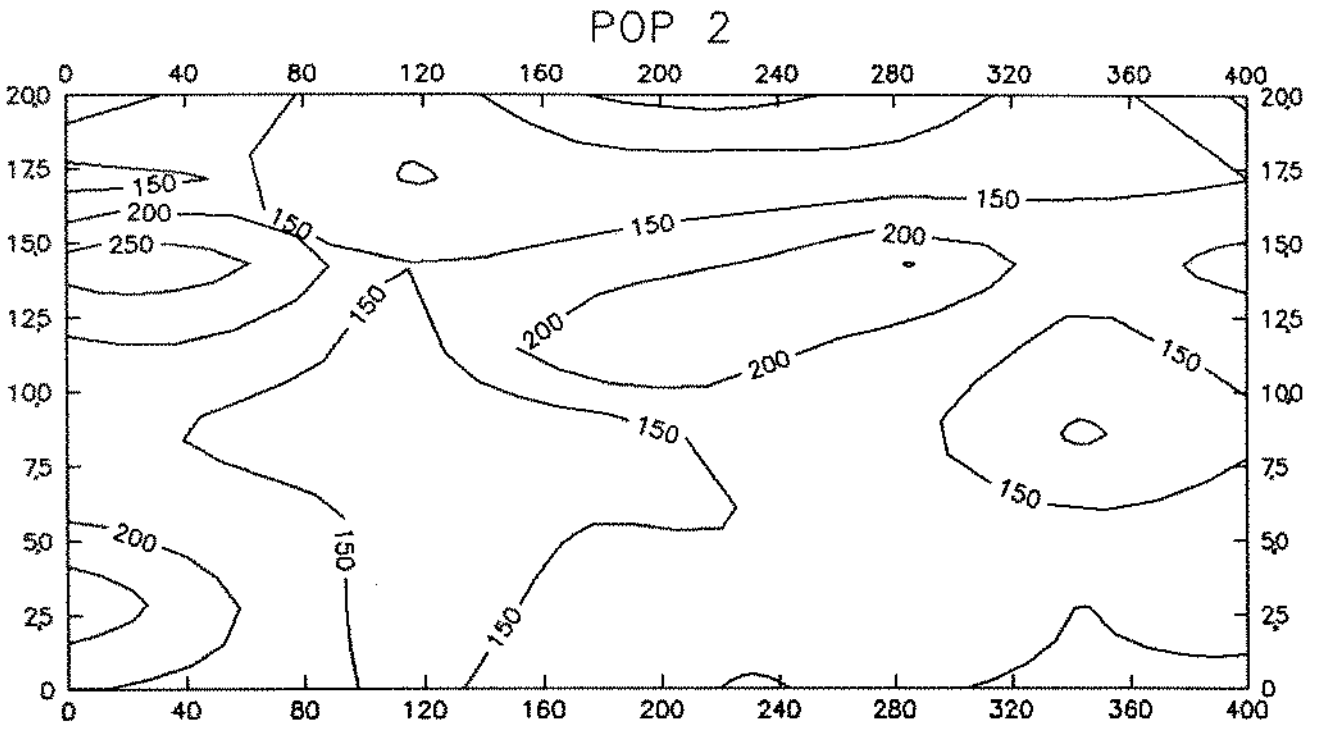
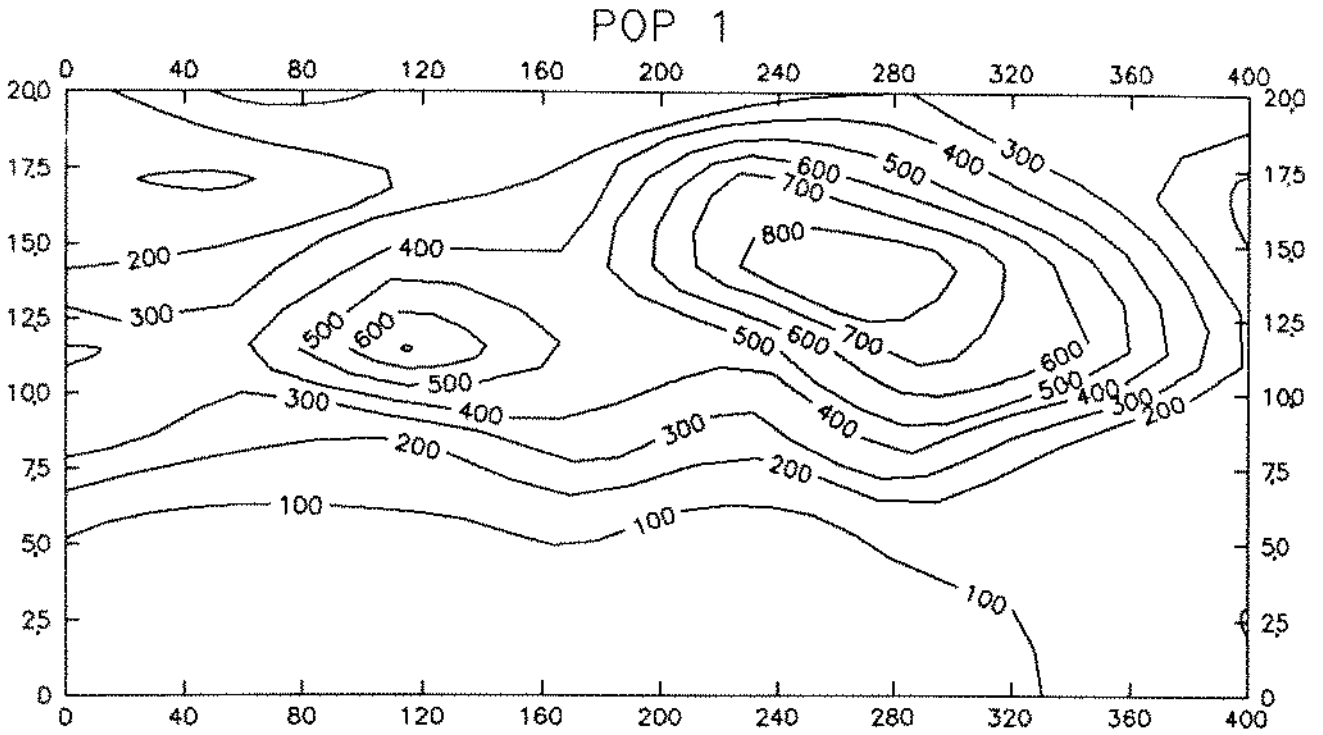


Figura 3.16 - Mapas de permeabilidade em x na malha 08x08 - Método LELOCH - POP1 e POP2

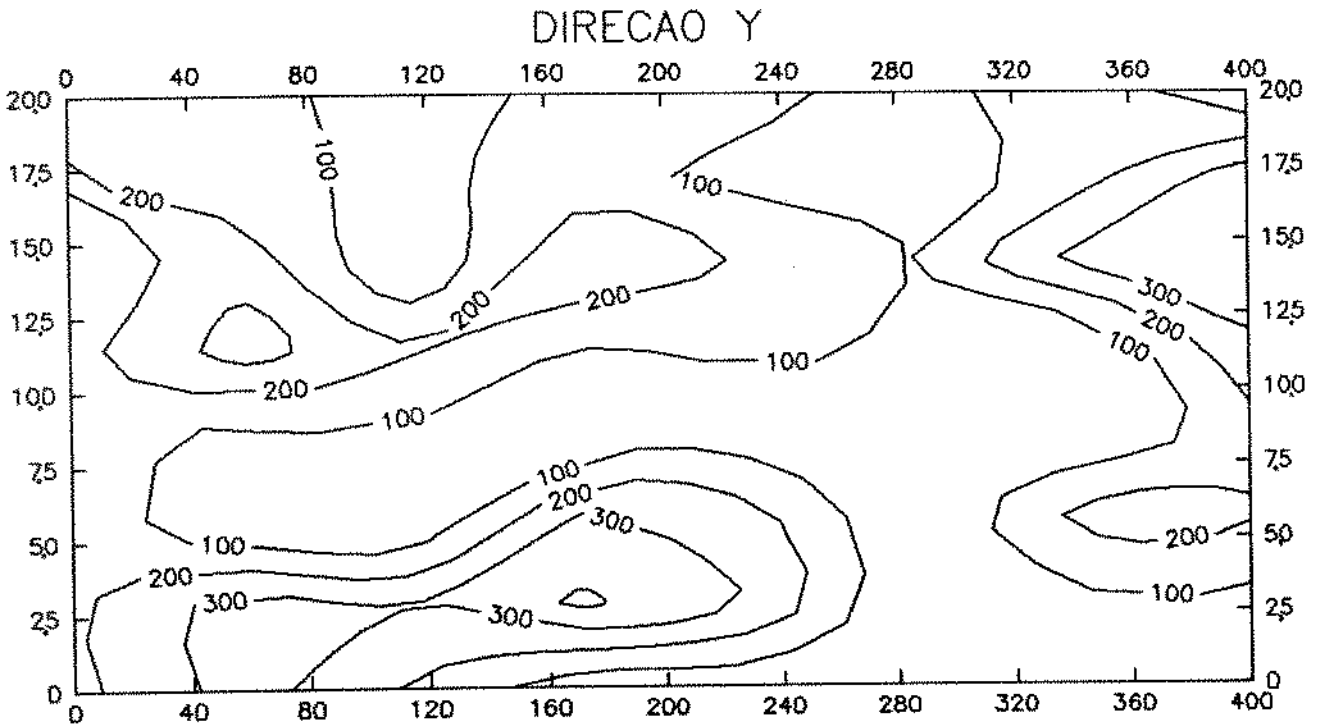
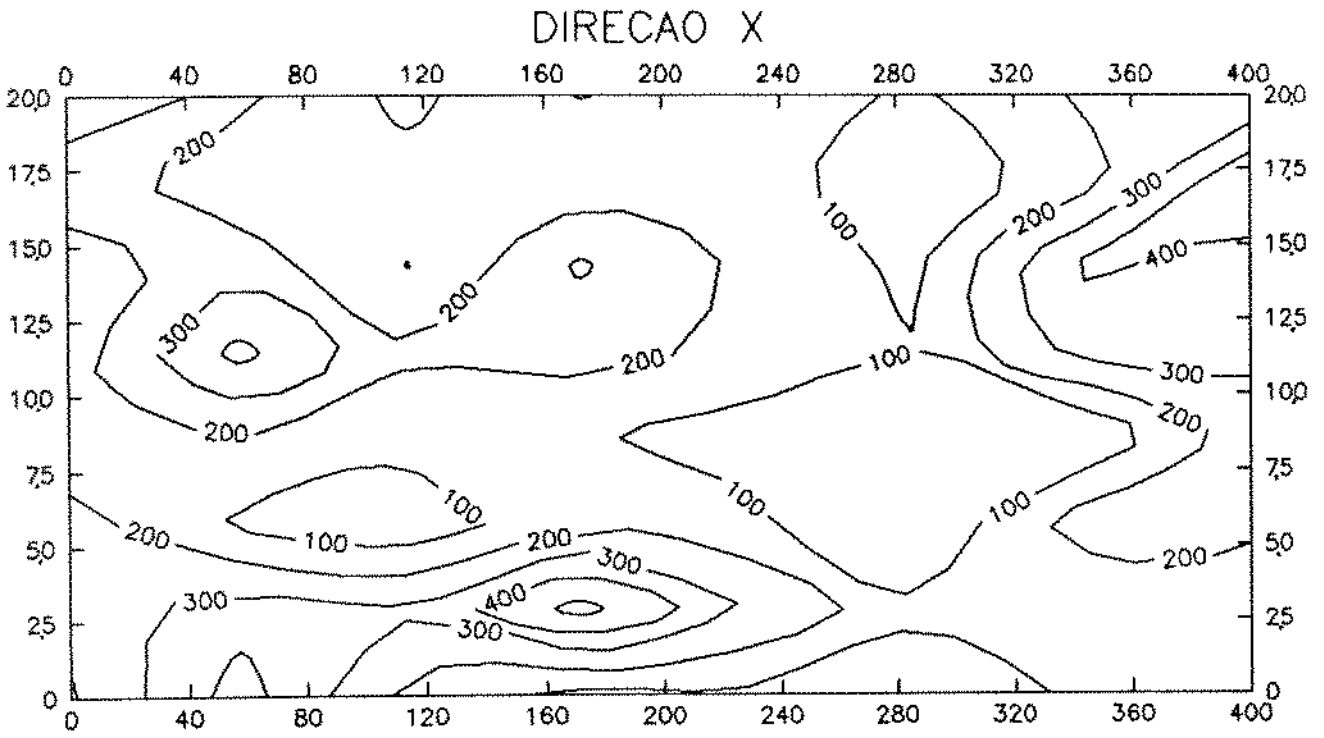


Figura 3.17 - Mapas de permeabilidade em x e em y na malha 08x08 - Método LELOCH - POP3

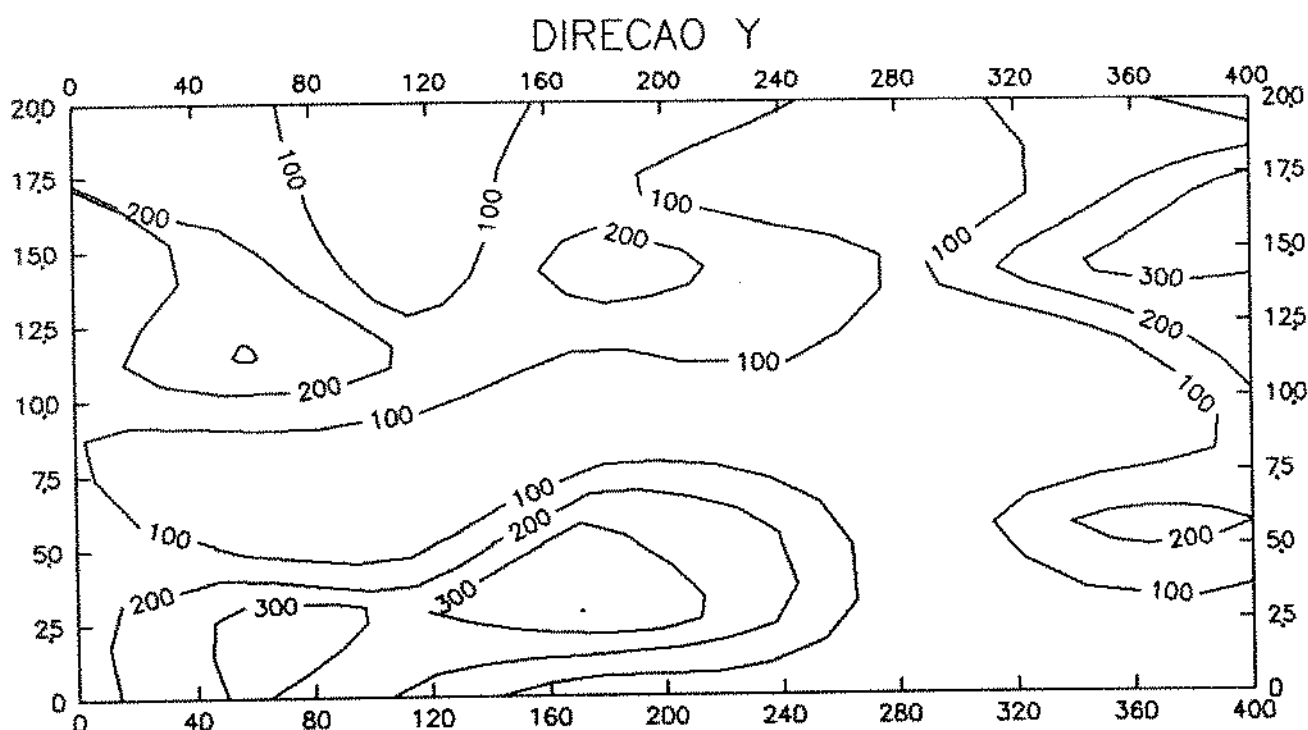
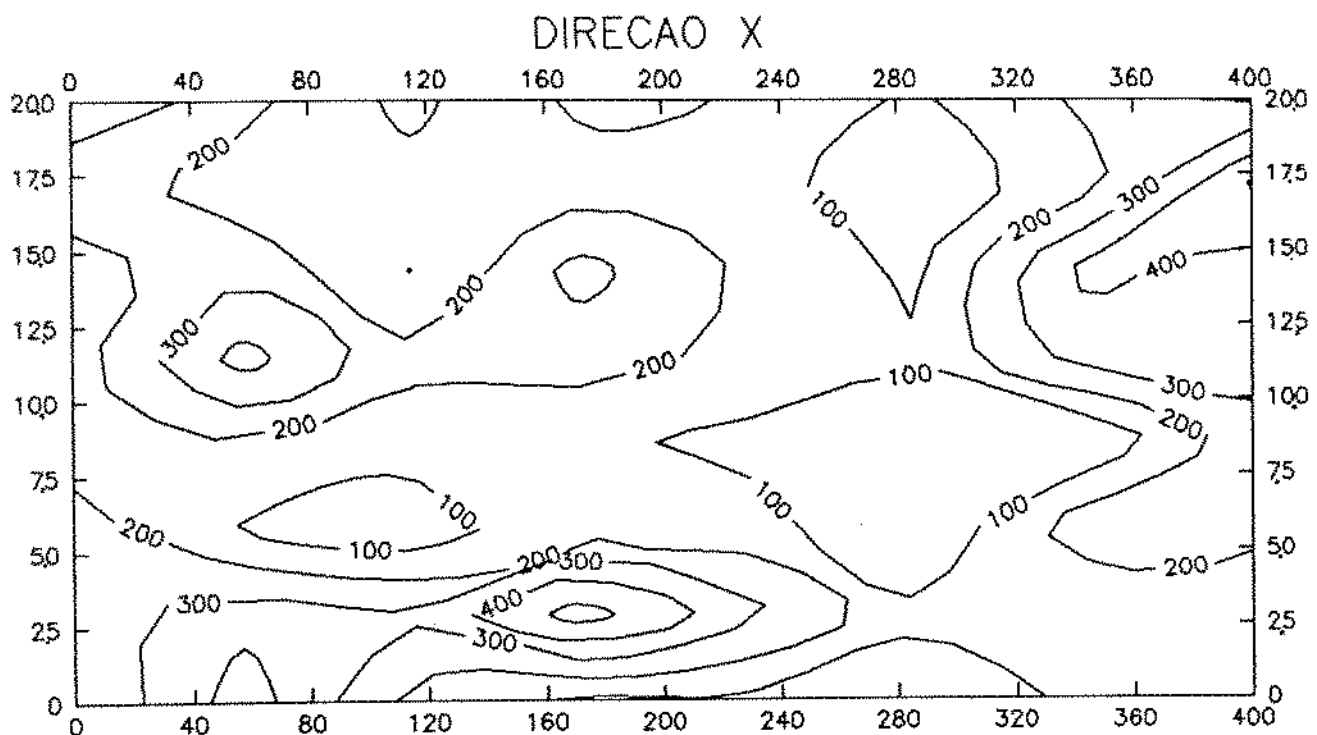


Figura 3.18 - Mapas de permeabilidade em x e em y na malha 08x08 - Método DESBARATS - POP3

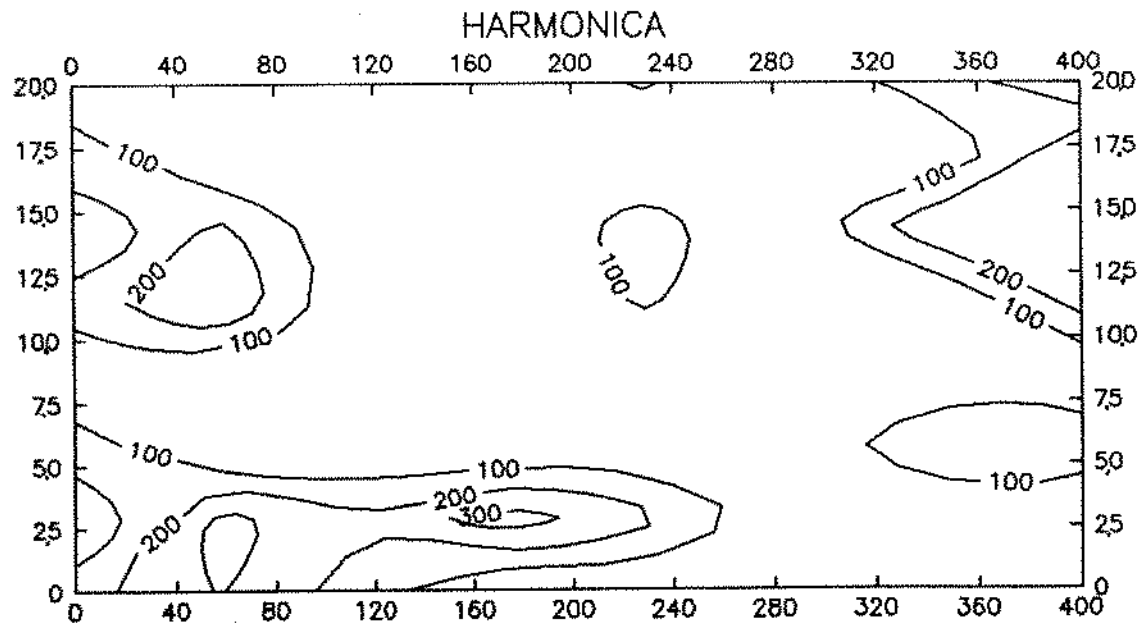
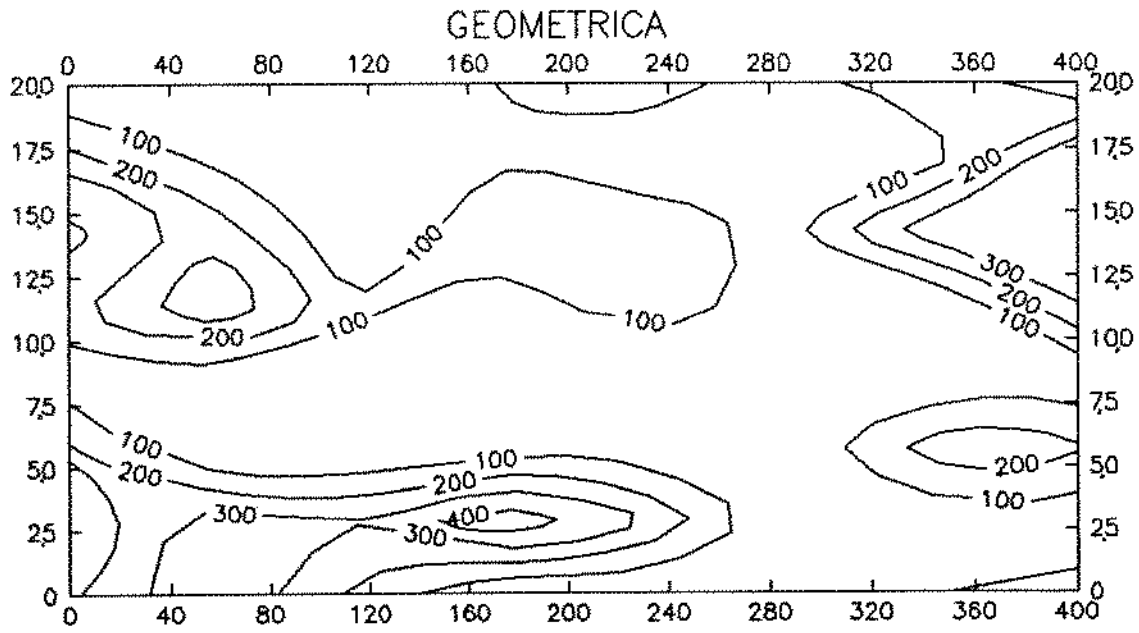
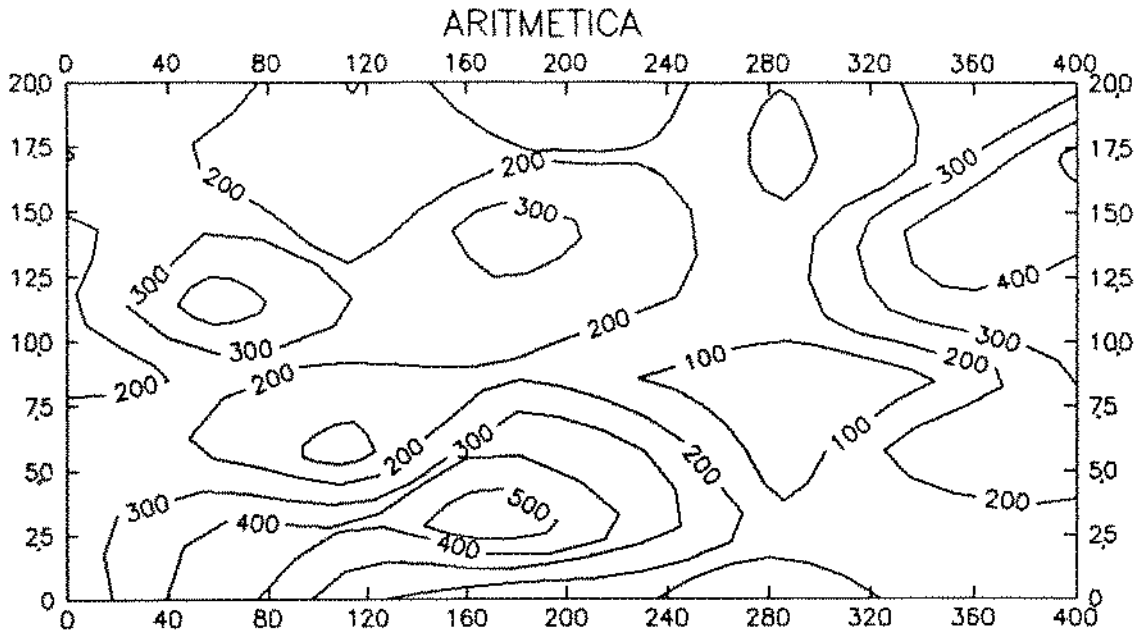


Figura 3.19 - Mapas de permeabilidade na malha 08x08 obtidos por simples médias - POP3

