

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA



Utilização de métodos de transferência de escala na simulação de  
recuperação de hidrocarbonetos com aplicação de computação distribuída

Autor: Demétrio de Souza Menezes Filho

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

Orientador: Prof. Dr. Paulo Roberto Maciel Lyra  
Co-Orientador: Prof. Dr. Ramiro Brito Willmersdorf

Recife, junho de 2009

**M543u**      **Menezes Filho, Demétrio de Souza.**  
Utilização de métodos de transferência de escala na simulação de recuperação de hidrocarbonetos com aplicação de computação distribuída / Demétrio de Souza Menezes Filho. - Recife: O Autor, 2009. ix, 100 folhas, il : figs., tabs.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, 2009.

Inclui Bibliografia e Apêndices.

1. Engenharia Mecânica. 2. Transferência de Escala. 3. Permeabilidade absoluta. 4. Computação Distribuída. 5. Hidrocarbonetos. I. Título.

**UFPE**

**621                      CDD (22. ed.)                      BCTG/2009-152**

“UTILIZAÇÃO DE MÉTODOS DE TRANSFERÊNCIA DE ESCALA NA  
SIMULAÇÃO DE RECUPERAÇÃO DE HIDROCARBONETOS COM APLICAÇÃO  
DE COMPUTAÇÃO DISTRIBUÍDA”.

DEMÉTRIO DE SOUZA MENEZES FILHO

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO  
TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

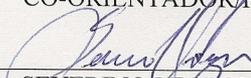
ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: MECÂNICA COMPUTACIONAL  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA/CTG/EEP/UFPE



Prof. Dr. PAULO ROBERTO MACIEL LYRA  
ORIENTADOR

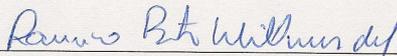


Prof. Dr. RAMIRO BRITO WILLMERSDORF  
CO-ORIENTADOR/PRESIDENTE



Prof. Dr. SEVERINO LEOPOLDINO URTIGA FILHO  
COORDENADOR DO CURSO

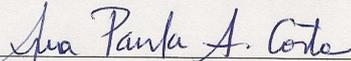
BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. RAMIRO BRITO WILLMERSDORF (UFPE)



Prof. Dr. DARLAN KARLO ELISIÁRIO DE CARVALHO (UFPE)



Dra. ANA PAULA DE ARAUJO COSTA (PETROBRÁS)

## Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado paciência e perseverança para conclusão do presente trabalho.

Agradeço também ao Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), por ter me concedido à oportunidade de efetuar esta a capacitação e também sou grato aos demais colegas da instituição que contribuíram para conclusão deste curso, em diversos momentos da evolução deste trabalho.

Ao Sr. Victor Salazar, gerente da CMG para América Latina, pelo suporte no uso do simulador IMEX (CMG (2007)).

Ao Sr. Juan Mateo, suporte da CMG para o Brasil, pelo suporte no uso do simulador IMEX (CMG (2007)).

Ao professor Paulo Lyra que viabilizou minha linha de pesquisa no grupo PADMEC e também como orientador possibilitou a conclusão deste trabalho, sempre confiando e incentivando.

Ao professor Ramiro que me apresentou os modelos de computação distribuída e paralela, conjuntamente com valiosos auxílios em relação ao sistema Linux e na utilização do cluster.

Ao colega Darlan que forneceu importante auxílio em relação à engenharia de petróleo, esclareceu dúvidas a respeito da elaboração de simulações e formulou opiniões extremamente pertinentes que contribuíram com o desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

Ao colega Rogério que forneceu grande ajuda em relação à programação em Linguagem C, ao desenvolvimento de sistemas paralelo ou distribuído, dicas importantes sobre o sistema operacional Linux.

Ao colega Alessandro que com dicas importantes sobre Fortran, contribuíram com a definição das ferramentas iniciais a serem utilizadas e também com a elaboração do café que ajudou muito a me manter acordado nos períodos da tarde.

Aos demais colegas do PADMEC que eventualmente ajudavam quando tinha alguma dúvida sobre assuntos específicos.

A Sra. Eliane que com informações importantes sobre os procedimentos a serem seguidos na estrutura do mestrado.

A minha família que também forneceu apoio e também apresentou paciência mesmo nos momentos de ausência, que contribuíram para a conclusão deste trabalho.

## Resumo

A transferência para uma escala maior (“upscaling”), tem sido um método muito utilizado no tratamento de informações associadas a uma grande quantidade de dados, tornando-se uma opção ainda mais relevante quando o excesso destes dados representa uma dificuldade na sua manipulação, levando à outras conseqüências tais como longo tempo de processamento, sobrecarga do sistema ou até mesmo inviabilização da simulação em alguns casos extremos. Desta forma, a transferência para uma escala maior tem como desafio a busca pela manutenção da representatividade da informação, utilizando uma menor quantidade de dados.

A permeabilidade absoluta e a porosidade de campos de petróleo podem representar uma grande quantidade de dados nas simulações e, em casos realistas, com reservatórios altamente heterogêneos, a utilização de modelos com malhas muito refinadas se torna eventualmente inviável ou requer um longo tempo computacional para simulação. Isto motivou o estudo de duas metodologias clássicas de transferência para uma escala maior (“upscaling”) para dados referentes à permeabilidade, através do uso de médias pitagóricas (aritmética, geométrica, harmônica) e do uso do chamado “Flow Based” e para os dados referentes à porosidade, através do uso de média aritmética volumétrica.

Foi desenvolvido um sistema chamado de “Transfer”, escrito em linguagem C, que atua como um gerenciador do processo de transferência de escala, além de possuir ferramentas para pré-processamento que auxiliam na conversão de dados entre o simulador IMEX e o sistema “Transfer”, assim como, entre o “Transfer” e o software ELMER e no pós-processamento, ferramentas para fazer o procedimento inverso. Ainda foram agregadas diversas ferramentas adicionais para auxílio no uso do sistema.

Em relação aos aplicativos adotados, no caso específico da metodologia “Flow Based”, foi utilizado o software de resolução de problemas multifísicos ELMER do Finish IT Center for Science (CSC - Finlândia) para o cálculo da permeabilidade equivalente de macro-células utilizando o método dos elementos finitos. Também como forma de acelerar o processamento da metodologia “Flow Based”, foi desenvolvida uma versão do sistema Transfer para trabalhar de modo distribuído, visando aumentar a velocidade de processamento em relação ao sistema trabalhando em modo seqüencial.

Como formas de avaliar as ferramentas desenvolvidas ou utilizadas, foram feitas simulações baseadas no desafio lançado pela Society of Petroleum Engineers (SPE) através do “Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques” - SPE66599 (Christie-2001) que trata de dois modelos, sendo o primeiro um caso simples em duas dimensões com 2.000 células e o segundo um caso tridimensional com 1.122.000 células.

Para obtenção de resultados, foi utilizado o simulador comercial de reservatórios IMEX da Computer Modeling Group (CMG), conjuntamente com os aplicativos BUILDER e RESULTS GRAPH que fazem parte do mesmo pacote da empresa.

O presente trabalho contribuiu para que fosse criada uma ferramenta para transferência para escala superior (“upscaling”) de dados, utilizando duas metodologias distintas, com aplicação de computação distribuída, podendo ser utilizada em diversos contextos, tais como: simulação de reservatórios de petróleo, estudo de aquíferos e contaminantes, etc. Também serviu como trabalho inicial de uma nova linha de pesquisa para o grupo de pesquisa PADMEC da UFPE.

**Palavras-chave:** transferência de escala, “upscaling”, simulador numérico de campos de petróleo, permeabilidade absoluta, porosidade.

## Abstract

Upscaling has been a very usual methodology to deal with information that involves a large quantity of data. It is even more important when the amount of data to be processed by a computational system leads to extremely large computational requirements, both in terms of CPU and memory that might even make the simulation impossible. The great challenge of upscaling methodology is to represent a large amount of data with a smaller quantity of data without losing the information quality.

Permeability and porosity of petroleum fields can represent a large amount of data and is special for simulations of fields highly heterogeneous. In this work, two classical methodologies of upscaling for permeability are used: Pythagorean means (arithmetic, geometric and harmonic means) and “Flow Based”. For porosity one methodology is used (arithmetic mean).

A system called “Transfer” wrote in C language was developed to manage upscaling process. This system has some tools for pre-processing, i.e. to translate data between reservoir simulator IMEX to “Transfer” system and for post-processing, i.e. to execute the same translation in reverse order (“Transfer” to IMEX). Other tools were added to help the system use.

When adopting the “Flow Based” methodology software multi-physical called ELMER from “Finish IT Centre for Science” (CSC – Finnish) was adopted to compute equivalent permeability of macro cells with use “finite element method” (FEM). In order to improve the performance of “Flow Based” methodology a version of “Transfer” system was developed to work with distributed computing.

The commercial reservoir simulator IMEX from Computer Modeling Group (CMG) with some systems embedded like BUILDER and RESULTS GRAPH, was used for the presented simulations.

System evaluations were made using results from “Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques” – SPE66599 (Christie – 2001) that treat two models. The first model is a simple 2D case with 2.000 cells and the second model is a 3D case with 1.122.000 cells.

The present work contributed with the development of a computer tool for data upscaling using two different methodologies with a preliminary distributed computing capability. This tool can be used in several contexts like reservoir simulation, aquifer studies, etc. This work can also be considered as pioneer in this field with in the research group PADMEC, from UFPE.

**Key words:** Upscaling, reservoir simulator, absolute permeability, porosity.

## Sumário

Agradecimentos .....	II
Resumo .....	III
Abstract.....	IV
Sumário.....	V
Simbologia.....	VII
Lista de figuras .....	VIII
1 Introdução .....	1
1.1 – Motivação e considerações .....	1
1.2 – Objetivo e contribuição .....	2
1.3 – Organização geral da dissertação. ....	2
2 Revisão Bibliográfica .....	4
3 Aspectos Teóricos .....	8
3.1 Escala numérica .....	8
3.1.1 Escala de ampliação.....	8
3.1.2 Escala de redução .....	9
3.2 Transferência de escala.....	9
3.3 Propriedades petrofísicas .....	11
3.3.1 Porosidade .....	11
3.3.2 Permeabilidade .....	11
3.4 “Upscaling” da porosidade .....	12
3.5 Tipos de “Upscaling” para permeabilidade .....	12
3.5.1 Média aritmética .....	13
3.5.2 Média geométrica .....	13
3.5.3 Média harmônica .....	13
3.5.4 “Flow Based”.....	13
4 Metodologia.....	16
4.1 Considerações iniciais .....	16
4.2 Método “Flow Based” para determinação da permeabilidade equivalente.....	19
4.2.1 Permeabilidade efetiva direcional .....	19
4.2.2 Permeabilidade efetiva com tensor cheio .....	20
4.3 Desenvolvimento do software Transfer para realização de upscaling .....	20
4.4 Uso do software FEM Elmer para determinação da permeabilidade equivalente	22
4.5 Simulador comercial IMEX-CMG .....	24
4.6 Tratamento do bloco de poço .....	24
4.7 Processamento distribuído para acelerar o cálculo do upscaling .....	26
4.7.1 Comandos MPI utilizados .....	28
4.7.2 Avaliação de resultados parciais da distribuição de processamento .....	28
4.8 Avaliação de resultados simples do sistema Transfer .....	29
4.9 Tratamento de imagens utilizando o sistema Transfer .....	34

5	Resultados.....	35
5.1	Modelo 1 (2D) do SPE66599 com malha de 100x1x20 (2.000 células).....	35
5.1.1	Alterações no “data set” do IMEX para transferência de escala.....	37
5.1.2	Avaliação qualitativa da distribuição da permeabilidade do Modelo 1.....	38
5.1.3	Análise do modelo 1 do SPE66599 usando média aritmética.....	40
5.1.4	Análise do modelo 1 do SPE66599 usando média geométrica.....	44
5.1.5	Gráficos do modelo 1 do SPE66599 usando média harmônica.....	48
5.1.6	Gráficos do modelo 1 do SPE66599 usando “Flow Based”.....	52
5.1.7	Avaliação das metodologias de upscaling de 100x1x20 para 5x1x5.....	56
5.1.8	Avaliação entre resultados do trabalho do SPE66599 e o Transfer.....	60
5.2	Modelo 2 (3D) do SPE66599 com malha de 60x220x85(1.122.000 células).....	62
5.2.1	Alterações no “data set” do IMEX para transferência de escala.....	63
5.2.2	Alterações do “data set” do IMEX para execução do Modelo 2.....	64
5.2.3	Avaliação qualitativa da distribuição da permeabilidade do Modelo 2.....	66
5.2.4	Avaliação qualitativa da distribuição da porosidade do Modelo 2.....	70
5.2.5	Refinamento da malha nas proximidades dos poços produtores.....	72
5.2.6	Avaliação da vazão de óleo.....	74
5.2.7	Avaliação do corte de água.....	77
5.2.8	Avaliação da produção acumulada de óleo.....	80
5.2.9	Avaliação da pressão média.....	83
5.3	Avaliação do tempo de execução.....	85
6	Considerações finais.....	86
6.1	Conclusões.....	86
6.2	Dificuldades.....	87
7	Referências bibliográficas.....	89
8	Apêndices.....	92
	Apêndice A: Estrutura do sistema Transfer.....	92
	A.1 Cálculo do upscaling genérico.....	93
	A.1.1 Descrição dos tipos de “solvers”.....	93
	A.2 Conversores e “upscaling” para o IMEX – CMG.....	95
	A.2.1 Conversor IMEX/Transfer para permeabilidade.....	95
	A.2.2 Conversor Transfer/IMEX para permeabilidade.....	95
	A.2.3 Conversor Transfer/IMEX para porosidade.....	95
	A.2.4 Conversor de coordenadas dos poços.....	96
	A.2.5 Gerenciador de “upscaling” da permeabilidade IMEX/Transfer/IMEX..	96
	A.2.6 Seletor de regiões (pilares) para simular “five spot”.....	96
	A.3 Ferramentas diversas.....	96
	A.3.1 Filtro do arquivo de dados.....	96
	A.3.2 Introdução de um espaço em branco no arquivo de entrada.....	96
	A.3.3 Dump de um arquivo de texto qualquer.....	97
	A.3.4 Conversor do arquivo de entrada.....	97
	A.3.5 Verificação da condição de Cardwell e Parsons.....	97
	A.3.6 Conversor de imagens PGM/Transfer.....	97
	A.3.7 Conversor de imagens Transfer/PGM.....	97
	A.3.8 Cálculo do M.M.C.....	97
	Apêndice B: “Data set” utilizado no Modelo 2 para malha de 60 x 220 x 85.....	98