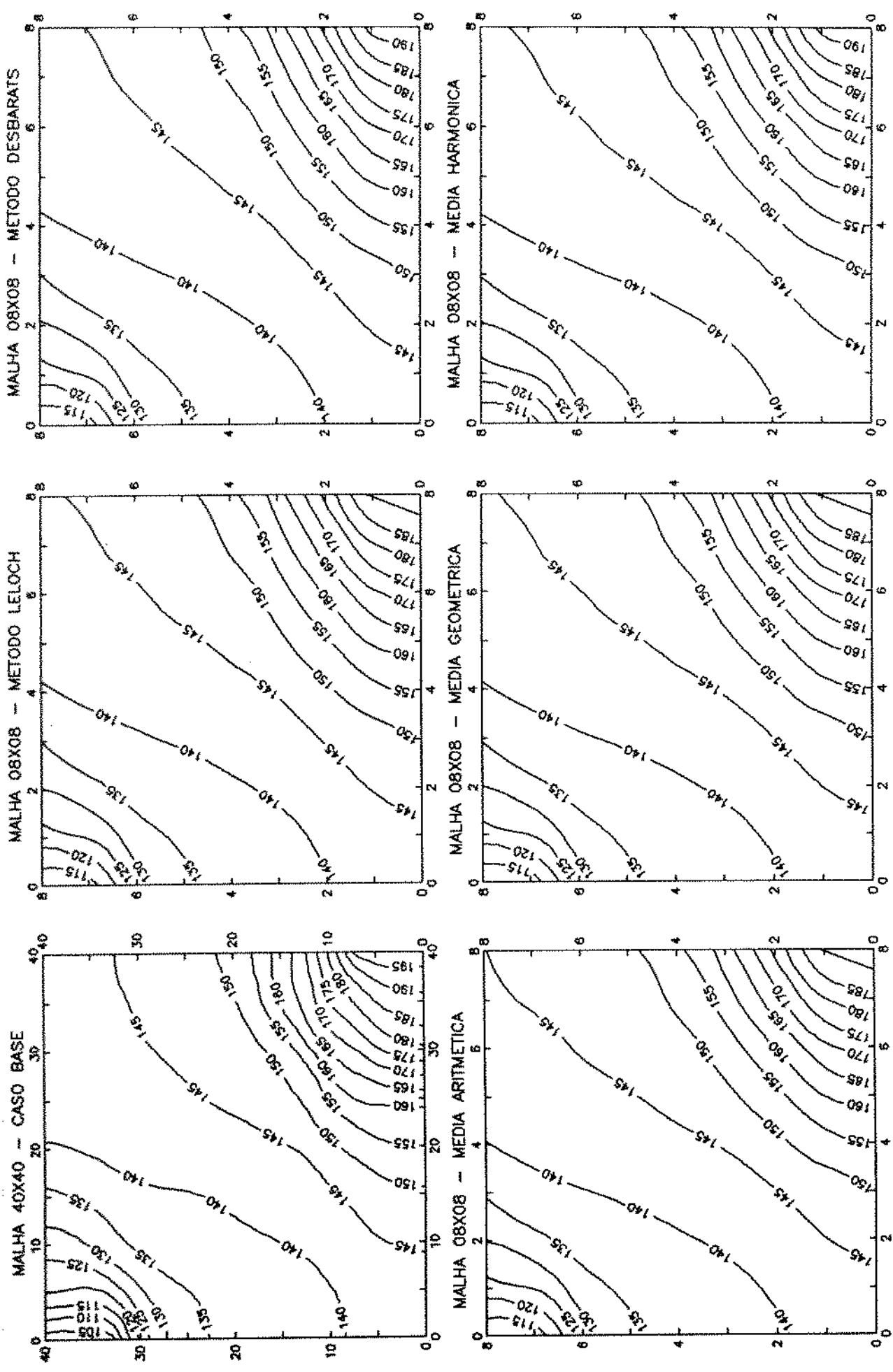


Figura 3.20 - Mapas de potencial - POP I

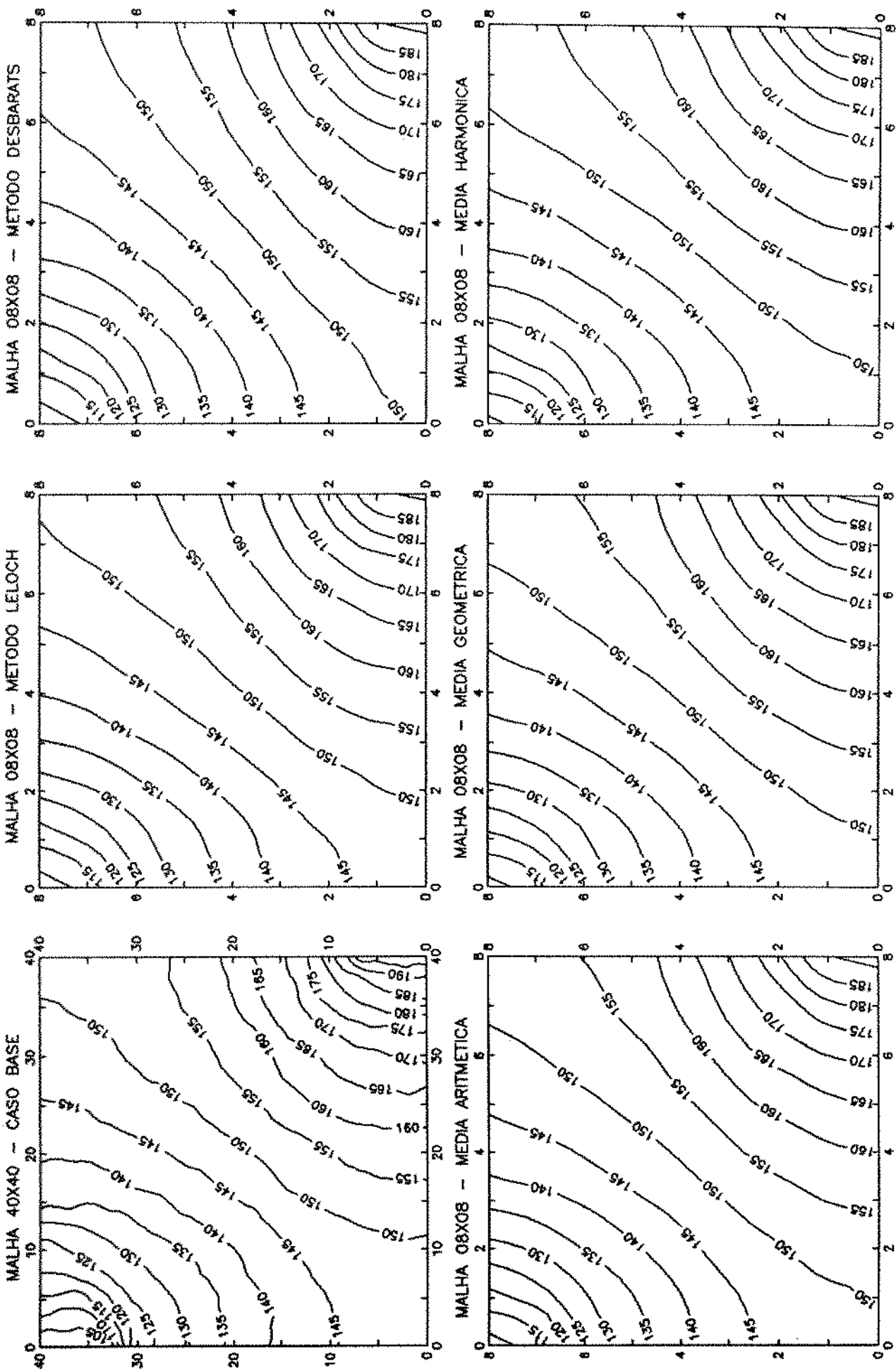


Figura 3.21 - Mapas de potencial - POP2

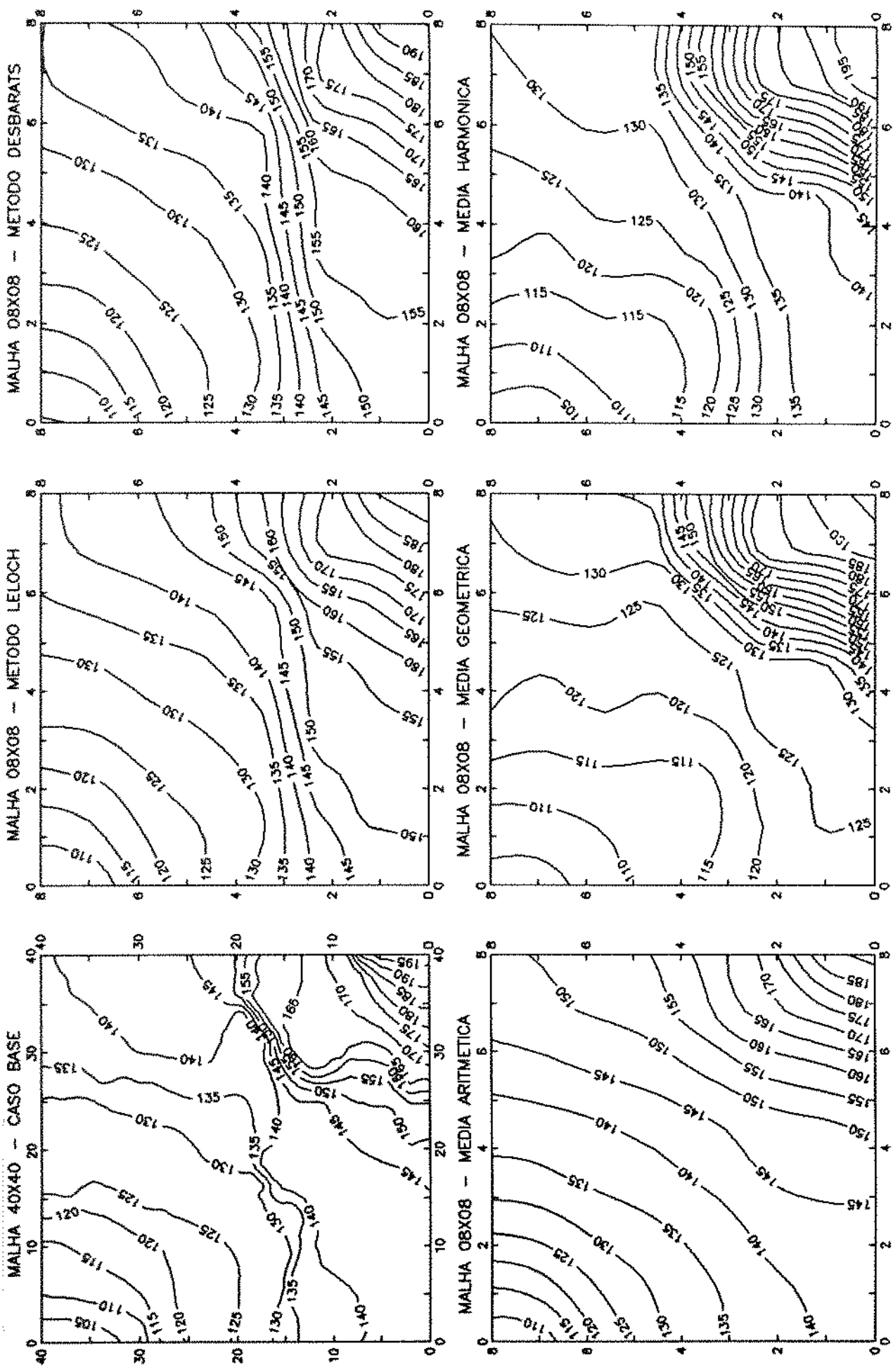


Figura 3.22 - Mapas de potencial - POP 3

4. MUDANÇA DE ESCALA EM PROBLEMAS DE FLUXO MULTIFÁSICO

4.1. PROBLEMAS ESTUDADOS

Visando conferir ao trabalho um caráter de generalidade e para analisar a influência de parâmetros como vazões, razões de mobilidade, curvas de pressão capilar e de permeabilidade relativa originais, estudamos quatro problemas físicos diferentes, chamados de PROBI,2,3 e 4.

Para os quatro problemas, considerou-se uma seção vertical de mesmas dimensões, fronteiras externas do reservatório seladas, poço injetor de água no canto inferior direito e poço produtor de óleo/água no canto superior esquerdo, conforme foi esquematizado na figura 1.6. Considerou-se também tanto o óleo como a água como incompressíveis e com fator de volume de formação igual a 1. O poço injetor é mantido sempre injetando à vazão constante, enquanto o produtor começa produzindo à vazão constante até atingir uma pressão mínima de fundo especificada e, a partir daí, produz com pressão de fundo fixa igual à pressão mínima. A simulação termina quando se atinge uma vazão mínima ou um corte de água máximo no poço produtor. Os parâmetros considerados iguais nos quatro problemas são os abaixo:

Pressão inicial na célula superior = 206,84 kPa (3000 psi)

Pressão mínima = 3,45 kPa (50 psi)

Raio dos poços = 0,15 m

Comprimento da seção vertical = 400 m

Altura da seção vertical = 20 m

Largura da seção vertical = 100 m

Compressibilidade da rocha = $3,45 \times 10^{-7}$ kPa ($5,0 \times 10^{-6}$ psi⁻¹)

Viscosidade da água = $0,5 \times 10^{-3}$ Pa.s (0,5 cp)

Os outros parâmetros utilizados que caracterizam os quatro problemas estudados, estão na tabela 4.1 abaixo:

Tabela 4.1 - Problemas estudados

PARÂMETROS	Unidade	PROB 1	PROB 2	PROB 3	PROB 4
Vazão do óleo inicial	m ³ /d	4770	1272	4770	1590
Vazão do óleo mínima	m ³ /d	79	16	79	16
Vazão de injeção inicial	m ³ /d	-4770	-1272	-4770	-1590
Corte de água máximo	fração	0,99	0,85	0,99	0,90
Saturação de água inicial (S _{wi})	fração	0	0	0	0,20
Saturação de óleo residual (S _{or})	fração	0	0	0	0,20
Viscosidade do óleo	Pa.s	0,5x10 ⁻³	5,0x10 ⁻³	0,5x10 ⁻³	2,5x10 ⁻³
Curva de pressão capilar	kPa	0	0	(*)	(**)
Curva de permeabilidade relativa do óleo	fração	1-S _w	1-S _w	1-S _w	(***)
Curva de permeabilidade relativa da água	fração	S _w	S _w	S _w	(****)

onde:

$$(*) = 6,89 \times \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}}\right)^3$$

$$(**) = 0,14 + 6,89 \times \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}}\right)^3$$

$$(***) = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}}\right)^2$$

$$(****) = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}}\right)^2$$

A figura 4.1. apresenta as curvas de pressão capilar e de permeabilidade relativa utilizadas nos quatro problemas.

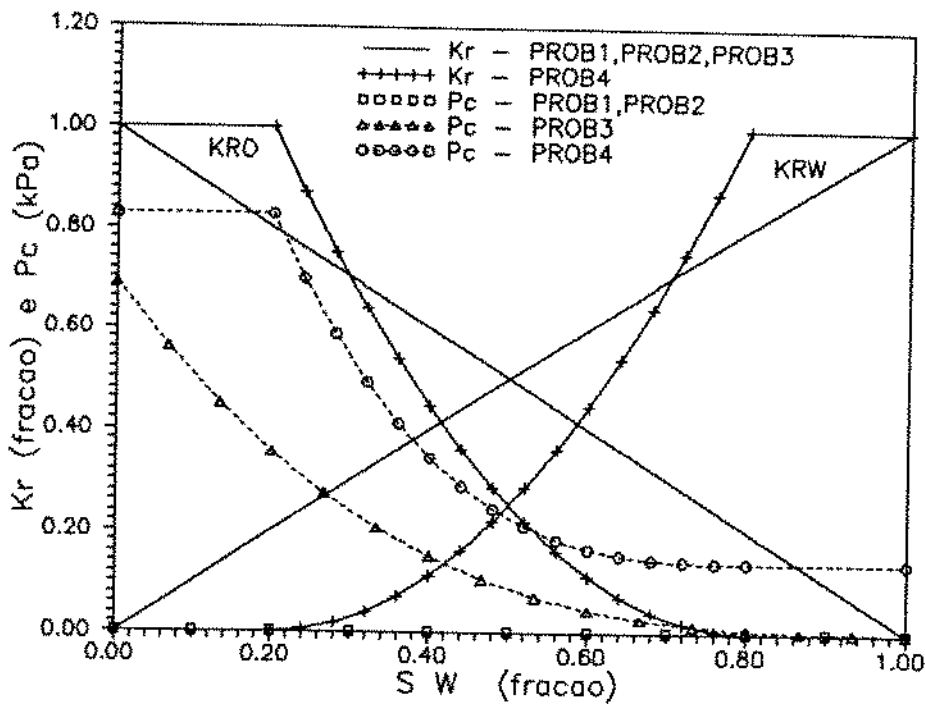


Figura 4.1 - Curvas originais de pressão capilar e permeabilidade relativa

4.2. DISPERSÃO NUMÉRICA

A primeira grande dificuldade, com a qual nos defrontamos, para trabalhar com malhas diferentes e fluxo multifásico, é a dispersão numérica. Nos problemas em que existe uma frente de avanço de algum fluido num meio poroso, os erros de truncamento causados pelas discretizações no espaço, conferem às soluções um efeito semelhante a uma dispersão física, que recebe o nome de dispersão numérica.

Podemos entender o que é a dispersão numérica imaginando um fluido, por exemplo água, avançando em um meio poroso linear, com um deslocamento tipo pistão. Imaginemos também que a solução do problema seja obtida por diferenças finitas, com representação dos valores nas interfaces pelo método de um ponto a montante. Esse método aproxima os valores nas interfaces pelos valores do bloco a montante. Se fizermos uma discretização suficientemente fina do meio poroso, a água avançará bloco a bloco, preenchendo-os totalmente, e atingirá a extremidade do reservatório, após o devido tempo, como um choque. Nesse caso, o valor do corte de água, definido como a relação entre vazão

de água e a vazão total, na extremidade produtora, mudará quase instantaneamente de zero para 100% no tempo de erupção de água. Se, por outro extremo, discretizarmos o meio em apenas dois blocos, por menor que seja o intervalo de tempo considerado, num primeiro instante a água começa a preencher o bloco da extremidade injetora, num segundo instante existe vazão de água entre os dois blocos e num terceiro instante já existe vazão de água na extremidade produtora. O corte de água, nesse caso, aumenta suave e continuamente de zero a 100%, a partir, praticamente, do tempo zero.

O comportamento do corte de água com o tempo é um dos parâmetros básicos do histórico a ser usado na comparação dos resultados da malha fina e grosseira. Podemos perceber, portanto, que, por mais perfeita que seja a mudança de escala das diversas propriedades, haverá sempre diferenças entre os resultados da malha fina e da grosseira, devido à dispersão numérica. Para provar e ilustrar essa afirmação, fizemos um estudo considerando um meio poroso homogêneo, tanto em 1-D como em 2-D. Se o meio poroso é homogêneo, a mudança de escala é exata, pois as propriedades equivalentes são as próprias propriedades do meio homogêneo. As figuras 4.2. e 4.3. apresentam as diferenças obtidas nas curvas de corte de água para várias malhas diferentes, em reservatórios homogêneos, linear e bidimensional, considerando os dados do PROB1.

Entre as propriedades a escalonar nos problemas de fluxo multifásico, estão as curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa. Como já foi comentado no item 1.2., uma forma de calcular as curvas, a serem utilizadas para cada bloco da malha grosseira, seria fazendo algum tipo de média das várias curvas que porventura existam, associadas aos bloquinhos componentes do bloco. No nosso caso, como sempre utilizamos curvas únicas, de pressão capilar e permeabilidade relativa, para todos os bloquinhos da malha fina, elas são também as curvas médias de todos os blocos da malha grosseira. Fica claro agora, após a discussão acima sobre reservatórios homogêneos, que se adotássemos o procedimento de médias para as curvas de pressão capilar e permeabilidade relativa, restaria ainda resolver o problema da dispersão numérica.

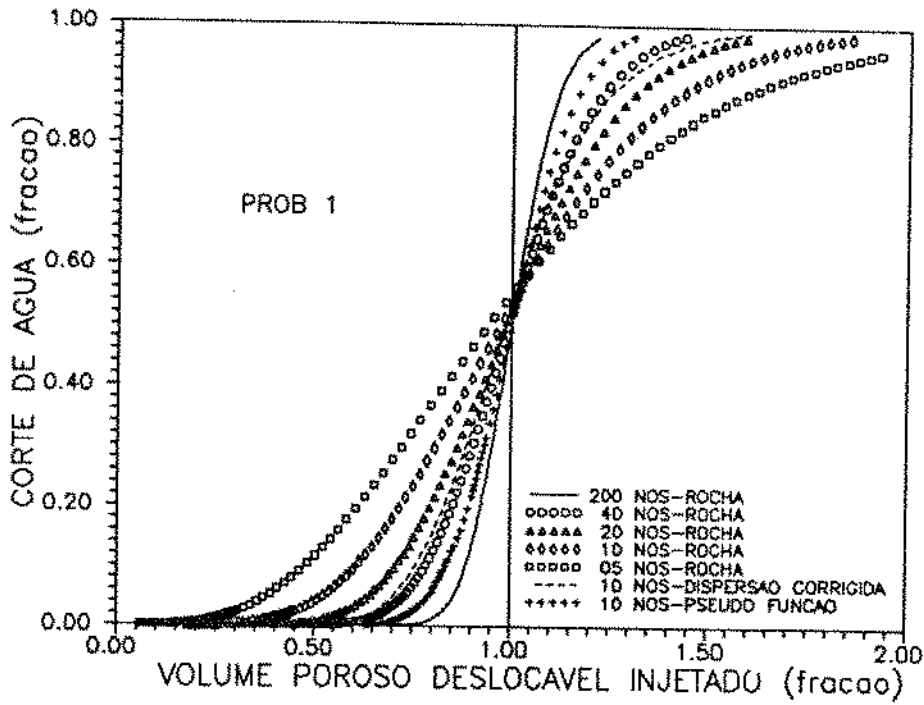


Figura 4.2 - Dispersão numérica - efeitos e correções - reservatório homogêneo linear

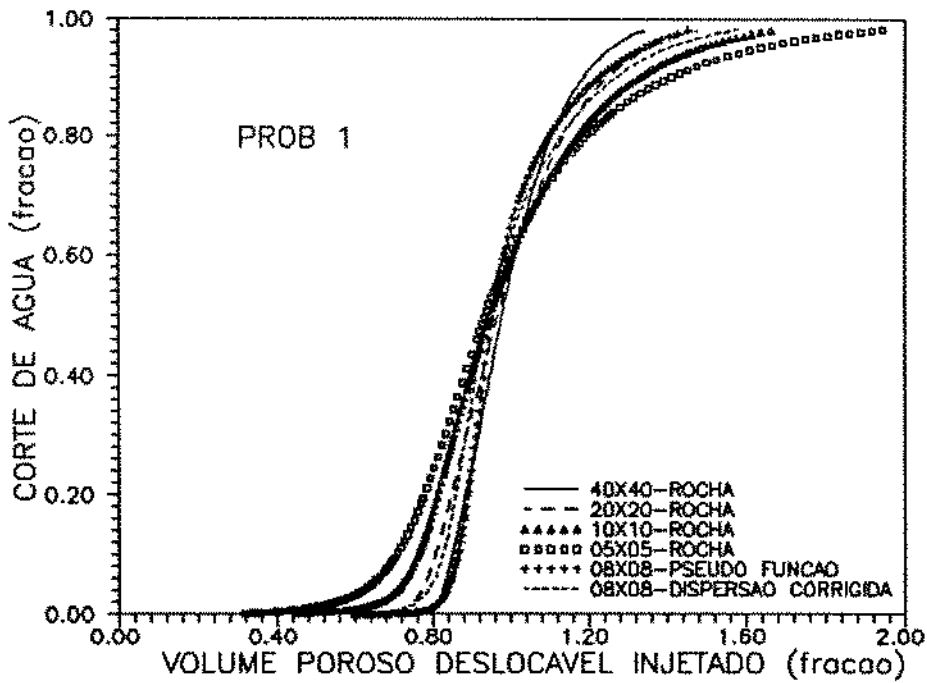


Figura 4.3 - Dispersão numérica - efeitos e correções - reservatório homogêneo bidimensional

Existem duas formas de resolver, ou melhor, minimizar o problema da dispersão numérica. A primeira é atacando diretamente as causas da dispersão numérica e a segunda é através do emprego de pseudofunções.

Pinto (1991) fez um estudo bastante completo sobre a dispersão numérica e apresentou vários métodos para minimizá-la, atacando diretamente as suas causas. No método clássico com 1 ponto a montante, a dispersão numérica ocorre principalmente devido à aproximação dos valores nas interfaces (dos quais o mais importante é a permeabilidade relativa) pelos valores a montante. Isso significa uma aproximação de primeira ordem no espaço. Segundo Pinto, o método mais eficaz em reduzir a dispersão numérica é o da Redução das Variações Totais (TVD - "Total Variation Diminishing"), apresentado pela primeira vez pelo matemático Harten (1983), com aproximação de terceira ordem no espaço. Uma versão desse método foi implantada no nosso simulador de fluxo multifásico, e utilizada para analisar a mudança de escala com o uso de curvas médias e correção da dispersão numérica.

A outra forma de enfrentar o problema da dispersão numérica é utilizando pseudofunções. No item seguinte serão apresentados vários métodos de construção das pseudofunções e resultados e análises sobre sua aplicação a problemas físicos diferentes. Porém, adiantando-nos um pouco e aproveitando as figuras 4.2. e 4.3., apresentamos os resultados da aplicação de pseudofunções e da correção da dispersão para os reservatórios homogêneos em 1-D e 2-D.

No caso linear homogêneo, com os dados do PROB1, a solução correta é a linha vertical quando o volume injetado é igual ao volume poroso deslocável. Vemos, na figura 4.2., que os resultados com a correção da dispersão pelo TVD, numa discretização de 10 nós, são próximos aos resultados sem correção com 40 nós. Com a aplicação de pseudofunções, porém, obtemos resultados, com 10 nós, próximos aos obtidos com 200 nós sem nenhuma correção.

No caso bidimensional, figura 4.3., os resultados com correção da dispersão, numa malha de 08 x 08, são melhores que os obtidos com uma malha de 20 x 20, sem correção. Utilizando pseudofunções, os resultados numa malha de 08 x 08 são bem próximos aos obtidos com uma malha de 40 x 40 sem correção.

As observações feitas permite-nos afirmar que a utilização de pseudofunções é um método eficaz na correção da dispersão numérica. Sua eficácia em também capturar os efeitos das heterogeneidades, ao fazer a mudança de escala, será testada no item seguinte. Outra vantagem das pseudofunções, em se tratando de mudança de escala, é que ao construí-las estamos já fazendo uma média das possíveis várias curvas que existam. Por outro lado, os métodos de correção da dispersão, como o TVD, têm uma gama de aplicações bem maior, como, por exemplo, nos estudos envolvendo traçadores, e são implementados diretamente nos simuladores de fluxo, fazendo as correções automaticamente.

4.3. PSEUDOFUNÇÕES

4.3.1. Definição

Pseudofunções, no contexto da transferência de escala, são as curvas fictícias de permeabilidade relativa e pressão capilar construídas para os blocos de uma malha grosseira, a partir de simulações na malha refinada. O objetivo das pseudofunções é reproduzir, através de uma simulação de fluxo na malha grosseira, o histórico de produção e a distribuição dos fluidos obtidos pela simulação de fluxo na malha fina.

Além de serem já uma forma de média das várias curvas que porventura existam para um determinado bloco, as pseudofunções reduzem a dispersão numérica e conseguem capturar alguns dos efeitos das heterogeneidades internas do bloco para o qual são construídas.

As pseudofunções utilizadas são as chamadas de dinâmicas porque não se baseiam no conceito de equilíbrio vertical. As pseudofunções que admitem o equilíbrio vertical são mais simples, porém de aplicabilidade limitada. Adotando as pseudofunções dinâmicas não precisamos verificar se o conceito de equilíbrio vertical é aplicável; caso ele

exista, as pseudofunções dinâmicas calculadas serão as mesmas que se obteriam com a aplicação do equilíbrio vertical.

As pseudofunções são construídas adotando-se certas condições de contorno, rodando um simulador multifásico e, a cada tempo, calculando a saturação média de água do bloco e tomando os valores de algumas variáveis (diferentes para cada método, como veremos no item seguinte). Com os valores dessas variáveis, consegue-se calcular as permeabilidades relativas e pressão capilar associadas à saturação média de água do bloco.

4.3.2. Construção

4.3.2.1. Métodos

Os métodos que selecionamos são aplicáveis a 3-D, mas nós só os implementamos em 2-D. As fases consideradas foram somente óleo e água.

Para construir as pseudofunções de um determinado bloco, rodamos um simulador multifásico com as informações na escala fina, considerando injeção numa extremidade e produção na outra segundo uma direção, fronteiras externas seladas na outra direção e acrescentando alguns blocos a montante e outros a jusante do bloco de interesse. A figura 4.4. apresenta o esquema utilizado para a geração das pseudofunções do bloco ij , considerando 1 bloco a montante e 1 bloco a jusante.

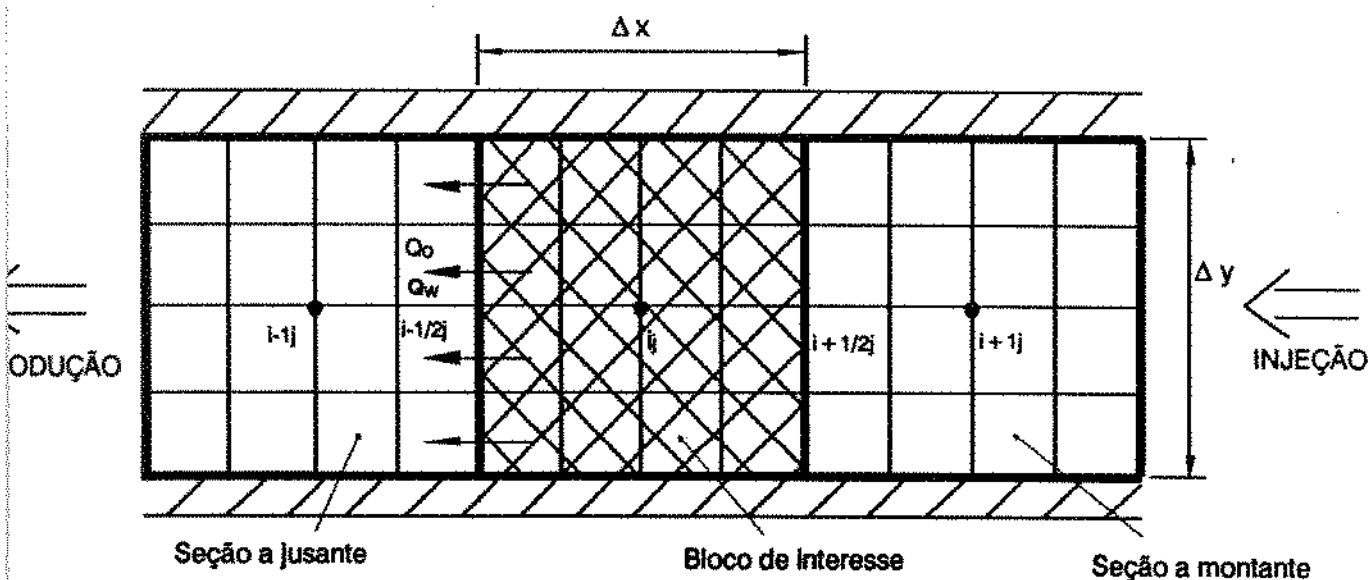


Figura 4.4. Esquema utilizado na construção das pseudofunções do bloco ij

Veremos no item 4.3.2.2. a influência do número de blocos tomados a montante e a jusante. No mínimo deve-se ter 1 bloco heterogêneo de cada lado do bloco de interesse. Quanto à direção de injeção/produção trabalhamos sempre na direção x. No item 4.3.2.5., analisaremos os efeitos de se construírem as pseudofunções também segundo a direção y.

Existem basicamente 2 métodos: o de Kyte e Berry (1975), que chamaremos de KEB nas nossas análises e o de Stone (1991)- notação STONE.

Em qualquer método, a pseudosaturação de água é obtida pela média aritmética das saturações de água dos bloquinhos internos ao bloco de interesse, ponderada pelos volumes porosos dos bloquinhos.

Quanto à pseudopressão capilar, é facilmente obtida, para qualquer método, pela diferença entre as médias (ponderadas pelas transmissibilidades) da pressão no óleo e pressão na água. Deve-se tomar o cuidado, porém, de calcular essas médias tomando somente os valores dos bloquinhos da coluna ou colunas centrais do bloco de interesse, para evitar resultados absurdos provocados pela forma de ponderação das médias.

MÉTODO KYTE E BERRY

As permeabilidades relativas são calculadas pela seguinte forma de expressar a lei de Darcy:

$$K_{rf} = \frac{Q_f \cdot \mu_f \cdot B_f \cdot \Delta x}{K_x \cdot A \cdot \Delta \Phi_f} \quad f=0,w$$

onde: Q_f = vazão da fase f em condições de superfície

- μ_f = viscosidade da fase f
- B_f = fator volume de formação da fase f
- Δx = comprimento de cada bloco
- K_x = permeabilidade absoluta equivalente na direção x, obtida pelo método Leloch
- A = área aberta ao fluxo na direção x = $\Delta y \cdot$ largura
- $\Delta \Phi_f$ = diferença de potencial da fase f na direção x

Foram testadas algumas variações do método originalmente proposto por Kyte e Berry. As diferenças estão nas posições onde são tomados os valores das vazões e dos potenciais. As variações são as seguintes, conforme suas notações:

KEB - método original de Kyte e Berry

- Q_o e Q_w - vazões que atravessam a face de saída do bloco de interesse, ou seja, em $i-1/2j$
- $\Delta\Phi$ - diferença de potencial entre $i-1j$ e ij

SAI - modificação proposta por Lasseter e outros (1986)

- Q_o e Q_w - vazões também na saída, em $i-1/2j$
- $\Delta\Phi$ - diferença de potencial entre $i-1/2j$ e $i + 1/2j$

MEI - teste

- Q_o e Q_w - vazões que atravessam o plano vertical que passa pelo centro do bloco ij
- $\Delta\Phi$ - diferença de potencial entre $i-1/2j$ e $i + 1/2j$

É fácil perceber porque as pseudocurvas de permeabilidade relativa, nos casos em que as vazões são tomadas na saída do bloco, corrigem os efeitos da dispersão numérica. Quando começa a haver vazão de água na saída do bloco, certamente a saturação média do bloco já é maior que a saturação de água conata das curvas originais. Isso faz com que a pseudocurva de permeabilidade relativa à água tenha valores menores que os das curvas originais, para uma mesma saturação de água. Então, na simulação de fluxo da malha grosseira, a produção de água é atrasada e este efeito é contrário ao da dispersão numérica que, como vimos, tende a adiantar o tempo de erupção da água. A versão MEI foi uma tentativa feita porque, em alguns casos estudados, o retardo da produção de água era excessivo.

A figura 4.5. apresenta o comportamento do corte de água obtido para um reservatório homogêneo linear com a aplicação das três versões de cálculo das pseudocurvas de permeabilidade relativa (KEB, SAI e MEI). A figura 4.6. mostra as pseudocurvas de permeabilidade relativa para as três versões construídas para um reservatório homogêneo em 2-D e a figura 4.7. apresenta os resultados de comportamento de corte de água obtidos para esse reservatório. Como se pode ver, as versões KEB e SAI fornecem praticamente os mesmos resultados e a versão MEI não corrige a dispersão numérica. Após essa análise das versões do método proposto por Kyte e Berry, passamos a trabalhar somente com versão KEB.

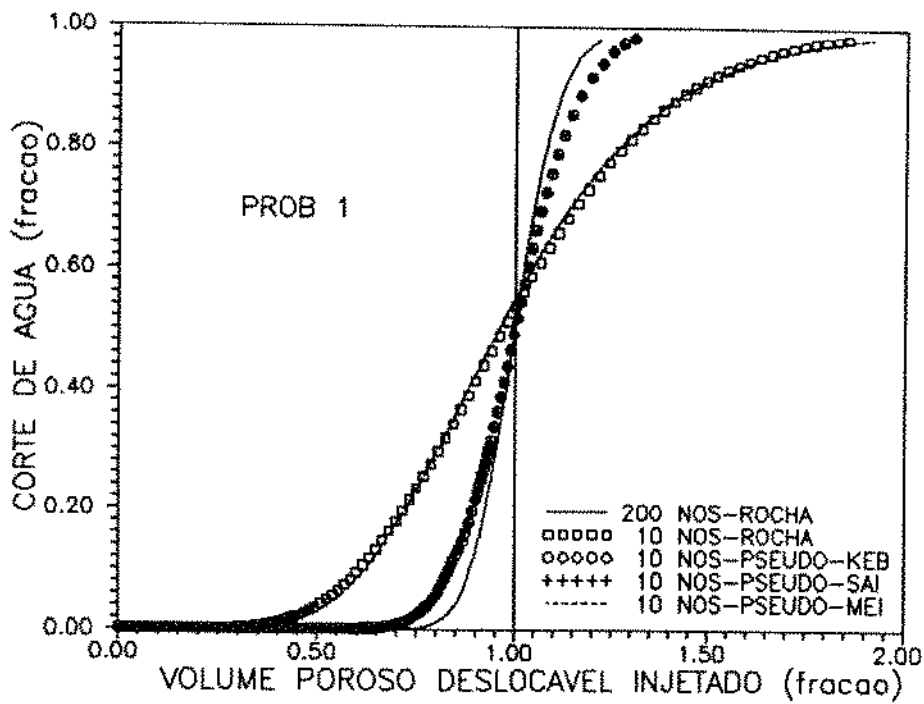


Figura 4.5 - Comparação entre os resultados obtido com três versões do método de Kyte e Berry - reservatório linear homogêneo

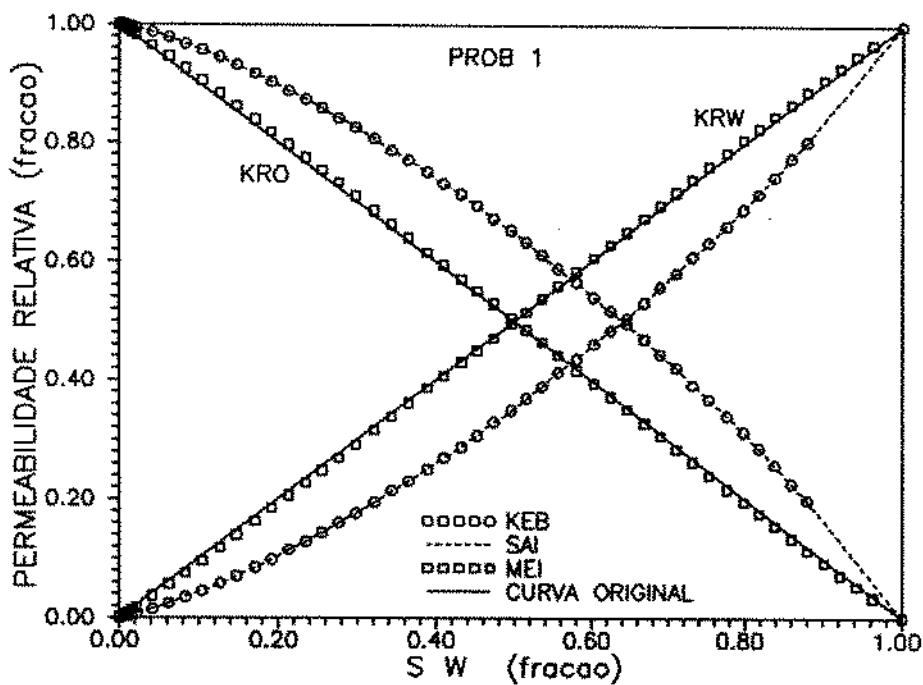


Figura 4.6 - Comparação entre as pseudocurvas de permeabilidade relativa obtidas com três versões do método de Kyte e Berry - reservatório bidimensional homogêneo

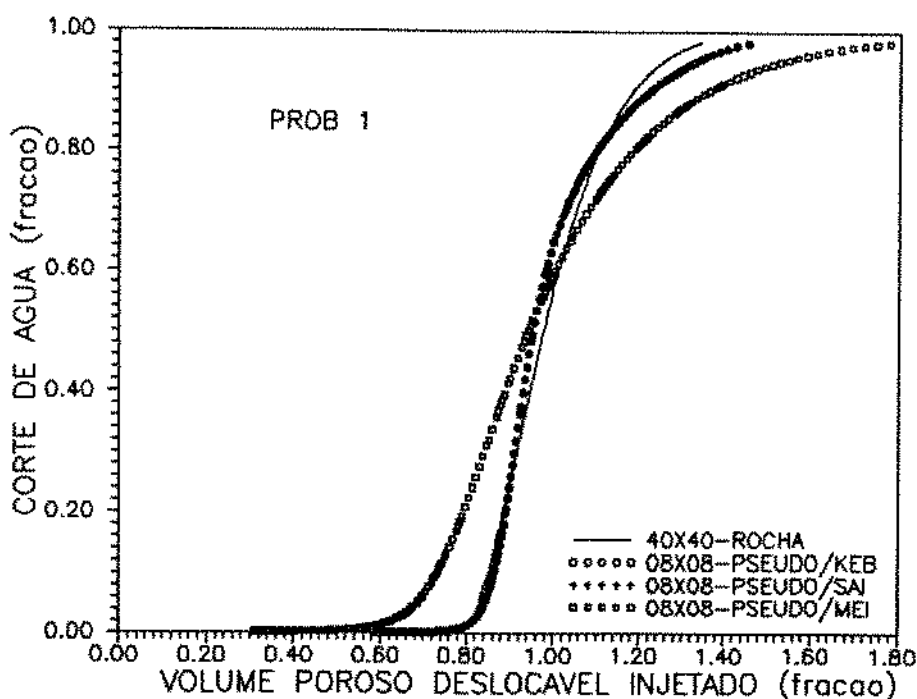


Figura 4.7 - Comparação entre os resultados obtidos com três versões do método de construção de pseudofunções proposto por Kyte e Berry - reservatório bidimensional homogêneo

MÉTODO STONE

Esse método utiliza uma formulação de fluxo fracionário e assim evita os cálculos de diferenças de potenciais necessários com a formulação da lei de Darcy do método KEB. Stone, em seu trabalho, propõe apenas as fórmulas de cálculo da mobilidade total e fluxo fracionário do óleo na face de saída do bloco de interesse.

O fluxo fracionário do óleo (f_o) é calculado como a média dos fluxos fracionários em cada bloquinho da face de saída, ponderada pelas respectivas vazões totais. A mobilidade total (λ_t), por sua vez, é a média ponderada pelas transmissibilidades.

Stone não comenta em seu trabalho, mas no simulador de fluxo precisamos dos valores das permeabilidades relativas. A teoria de fluxo fracionário nos fornece as fórmulas necessárias para o cálculo das permeabilidades relativas, a partir dos valores f_o e λ_t .

$$f_o = \frac{q_o}{q_t}$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_t}$$

$$\lambda_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o}$$

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w}$$

$$\lambda_t = \lambda_o + \lambda_w$$

$$f_w = \frac{1 + \frac{kA}{q_t} \lambda_o \frac{\partial P_c}{\partial x}}{1 + \frac{\lambda_o}{\lambda_w}}$$

onde:

- q_o = vazão de óleo
- q_w = vazão de água
- q_t = vazão total
- λ_o = mobilidade do óleo
- λ_w = mobilidade da água
- λ_t = mobilidade total
- f_o = fluxo fracionário do óleo
- f_w = fluxo fracionário da água
- k = permeabilidade absoluta equivalente
- A = área aberta ao fluxo
- P_c = pressão capilar

Quando o gradiente de pressão capilar é nulo, os cálculos são simples, ou seja:

$$k_{ro} = f_o \cdot \lambda_t \cdot \mu_o$$

$$k_{rw} = \lambda_t \cdot (1 - f_o) \cdot \mu_w$$

Porém, quando $\frac{\partial P_c}{\partial x} \neq 0$, o valor de λ_o é calculado como a maior raiz da seguinte

equação do 2º grau:

$$B \lambda_o^2 + (1 - B \lambda_t) \lambda_o - (1 - f_w) \lambda_t = 0$$

$$\text{onde: } B = \frac{kA}{qt} \frac{\delta P_c}{\delta x}$$

com o valor de λ_0 , calculamos as permeabilidades relativas.

$$k_{ro} = \lambda_0 \cdot \mu_o$$

$$k_{rw} = (\lambda_t - \lambda_0) \cdot \mu_w$$

COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS KEB E STONE

A figura 4.8. apresenta as diferenças entre pseudocurvas construídas para alguns blocos da POP1, no caso do PROB1, para os dois métodos. Para um mesmo bloco, as maiores diferenças, entre as curvas construídas pelos dois métodos, ocorrem porque no método KEB a permeabilidade relativa inicial ao óleo, ou seja, para saturação de água igual à saturação de água conata, não é necessariamente igual à da curva original. Isso ocorre no método KEB quando existe um contraste grande entre as permeabilidades da metade a montante e da metade a jusante do bloco. Nos blocos onde as permeabilidades da metade a jusante são bem mais elevadas que as da metade a montante, a queda de pressão, que é calculada a jusante, é pequena em relação à vazão de óleo e o valor de k_{ro} inicialmente é maior que 1.0. Uma situação inversa provoca valores de k_{ro} menores que 1.0. Já no método STONE, o valor inicial de k_{ro} é sempre 1, pois inicialmente $f_o = 1$, considerando-se a saturação de água inicial igual à saturação de água conata.

Apesar dessas diferenças, vemos pelas figuras 4.9 e 4.10 que os resultados de simulação de fluxo, com as pseudopermeabilidades relativas obtidas pelos dois métodos, são praticamente os mesmos. A pressão no poço produtor é afetada pelo valor de k_{ro} inicial calculado para o bloco do poço produtor. Quando esse valor é diferente do da curva original, o gráfico de pressão no poço produtor mostra diferenças entre os métodos, mas essas diferenças não ultrapassam 3%. As mesmas verificações foram feitas para as outras populações e os outros problemas.

Quanto à vantagem, apregoada por Stone em seu trabalho, de que seu método não é função das vazões, veremos no item 4.3.2.3. que também o seu método fornece pseudocurvas diferentes para vazões diferentes, quando a pressão capilar é diferente de zero.

De qualquer forma, recomendamos a utilização do método STONE por ser mais simples de programar, não requerer cálculos das diferenças de potencial e por sempre fornecer valor inicial de k_{ro} igual ao da curva original.

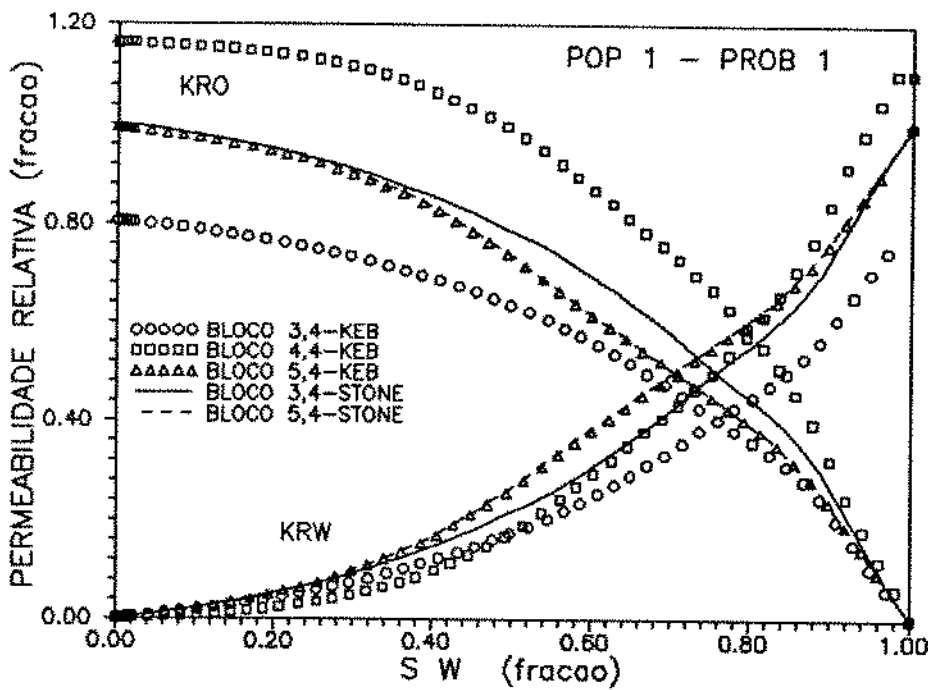


Figura 4.8 - Comparação entre as pseudocurvas de permeabilidade relativa construídas pelos métodos KEB e STONE

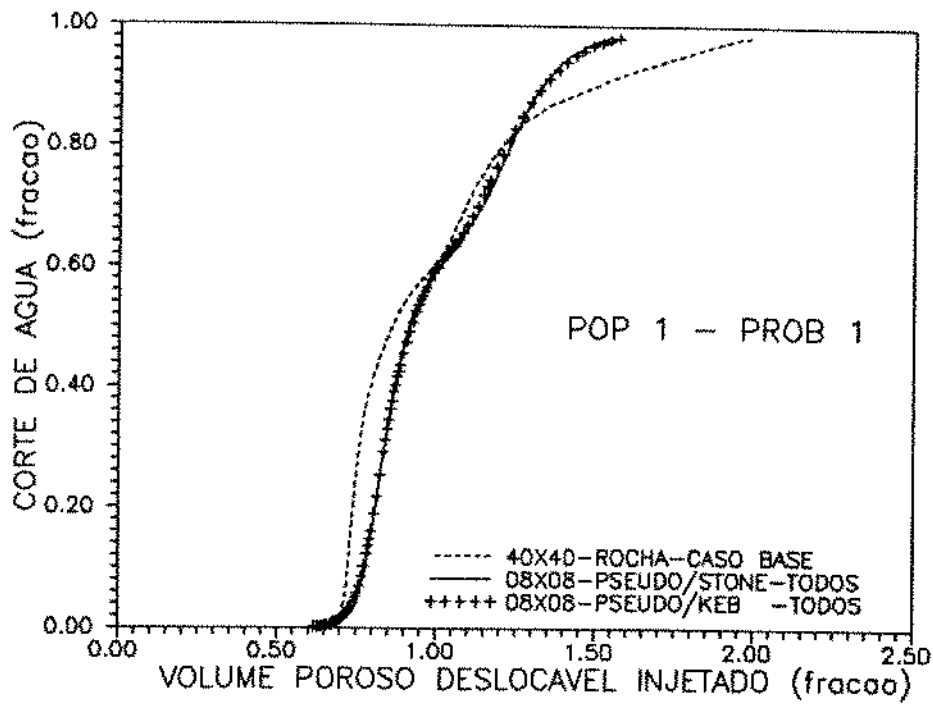


Figura 4.9 -Comparação entre os históricos de corte de água obtidos com pseudofunções construídas pelos métodos KEB e STONE

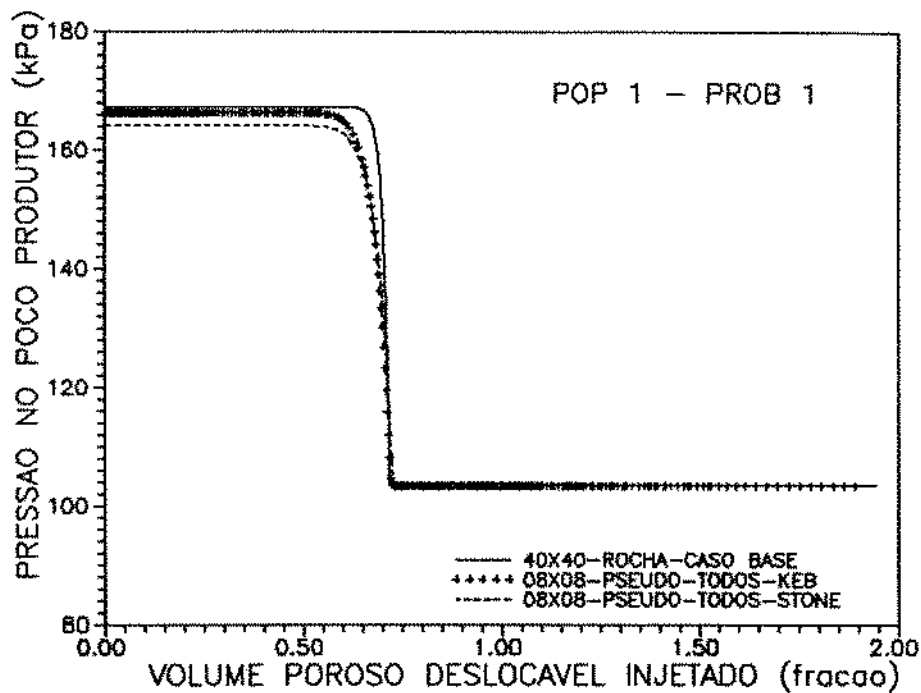


Figura 4.10 -Comparação entre os históricos de pressão no poço produtor obtidos com pseudofunções construídas pelos métodos KEB e STONE

4.3.2.2. Influência do Número de Blocos

Neste item analisaremos a influência do número de blocos tomados a montante e a jusante do bloco de interesse, para a construção das pseudofunções.

Para evitar efeitos de borda e pela própria forma de construir as pseudofunções, deve-se ter sempre 1 bloco a montante e 1 bloco a jusante. Visando tornar as pseudofunções mais consistentes, estes blocos adjacentes ao bloco de interesse são os blocos heterogêneos dessas posições na população considerada. Quando o bloco de interesse está na extremidade esquerda (produção) do reservatório, o bloco a jusante é criado como sendo igual ao bloco de interesse. Quando, ao contrário, está na extremidade direita (injeção), o bloco a montante é criado igual ao bloco de interesse. Os demais blocos tomados a montante ou a jusante são homogêneos com valores de porosidade e permeabilidade iguais aos valores equivalentes do bloco de interesse calculados pelo método LELOCH.

A figura 4.11. mostra a influência do número de blocos a montante na construção das pseudocurvas de permeabilidade relativa. No exemplo da figura, o bloco de interesse foi o bloco (3,4) da malha 8x8 gerada a partir da POP1 e o método aplicado foi o KEB. Esse bloco, por sua distribuição interna das permeabilidades, fornece valores de k_{ro} iniciais menores que 1.0. O problema considerado foi o PROB1, ou seja, as curvas originais são retas 0-1. Vemos pela figura 4.11 que, quanto mais blocos tomamos a montante, mais as pseudocurvas se aproximam das curvas originais.

Percebe-se também que, acima de 4 blocos a montante, as diferenças nas curvas não são significativas. Quanto menos blocos a montante, menor é a curva de permeabilidade relativa à água e, conseqüentemente, como podemos ver na figura 4.12, maior é o atraso no tempo de erupção da água e piores são os resultados comparados com os obtidos de simulação em malha fina.

Observações semelhantes foram feitas para o método STONE, outros blocos e populações e outros problemas.

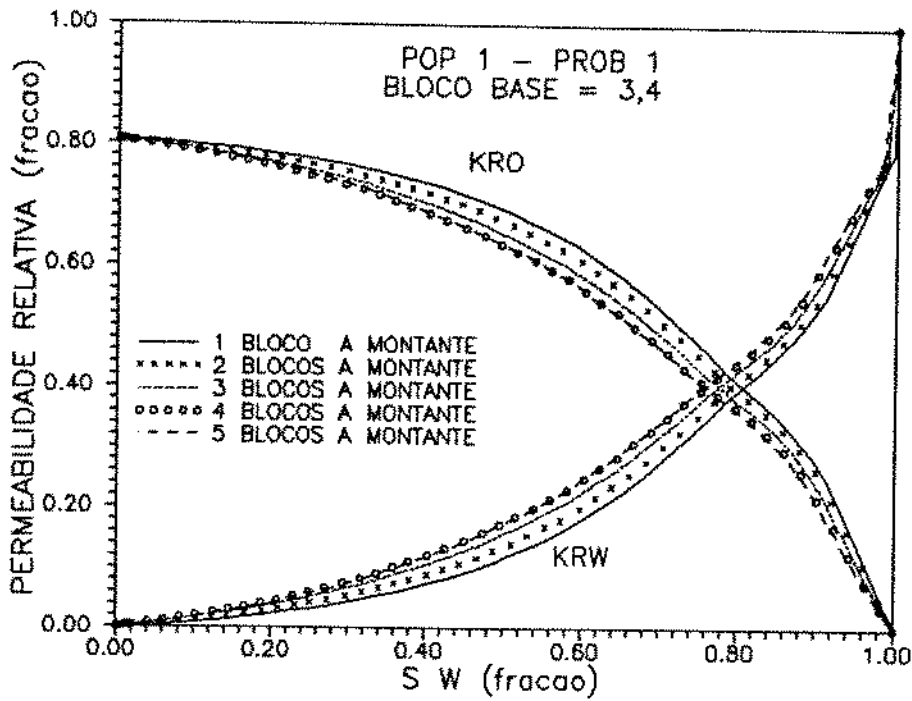


Figura 4.11 - Influência do número de blocos a montante nas permeabilidades relativas

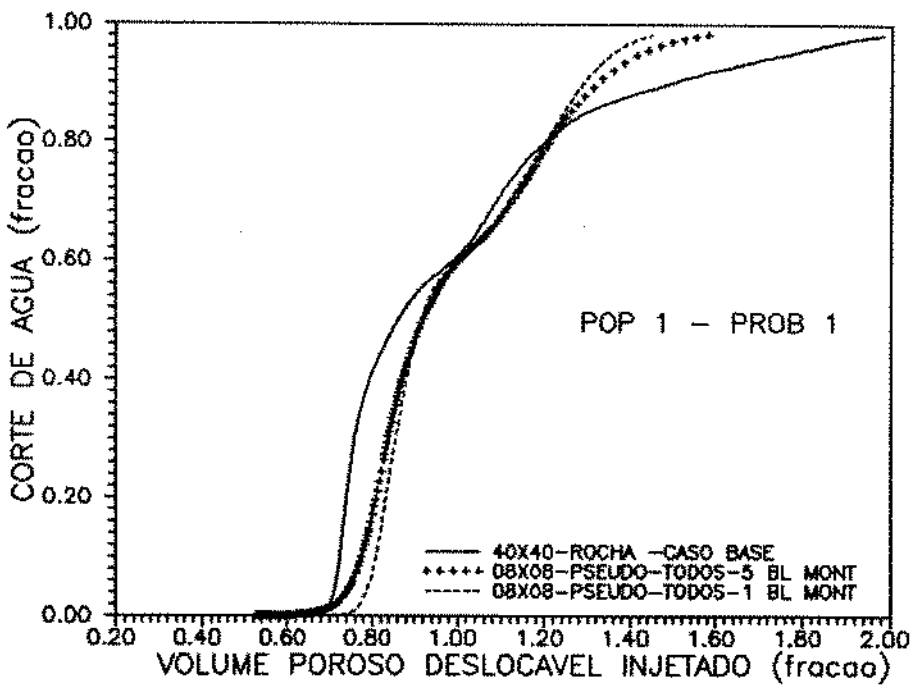


Figura 4.12 - Influência do número de blocos a montante nos históricos de corte de água

A figura 4.13 ilustra a influência do número de blocos a montante na construção das pseudocurvas de pressão capilar, para o bloco (5,4), POP1 e PROB3. Percebe-se que a pseudopressão capilar é pouco afetada.

Quanto a influência do número de blocos a jusante, vemos pela figura 4.14 que, nos problemas onde a pressão capilar é nula, não há qualquer influência do número de blocos a jusante na construção das pseudocurvas de permeabilidade relativa. No entanto, nos problemas com pressão capilar não nula, quanto mais blocos são tomados a jusante, mais as curvas se afastam das curvas originais, ou seja, menor é a permeabilidade relativa à água e, conseqüentemente, maior é o atraso no tempo de erupção da água e maiores as diferenças entre os resultados da malha grosseira e da malha fina. Isso pode ser visto nas figuras 4.15 e 4.16, onde se nota perfeitamente que os melhores resultados são obtidos com 1 bloco a jusante e 5 blocos a montante. A figura 4.17 mostra que também a influência do número de blocos a jusante na construção das pseudocurvas de pressão capilar, é desprezível.

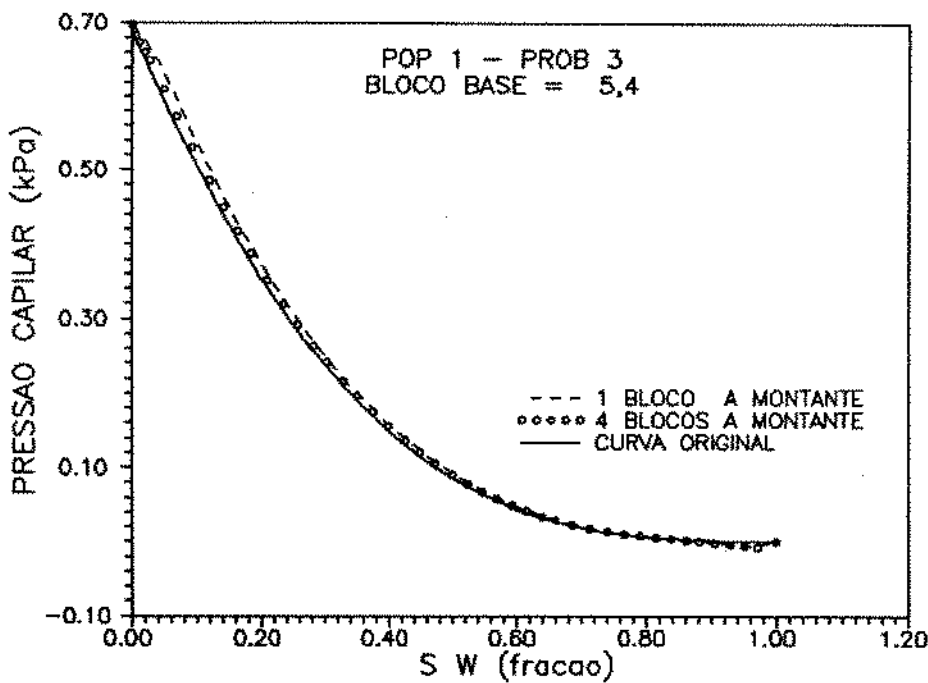


Figura 4.13 - Influência do número de blocos a montante nas pseudocurvas de pressão capilar

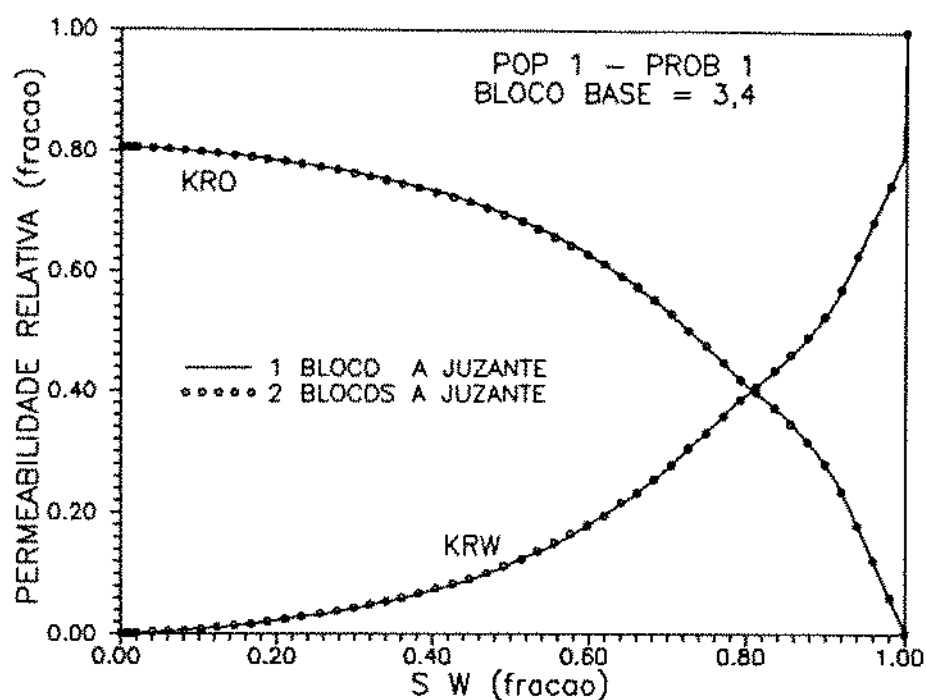


Figura 4.14 - Influência do número de blocos a jusante nas pseudocurvas de permeabilidade relativa - pressão capilar original nula

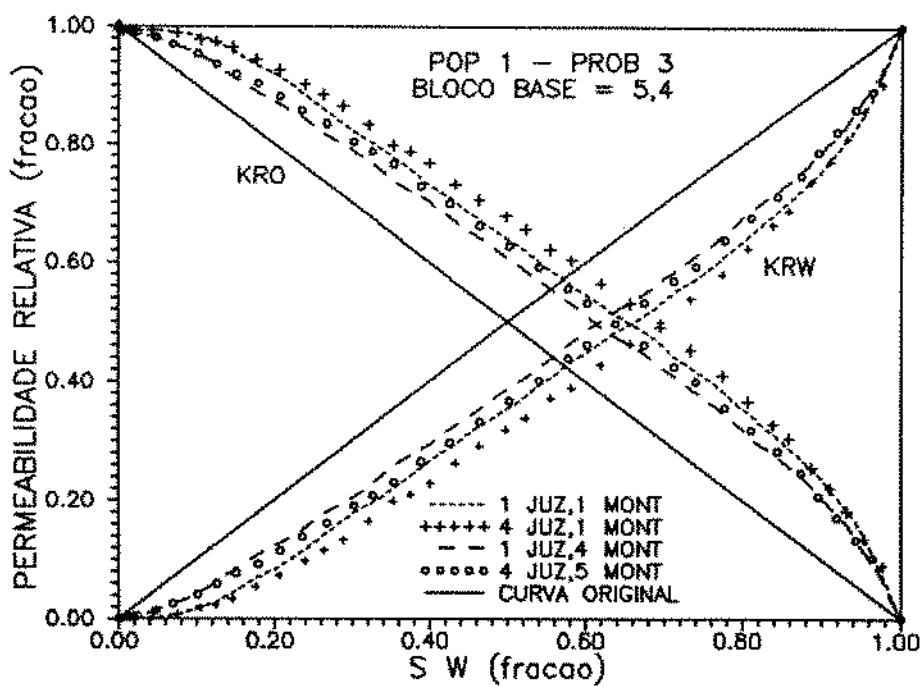


Figura 4.15 - Influência do número de blocos a jusante e a montante nas pseudocurvas de permeabilidade relativa - pressão capilar original não nula

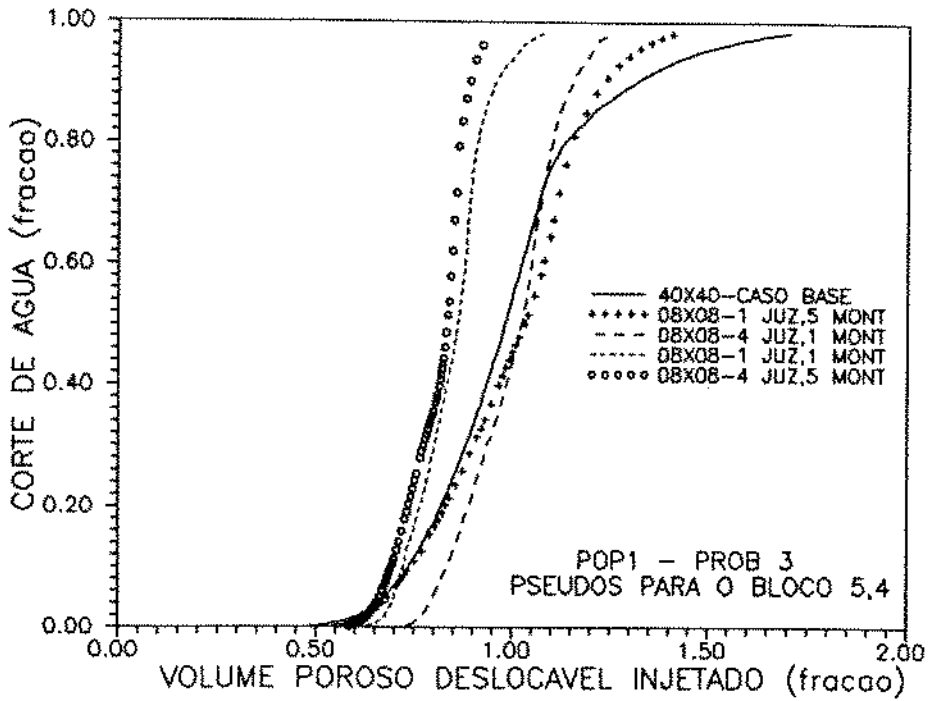


Figura 4.16 - Influência do número de blocos a jusante e a montante nos históricos de corte de água - pressão capilar original não nula

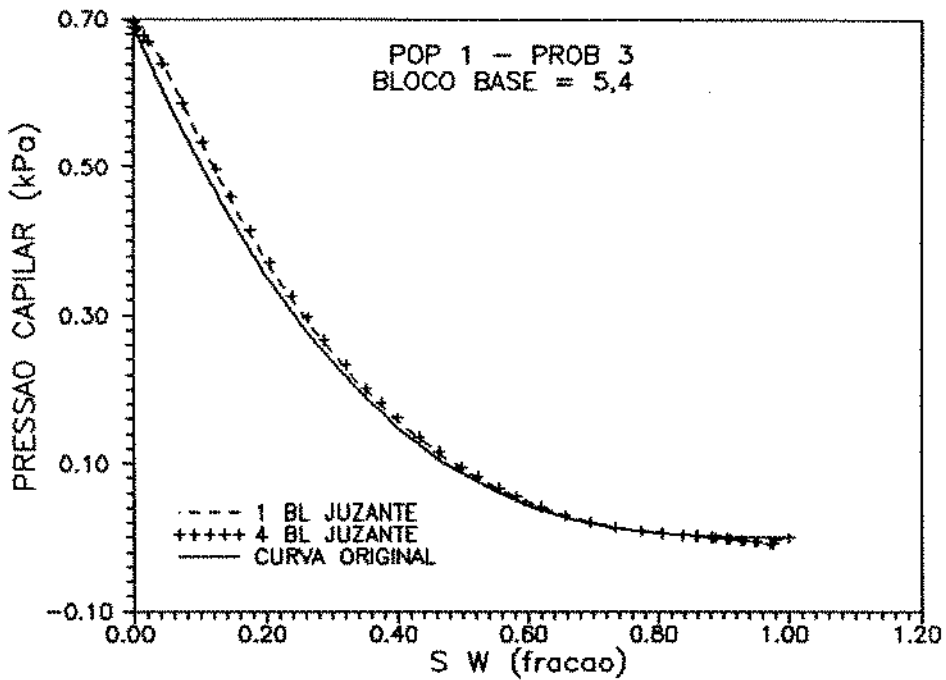


Figura 4.17 - Influência do número de blocos a jusante e a montante nas pseudocurvas de pressão capilar - pressão capilar original não nula

4.3.2.3. Influência das Vazões

Neste item analisaremos a influência das vazões utilizadas na construção das pseudofunções.