## Simbologia

### Letras Latinas

$K$	Permeabilidade absoluta	mD
$K_e$	Permeabilidade equivalente	mD
$p$	Pressão	kPa
$q$	Vazão	$m^3 / dia$
$Z$	Coefficiente de compressibilidade (gás)	%

### Letras Gregas

$\mu$	Viscosidade	$cp$
$\phi$	Porosidade	%

### Siglas e abreviaturas

API	American Petroleum Institute
BBL	Oil Barrel (= STB)
BBO	Billion Barrels of Oil
BHP	Bottom Hole Pressure
BOE	Barrels of Oil Equivalent
BOED	Barrels of Oil Equivalent per Day
BOPD	Barrels of Oil Per Day
CMG	Computer Modelling Group Ltd.
CSC	Finish IT Center for Science
MBBL	Thousands of Oil Barrels
mD	Milidarcy
MLB	Million pounds
MMBO	Million Barrels of Oil
MMSCF	Million Standard Cubic Feet (Gás)
MMSTB	Millions of Stock Tank Barrels
MPI	Message Passing Interface
MSTB	Thousands of Stock Tank Barrels
SPE	Society of Petroleum Engineers
STB	Stock Tank Barrel (= BBL)
TCF	Trillion Cubic Feet (Gás)

## Lista de figuras

Figura 1: “Small Cell Renormalization” para uma malha inicial refinada de 64 células ou $2^{nd}$ células, onde $n=3$ e $D=2$ (Extraído de Renard - 1997). .....	5
Figura 2: Exemplo de escala de ampliação utilizando escala de 11:1 .....	8
Figura 3: Exemplo de escala de redução para cidade de Atlanta na Geórgia (USA). .....	9
Figura 4: Transferência para uma escala superior ou “upscaling” (Christie – 2004). ....	10
Figura 5: “Upscaling” utilizando média aritmética. ....	10
Figura 6: Porosidade intrapartícula encontrada em arenitos. ....	11
Figura 7: Demonstração das características das médias pitagóricas entre “a” e “b” .....	12
Figura 8: Metodologia “Flow Based” para um caso 2D heterogêneo. ....	15
Figura 9: “Upscaling” de uma malha homogênea de 3 X 3 para 2 X 2. ....	16
Figura 10: Topologia em série. ....	17
Figura 11: Topologia em paralelo. ....	17
Figura 12: Topologia “chess-board”. ....	18
Figura 13: Permeabilidade equivalente da topologia 2x2 obtida pelo cálculo do circuito resistivo equivalente (Extraído de Renard – 1997). ....	18
Figura 14: Blocos gerados pelo sistema Transfer no “upscaling” de 9 x 4 para 3 x 2. ...	21
Figura 15: Malha gerada pelo Elmer Grid para um bloco de 5 x 4 x 3 dimensões. ....	23
Figura 16: Gradiente de pressão rotacionando o bloco de 5 x 4 x 3 para o cálculo da permeabilidade equivalente. ....	23
Figura 17: Deslocamento dos poços produtores após a alteração do tamanho da célula. ....	25
Figura 18: Modelo “five spot” com manutenção da malha refinada nos blocos com poços. ....	25
Figura 19: Tipos comuns de tratamento de poço disponíveis no simulador IMEX. ....	26
Figura 20: Pseudo-fluxograma com a distribuição do processamento. ....	27
Figura 21: “Upscaling” de um cubo de 16x16x16 para 1x1x1. ....	28
Figura 22: Topologia em série. ....	29
Figura 23: Topologia em paralelo. ....	30
Figura 24: Topologia tipo “chess board”. ....	31
Figura 25: Amostra do refinamento utilizado na malha para avaliar a metodologia “Flow Based”. ....	32
Figura 26: Variação da permeabilidade em função do grau de refinamento. ....	33
Figura 27: “Upscaling” de uma imagem de 1600x1200 células para diversas escalas grosseiras. ....	34
Figura 28: Logaritmo da permeabilidade para o Modelo 1. ....	36
Figura 29: Comparação de metodologias pelo logaritmo da permeabilidade para várias escalas do modelo 1. ....	39
Figura 30: “Upscaling” usando a metodologia da média aritmética. ....	41
Figura 31: “Upscaling” usando a metodologia da média aritmética. ....	42
Figura 32: “Upscaling” usando a metodologia da média aritmética. ....	43
Figura 33: “Upscaling” usando a metodologia da média geométrica. ....	45
Figura 34: “Upscaling” usando a metodologia da média geométrica. ....	46
Figura 35: “Upscaling” usando a metodologia da média geométrica. ....	47
Figura 36: “Upscaling” usando a metodologia da média harmônica. ....	49
Figura 37: “Upscaling” usando a metodologia da média harmônica. ....	50
Figura 38: “Upscaling” usando a metodologia da média harmônica. ....	51
Figura 39: “Upscaling” usando a metodologia “Flow Based”. ....	53
Figura 40: “Upscaling” usando a metodologia “Flow Based”. ....	54

Figura 41: “Upscaling” usando a metodologia “Flow Based”.	55
Figura 42: “Upscaling” de 100 x 1 x 20 para 5 x 1 x 5 usando várias metodologias.	57
Figura 43: “Upscaling” de 100 x 1 x 20 para 5 x 1 x 5 usando várias metodologias.	58
Figura 44: “Upscaling” de 100 x 1 x 20 para 5 x 1 x 5 usando várias metodologias.	59
Figura 45: Comparação da figura 5 do SPE66599 e resultados obtidos pelo Transfer.	61
Figura 46: Visão do logaritmo da permeabilidade para o modelo 2 do SPE66599.	62
Figura 47: Alterações realizadas na tabela de porosidade fornecida.	64
Figura 48: Tabela PVT extraída do trabalho do SPE66599.	65
Figura 49: Alterações na tabela PVT para viabilizar a simulação “dead-oil” no IMEX.	65
Figura 50: Resultados finais de acordo com a linha da tabela PVT utilizada.	65
Figura 51: Avaliação qualitativa da permeabilidade do Modelo 2 do SPE66599.	67
Figura 52: Corte da primeira camada para várias malhas.	68
Figura 53: Corte da última camada para várias malhas.	69
Figura 54: Avaliação qualitativa da porosidade do Modelo 2 do SPE66599.	71
Figura 55: Refinamento da permeabilidade nas proximidades dos poços produtores.	73
Figura 56: Vazão de óleo do poço 1 do SPE66599, do Transfer e vazão total.	75
Figura 57: Comparação da vazão de óleo entre todos os poços e individualmente.	76
Figura 58: Corte de água do poço 1 do SPE66599, do Transfer e de todos os poços.	78
Figura 59: Comparação do corte de água entre todos os poços e individualmente.	79
Figura 60: Produção de óleo do poço 1 do SPE66599, do Transfer e de todos os poços.	81
Figura 61: Comparação da produção de óleo entre todos os poços e individualmente.	82
Figura 62: Avaliação da pressão média do Modelo 2 do SPE66599.	84
Figura 63: “Upscaling” unidimensional de 100 células para 7 macro-células.	87
Figura 64: Sintaxe de leitura do Transfer.	92
Figura 65: Blocos a serem processados pelo ELMERSOLVER.	94

# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 – Motivação e considerações

Mesmo com o desenvolvimento dos modernos supercomputadores, podemos facilmente identificar ainda nos dias de hoje vários tipos de problemas que não podem ser solucionados em função do grande volume de dados que eles utilizam, dificultando e eventualmente inviabilizando a simulação destes problemas nos computadores atuais.

Dentre várias soluções disponíveis para racionalizar e muitas vezes possibilitar o processamento de uma grande quantidade de dados, o presente trabalho está direcionado mais especificamente ao processo de transferência de escala chamado “upscaling”, ou seja, a transferência de uma escala fina (maior quantidade de dados) para outra escala mais grosseira (menor quantidade de dados), objetivando sempre preservar a representatividade da informação.

Entre as aplicações dos métodos de transferência de escala podemos relacionar como exemplos:

- Previsão do tempo;
- Simulação de combustão e detonação por pulverização (similar ao diesel);
- Análise estrutural de materiais compostos e materiais esponjosos;
- No estudo da formação de galáxias com muitos corpos;
- Solução dinâmica de moléculas em grande escala;
- Análise e visualização de dados em grande escala;
- Mineração de dados em grande escala.

Se tomarmos um grande volume de dados que representam uma determinada informação, podemos interpretar como uma boa metodologia de “upscaling”, aquela que preserva a representatividade da mesma informação com uma quantidade menor de dados.

Sabemos que à medida que diminuímos o número de dados para representação de uma determinada informação, maior se torna o desafio para manter a representatividade original da informação que existia quando foi utilizada uma grande quantidade de dados, especialmente se houver um alto grau de heterogeneidade dos dados utilizados na representação original. Neste contexto para solucionarmos alguns problemas computacionais que exigem grande volume de dados, foram desenvolvidas várias metodologias de transferência de escala que podem até admitir alguma perda de acurácia na representatividade mas com a ressalva que esta perda seja, se possível, controlável e previamente bem estimada.

Serão estudados dois tipos de metodologias de “upscaling” clássicas, aplicadas em princípio, em simulações de reservatórios, sendo a primeira chamada de “médias pitagóricas” (aritmética, geométrica e harmônica), podendo ser utilizadas de uma forma muito abrangente em vários contextos físicos e uma última metodologia especial voltada para simulações petrofísicas chamada “Flow Based”, que conceitualmente também poderia ser utilizada em simulações de aquíferos e no estudo da difusão de contaminantes na sub-superfície terrestre.

Também foram realizados estudos para distribuição de processamento, tendo sido agregadas ao software “Transfer”, a possibilidade da utilização de processamento distribuído, como forma de aceleração da obtenção de resultados em simulações que exigem uma maior quantidade de processamento.

## 1.2 – Objetivo e contribuição

O presente trabalho tem como objetivo o desenvolvimento e avaliação de uma ferramenta para criação de modelos em escala grosseira através do processo de transferência para uma escala superior (“upscaling”) a partir de um conjunto de dados utilizados para representação de um modelo em escala real. Após a realização da transferência de escala, esperamos obter um novo modelo na escala superior que continue com uma boa representação do modelo em escala real, mas com uma quantidade menor de dados.

Com relação ao grupo de pesquisa de Processamento de Alto Desempenho na Mecânica Computacional (PADMEC) do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), esperamos com o término deste trabalho, iniciar uma nova linha de pesquisa que trate do uso da transferência de escala aplicada a simulações de campos de petróleo.

Quando aplicada em simulações que utilizam grande quantidade de dados na representação de um modelo real, esperamos conseguir através da utilização da transferência de escala, a aceleração na obtenção de resultados, desde que o modelo criado em escala grosseira continue a representar bem o modelo real.

Nos casos de problemas que utilizem uma grande quantidade de dados a ponto de não ser possível sua execução nos computadores que estiverem disponíveis, esperamos obter um modelo em escala superior que torne viável a execução nestes sistemas.

Também esperamos obter a criação de modelos em escala superior e consequentemente, menor quantidade de dados, para facilitar a realização de ajustes (“sintonia fina”) que possam depois ser replicados nos modelos em escala real, com maior quantidade de dados. Uma vez que o trabalho de ajuste se torna mais simples quando trabalhamos com um modelo que utilize uma menor quantidade de dados para representação da informação.

## 1.3 – Organização geral da dissertação.

A presente dissertação está organizada da seguinte maneira, ficando este primeiro capítulo (**capítulo 1**), com a introdução da dissertação, motivações e considerações, conjuntamente com o objetivo e contribuição.

No **capítulo 2**, podemos encontrar uma revisão bibliográfica com os principais trabalhos desenvolvidos relativos à “upscaling”, com a evolução de descrição de várias metodologias utilizadas para transferência para uma escala superior.

Pode ser visto no **capítulo 3** o embasamento teórico com assuntos relativos à escala numérica, transferência de escala, porosidade, permeabilidade, “upscaling” de porosidade, “upscaling” de permeabilidade, de modo a facilitar a compreensão do conteúdo deste trabalho.

No **capítulo 4** podem ser acompanhadas metodologias utilizadas para o desenvolvimento deste trabalho, tais como uma abordagem do cálculo de duas técnicas clássicas de “upscaling”, assim como uma breve descrição do sistema “Transfer”. Também é apresentado como é feito o uso do software de elementos finitos (FEM) “Elmer”, para determinação da permeabilidade equivalente da metodologia “Flow Based”. Neste capí-

tulo também é brevemente discutido o uso do simulador comercial de reservatórios IMEX, na simulação de resultados de transferência para uma escala superior, aplicada em reservatórios. Também é comentado o processo utilizado pela versão distribuída do sistema “Transfer” para aceleração de resultados da metodologia “Flow Based”. É realizada ainda uma pequena comparação entre casos simples em 2D, obtidos pelo sistema “Transfer” e obtidos analiticamente por propriedades já conhecidas cientificamente. Podemos ver também neste capítulo, como seria a aplicação de “upscaling” no tratamento de imagens usando o sistema “Transfer”.