Aplicamos a fórmula abaixo para calcular as vazões de injeção e produção a serem utilizadas na construção das pseudofunções:

$$Q_{tc} = Q_{ts} \times \frac{N_{bc}}{N_{bs}} \quad t = \text{injeção, produção}$$

onde:

- Q_{tc} = vazão de injeção ou produção utilizada na construção das pseudofunções
- Q_{ts} = vazão de injeção ou produção do problema simulado em seção vertical
- N_{bc} = número de bloquinhos utilizados na construção das pseudofunções
- N_{bs} = número de bloquinhos da seção vertical original

Com essa fórmula, procuramos construir as pseudofunções fazendo passar, pelo bloco de interesse, vazões de mesma ordem de grandeza das que passam durante a simulação de fluxo. Este cuidado é necessário, pois, como veremos em alguns casos, as vazões utilizadas na construção das pseudofunções podem afetar as curvas obtidas.

As figuras 4.18 e 4.19 mostram que, nos problemas em que a pressão capilar é zero, as pseudocurvas de permeabilidade relativa quase não são influenciadas pelas vazões utilizadas na sua construção, independente do método aplicado. Quando, porém, existe pressão capilar, as pseudocurvas sofrem variações em função das vazões utilizadas, tanto para o método KEB como para o método STONE. A influência das vazões na pseudopermeabilidade relativa pode ser vista na figura 4.20. Quanto à influência sobre a pseudopressão capilar, apesar de existir, é pequena.

As diferenças nas pseudocurvas ocorrem principalmente devido ao efeito de dispersão física provocado pela pressão capilar. Quanto menores as vazões, mais se nota a dispersão física, ou seja, maior é a permeabilidade relativa à água para uma mesma pseudosaturação de água e mais cedo ocorre a erupção da água.

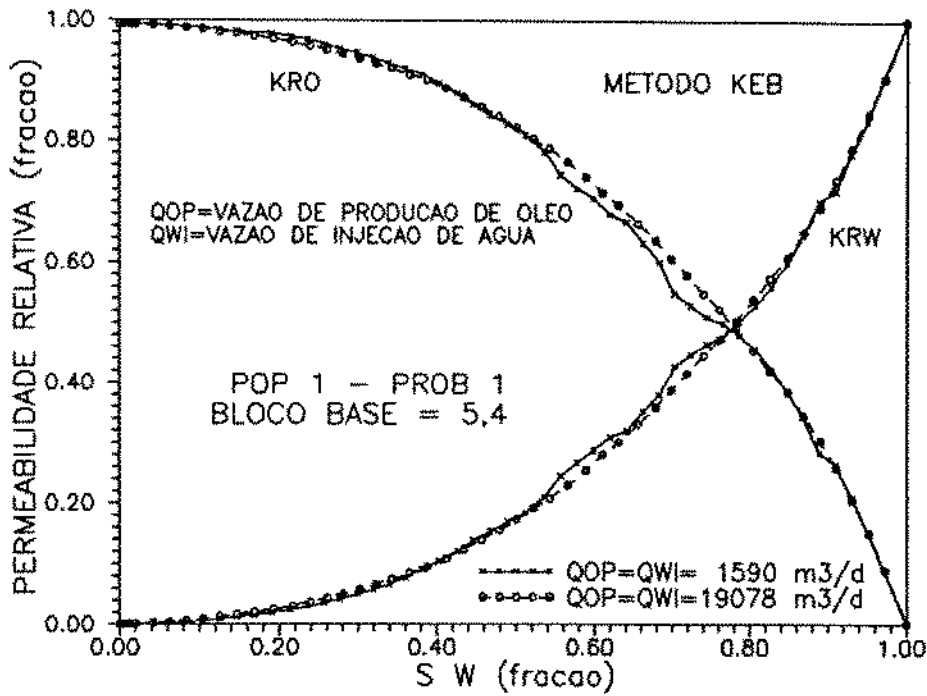


Figura 4.18 - Influência das vazões nas pseudocurvas de permeabilidade relativa - pressão capilar original nula (PROB1)

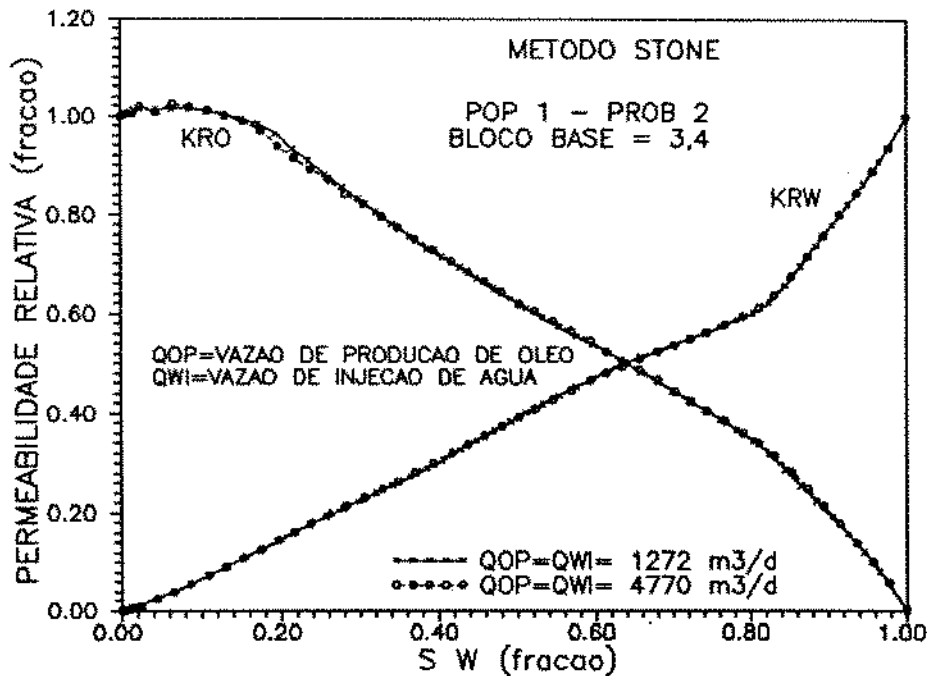


Figura 4.19 - Influência das vazões nas pseudocurvas de permeabilidade relativa - pressão capilar original nula (PROB2)

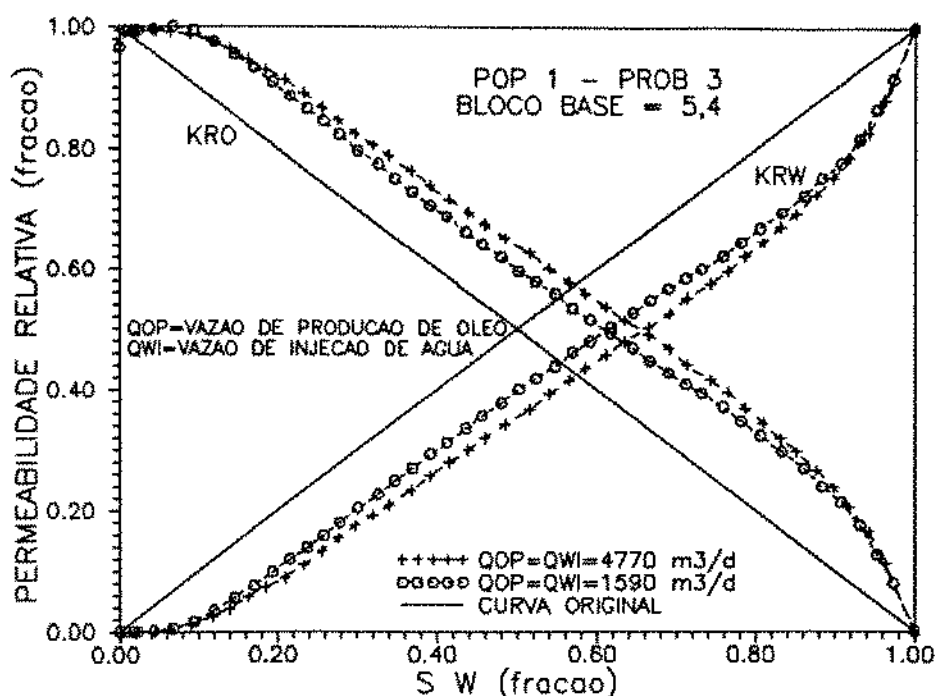


Figura 4.20 - Influência das vazões nas pseudocurvas de permeabilidade relativa - pressão capilar original não nula (PROB3)

Vemos, na figura 4.21, que os resultados da simulação de fluxo também são afetados pelas vazões com que as pseudofunções são construídas, mas que isso não chega a comprometer o bom desempenho das pseudofunções em reproduzir os resultados da malha fina. Vemos também que a fórmula de cálculo das vazões a utilizar na construção das pseudofunções tem sentido, pois os melhores resultados são obtidos quando utilizamos, no caso da figura 4.21, as vazões (Q_{ts}) de $4770 \text{ m}^3/\text{d}$, que são as mesmas utilizadas nas simulações de fluxo do problema apresentado.

4.3.2.4. Representatividade das pseudofunções

Sob esse título, queremos analisar se as pseudofunções podem ser construídas para um único bloco qualquer e utilizadas como válidas para todos os blocos, ou se é necessário construir pseudofunções para todos os blocos.

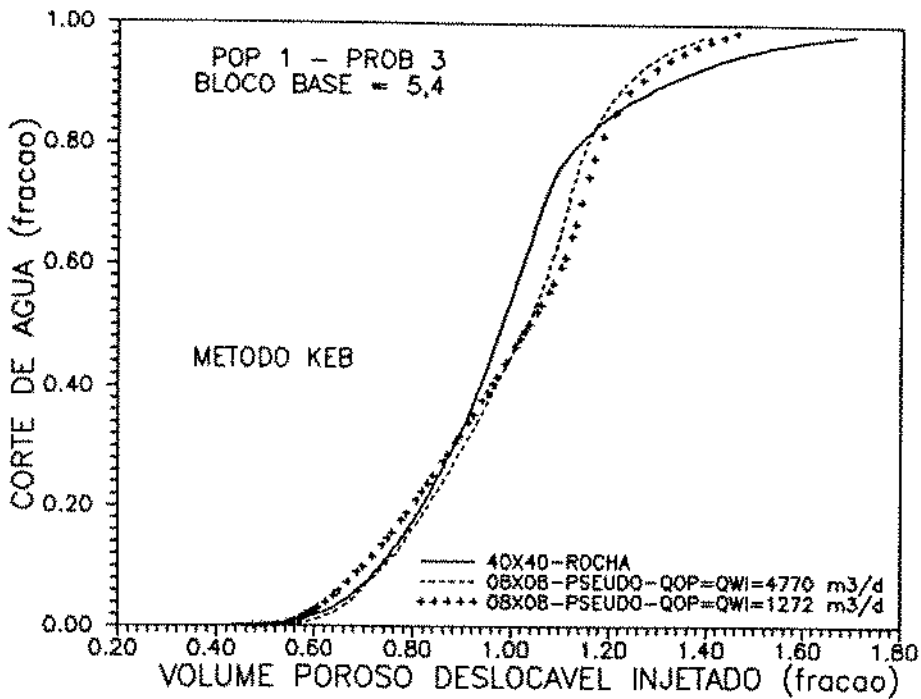


Figura 4.21 - Influência das vazões na construção das pseudofunções nos históricos de corte de água - pressão capilar original não nula (PROB3)

Pudemos observar, na figura 4.8, que as pseudocurvas são diferentes para cada bloco. Quanto mais heterogênea for a população, maiores as diferenças entre as pseudocurvas para cada bloco. Veremos, no item 4.3.3., que algumas combinações de populações e problemas são mais favoráveis ao bom desempenho das pseudofunções e outras menos favoráveis. A figura 4.22 mostra uma situação menos favorável às pseudofunções, que é o PROB1 e com a POP1, que tem diferenças grandes entre os blocos. Nesse caso, fica evidente que os resultados obtidos com a construção das pseudofunções para um único bloco não são satisfatórios. Na figura 4.23, vemos o mesmo problema desfavorável, ou seja, o PROB1, mas a população é a POP2 que, por ter valores totalmente aleatórios nos bloquinhos, confere aos blocos da malha grosseira uma certa feição de homogeneidade. Neste caso, as diferenças entre os resultados obtidos com a construção das pseudofunções para um só bloco ou para todos os blocos são menores. A figura 4.24 mostra que para um problema favorável, o PROB3, mesmo numa população bastante heterogênea, a POP3, os resultados construindo as pseudofunções para um só bloco já são bem razoáveis.

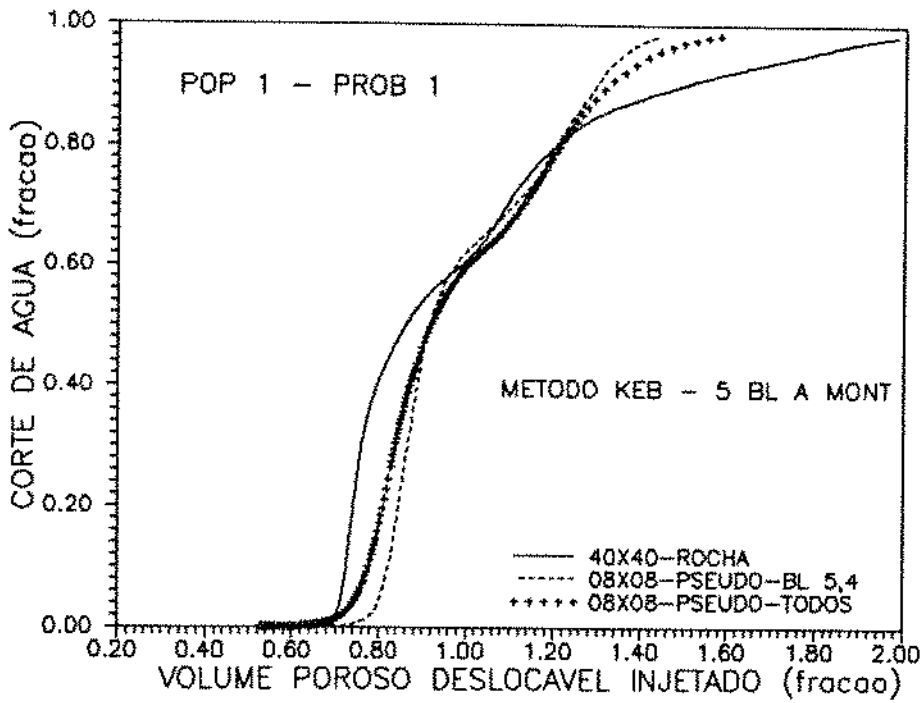


Figura 4.22 - Influência de se construir as pseudofunções para todos os blocos ou para só 1 - POP1 - PROB1

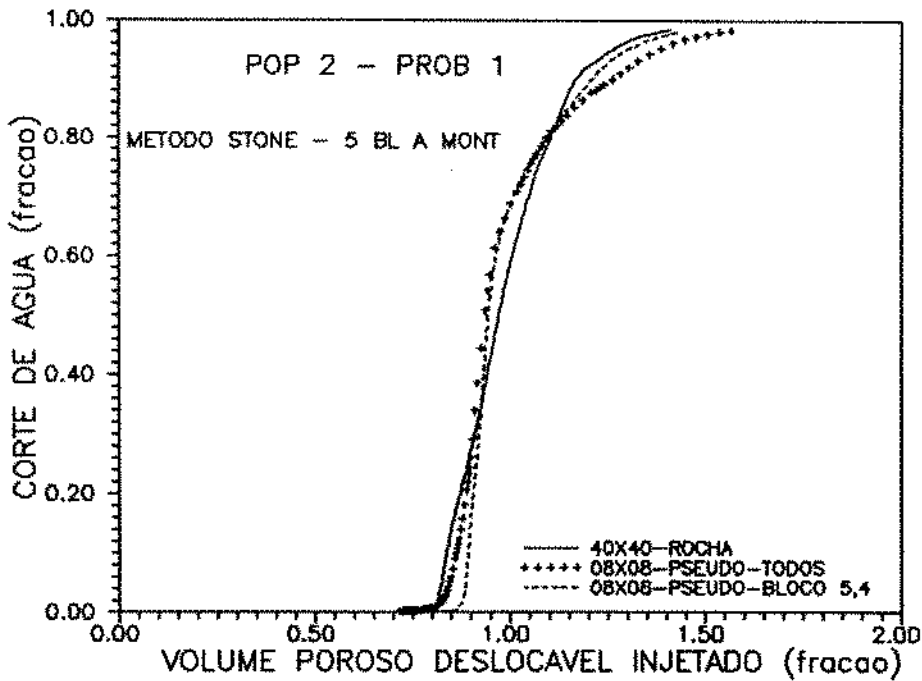


Figura 4.23 - Influência de se construir as pseudofunções para todos os blocos ou para só 1 - POP2 - PROB1

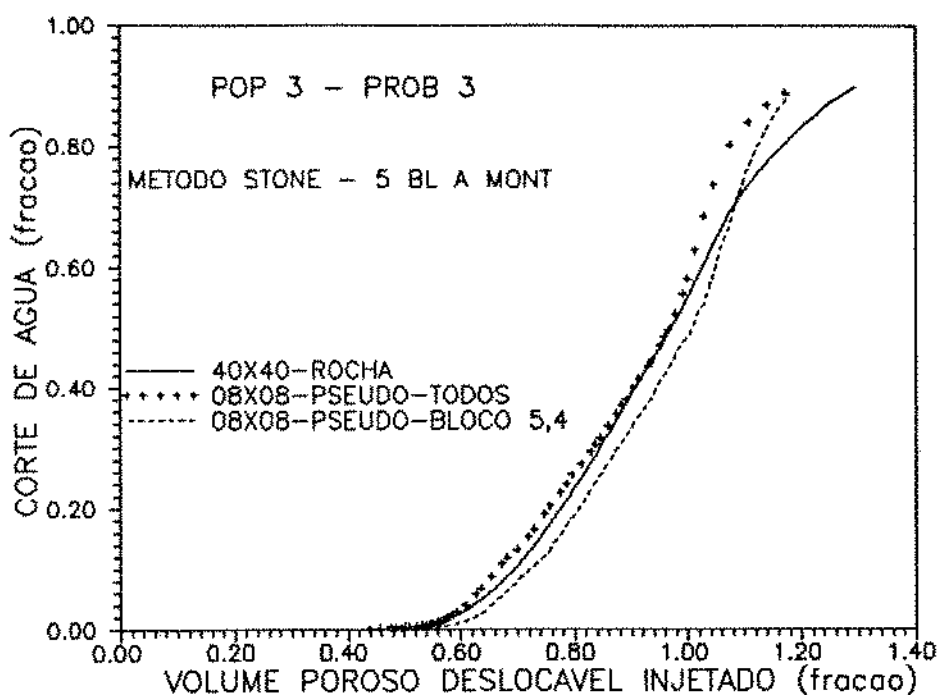


Figura 4.24 - Influência de se construir as pseudofunções para todos os blocos ou para só 1 - POP3 - PROB3

4.3.2.5. Anisotropia das pseudofunções

Como vimos no item 4.3.2.1, as pseudofunções que utilizamos foram sempre construídas segundo a direção x de injeção/produção. Nesse item analisaremos a influência de se construir as pseudocurvas de permeabilidade relativa também segundo a direção y , ou seja, tomar blocos acima e abaixo do bloco de interesse, ao invés de tomá-los à direita e à esquerda, e efetuar a injeção e produção na direção y .

É fácil perceber que as pseudocurvas construídas na direção x ou na direção y podem ser diferentes para um mesmo bloco. Basta tomarmos, como exemplo extremo, um bloco com uma coluna de bloquinhos impermeáveis. Para um bloco assim, não se consegue fluxo na direção x e, portanto, não é possível construir as pseudocurvas segundo essa direção, o que é até desnecessário, pois a permeabilidade efetiva (produto da permeabili-

dade relativa pela permeabilidade absoluta) é comandada pela baixa permeabilidade absoluta. Nesses casos, pode-se tomar qualquer curva para a pseudopermeabilidade relativa, segundo essa direção. No entanto, segundo a direção y , é perfeitamente possível a construção das pseudocurvas.

Quando temos as pseudocurvas de permeabilidade relativa para as duas direções, a permeabilidade efetiva na direção x é obtida pela multiplicação da permeabilidade absoluta equivalente na direção x pela permeabilidade relativa gerada para essa direção. A permeabilidade efetiva na direção y é obtida de forma similar, multiplicando os valores obtidos para a direção y .

Construímos pseudocurvas também seguindo a direção y para dois casos desfavoráveis, com populações bastante heterogêneas, ou seja, POP1- PROB1 e POP3- PROB1. Os resultados de simulação de fluxo para esses casos estão apresentados nas figuras 4.25 e 4.26, onde se vê que quase não houve diferenças entre a construção das pseudocurvas só na direção x e construindo-as segundo as duas direções. Isso aconteceu mesmo com a POP3, onde vários blocos têm barreiras impermeáveis segundo alguma direção.

A explicação para isso deve ser a relação entre o comprimento da nossa seção vertical e a sua altura. Como essa relação, para a seção vertical considerada, é de 20, a transmissibilidade absoluta de um bloco isotrópico na direção y é 20 vezes maior que na direção x . Isso faz com que haja um rápido equilíbrio dos potenciais na direção y e o fluxo se dê muito preferencialmente na direção x , reduzindo sensivelmente a importância de qual permeabilidade relativa utilizar nos cálculos dos fluxos na direção y .

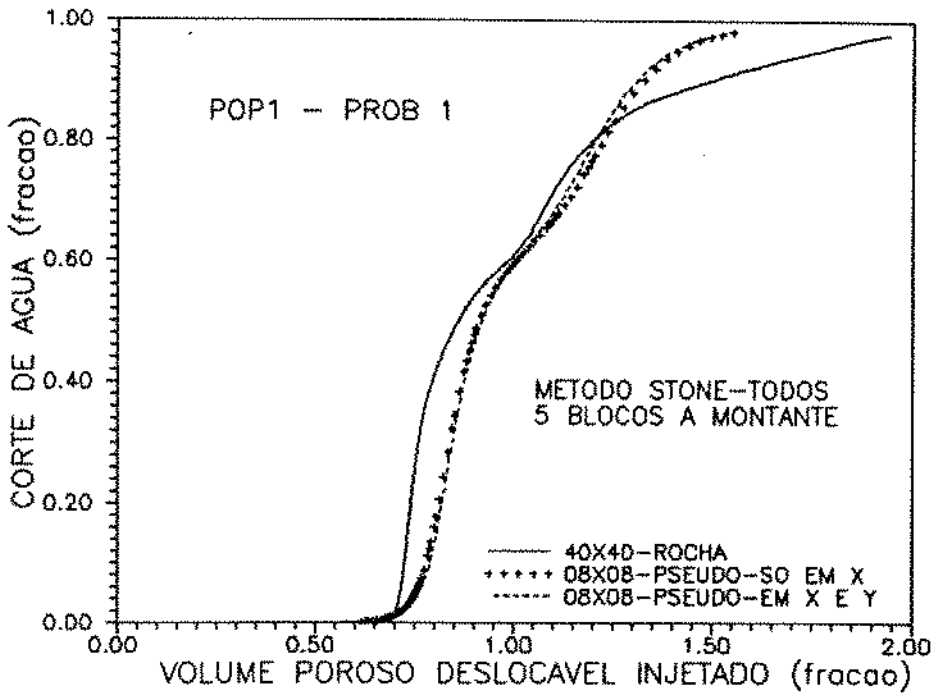


Figura 4.25 - Verificação da anisotropia das pseudofunções - POP1 - PROB1

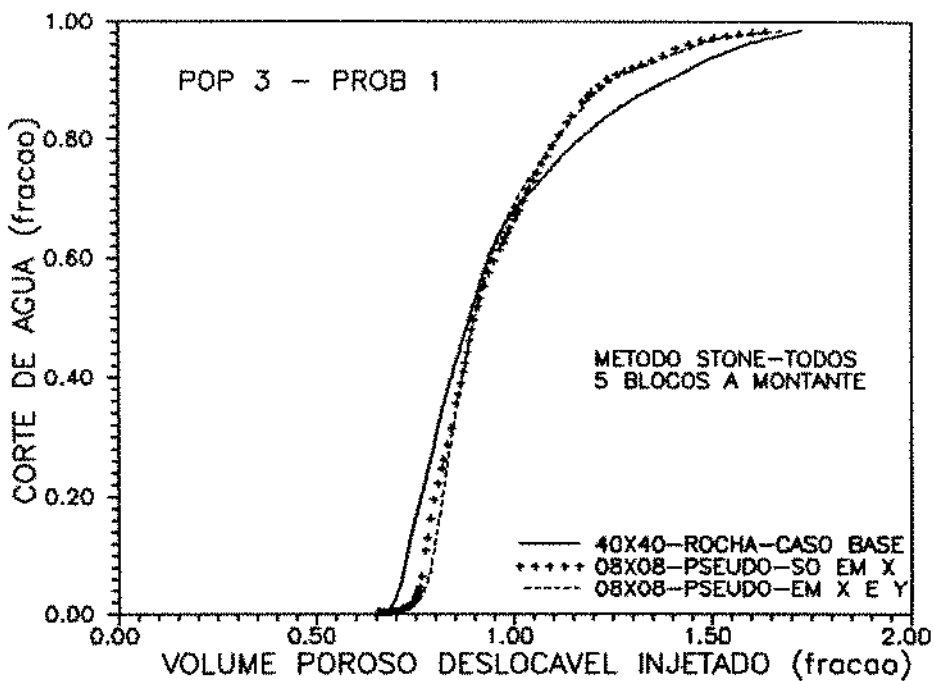


Figura 4.26 - Verificação da anisotropia das pseudofunções - POP3 - PROB1

4.3.3. Resultados e análises

Nesse item apresentaremos e analisaremos os resultados da aplicação das pseudofunções aos quatro problemas definidos no item 4.1., para as três populações geradas.

As figuras 4.27 a 4.38 apresentam os gráficos de corte de água versus volume poroso deslocável injetado para os 12 casos analisados (3 populações e 4 problemas). Os valores de volume poroso deslocável injetado são obtidos pela relação entre o volume injetado e o volume poroso deslocável. Em cada gráfico, são apresentados os resultados obtidos para a malha fina e para três situações na malha grosseira. As situações na malha grosseira representam as três formas de efetuar a mudança de escala em problemas de fluxo multifásico. São elas, conforme a notação dos gráficos:

ROCHA - utilização de curvas médias, sem nenhum tratamento para a dispersão;

DISPERSÃO CORRIGIDA - utilização de curvas médias e correção da dispersão pelo método TVD;

PSEUDO - utilização de pseudofunções, construídas para todos os blocos (notação: TODOS) ou somente para um bloco qualquer, que foi fixado como sendo o bloco (5,4) para todos os casos (notação: BLOCO 5,4).

As figuras 4.39 a 4.50 apresentam os mapas de saturação de água no tempo de erupção, na malha fina e nas três situações da malha grosseira, para os 12 casos estudados.

Na tabela abaixo, classificamos a eficácia das pseudofunções em reproduzir os resultados da malha fina em três categorias: A = ALTA, M = MÉDIA e B = BAIXA. Isso foi feito para os 12 casos estudados, analisando qualitativamente os gráficos de corte de água ou os mapas de saturação de água.

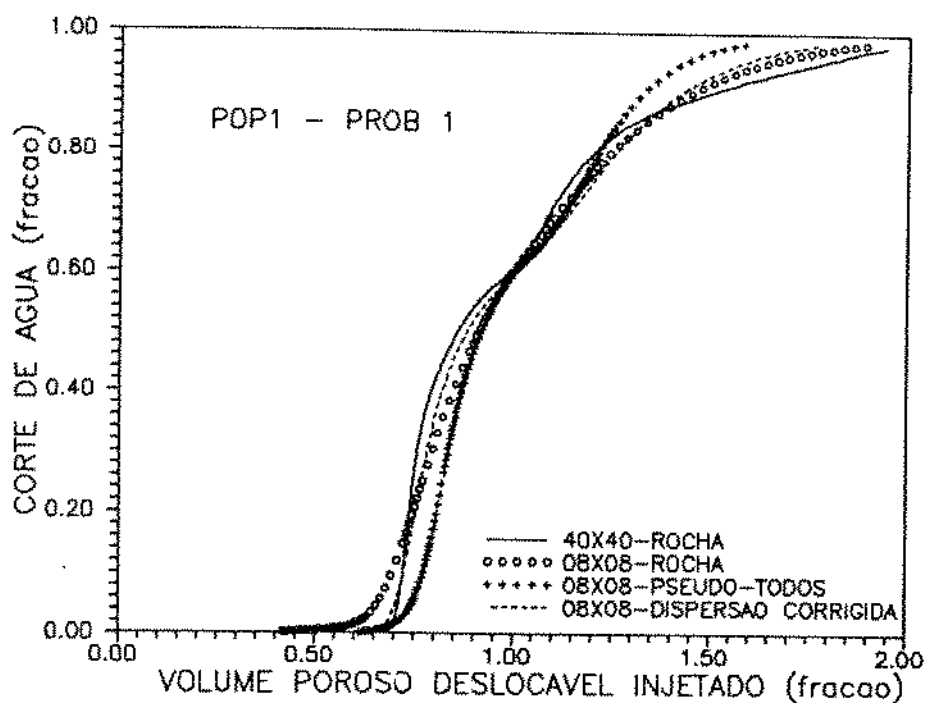


Figura 4.27 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP1 - PROB1

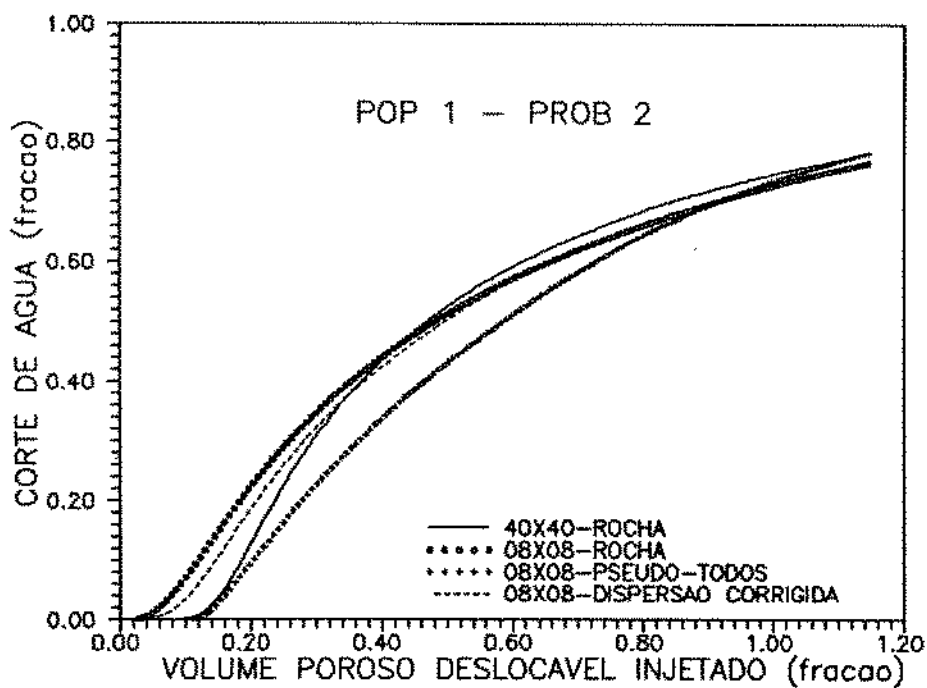


Figura 4.28 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP1 - PROB2

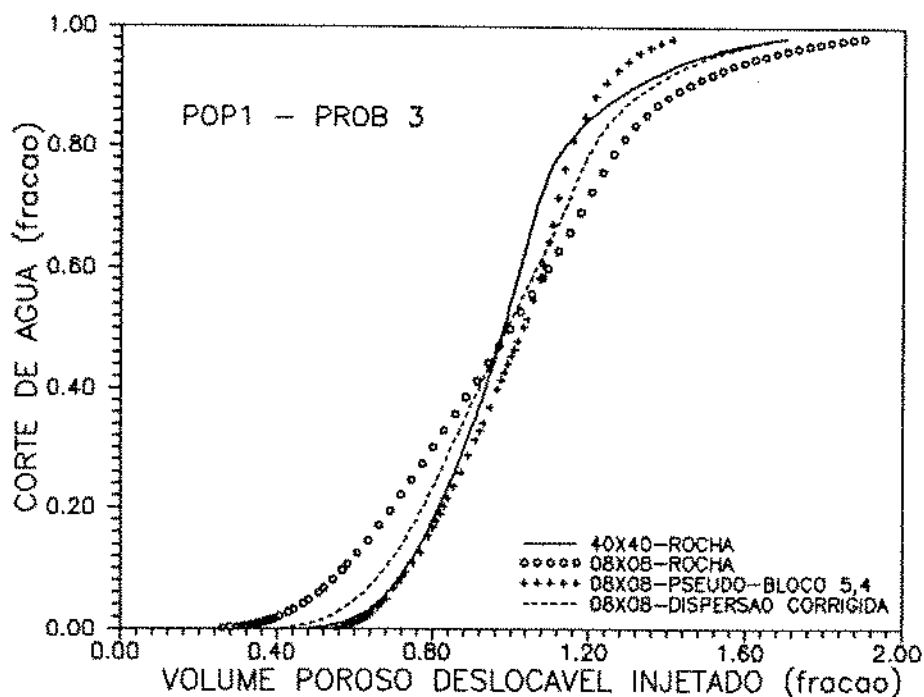


Figura 4.29 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP1 - PROB3

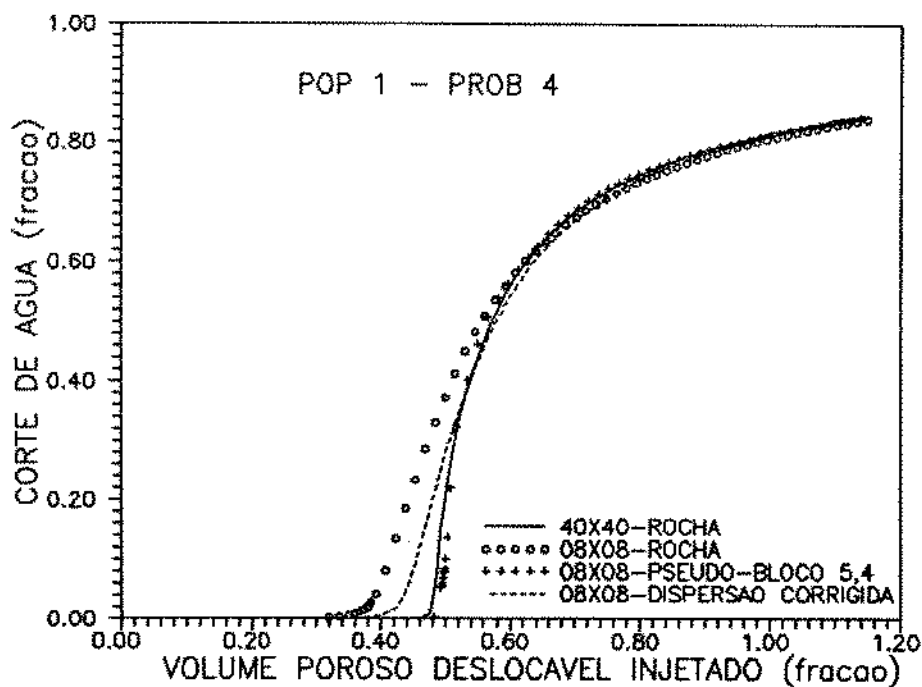


Figura 4.30 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP1 - PROB4

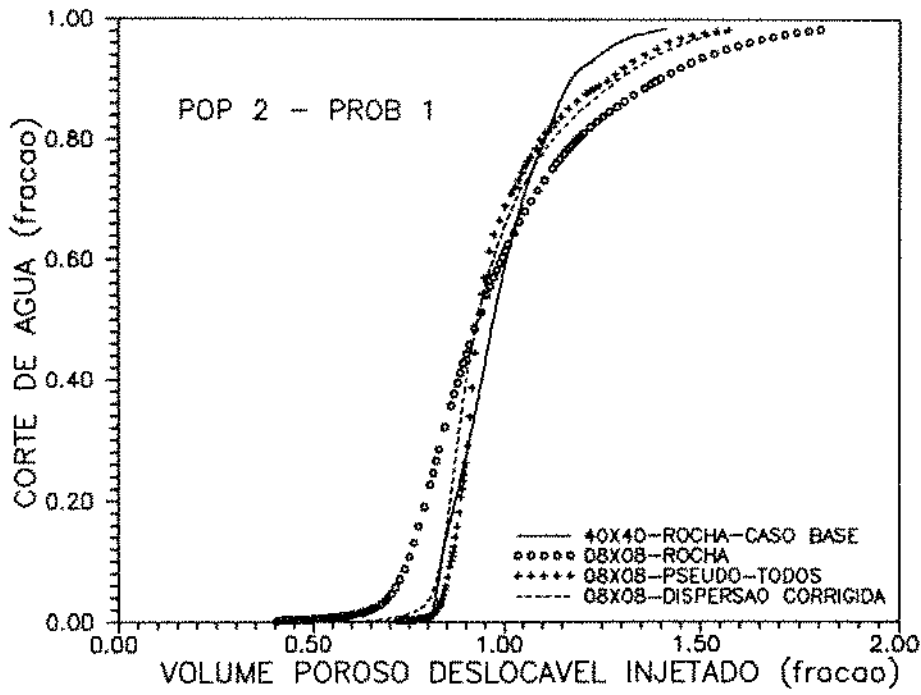


Figura 4.31 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP2 - PROB1

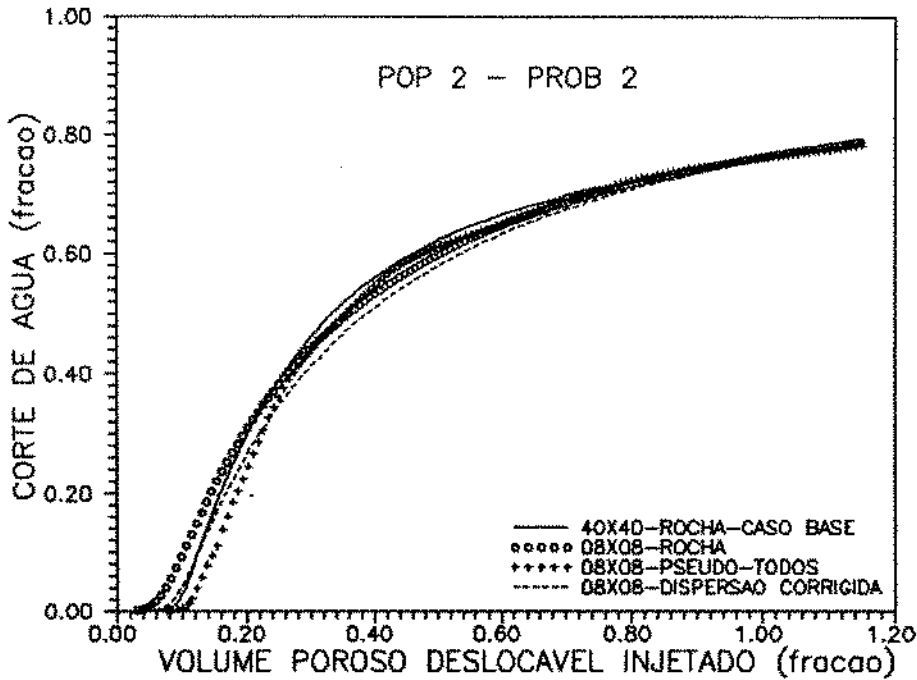


Figura 4.32 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP2 - PROB2

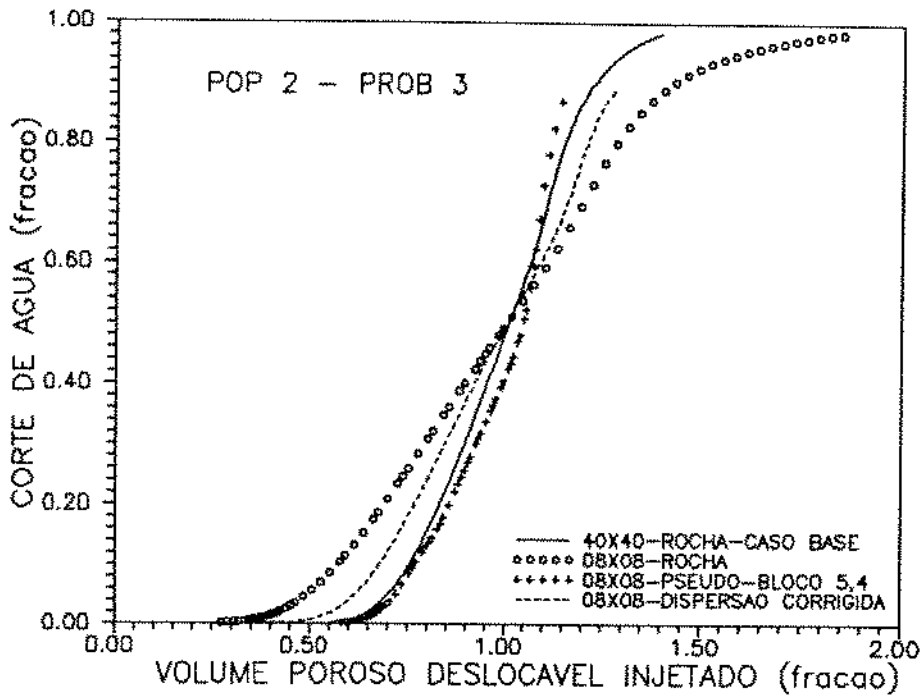


Figura 4.33 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP2 - PROB3

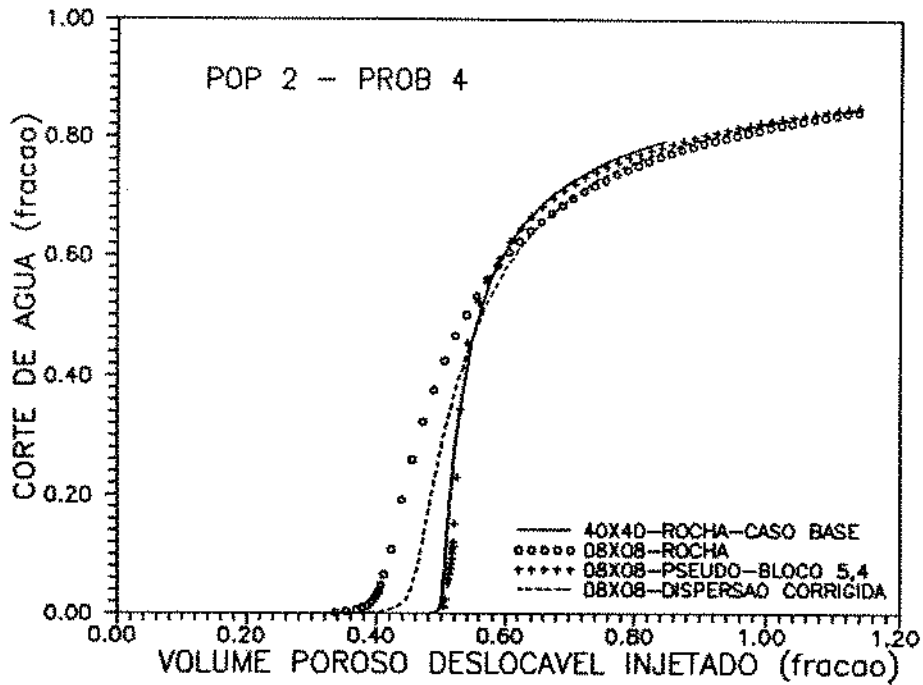


Figura 4.34 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP2 - PROB4

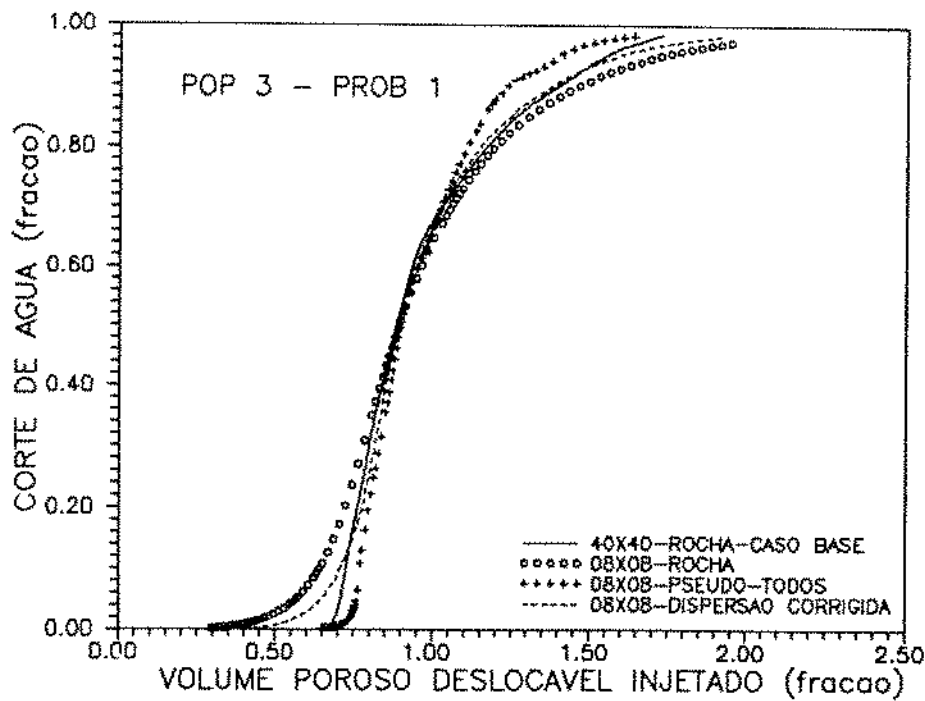


Figura 4.35 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP3 - PROB1

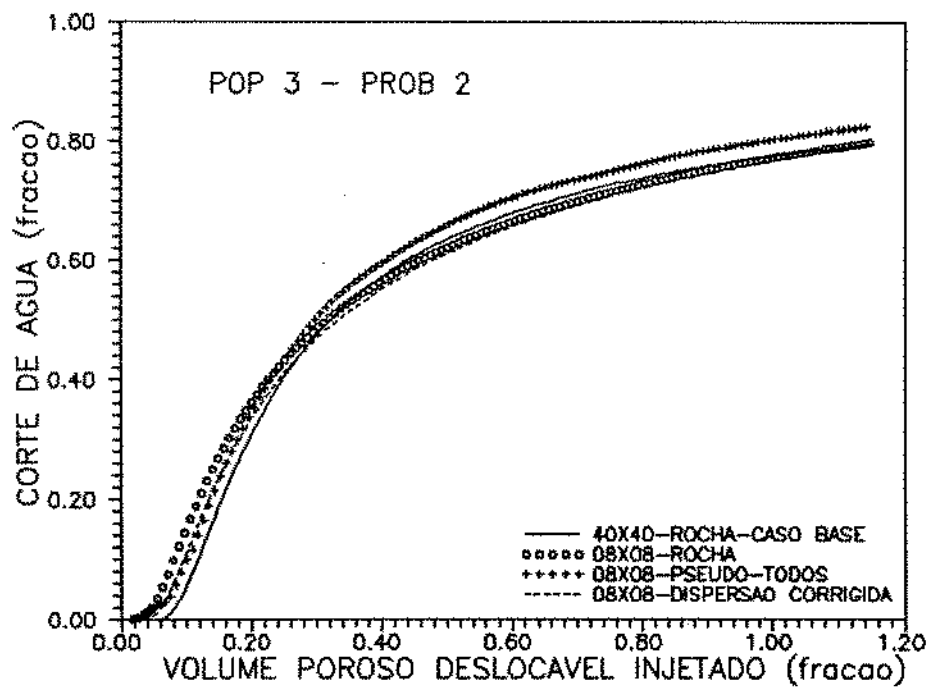


Figura 4.36 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP3 - PROB2

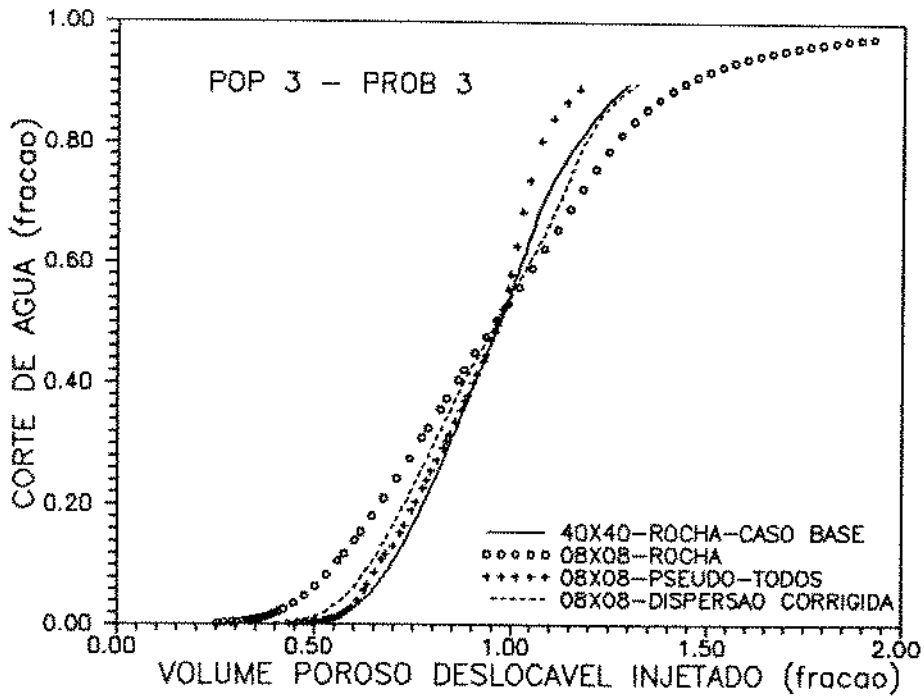


Figura 4.37 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP3 - PROB3

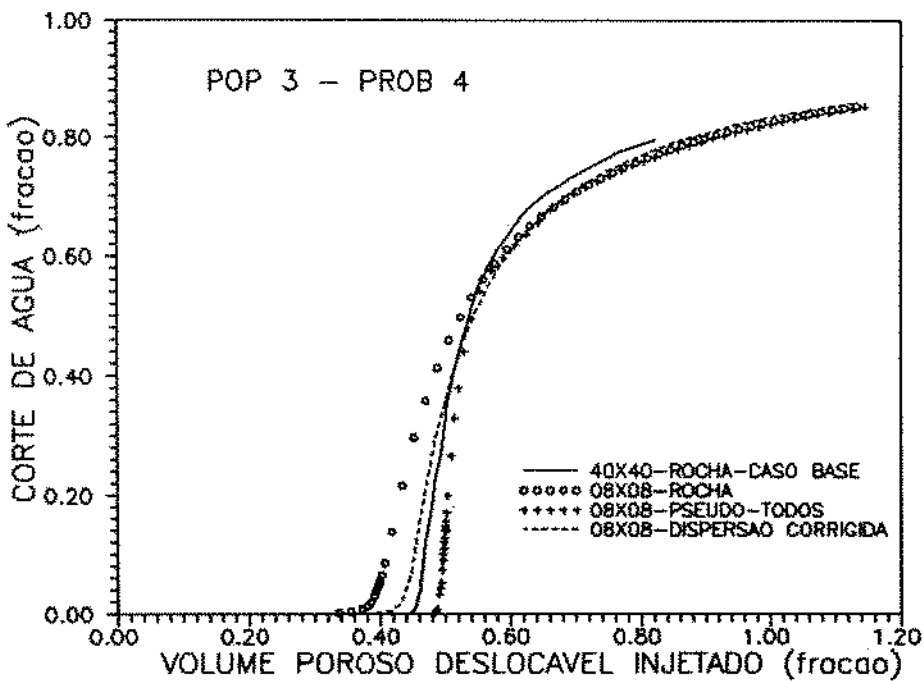


Figura 4.38 - Comparação dos históricos de corte de água entre as duas malhas - POP3 - PROB4