Os resultados deste estudo são apresentados no **capítulo 5** e são baseados no trabalho SPE66599. Para o Modelo 1, bidimensional, com 2.000 células, são apresentados resultados obtidos pelas metodologias média aritmética, média geométrica, média harmônica e “Flow Based”. Para o Modelo 2, tridimensional, com 1.122.000 células, são apresentados resultados obtidos pela metodologia “Flow Based”. No final deste capítulo, ainda é apresentado um resultado comparativo do tempo de execução entre o Modelo 2 com malha refinada e entre o resultado obtido utilizando malha grosseira gerada pela metodologia “Flow Based” trabalhando de modo distribuído.

As conclusões deste trabalho são apresentadas no **capítulo 6**, assim como também são apresentadas neste capítulo as dificuldades encontradas e sugestões para trabalhos futuros.

As referências bibliográficas estão relacionadas no **capítulo 7** e neste trabalho são citadas utilizando o sistema “autor data”.

Os apêndices estão localizados no **capítulo 8**, podendo ser encontradas informações referentes à descrição da estrutura do sistema Transfer e sobre o “data set” utilizado pelo simulador IMEX na execução em malha refinada (60x220x85) do Modelo 2.

## Capítulo 2

### Revisão Bibliográfica

As pesquisas iniciais sobre o uso de upscaling para simulações de problemas petrofísicos remontam à década de 1960, onde foram desenvolvidas metodologias que utilizavam técnicas simples que se baseavam no uso de médias. Atualmente as pesquisas mais avançadas de upscaling dedicam-se a procurar solucionar o problema da transferência de escala para sistemas multifásicos em topologias com malha não estruturada.

Antes da realização de quaisquer análises referente ao uso de upscaling para resolução de modelos numéricos que representam fluxos na sub-superfície terrestre, convém comentarmos sobre uma condição limítrofe que foi demonstrada por vários pesquisadores, tais como Wiener (1912), Cardwell & Parsons (1945), Matheron (1967), Dagan (1989), etc. Esta condição limítrofe, também chamada de “Inequação Fundamental” por ser sempre válida, afirma que a permeabilidade equivalente ( $K_e$ ) de um meio heterogêneo, está sempre entre a média aritmética ( $\bar{K}_a$ ) e a média harmônica ( $\bar{K}_h$ ), como pode ser observado em (2.1).

$$\bar{K}_h \leq K_e \leq \bar{K}_a \quad (\text{Inequação Fundamental}) \quad (2.1)$$

Sendo aplicável tanto para estudos em hidrologia quanto em engenharia de petróleo.

No seu início, a indústria de petróleo chegou a recorrer a métodos grosseiros como o da “amostragem” (“sampling”), que consiste na coleta de uma pequena amostra do centro de um bloco pertencente a um determinado campo que se deseja estudar para depois atribuir a permeabilidade absoluta desta amostra a uma escala maior, como por exemplo, o valor da permeabilidade de uma amostra recolhida de  $10 \text{ cm}^3$  e ser admitido como valor da permeabilidade para  $1 \text{ m}^3$ .

Um dos aperfeiçoamentos da técnica de amostragem foi apresentado por Testerman (1962) que desenvolveu uma técnica estatística chamada de “Método de Zoneamento”, tendo sido bastante utilizada na engenharia de prospecção de petróleo. A primeira etapa do processo é o zoneamento horizontal propriamente dito, que consiste na divisão em camadas de um determinado conjunto de dados obtidos dos poços, sendo que os dados pertencentes a uma determinada camada devem ter características similares, enquanto que os dados pertencentes a camadas distintas, devem ter características diferentes. Na segunda etapa do método é feita a correlação de zonas do reservatório, com a particularidade de que a correlação de zonas entre poços adjacentes ser baseada na diferença das médias de cada poço e caso esta diferença seja menor ou igual a um determinado valor, dizemos que estas zonas são correlatas.

Para casos simples como um grupo de células agrupadas de forma serial ou paralela, podemos obter a permeabilidade equivalente por solução analítica, pois são respectivamente correspondentes à média harmônica e à média aritmética, considerando-se uma analogia com a teoria da condutividade elétrica. Journel et al. (1986) lançaram o uso da média de potências, como pode ser observado pela equação 2.2, para obtermos a permeabilidade equivalente baseando-se na “Inequação Fundamental” (ver 2.1).

$$K_e = \left( \frac{1}{V} \int_V k^p(u) du \right)^{1/p} \quad (2.2)$$

onde  $K_e$  é a permeabilidade equivalente da malha grosseira,  $k(u)$  é a permeabilidade no ponto “u” e  $p$  varia de  $-1 \leq p \leq 1$ , sendo que se  $p = -1$  teremos a média harmônica, se  $\lim_{p \rightarrow 0}$  teremos a média geométrica e se  $p = 1$  teremos a média aritmética.

Outro método que podemos disponibilizar é a “renormalização”, que consiste na aplicação recursiva do upscaling sobre uma determinada malha, ou seja, tomamos inicialmente a malha em escala fina e a dividimos em sub-regiões, depois dividimos novamente cada sub-região, até um determinado limite para aplicarmos uma metodologia de upscaling específica. O resultado obtido do upscaling para esta sub-região é definido como sendo o valor representativo da macro-célula na escala mais grosseira e desta forma vamos realizando sucessivamente o upscaling até chegarmos ao nível da malha final desejada.

King (1989) apresentou o método 2D para malhas com  $2^{nD}$  células, chamado de “Small Cell Renormalization” que consiste na aplicação da metodologia de renormalização para blocos de 2X2 células, conforme pode ser observado na Figura 1 uma vez que podemos obter uma solução aproximada para a topologia formada pela macro-célula composta pelo bloco de 2x2 através da analogia com um circuito resistivo equivalente. Existem registros de que esta metodologia tenha sido proposta inicialmente por Le Loc’h (1987), mas é amplamente conhecida como pertencente a King (1989).