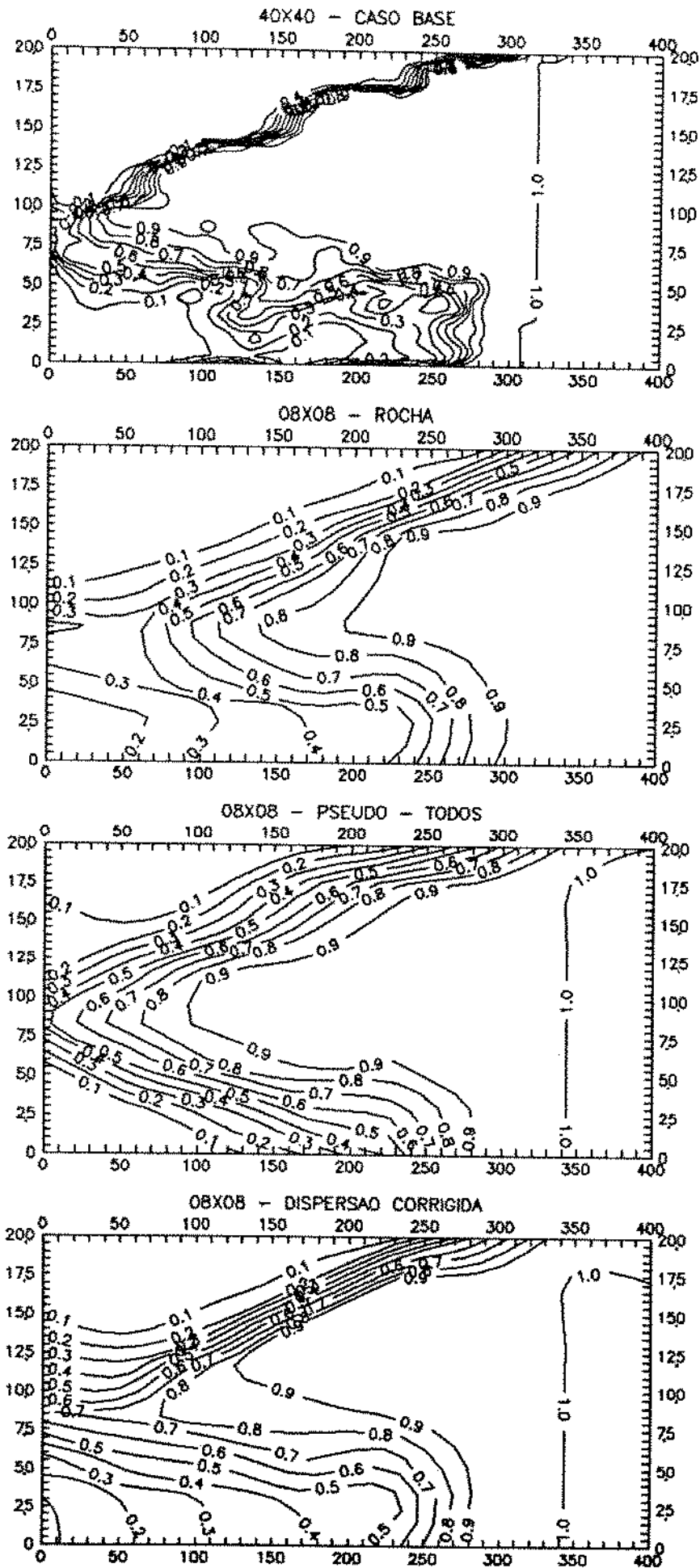


Figura 4.39 - Mapa de S_w no tempo de erupção da água - POP1 - PROB 1

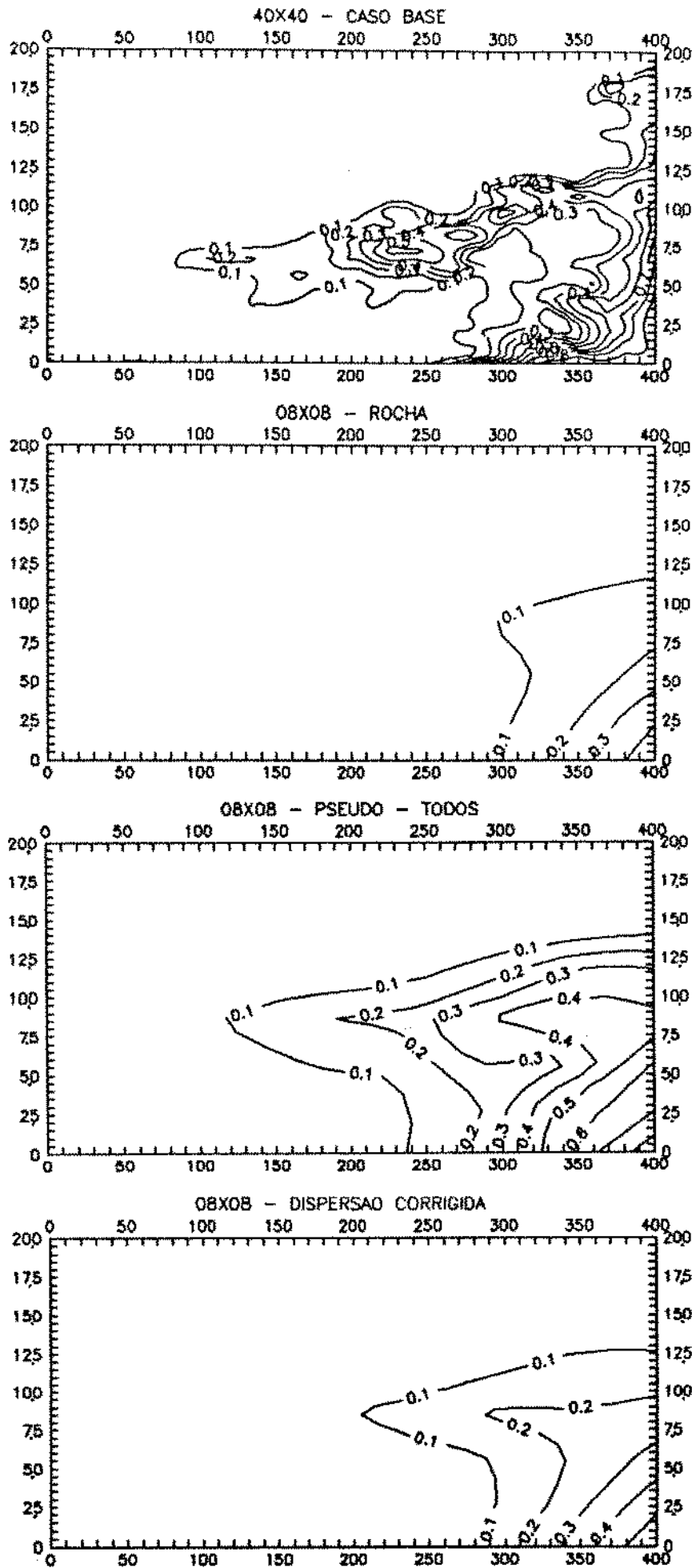


Figura 4.40 - Mapa de Sw no tempo de erupção da água - POP1 - PROB 2

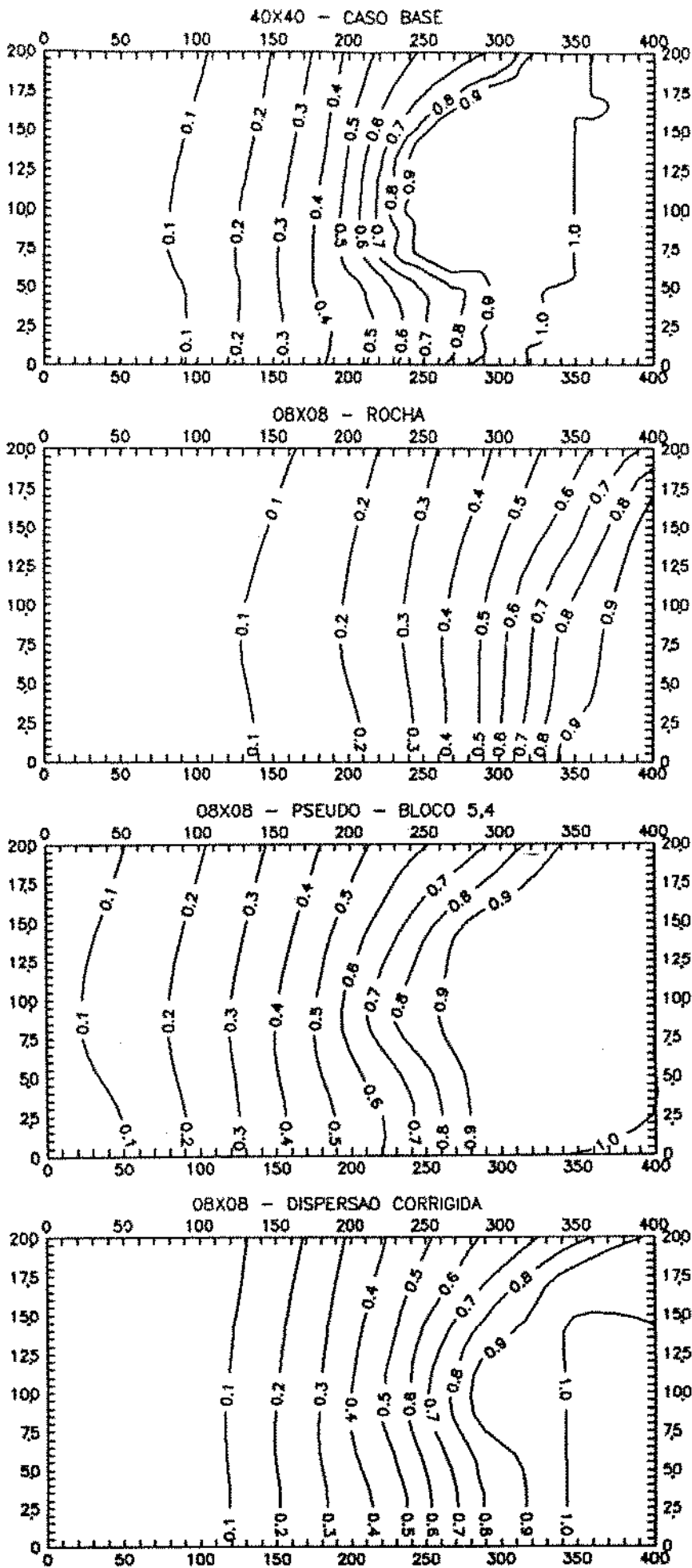


Figura 4.41 - Mapa de S_w no tempo de erupção da água - POP1 - PROB 3

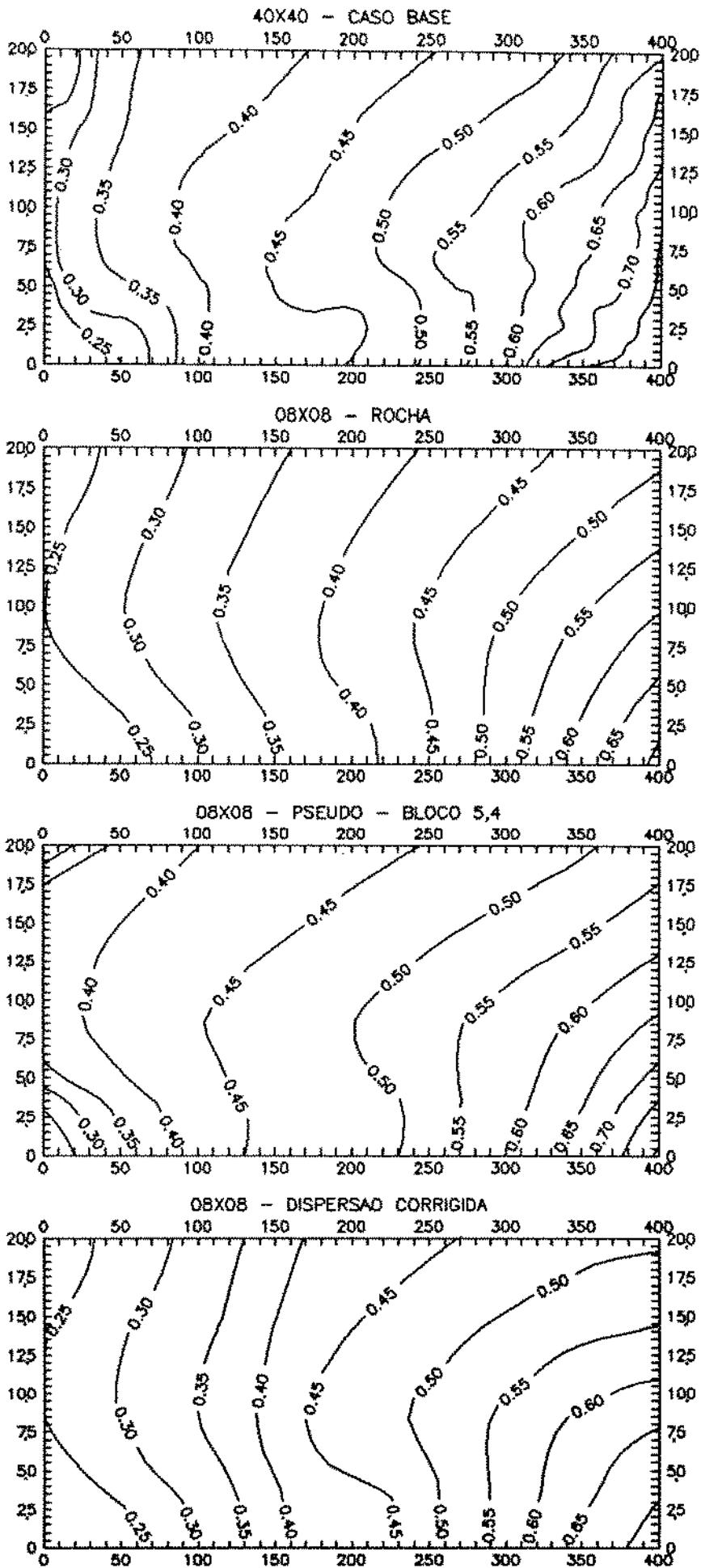


Figura 4.42 - Mapa de S_w no tempo de erupção da água - POP1 - PROB 4

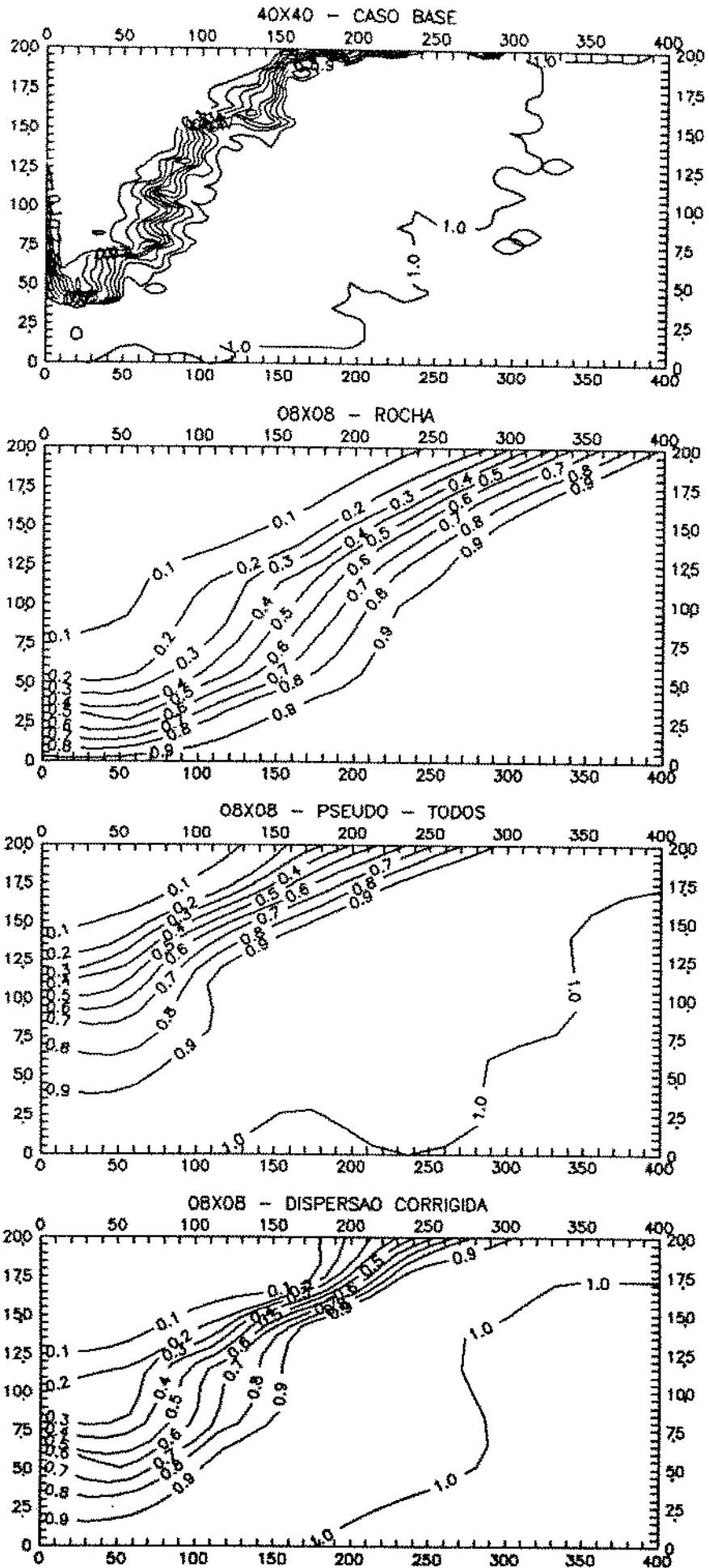


Figura 4.43 - Mapa de Sw no tempo de erupção da água - POP2 - PROB 1

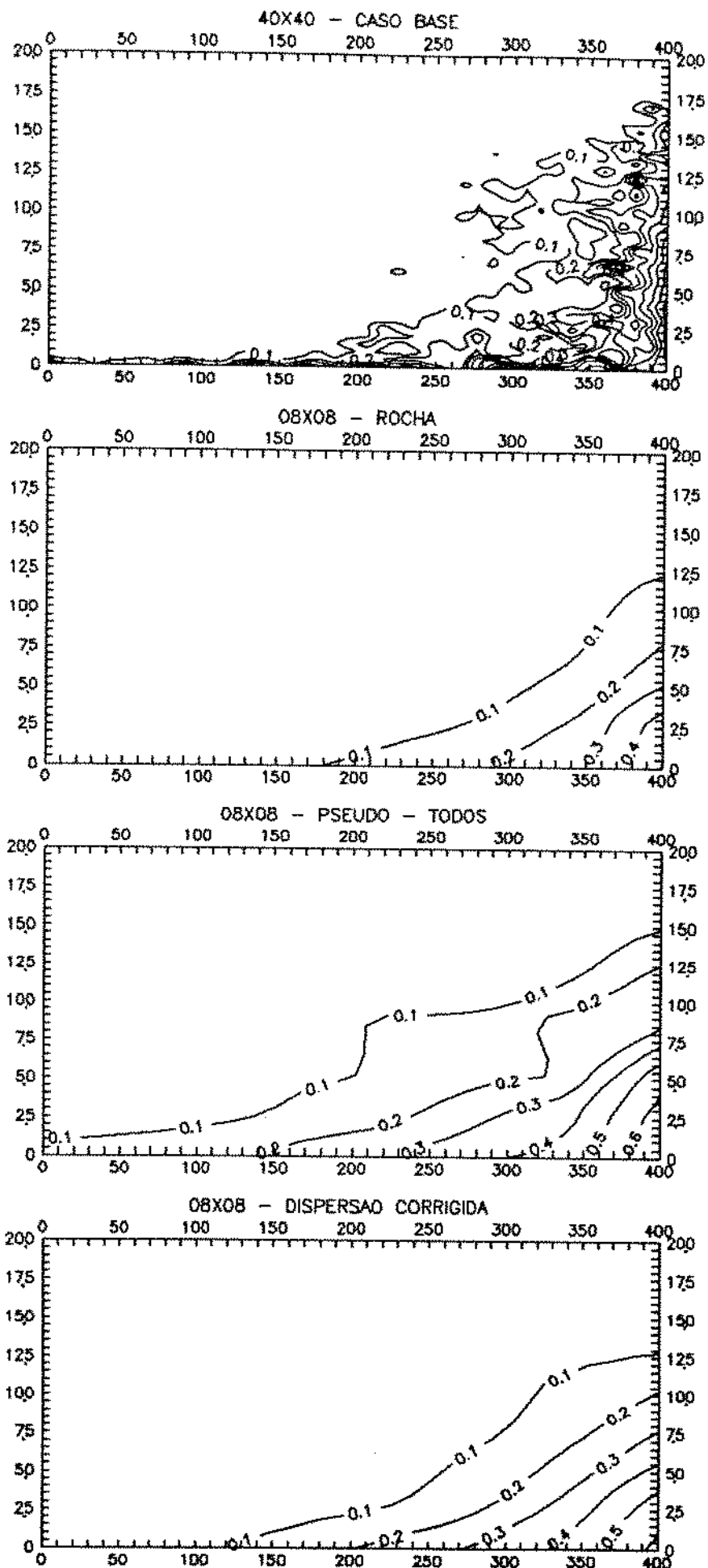


Figura 4.44 - Mapa de Sw no tempo de erupção da água - POP2 - PROB 2

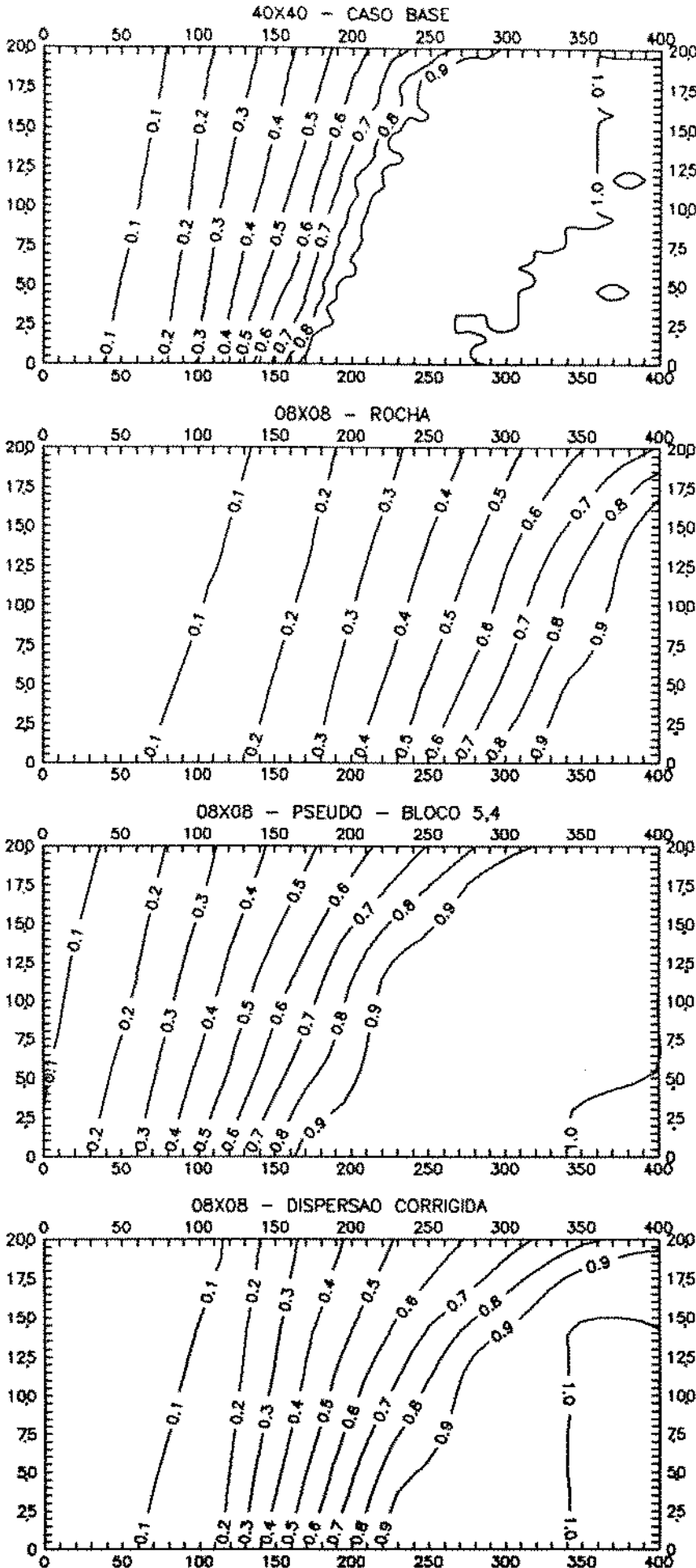


Figura 4.45 - Mapa de Sw no tempo de erupção da água - POP2 - PROB 3

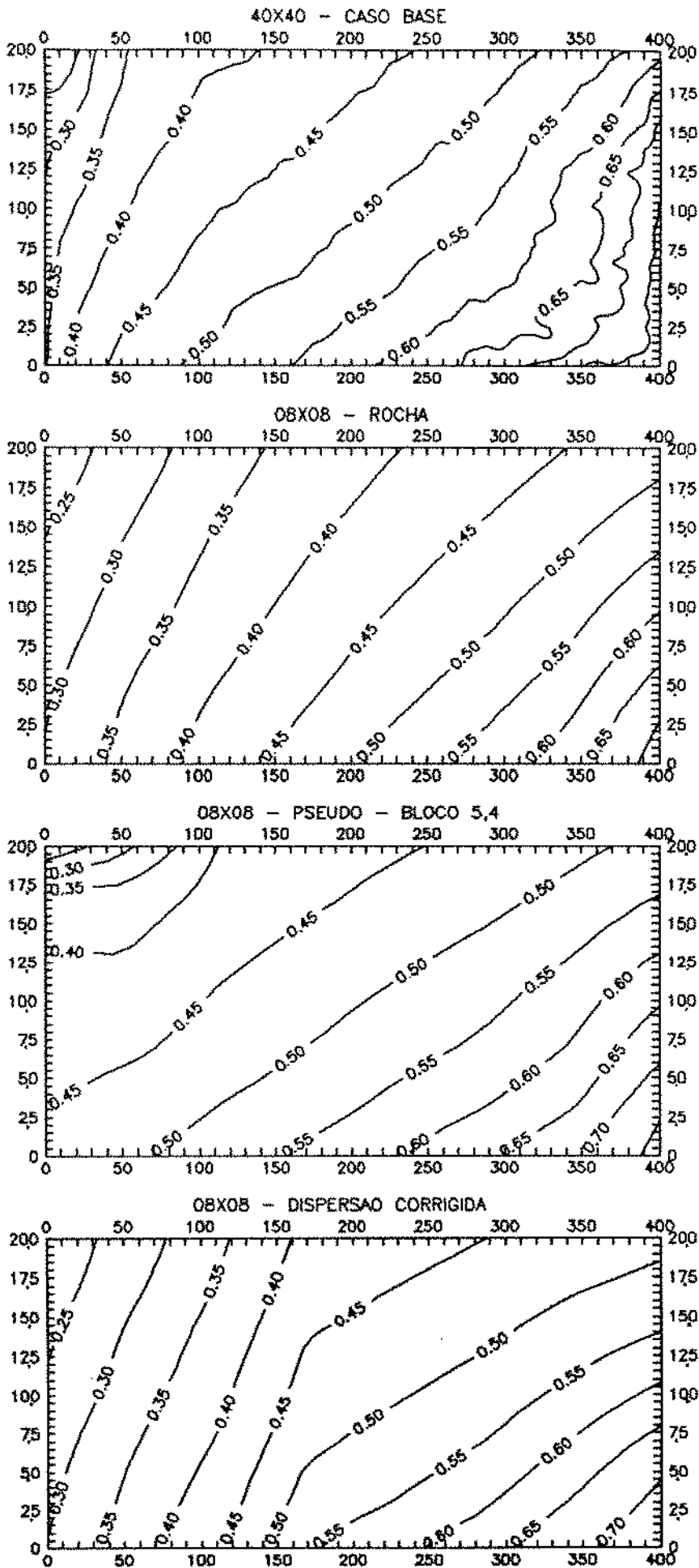


Figura 4.46 - Mapa de S_w no tempo de erupção da água - POP2 - PROB 4

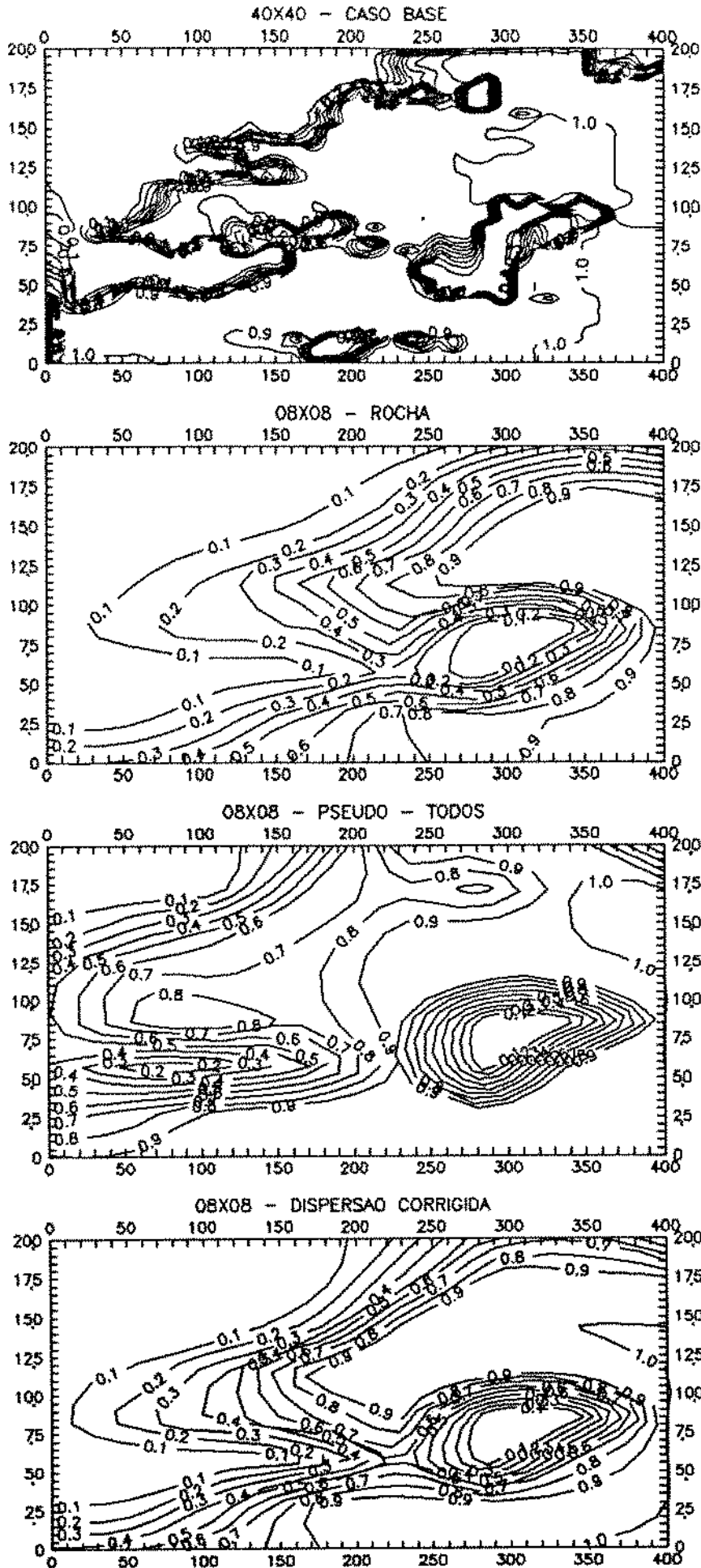


Figura 4.47 - Mapa de Sw no tempo de erupção da água - POP3 - PROB 1

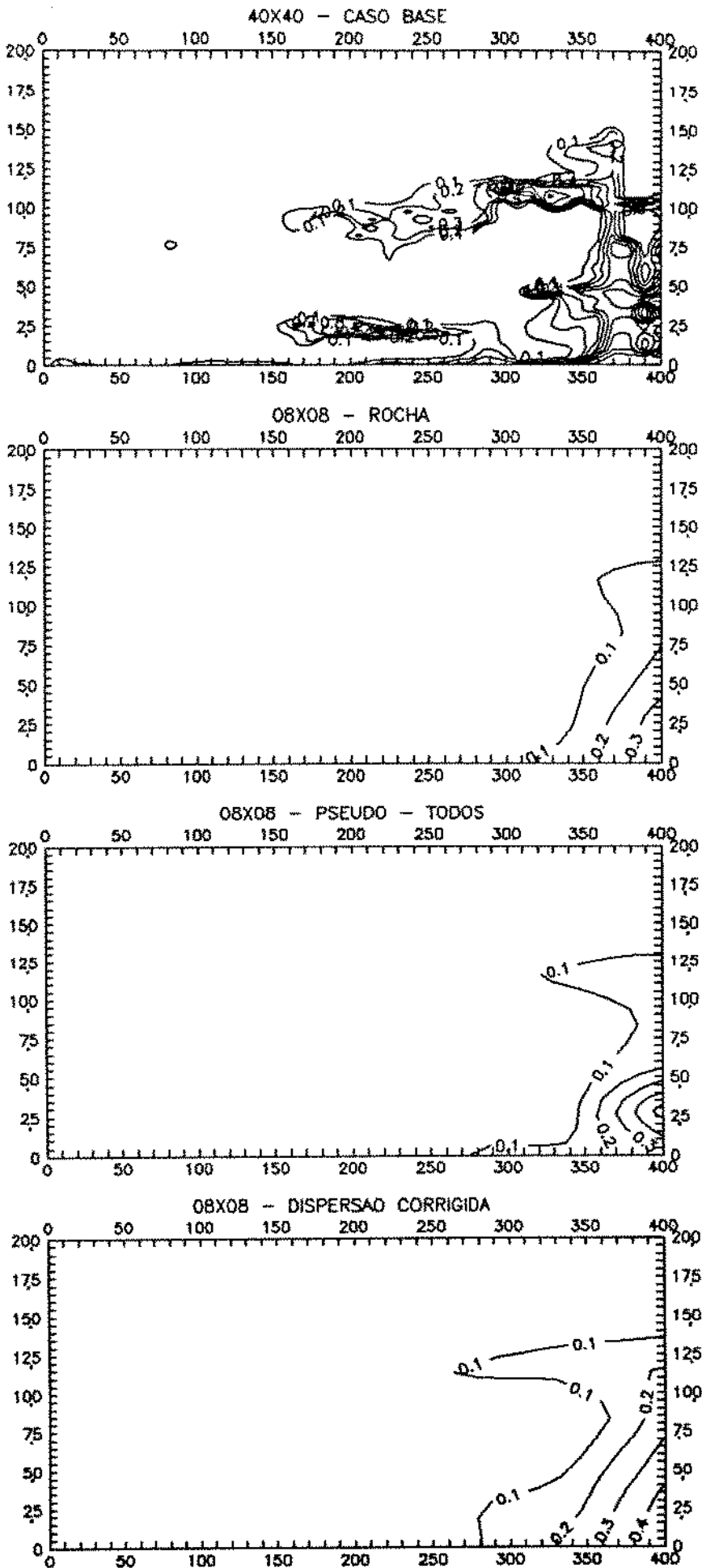


Figura 4.48 - Mapa de Sw no tempo de erupção da água - POP3 - PROB 2

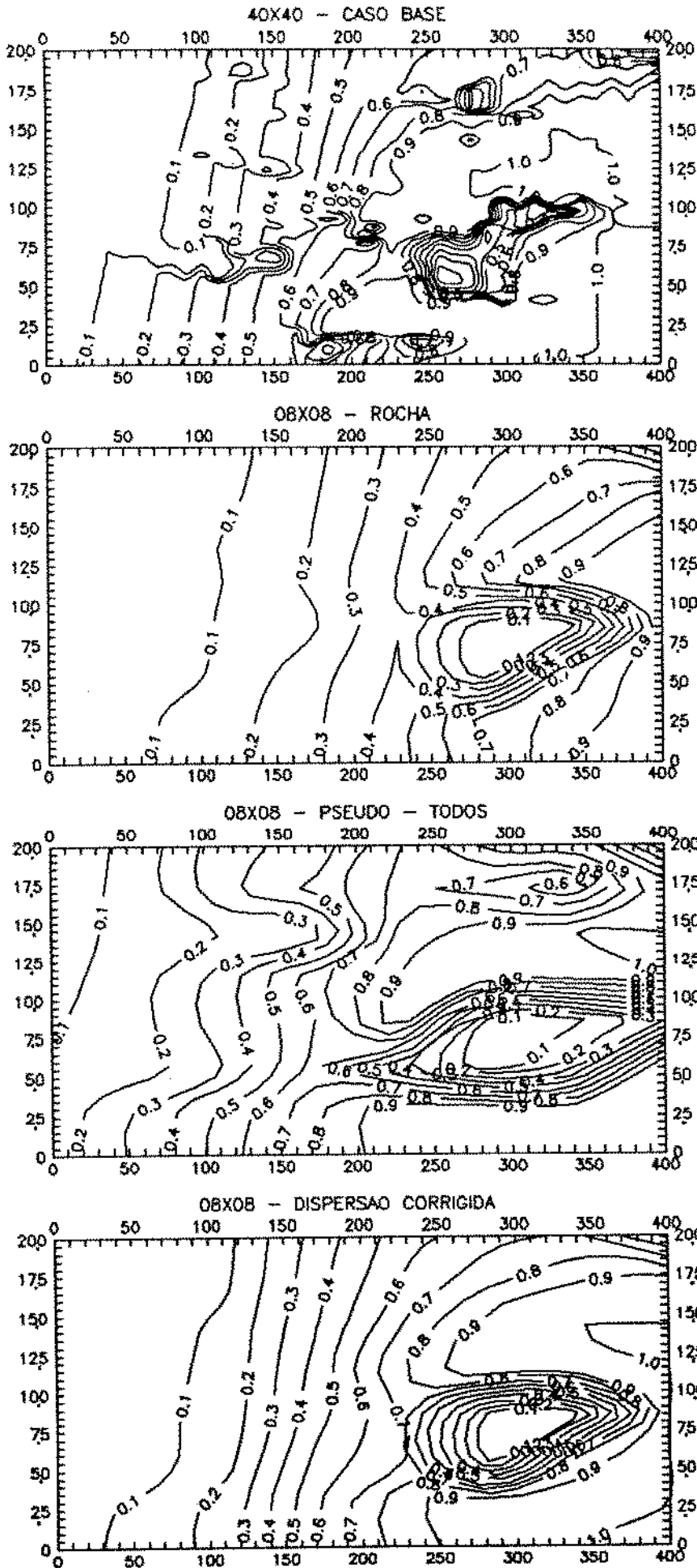


Figura 4.49 - Mapa de Sw no tempo de erupção da água - POP3 - PROB 3

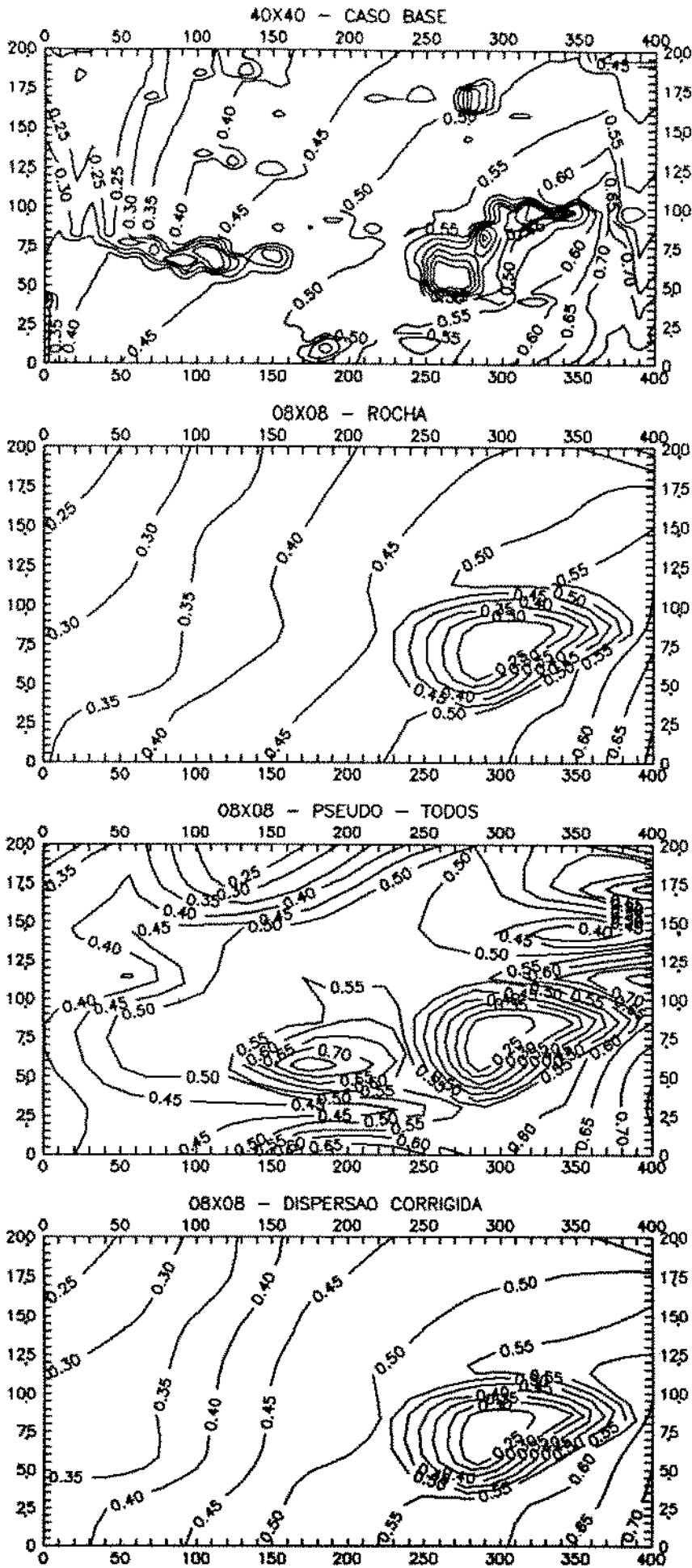


Figura 4.50 - Mapa de S_w no tempo de erupção da água - POP3 - PROB 4

Tabela 4.2 - Classificação da eficácia das pseudofunções para os vários casos estudados

ANÁLISE	POP 1				POP 2				POP 3			
	Prob1	Prob2	Prob3	Prob4	Prob1	Prob2	Prob3	Prob4	Prob1	Prob2	Prob3	Prob4
Corte de água	B	B	A	A	M	M	A	A	M	M	A	M
Mapa de Sw	M	M	B	B	M	M	B	B	M	M	M	B

Como já foi dito no capítulo 3, é impossível reproduzir com acurácia na malha grosseira, os detalhes de heterogeneidades menores que o tamanho dessa malha. Sendo assim, a importância da classificação na análise dos mapas de saturação de água é menor que na análise dos gráficos de corte de água.

Uma observação que deve ser feita sobre os mapas é que eles são tomados no tempo de erupção de água e isso não significa, necessariamente, o mesmo tempo real. Os gráficos de corte de água mostram claramente as diferenças entre os tempos de erupção da malha fina e das três situações da malha grosseira. Outra observação é que, nos casos em que as pseudofunções são mais eficazes, a utilização de pseudocurvas, construídas para um único bloco, fornece um bom resultado, na análise dos gráficos de corte de água, mas o mapa de Sw fica desfavorecido pela falta das pseudocurvas dos outros blocos.

Para entendermos melhor porque as pseudofunções funcionam bem em alguns casos e não tão bem em outros, precisamos analisar melhor as diferenças entre os casos. As figuras 4.51 a 4.53 apresentam as diferenças entre os quatro problemas para as três populações e as figuras 4.54 a 4.57 apresentam as diferenças entre as três populações para os quatro problemas, sempre considerando os resultados da malha fina.

Listamos, a seguir, as características das populações e dos problemas que são relevantes nas análises que faremos.

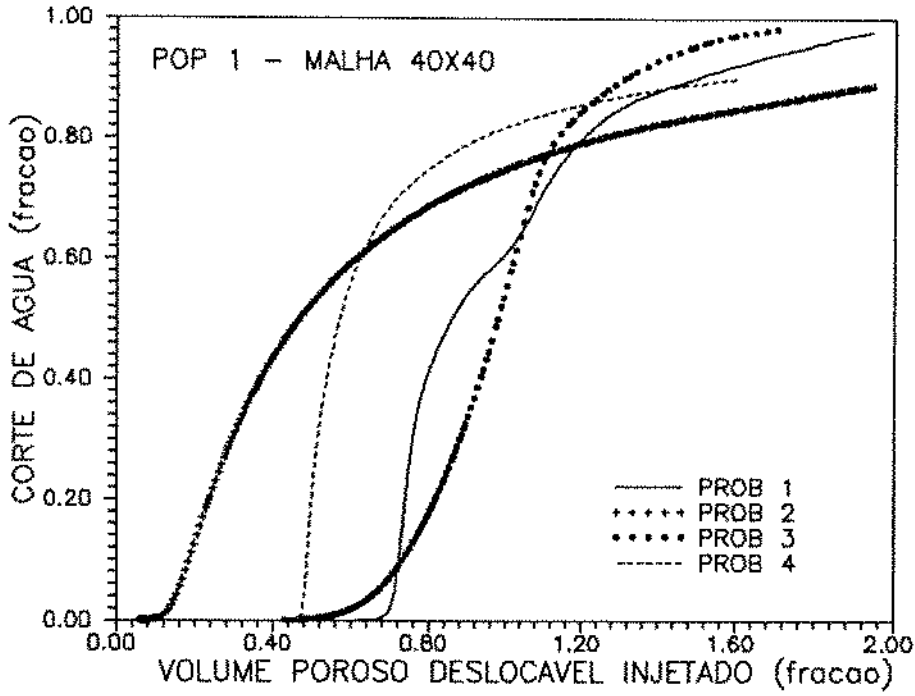


Figura 4.51 - Comparação dos históricos de corte de água dos 4 problemas - POP1

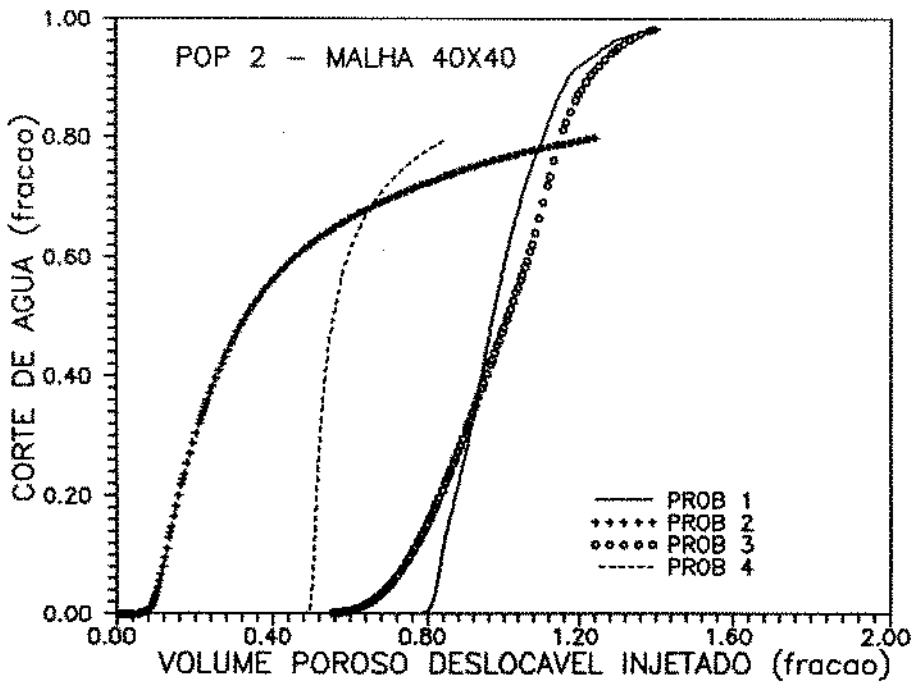


Figura 4.52 - Comparação dos históricos de corte de água dos 4 problemas - POP2

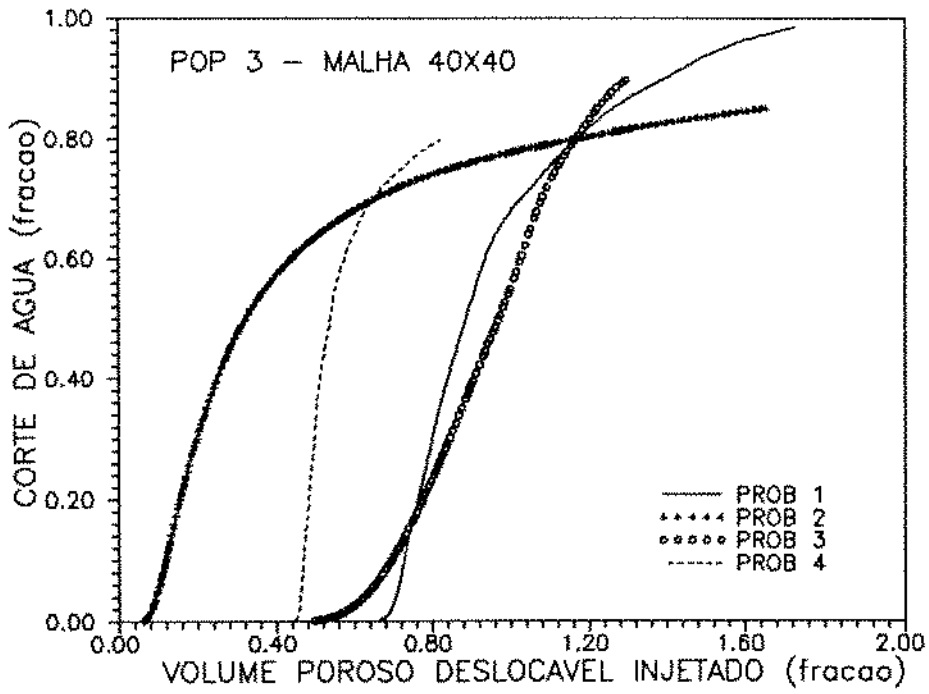


Figura 4.53 - Comparação dos históricos de corte de água dos 4 problemas - POP3

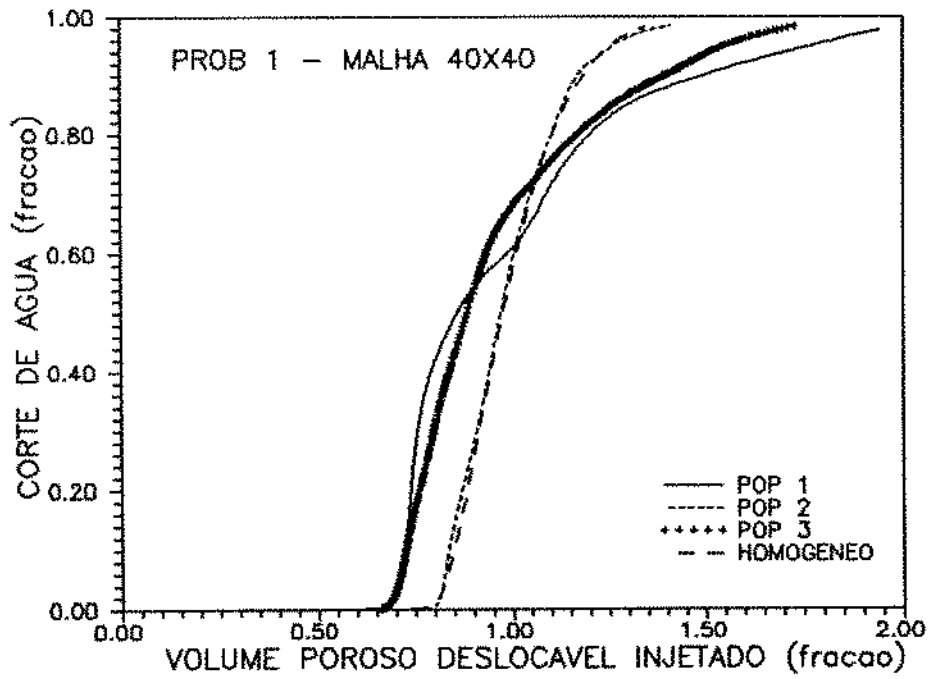


Figura 4.54 - Comparação dos históricos de corte de água das 3 populações - PROBI

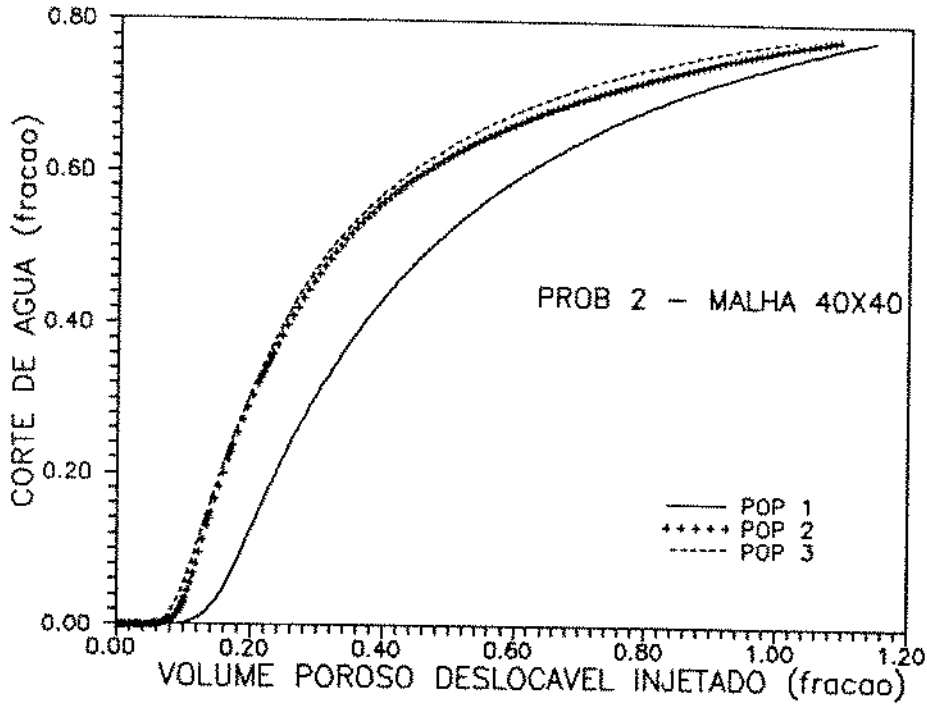


Figura 4.55 - Comparação dos históricos de corte de água das 3 populações - PROB2

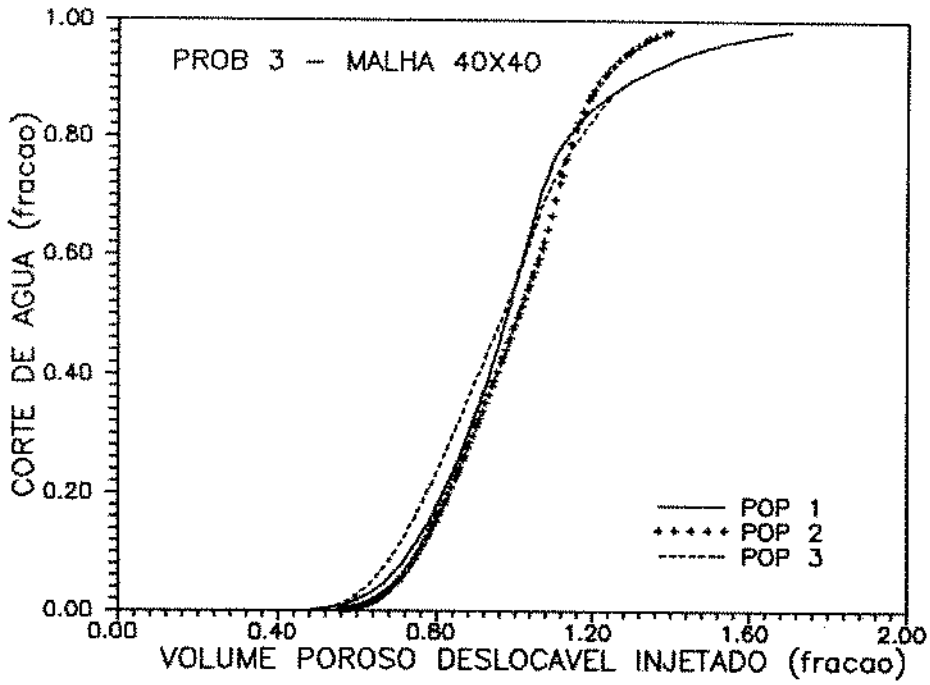


Figura 4.56 - Comparação dos históricos de corte de água das 3 populações - PROB3

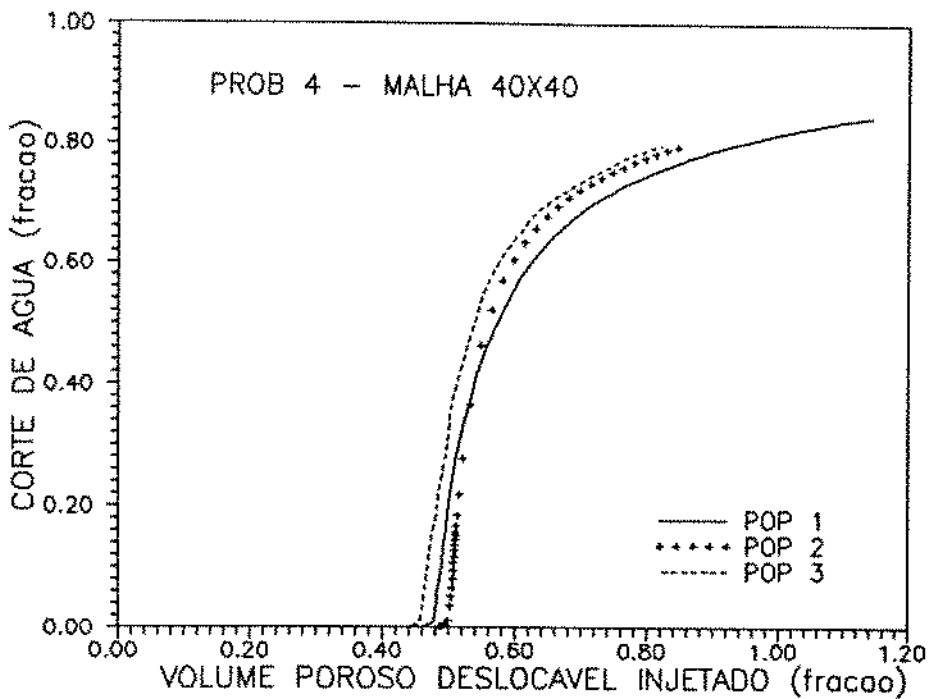


Figura 4.57 - Comparação dos históricos de corte de água das 3 populações - PROB4

POP1 - Faixa central longitudinal da seção vertical com permeabilidades elevadas e bem discrepantes em relação às permeabilidades das outras zonas

- Região do poço produtor com permeabilidades baixas e sem conexão direta com a faixa de altas permeabilidades

POP2 - População totalmente aleatória

- Região do poço produtor com características semelhantes ao resto da seção

POP3 - Várias faixas longitudinais com permeabilidades mais elevadas separadas entre si por regiões de menor permeabilidade. Diferem da faixa da POP1 por serem várias, mais finas e menos discrepantes

- Região do poço produtor com permeabilidades médias, mas conectadas às faixas de permeabilidades altas.

- Existência de folhelhos impermeabilizantes.

PROB1 - Faixa de variação possível de S_w - 0,0 a 1,0

- Pressão capilar nula

- Curvas de permeabilidade relativa - retas

- Relação de viscosidades $\frac{\mu_o}{\mu_w} = 1$

PROB2 - Faixa de variação possível de S_w - 0,0 a 1,0

- Pressão capilar nula

- Curvas de permeabilidade relativa - retas

- Relação de viscosidades $\frac{\mu_o}{\mu_w} = 10$

PROB3 - Faixa de variação possível de S_w - 0,0 a 1,0

- Pressão capilar não nula

- Curvas de permeabilidade relativa - retas

- Relação de viscosidades $\frac{\mu_o}{\mu_w} = 1$

PROB4 - Faixa de variação possível de S_w - 0,2 a 0,8

- Pressão capilar não nula

- Curvas de permeabilidade relativa - parábolas

- Relação de viscosidades $\frac{\mu_o}{\mu_w} = 5$

Veremos, no decorrer das análises, que o entendimento dos fenômenos de canalização é básico para podermos explicar as diferenças entre os casos. Canalização é o fluxo preferencial dos fluidos por alguma região de reservatório ou o avanço preferencial da água em relação ao óleo e pode ocorrer por dois motivos básicos:

-Razão de mobilidade alta

-Heterogeneidade

O parâmetro mais utilizado para analisar fenômenos de canalizações no reservatório é a razão de mobilidade M , definida como:

$$M = \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

Quanto maior a razão de mobilidade, maior a tendência de canalizações. A heterogeneidade, por sua vez, é quem controla por onde as canalizações ocorrem.

A pressão capilar, por outro lado, provoca um efeito de dispersão física no fluxo. Com isso diminui os efeitos de canalizações, espalhando e suavizando as frentes de avanço da água.

Com base nesses conceitos e na análise dos gráficos de corte de água e dos mapas de Sw, explicamos as diferenças entre os problemas estudados da seguinte forma:

PROB1 - canalizações fortes com avanço da água, como um pistão, pelas zonas mais permeáveis e grande lavagem das áreas invadidas.

PROB2 - devido à razão de mobilidade grandemente desfavorável ao óleo, são criadas fortes canalizações e o tempo de erupção é sensivelmente antecipado.

PROB3 - a dispersão física, causada pela pressão capilar, faz com que a produção de água seja um pouco antecipada e mais gradual.

PROB4 - somatório de vários efeitos: pressão capilar que dispersa o fluxo e suaviza as frentes de avanço, pequenas canalizações devido à relação de viscosidades desfavorável e produção antecipada de água devido às curvas de permeabilidade relativa não serem retas e provocarem um deslocamento do tipo pistão vazado. As canalizações desse problema são diferentes das dos PROB1 e PROB2 por serem atenuadas e espalhadas pela pressão capilar.

As diferenças entre as populações estudadas podem ser explicadas (para os PROB1, PROB3 e PROB4), pelas canalizações favorecidas pelas POP1 e POP3, sendo que na POP3 são mais efetivas pela melhor comunicação com o poço produtor. A POP2, de distribuição aleatória, tem comportamento semelhante a um reservatório homogêneo (ver figura 4.54) e, conseqüentemente, o tempo de erupção é sempre maior para essa população com exceção do PROB2. No caso PROB2 - POP1, a canalização é muito forte e acontece localizadamente por um canal central não conectado ao poço produtor. Com isso, a erupção ocorre depois até do que na POP2, para esse problema.

Depois de todas essas análises, podemos concluir que as pseudofunções têm bom desempenho nos casos onde os contrastes de velocidades não são severos ou bruscos, ou seja, nos casos em que os efeitos de canalização são brandos ou suavizados pela pressão capilar. Os casos mais desfavoráveis ao bom desempenho das pseudofunções são popula-

ções com níveis finos com grandes contrastes de permeabilidade com os níveis vizinhos, associadas a problemas de razão de mobilidade alta e pressão capilar baixa. Podemos classificar os doze casos estudados em casos favoráveis e desfavoráveis à aplicação das pseudofunções, da seguinte forma:

FAVORÁVEIS - POP1 - PROB3 e PROB4

POP2 - PROB1, PROB3 e PROB4

POP3 - PROB3

DESFAVORÁVEIS - POP1 - PROB1 e PROB2

POP2 - PROB2

POP3 - PROB1, PROB2 e PROB4

Deve ficar claro, porém, que os casos desfavoráveis não significam que as pseudofunções não devam ser utilizadas, pois, mesmo nesses casos, os resultados com pseudofunções são melhores que os obtidos com curvas médias de pressão capilar e permeabilidade relativa sem qualquer correção de dispersão. São melhores porque acertam mais o tempo de erupção e a distribuição dos fluidos no reservatório.

Sob outro ponto de vista, os casos desfavoráveis às pseudofunções são na verdade casos favoráveis à utilização de curvas médias sem qualquer tratamento da dispersão numérica. Estamos falando de casos em que existem canalizações. As canalizações, na malha fina, apressam o tempo de erupção da água. Na malha grosseira, porém, as heterogeneidades são suavizadas pela própria mudança de escala e isso faz com que as canalizações sejam menos acentuadas. Portanto, se não houvesse dispersão numérica, o tempo de erupção na malha fina seria menor devido às maiores canalizações nessa malha. Isso é exatamente um efeito contrário ao da dispersão numérica, que tende a apressar a erupção de água na malha grosseira. Portanto, as canalizações fazem com que os resultados obtidos com a simulação na malha fina e na malha grosseira - ROCHA se aproximem, tornando menos vantajosa a utilização de pseudofunções.

Quanto à opção de se utilizar curvas médias e corrigir a dispersão numérica por outro método, como o TVD, por exemplo, deve-se lembrar que esses métodos têm como objetivo somente corrigir o efeito da dispersão numérica na malha grosseira,

desconhecendo completamente as heterogeneidades internas dos blocos, enquanto que as pseudofunções, além disso, pela forma com que são construídas, conseguem captar também alguns efeitos das heterogeneidades internas dos blocos da malha grosseira. Isso fica claro pela maior acurácia dos mapas de Sw, gerados pelas pseudofunções, mesmo nos casos desfavoráveis. A opção acima, dos métodos como o TVD, somente é válida, portanto, nos casos onde ocorrem fortes canalizações e quando se está mais interessado no histórico de produção do que na distribuição dos fluidos.

Quando falamos de histórico de produção, só temos apresentado os gráficos de corte de água, até agora. Existem outros parâmetros de produção, porém, tão ou mais importantes que o corte de água. Para mostrar que o corte de água é representativo da qualidade do histórico de produção na malha grosseira, apresentamos, nas figuras 4.35 a 4.38, os gráficos de pressão no poço produtor e vazão de produção versus volume poroso deslocável injetado para dois casos: um desfavorável - POP1 - PROB1 (figuras 4.35 e 4.36) e outro favorável - POP1 - PROB4 (figuras 4.37 e 4.38). Vemos que as pseudofunções conseguem reproduzir bem o histórico de pressão da malha fina, mesmo nos casos desfavoráveis. Quanto à vazão de produção, as diferenças entre as curvas são semelhantes às observadas nos gráficos de corte de água.

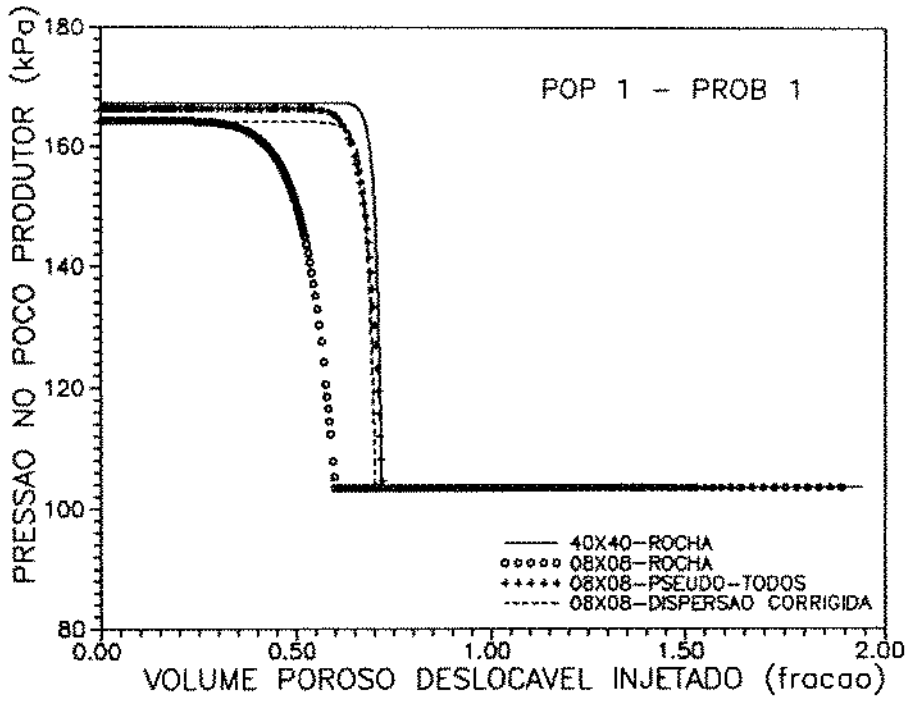


Figura 4.58 - Comparação dos históricos de pressão no poço produtor POP1 - PROB1

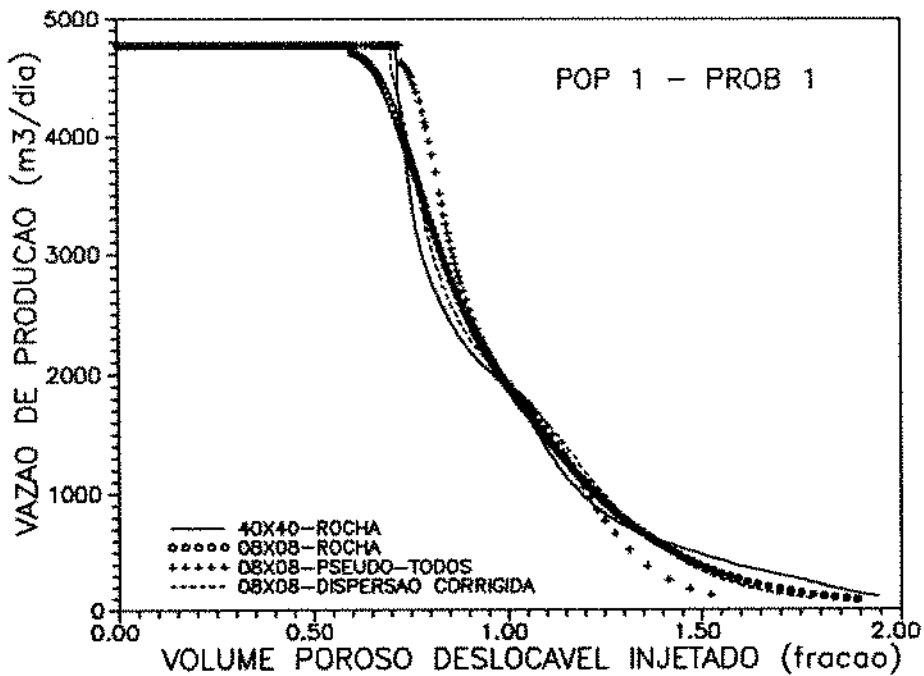


Figura 4.59 - Comparação dos históricos de vazão de produção POP1 - PROB1

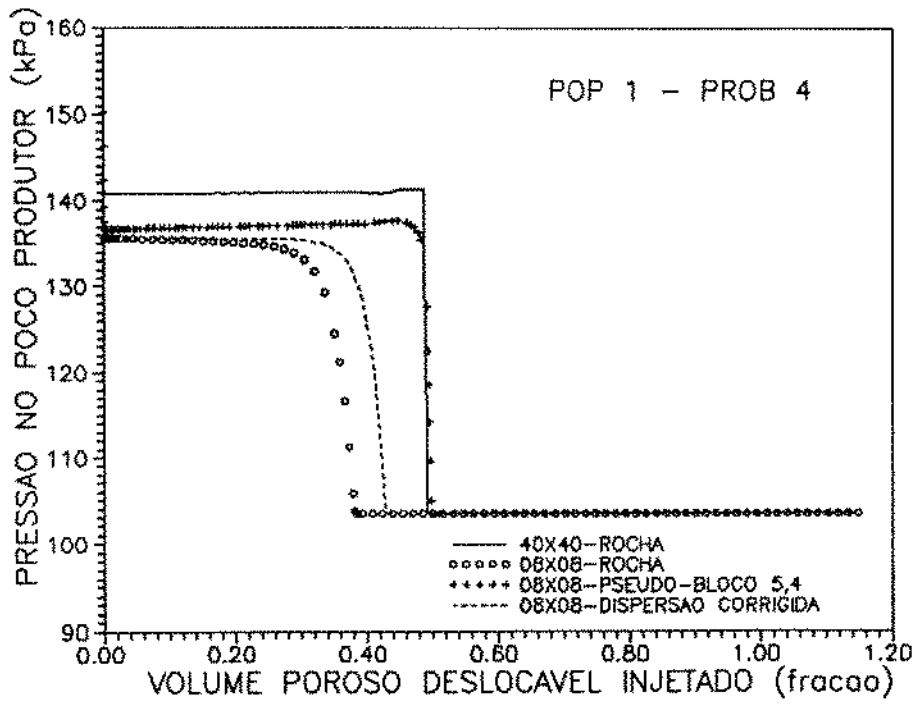


Figura 4.60 - Comparação dos históricos de pressão do poço produtor POP1 - PROB4

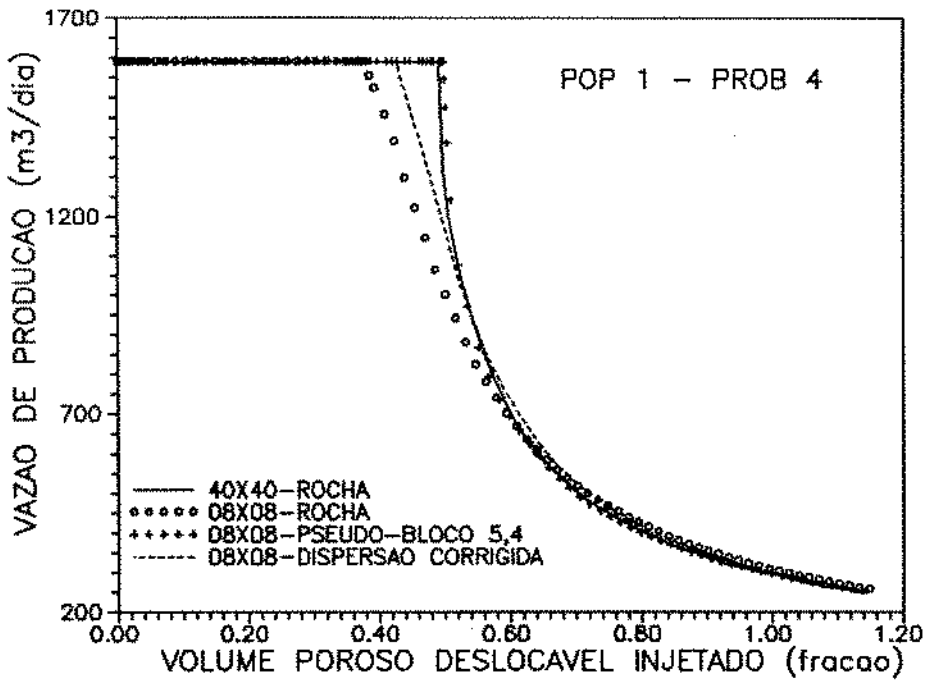


Figura 4.61 - Comparação dos históricos de vazão de produção POP1 - PROB4

4.3.4. Pseudopressão capilar x pressão capilar média

Kyte e Berry (1975) sugerem que a pseudopressão capilar, que pode inclusive assumir valores negativos, teria como objetivo, além de efetuar uma média, transferir para a malha grosseira os efeitos das diferenças de pressão entre a fase água num nível onde ocorreu canalização na malha refinada e a fase óleo dos níveis vizinhos.