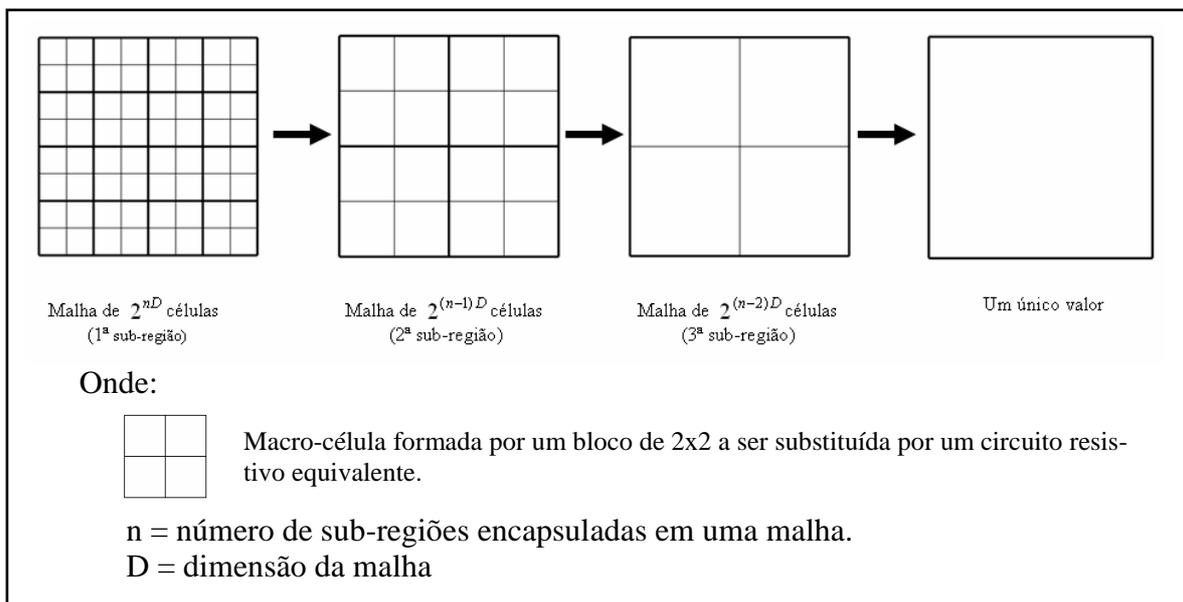


Figura 1: “Small Cell Renormalization” para uma malha inicial refinada de 64 células ou  $2^{nD}$  células, onde  $n=3$  e  $D=2$  (Extraído de Renard - 1997).

A aplicação sucessiva deste método para bloco de células de 2X2 nos fornece um método bastante rápido de encontrarmos a permeabilidade equivalente em grandes malhas, mas possui duas grandes limitações em seu uso, sendo elas:

- 1) Como o método exige a imposição artificial de condições de contorno para cada bloco de células de 2X2, criando um fluxo unidimensional para cada eixo coordenado. Se este procedimento for utilizado recursivamente várias vezes, poderemos ter

no resultado final um grande erro sistemático acumulado, conforme declarou Guzman et al. (1996).

2) A permeabilidade equivalente resultante do processo de upscaling é um tensor diagonal, conseqüentemente podem ocorrer graves erros se o eixo principal da difusão não estiver alinhado com o eixo das coordenadas.

Um método chamado “Pressure Solver” que possui um maior custo computacional quando comparado com o uso das médias, mas com resultados mais acurados foi proposto inicialmente por Warren (1961) e amplamente divulgado por Begg et al. (1989), Christie (1996), consistindo na definição de um sistema com fluxo monofásico e condições limítrofes específicas para então ser possível determinar o valor da permeabilidade efetiva similar do sistema original com malha refinada. No sistema proposto é definido um bloco onde uma das faces possui pressão prescrita  $p = 1$  unidade, outra face na mesma direção possui a pressão  $p = 0$  unidades e as demais faces com fluxos normais, sendo a situação mais comum não haver fluxo (impermeável). Neste caso, o tensor permeabilidade absoluta é descrito por um tensor diagonal com representação ortotrópica.

Para o caso de não haver fluxo normal, da lei de Darcy podemos obter a permeabilidade equivalente em relação ao eixo “x” ( $K_e^x$ ), considerando  $\Delta P = 1$ , pela equação 2.3.

$$K_e^x = -\frac{\Delta x \mu q}{A} \quad \begin{array}{l} q = \text{vazão} \\ \mu = \text{viscosidade} \\ A = \text{área} \end{array} \quad (2.3)$$

Existem diversas nomenclaturas utilizadas para referenciar a metodologia “Pressure Solver”, no presente estudo iremos nos referir a esta metodologia como sendo “Flow Based”, de modo a facilitar a compreensão deste trabalho em relação à nomenclatura existente no trabalho do SPE66599 (Christie (2001)) que atribui a esta metodologia o nome de “Flow Based – no side flow”.

Posteriormente Durlofsky (1994), Pickup (1992) aperfeiçoaram a solução do problema com fluxo monofásico em um bloco, através do uso de condições limítrofes periódicas conjuntamente com a representação da permeabilidade através de um tensor cheio de representação anisotrópica, melhorando a acurácia. Com relação ao tensor diagonal, a principal vantagem diz respeito à velocidade em se obter o resultado final, uma vez que o uso do tensor cheio requer um tempo de processamento maior.

Kruel-Romeo (1994) lançou uma metodologia que produz resultados rápidos utilizando uma outra condição limítrofe similar à propriedade descoberta por Cardwell & Parsons (1945), mas com uma diferença menor entre o limite superior e o inferior, para conseqüentemente diminuir a margem de erro da permeabilidade equivalente. Esta metodologia utiliza um expoente que controla a influência da anisotropia no resultado final.

Foi realizada uma divisão das técnicas de upscaling por Wen e Gómez-Hernandes (1996) que consiste na definição de dois tipos, sendo o primeiro chamado de “local”, onde o tensor permeabilidade equivalente depende somente dos elementos de escala fina contida no bloco e o outro tipo é o “não local”, onde o tensor permeabilidade equivalente depende das permeabilidades dos elementos na escala fina e das condições de contorno do bloco.

Outro método foi sugerido por King (1997) que consiste no uso de “streamlines” (“linhas de corrente”) que é baseado no uso de “streamtubes” (“tubos de corrente”) indicadores da direção do fluxo dentro de um reservatório, de modo que este processo seja utilizado para garantir que o fluxo obtido na malha grosseira tenha o mesmo percurso

do fluxo encontrado inicialmente na malha fina. “Linhas de corrente” podem ser também empregadas para informar os pontos de maior intensidade de fluxo, indicando assim os pontos onde seriam mais interessantes haver um maior refinamento.

Com relação à realização de upscaling em malhas complexas, Durlofsky et al. (1997) melhoraram as técnicas para simulação de fluxo de modo a permitir a identificação regiões com alta incidência de fluxo, uma vez que o uso de malhas complexas pode propiciar melhor representação das características geológicas reais. De modo complementar, Castellini et al. (2000) desenvolveu trabalhos usando malhas flexíveis que auxiliam em uma melhor representação em topologias que apresentam canais locais.

Mais recentemente, Maschio e Schiozer (2003) criaram um método para o cálculo da permeabilidade equivalente a partir da permeabilidade absoluta que utiliza os limites inferiores (média harmônica) e superiores (média aritmética) do modelo de Cardwell & Parsons (1944) como forma de obter os efeitos direcionais das heterogeneidades, para em seguida aplicar o coeficiente de Dykstra-Parsons que fornece o grau de heterogeneidade de um conjunto de dados.

Uma outra alternativa desenvolvida por Chen e Al. (2003), gera como resultado os valores equivalentes das propriedades petrofísicas permeabilidade ou transmissibilidade. Este método determina as condições limítrofes para o cálculo local das propriedades que sofreram upscaling e os processos de transporte de fluxo são simulados através de uma técnica de reconstrução da velocidade na região que desejamos fazer upscaling, conjuntamente com o procedimento de upscaling local-global.

Um dos desafios existentes que carecem de maiores estudos atualmente é a realização de “upscaling” em sistemas multifásicos, pois as técnicas de “upscaling” para sistemas com mais de uma fase ainda são pouco desenvolvidas, se compararmos com as metodologias existentes para sistemas monofásicos. É possível inclusive ser identificado mais de 30 variáveis para definição de um sistema multifásico por bloco, pois normalmente encontramos os métodos de “upscaling” para sistemas multifásicos que estão somente em função da permeabilidade ou da saturação, mas devem ser considerados também fatores tais como condições iniciais, regime de fluxo, grau de heterogeneidade, etc.

A princípio, a transferência de escala em sistemas monofásicos avalia a variação da permeabilidade absoluta, enquanto que em um sistema multifásico também é considerada o efeito da dispersão da variação da permeabilidade (dispersão do grau de heterogeneidade).

Para sistemas multifásicos a técnica comumente utilizada de acordo com Chen (2006) é a das permeabilidades pseudo-relativas ou o modelo das pseudo-funções. A primeira etapa é obter as saturações médias em cada bloco através da taxa de fluxo de cada fase fora do bloco relacionada com o gradiente de pressão entre o bloco e suas vizinhanças. Em seguida, para encontrarmos a curva de permeabilidades pseudo-relativa, é necessário determinar a distribuição da saturação no bloco para todas as saturações médias fornecidas, pois a taxa de fluxo e o gradiente de pressão dependem da distribuição da saturação nos blocos.

Por se tratar de assunto com intensas pesquisas e como tema é novo para o grupo, nos limitamos a estudar técnicas clássicas para upscaling de porosidade e permeabilidade, em topologias cartesianas 2D e 3D, aplicando metodologias básicas que utilizam médias pitagóricas (aritmética, geométrica e harmônica) e uma última metodologia que utiliza o método dos elementos finitos para obtenção da permeabilidade equivalente.

# Capítulo 3

## Aspectos Teóricos

### 3.1 Escala numérica

Para o contexto de nosso trabalho, podemos definir escala como sendo a relação que indica a proporção existente entre uma entidade mensurável em sua nova dimensão representativa (modelo) e na dimensão real.

$$Escala = \frac{d}{D} = \text{constante}$$

Onde:

d = medida do modelo.

D = medida original (real).

#### 3.1.1 Escala de ampliação

Se o valor “constante” for maior que 1 teremos uma escala de ampliação, conforme pode ser observado na Figura 2 .

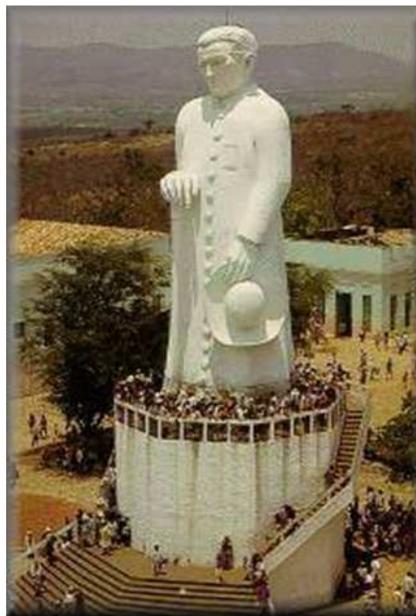


Figura 2: Exemplo de escala de ampliação utilizando escala de 11:1  
(Padre Cícero: 1,6m – Estátua: 17m)

Fonte: <http://mbcs.files.wordpress.com/2007/07/windowslivewritercrato-1442fp-cicero1.jpg>

### 3.1.2 Escala de redução

Se o valor “constante” for menor que 1 teremos uma escala de redução, conforme pode ser observado na Figura 3.

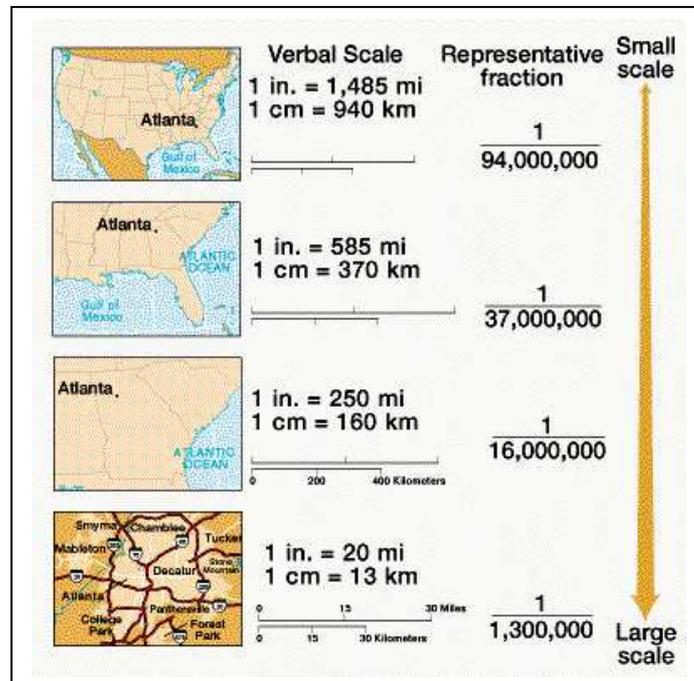


Figura 3: Exemplo de escala de redução para cidade de Atlanta na Geórgia (USA).  
 Fonte: [http://go.owu.edu/~jbkrygie/krygier\\_html/geog\\_222/geog\\_222\\_lo/geog\\_222\\_lo04\\_gr/scale.jpg](http://go.owu.edu/~jbkrygie/krygier_html/geog_222/geog_222_lo/geog_222_lo04_gr/scale.jpg)

### 3.2 Transferência de escala

Tomando uma determinada entidade representada por um conjunto de células, chamaremos de transferência de escala, o processo que esta entidade passa, ao ter uma nova representação com uma quantidade e dimensão de células diferente da original.

Se houver uma transferência para uma escala superior, a entidade será representada por uma quantidade menor de elementos que a original, tendo cada novo elemento uma representação mais grosseira que a original e neste caso chamamos este processo de “upscaling”. Mas caso haja uma transferência para uma escala inferior, a entidade será representada por uma quantidade maior de elementos que a original, tendo cada novo elemento uma representação mais refinada que a original e neste caso chamamos este processo de “downscaling”.

	Quantidade de células em relação a original	Dimensão da célula em relação a original
“Upscaling”	Diminui	Aumenta
“Downscaling”	Aumenta	Diminui

Este trabalho está direcionado ao estudo da transferência para uma escala superior (“upscaling”) que será melhor compreendida se, por exemplo, compararmos a representação de uma imagem, como uma entidade formada por vários elementos de uma malha refinada. Na Figura 4, a malha fina é representada por vários elementos de imagem (“pixel”) pequenos que passam por um processo de transferência para uma escala superior (“upscaling”) e desta forma a imagem é novamente formada com a utilização de novos elementos de imagem grosseiros, procurando representar a imagem original.