A pseudopermeabilidade relativa, como já foi dito, além de ser uma forma de média das possíveis várias curvas de permeabilidade relativa dos bloquinhos internos a um bloco da malha grosseira, objetiva também corrigir a dispersão numérica, causada pelo aumento do tamanho dos blocos. Já a pseudopressão capilar nada tem a ver com a dispersão numérica.

Foi feita, então, uma análise entre se utilizar a pseudopressão capilar ou uma curva média de pressão capilar, obtida, por exemplo, com o emprego da curva J de Leverett (1941). No nosso trabalho, a curva média de pressão capilar é a própria curva original (notação: ROCHA), que é única, ou seja, é a mesma para todos os bloquinhos.

Foram analisados os 4 problemas e em nenhum deles se notou diferenças sensíveis entre a utilização da pseudopressão capilar (notação nas figuras: PPC) e da pressão capilar média (notação: PC MÉDIA). Os resultados estão apresentados nas figuras 4.62 a 4.65.

Apesar dos resultados, não se deve concluir que não há necessidade de se construir as pseudocurvas de pressão capilar. Devemos lembrar que, nos problemas PROB1 e PROB2, a pressão capilar original é nula, ou seja, na malha refinada a pressão na água é igual à pressão no óleo, mesmo quando há canalizações. Nos problemas PROB3 e PROB4, a pressão capilar original não é nula, mas praticamente não existem canalizações devido à própria pressão capilar. Podem, no entanto, existir problemas onde a pressão capilar não seja nula e se tenha canalizações. Nestes casos, provavelmente a utilização da pseudopressão capilar seja vantajosa em relação à pressão capilar média. De qualquer forma, a pseudopressão capilar é pelo menos uma boa maneira de se calcular a curva média de pressão capilar do bloco.

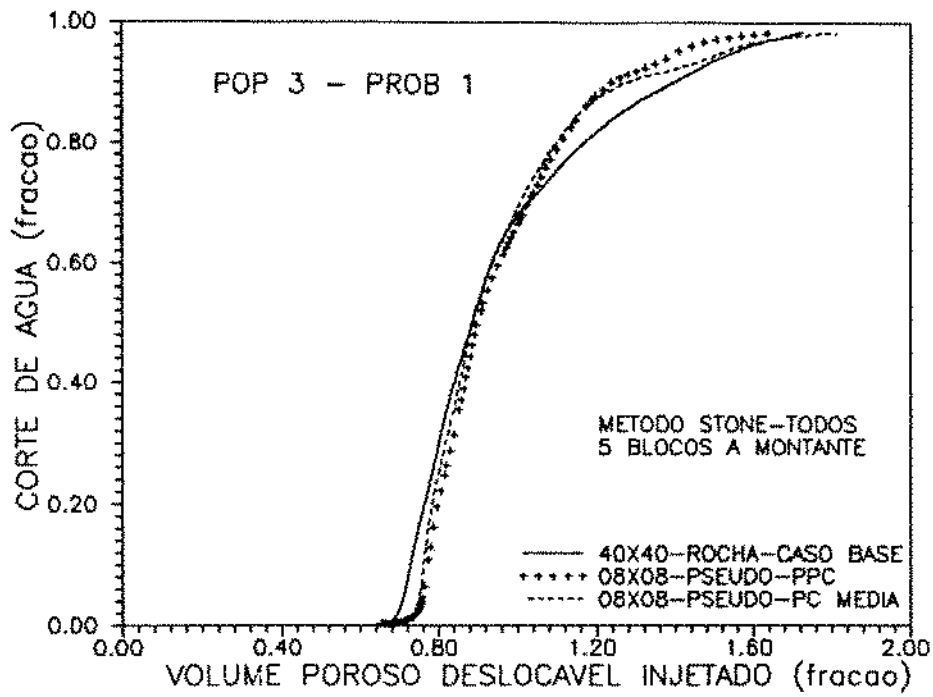


Figura 4.62 - Pseudopressão capilar x pressão capilar média - PROB1

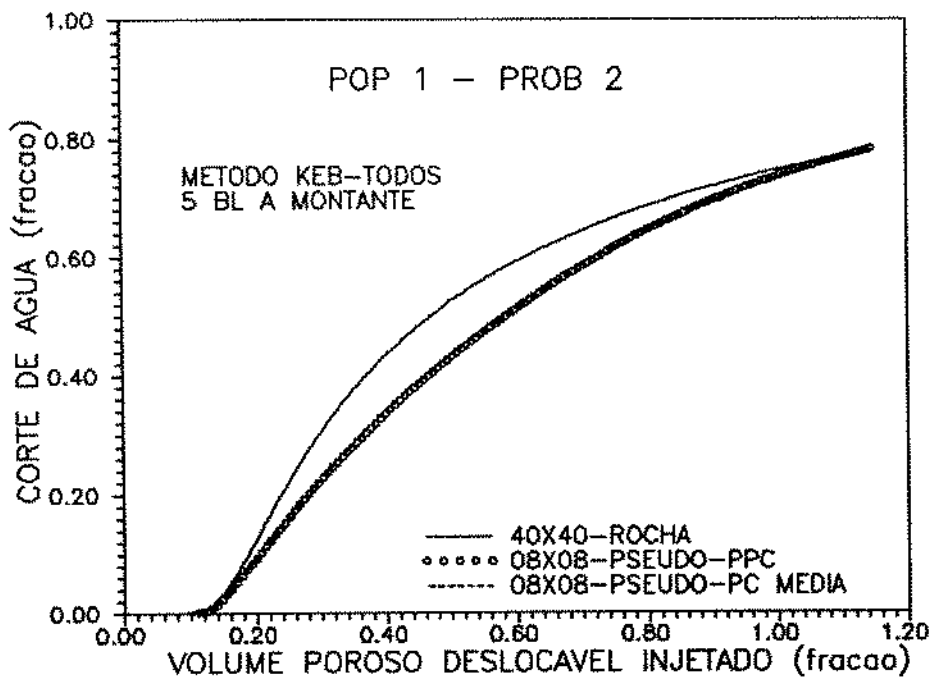


Figura 4.63 - Pseudopressão capilar x pressão capilar média - PROB2

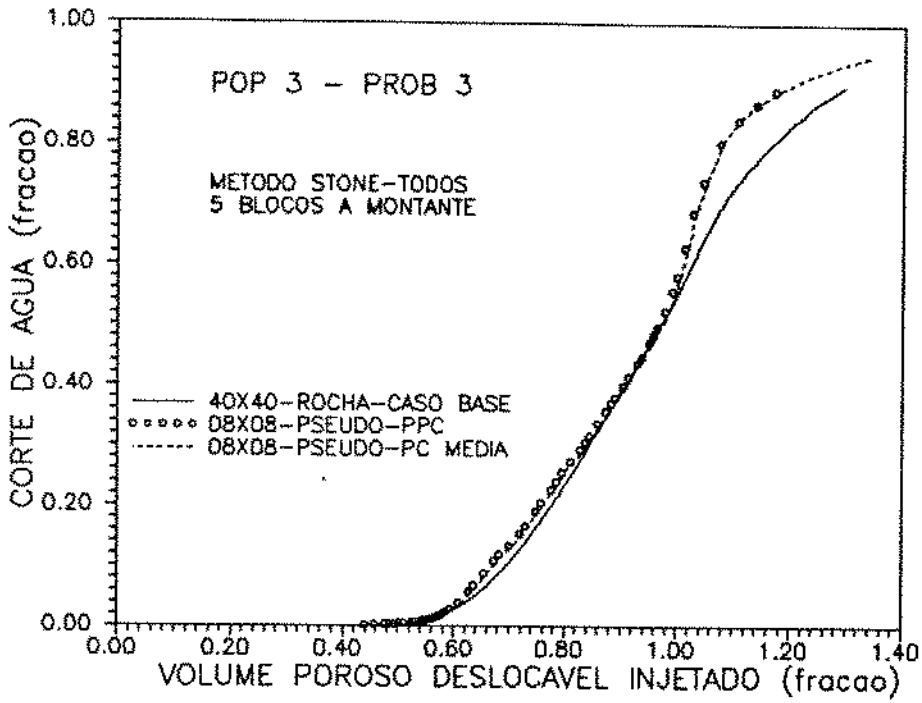


Figura 4.64 - Pseudopressão capilar x pressão capilar média - PROB3

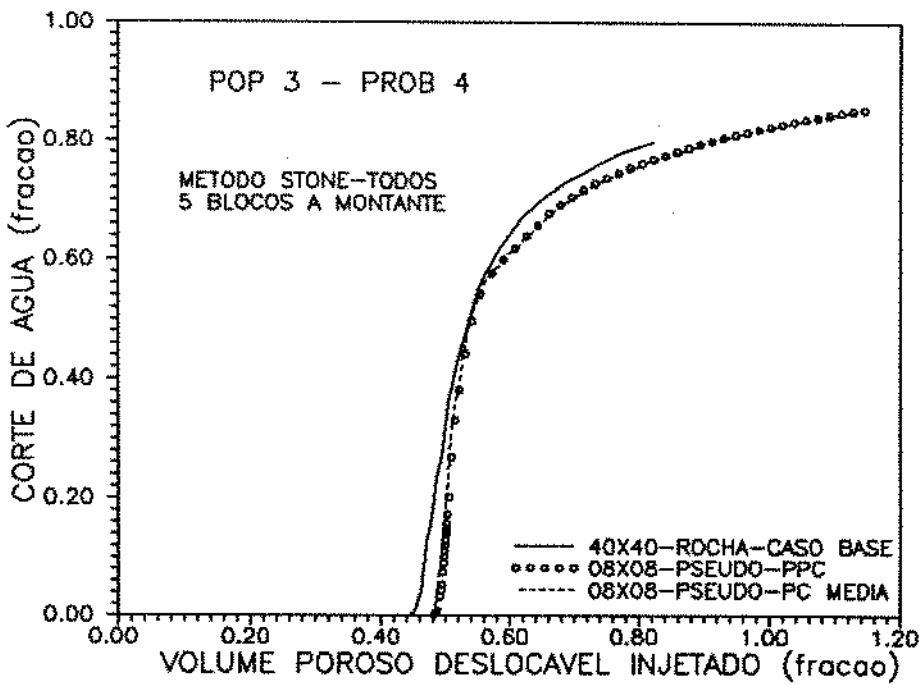


Figura 4.65 - Pseudopressão capilar x pressão capilar média - PROB4

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

5.1. CONCLUSÕES / CONSTATAÇÕES

- Quanto mais heterogêneo é o reservatório, mais difícil é a mudança de escala.
- Um reservatório com distribuição espacial totalmente aleatória de permeabilidades absolutas e porosidades tem comportamento de reservatório homogêneo.
- A existência de folhelhos é a causa das maiores heterogeneidades de um reservatório, devido à grande diferença entre as suas permeabilidades e as dos arenitos adjacentes.
- A utilização de simples médias para o cálculo da permeabilidade absoluta equivalente não fornece resultados satisfatórios, principalmente quando existe correlação espacial entre as permeabilidades ou quando o meio poroso é composto por arenito e folhelho.
- O método numérico DESBARATS fornece praticamente os mesmos resultados que o método analítico LELOCH, na mudança de escala da permeabilidade absoluta, desde que se proceda a um refinamento suficiente da malha utilizada no método numérico.
- Está correto o conceito de que as heterogeneidades internas de um bloco provocam efeitos de rotação no campo de velocidades. A necessidade, porém, de se utilizar o tensor completo de permeabilidade equivalente não foi suficientemente testada nesse trabalho.
- Caso a mudança de escala da permeabilidade absoluta seja feita por algum método do tipo TENSOR, os simuladores de fluxo existentes deverão ser adaptados para trabalharem também com os termos cruzados do tensor permeabilidade.
- Os termos cruzados do tensor permeabilidade podem assumir valores negativos e podem ser diferentes entre si, ou seja, o tensor permeabilidade não é um tensor simétrico.
- Ocorrem canalizações dos fluidos no reservatório quando existem regiões com maior facilidade ao fluxo e/ou a razão de mobilidades é desfavorável ao óleo.
- A pressão capilar, devido à difusão que provoca, suaviza as frentes de avanço, diminuindo sensivelmente os efeitos de canalizações.

- A dispersão numérica em fluxo multifásico é inerente à própria mudança de escala e deve ser corrigida ou por métodos de correção automática, como o TVD, ou por pseudofunções.

- Em se tratando de mudança de escala em reservatórios heterogêneos e problemas de fluxo multifásico, a utilização de pseudofunções é mais apropriada que a de métodos como o TVD porque, além de corrigir a dispersão numérica, capturam alguns efeitos das heterogeneidades internas dos blocos da malha grosseira e são curvas únicas, ou seja, evitam o cálculo da curva média de permeabilidade relativa e pressão capilar para um determinado bloco.

- A utilização de pseudofunções fornece melhores resultados nos casos em que os efeitos de canalizações não são importantes.

- As pseudofunções construídas pelos métodos KEB e STONE fornecem resultados semelhantes na simulação de fluxo.

- As pseudofunções são significativamente dependentes das vazões somente quando existe pressão capilar.

- A substituição da pseudopressão capilar por outra forma de efetuar médias das possíveis curvas diferentes, que existam para um mesmo bloco, não provoca mudanças significativas nos resultados da simulação de fluxo nos casos em que a pressão capilar original é nula ou os efeitos de canalizações são pequenos.

- O comportamento do corte de água com o tempo é representativo do histórico de produção como um todo. Porém, se é importante a análise da distribuição dos fluidos no reservatório, deve-se também observar os mapas de saturação de água.

- A mudança de escala, como foi estudada nesse trabalho, pode ser aplicada em várias etapas, de forma a considerar várias escalas de heterogeneidades.

5.2. RECOMENDAÇÕES

- Utilizar o método LELOCH para a mudança de escala da permeabilidade absoluta por ser um método analítico e, conseqüentemente, não ser afetado por problemas numéricos e por fornecer bons resultados.

- Prosseguir nos estudos dos métodos do tipo TENSOR, buscando desenvolver algum método analítico e, se não obtiver sucesso, prosseguir nos métodos numéricos, analisando principalmente a influência da subdivisão dos bloquinhos, posição e forma de calcular os gradientes de potencial e vazões transversais.

- Na mudança de escala em reservatórios heterogêneos e em problemas de fluxo multifásico, construir e utilizar pseudofunções dinâmicas pelo método STONE.

- Nos problemas com pressão capilar não nula, construir as pseudofunções impondo ao bloco de interesse vazões semelhantes às que por ele passam durante a simulação de fluxo na malha fina.

- Para construção das pseudofunções, utilizar sempre 4 ou mais blocos a montante do bloco de interesse e 1 bloco a jusante.

- Sempre que possível, construir as pseudofunções para todos os blocos da malha grosseira. Nas situações favoráveis às pseudofunções, ou seja, nos casos onde os efeitos de canalização são pequenos, pode-se utilizar pseudofunções construídas para um único bloco, desde que ele seja representativo do reservatório e não se esteja muito interessado em analisar a distribuição dos fluidos no reservatório.

- Quando as heterogeneidades forem fortes e quando houver forte anisotropia de permeabilidade local ou de variograma, deve-se construir as pseudofunções em todas as direções consideradas. Porém, quando o fluxo se dá muito preferencialmente em uma das direções, as pseudofunções podem ser construídas somente nessa direção.

- A pseudopressão capilar deve ser sempre empregada, pois é no mínimo uma eficiente forma de efetuar médias entre as várias curvas originais que podem existir para um mesmo bloco da malha grosseira.

- Adaptar as pseudofunções implementadas neste trabalho para outras aplicações, como por exemplo a consideração de efeitos de conificação em poços de produção, em simuladores sem esse recurso.

REFERÊNCIAS

- [1] Aasum, Y., Kasap, E. and Kelkar, M. : "Effective Properties of Reservoir Simulator Grid Blocks", Status Report TUPREP, Research Report 4, 210-228, November 13, 1990
- [2] Abu-Elbasha, O. B.: "Modelling and Simulation of Stochastic Sands in Stratified Reservoirs : 2 - D Description by Pseudo Parameters", presented at the Eighth Offshore South East Asia Conference in Singapore, 4-7, December 1990
- [3] Amaziane, B.; Bourgeat, A. and Koebbe, J. V.: "Numerical Simulation and Homogenization of Diphasic Flow in Heterogeneous Reservoir", 2nd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, pp. 75-81, Paris 1990
- [4] Aziz, K. and Settari, A.: "Petroleum Reservoir Simulation", Applied Science Publishers, London, 1979
- [5] Begg, S. H. and King, P. R. : "Modelling the Effects of Shales on Reservoir Performance: Calculation of Effective Vertical Permeability", SPE 13529, presented at the 8th SPE Symposium on Reservoir Simulation, Dallas, TX, February 10-13, 1985
- [6] Begg, S. H., Chang, D. M. and Haldorsen, H. H. : "A Simple Statistical Method for Calculating the Effective Vertical Permeability of a Reservoir Containing Discontinuous Shales", SPE 14271, presented at the 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, September 22-25, 1985
- [7] Begg, S. H. and Carter, R. R. : "Assigning Effective Values to Simulator Grid-Block Parameters Heterogeneous Reservoirs", SPE 16754, presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Dallas, September 27-30, 1987
- [8] Bonet, L., Romeu, R. K. e Pereira, J. R.: "Metodologia para Determinação de Permeabilidade Equivalente em Meios Porosos Heterogêneos", projeto 03-04-14 da PETROBRAS-CENPES-DIGER, Rio de Janeiro, abril de 1989
- [9] Campozana, F. P. : "Modelagem Probabilística e Simulação de Reservatórios", dissertação de mestrado, UNICAMP, 1990
- [10] Cardwell, W. T. and Parsons, R. L. : "Average Permeabilities for Heterogeneous Oil Sands", *Trans.*, 160, pp. 32-42, AIME, 1945
- [11] Coats, K. H., Dempsey, J. R. and Henderson, J. H.: "The Use of Vertical Equilibrium in Two-Dimensional Simulation of Three-Dimensional Reservoir Performance", *Trans.*, 251, pp. 63-71, SPE of AIME, 1971
- [12] Dagan, G.: "Models of Groundwater Flow in Statistically Homogeneous Porous Formations", *Water Resour. Res.*, 15(1), 47-63, 1979

- [13] Dale, M. : "Effective Relative Permeability for a 1-D Heterogeneous Reservoir", Second International Reservoir Characterization Technical Conference, Dallas, TX, June 25-28, 1989
- [14] Desbarats, A. J.: "Stochastic Modeling of Flow in Sand-Shale Sequences", PhD Dissertation, University of Stanford, 1987
- [15] Desbarats, A. J.: "Numerical Estimation of Effective Permeability in Sand Shale Formations", *Water Resources Res.* 23(2), 273-286, Feb. 1987
- [16] Desbarats, A. J. : "Estimation of Effective Permeabilities in the Lower Stevens Formation of the Paloma Field, San Joaquin Valley, California", SPE Reservoir Engineering, pag. 1301-1307, November 1988
- [17] Desbarats, A. J. and Dimitrakopoulos, R. : "Geostatistical Modeling of Transmissivity for Two-Dimensional Reservoir Studies", SPE 19355, 1989
- [18] Deutsch, C. V. : "Estimating Block Effective Permeability with Geostatistics and Power Averaging", submitted to the SPE journal, May 1986
- [19] Deutsch, C. V. : "Relative Influence on Flow Performance of Spatial Heterogeneities versus Uncertainty in Relative Permeability Curves", report of Stanford University
- [20] Durlofsky, L. J. and Chung E. Y. : "Effective Permeability of Heterogeneous Reservoir Regions", 2nd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, pp. 57-64, Paris 1990
- [21] Dykstra, H. and Parsons, R. L.: "The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding", Secondary Recovery of Oil in the United States, pp.160-174, 1950
- [22] Emanuel, A. S. and Cook, G. W.: "Pseudo-Relative Permeability for Well Modeling", SPEJ, 7-9, Feb. 1974
- [23] Espedal, M. S.; Hansen, R.; Langlo, P.; Saevareid, O. and Ewing, R. E. : "Heterogeneous Porous Media and Domain Decomposition Methods", 2nd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, pp. 157-163, Paris, 1990
- [24] Gelhar, L. W. and Axness, C. L., "Three-Dimensional Stochastic Analysis of Macrodispersion in Aquifers", *Water Resour. Res.*, 19(1), 161-180, 1983
- [25] Giordana, R. M., Salter, S. J. and Mohanty, K. K. : "The Effects of Permeability Variations on Flow in Porous Media", SPE 14365, presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Las Vegas, NV, Sept. 22-25, 1985
- [26] Geezen, W. H. and Lerche, I., "A Model of Regional Fluid Flow: Sand Concentration Factors and Effective Lateral and Vertical Permeabilities" *Math. Geol.*, 17(3), 297-315, 1985

- [27] Gómez-Hernández, J. J. : "Simulation of Block Permeabilities Conditioned Upon Data Measured at a Different Scale", Stanford University, CA 94305, 1990
- [28] Gómez-Hernández, J. J. and Journel, A. G. : "Stochastic Characterization of Grid-Block Permeabilities : from Point Values to Block Tensor", 2nd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, pp. 83-90, Paris 1990
- [29] Guérillot, D., Rudkiewicz, J. L., Ravenne, C., Renard, G. and Galli, A. : "An Integrated Model for Computer Aided Reservoir Description : from Outcrop Study to Fluid Flow Simulations", *Revue de IFP*, 45(1), 71-77, Jan.-Fev. 1990
- [30] Guérillot, D., Touffait, Y. and Beucher, H. : "A 3D Integrated Structure for Computer-Aided Reservoir Characterization", SPE 20348, presented at the Fifth SPE Petroleum Computer Conference, Denver, Colorado, June 25-28, 1990
- [31] Guérillot, D., Lemouzy, P., Galli, A. and Ravenne, C. : "3D Fluid Flow Behaviour in Porous Media Characterized by Geostatistical Methods", paper SPE 21081, to be presented at the SPE Latin American Engineering Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, October 11-14, 1990
- [32] Haldorsen, H. H. : "Reservoir Characterization Procedures for Numerical Simulation", PhD Dissertation, Un. of Texas, Austin, 1983
- [33] Haldorsen, H. H. and Lake, L. W. : "A New Approach to Shale Management in Field-Scale Models", *SPE Journal*, 447-457, Aug. 1984
- [34] Haldorsen, H. H. and Chang, D. M. : "Notes on Stochastic Shales : From Outcrop to Simulation Model", Reservoir Characterization, Academic, Orlando, 1986
- [35] Haldorsen, H. H. and Dubrule, O. : "Geostatistics for Permeability Estimation", Reservoir Characterization, Academic, Orlando, 223-247, 1986
- [36] Haldorsen, H. H. : "The Problem of Scale in Reservoir Engineering", Reservoir Characterization, Academic, Orlando, 1986
- [37] Haldorsen, H. H. and Davies, B. J. : "Pseudofunctions in Formations Containing Discontinuous Shales : A Numerical Study", SPE 16012, presented at the Ninth SPE Reservoir Simulation Symposium, San Antonio, TX, Feb. 1-4, 1987
- [38] Harten, A., Lax, P. D. and Van Leer, B. : "On Upstream Differencing and Godunov-Type Schemes for Hyperbolic Conservation Laws", *SIAM Review*, 25(1), Jan. 1983
- [39] Hashin, Z. and Shtrikman, S. : "A Variational Approach to the Theory of the Effective Magnetic Permeability of Multiphase Materials", *Jour. Appl. Phys.*, 33(10), 3125-3131, 1962

- [40] Havlena, D. : "Interpretation, Averaging and Use of the Basic Geological-Engineering Data", *Journal of Canadian Petroleum Technology*, part 1, 5(4), pp 153-164, October-December 1966 part 2, 7(3), pp 128-144, July-September 1968
- [41] Hearn, C. L. : "Simulation of Stratified Water Flooding by Pseudorelating Permeability Curves", *JPT*, pp 805-813, July 1971
- [42] Holden, L., Hoiberg, J. and Lia, O. : "An Estimator for the Effective Permeability", 2nd European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, pp.287-290, Paris 1990
- [43] Honarpour, M., Koederitz, L. and Harvey, A. H. : "Relative Permeability of Petroleum Reservoirs", CRC Press, 1986
- [44] Jacks, H. H., Smith, O. J. E. and Mattax, C. C. : "The Modelling of a Three-Dimensional Reservoir with a Two-Dimensional Reservoir Simulator - The Use of Dynamic Pseudo Functions", *SPEJ*, 175, June 1973
- [45] Jacquin, C. J., Henriette, A., Guérillot, D. and Adler, P. M. : "Heterogeneity and Effective Permeability of Porous Rocks - Experimental and Numerical Investigation", Second International Reservoir Characterization Technical Conference, Dallas, June 25-28, 1989
- [46] Journel, A. G., Deutsch, C. and Desbarats, A. J. : "Power Averaging for Block Effective Permeability", SPE 15128, presented at the 56th California Regional Meeting of the SPE, Oakland, CA, April 2-4, 1986
- [47] Kasap, E. and Lake, L. W. : "An Analytical Method to Calculate the Effective Permeability Tensor of a Grid Block and its Application in an Outcrop Study", SPE 18434, presented at the SPE Symposium on Reservoir Simulation in Houston, TX, February 6-8, 1989
- [48] Kasap, E. : "Analytic Methods to Calculate an Effective Permeability Tensor and Pseudo Relative Permeabilities for Cross-Bedded Flow Units", PhD Dissertation, Un. of Texas, Austin, May 1990
- [49] Kirkpatrick, S. : "Percolation and Conduction", *Rev. of Modern Physics*, 45(4), 574-588, 1973
- [50] Kohler, W. E. and Papanicolaou, G. C. : "Some Applications of the Coherent Potential Approximation in Multiple Scattering on Waves in Random Media", Chow, Kohler and Papanicolaou (Eds.), North-Holland, 1981
- [51] Kossack, C. A., Aasen, J. O. and Opdal, S. T. : "Scaling-up Laboratory Relative Permeabilities and Rock Heterogeneities with Pseudo Functions for Field Simulations", SPE 18436, presented at the SPE Symposium on Reservoir Simulation, Houston, TX, February 6-8, 1989

- [52] Kyte, J. R. and Berry, D. W. : "New Pseudo Functions to Control Numerical Dispersion", *Soc. Pet. Eng. J.*, SPE 5105, August 1975
- [53] Lasseter, T. J., Lake, L. W. and Waggoner, J. R. : "Reservoir Heterogeneities and Their Influence on Ultimate Recovery", *Reservoir Characterization*, Academic, Orlando, 1986
- [54] Le Loc'h, G. : "An Efficient Strategy for Combining the Permeabilities: Practical Application on a Simulated Reservoir", *Geostatistics*, 2, 557-568, 1989
- [55] Leung, N. F. : "A Tensor Model for Anisotropic and Heterogeneous Reservoirs with Variable Directional Permeabilities", SPE 15134, presented at the 56th California Regional Meeting of SPE, Oakland, CA, April 2-4, 1986
- [56] Leverett, M. C. : "Capillary Behavior in Porous Solids", *Trans. AIME*, 142-152, 1941
- [57] Martin, J. H. and Cooper, J. A. : "An Integrated Approach to the Modeling of Permeability Barrier Distribution in a Sedimentologically Complex Reservoir", SPE 13051, presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Sept. 16-19, 1984
- [58] Matheron, G. : "Structure et Composition des Perméabilités", *Revue de l'IFP et Annales des Combustibles Liquides*, 21(4), pp. 564-580, Avril, 1966 a
- [59] Matheron, G. : "Genèse et Signification Énergétique de la Loi de Darcy", *Revue de l'IFP Rueuil*, 21(11), 1697-1706, 1966 b
- [60] Matheron, G. : "Composition des Perméabilités en Milieu Poreux Hétérogène: Critique de la Règle de Pondération Géométrique", *Revue de l'IFP et Annales des Combustibles Liquides*, 23(2), pp. 201-218, Février, 1968
- [61] Mohanty, S. and Sharma, M. M. : "A Recursive Method for Estimating Single and Multiphase Permeabilities", SPE 20477, presented at the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE, New Orleans, LA, September 23-26, 1990
- [62] Peaceman, D. W. : "Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation", Elsevier Scientific Publishing Company, New York, 1977
- [63] Pinto, A. C. C. : "Esquemas de Alta Resolução para Controle de Dispersão Numérica em Simulação de Reservatórios", Tese de Mestrado, UNICAMP, 1991
- [64] Sá Neto, A. : "Estudo de Pseudo-Funções Aplicáveis a Reservatórios de Óleo Sujeitos a Injeção de Gás", dissertação de mestrado, Ouro Preto, 1987
- [65] Shaw, D. C. and Dawe, R. A. : "Averaging Laws for Flow Through Grid Blocks Containing Heterogeneities", SPE 13530, presented at the SPE 1985 Reservoir Simulation Symposium, Dallas, Texas, February 10-13, 1985

- [66] Smith, E. M. : "The Influence of Correlation Between Capillary Pressure and Permeability on the Average Relative Permeability of Reservoir Containing Small Scale Heterogeneity", Second International Reservoir Characterization Technical Conference, Dallas, TX, June 25-28, 1989
- [67] Smith, L. and Freeze, R. A. : "Stochastic Analysis of Steady-State Groundwater Flow in a Bounded Domain 1 : One-Dimensional Simulations", *Water Resour. Res.*, 15(3), 521-528, 1979 a
- [68] Smith, L. and Freeze, R. A. : "Stochastic Analysis of Steady-State Groundwater Flow in a Bounded Domain 2 :Two-Dimensional Simulations", *Water Resour. Res.*, 15(6), 1543-1559, 1979 b
- [69] Starley, G. P. : "A Material Balance Method for Deriving Interblock Water/Oil Pseudofunctions for Coarse-Grid Reservoir Simulation", SPE 15621, presented at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, New Orleans, LA, October 5-8, 1986
- [70] Stone, H. L. : "Rigorous Black Oil Pseudo Functions", SPE 21207 presented at the 11th SPE Symposium on Reservoir Simulation held in Anaheim, California, February 17-20, 1991
- [71] Warren, J. E. and Price, H. S. : "Flow in Heterogeneous Porous Media", *SPE Journal*, pp. 153-169, Sept. 1961
- [72] White, C. D. and Horne, R. N. : "Computing Absolute Transmissibility in the Presence of Five-Scale Heterogeneity", SPE 16011, presented at the Ninth SPE Reservoir Simulation Symposium, San Antonio, TX, Feb. 1-4, 1987
- [73] White, C. D. : "Representation of Heterogeneity for Numerical Reservoir Simulation", PhD dissertation, Stanford University, 1987
- [74] Woods, E. G. and Khurana, A. K. : "Pseudofunctions for Water Coning in a Three-Dimensional Reservoir Simulator", *SPEJ* 251-262, Aug. 1977
- [75] Young, L. C. : "A Study of Spatial Approximation for Simulating Fluid Displacements in Petroleum Reservoirs", *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, vol. 47, pp. 3-46, 1984
- [76] Zagalaj, B. M. : "Reservoir Simulation of Horizontal Wells in the Helder Field", SPE 19296, presented at Offshore Europe 89, Aberdeen, 5-8 September 1989