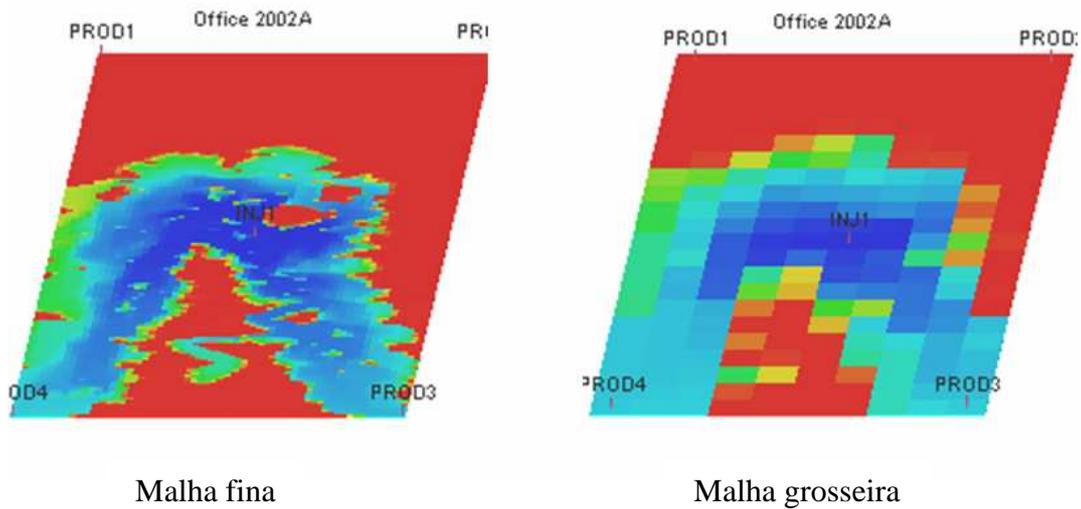


Figura 4: Transferência para uma escala superior ou “upscaling” (Christie – 2004).

No processo de “upscaling” é inevitável a perda de informações (representatividade), neste caso, todo estudo de transferência para uma escala superior tem como um dos principais objetivos a manutenção da representatividade, utilizando uma quantidade menor de elementos que a original.

O conceito de transferência para uma escala superior, também pode ser aplicado em outras situações diferentes das relacionadas ao tratamento de imagens, como podemos observar pela Figura 5, que mostra a transferência de escala em uma malha refinada com 36 blocos para uma malha grosseira de 9 blocos, pelo uso da média aritmética.



Bloco com modelagem refinada  
(36 blocos)

Bloco com modelagem grosseira  
(9 blocos)

Figura 5: “Upscaling” utilizando média aritmética.

### 3.3 Propriedades petrofísicas

Dentre as propriedades petrofísicas que podem passar por um processo de transferência de escala, porosidade e a permeabilidade são as mais importantes nas simulações petrolíferas.

#### 3.3.1 Porosidade

A porosidade, que representa a fração de volume da rocha ocupada pelos espaços vazios, possui uma característica especial que é o fato de ser uma propriedade aditiva, similar à densidade em base volumétrica (Moulton – 1999), uma vez que se for tomada uma pequena amostra com o valor médio de todo volume esta pequena amostra pode ser usada para representar bem todo o volume ocupado pelo material com esta propriedade. Isto significa que para realização de “upscaling”, a aplicação da média aritmética volumétrica pode ser o suficiente para obtermos bons resultados na simulação. A Figura 6 mostra o aspecto de um tipo de porosidade chamada de intrapartícula.

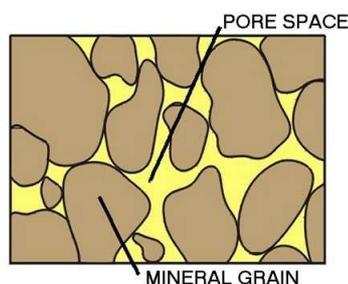


Figura 6: Porosidade intrapartícula encontrada em arenitos.  
(Fonte: [www.amiadini.com/newsletters/images/envEnl-143\\_clip\\_image002.jpg](http://www.amiadini.com/newsletters/images/envEnl-143_clip_image002.jpg).)

#### 3.3.2 Permeabilidade

A permeabilidade indica a facilidade de um corpo permitir o fluxo de fluidos em seu interior, sendo usualmente expressa em milidarcy (mD), uma vez que 1 Darcy é uma unidade muito grande, ou seja, 1 Darcy, que não possui uma unidade equivalente no S.I. (Sistema Internacional de unidades), representa a permeabilidade de um gradiente de pressão de 1 atm/cm<sup>2</sup>, promovendo a vazão de 1 cm<sup>3</sup>/seg em um fluido de viscosidade 1 centipoise (1mPas) em uma área de 1 cm<sup>2</sup>. Com relação ao trabalho que pretendemos desenvolver, temos interesse especial na “permeabilidade absoluta” que é aquela que encontramos nas rochas que possuem somente um único fluido saturado em seu interior e é representada matematicamente por um tensor.

Diferentemente da porosidade, a permeabilidade não é uma propriedade aditiva. Conforme Beraldo (1993) a transferência de escala está associada a equações descritivas do fenômeno, existindo ainda fatores da estrutura do campo petrolífero que podem influenciar decisivamente no resultado do fluxo, tais como, a existência no percurso de canais ou barreiras. Desta forma a utilização de técnicas como a média aritmética, média harmônica e média geométrica, embora sejam bastante rápidas e simples de calcular, podem nos levar a resultados muito diferentes do encontrado na simulação de um campo real com malha refinada.

### 3.4 “Upscaling” da porosidade

Conforme comentado anteriormente em 3.3.1, o “upscaling” da porosidade pode ser bem representado pela média aritmética volumétrica, que podemos observar pela equação (3.1).

$$\phi^* = \frac{1}{V_b} \int_{V_b} \phi(x, y, z) dV \quad (3.1)$$

Onde:

$\Phi^*$  = Porosidade na escala grosseira

$V_b$  = Volume total ocupado pelo material

$\Phi(x,y,z)$  = Porosidade em um ponto espacial na malha fina.

$dV$  = Unidade infinitesimal de volume do poro.

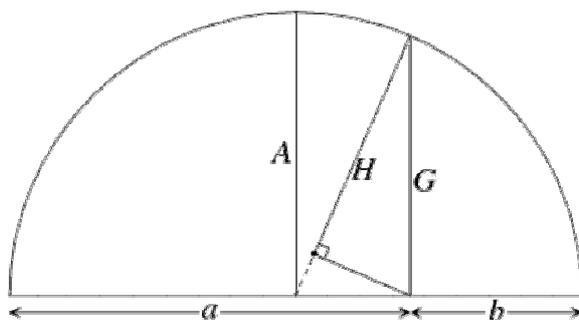
### 3.5 Tipos de “Upscaling” para permeabilidade

Segundo Galli et al. (1996), não existem regras universais para realização de “upscaling” da permeabilidade, por isto as metodologias existentes normalmente são adaptadas para uso de acordo com o problema a ser resolvido. Entretanto existem alguns fatos já comprovados cientificamente que podem auxiliar na obtenção da permeabilidade equivalente.

Antes que seja utilizado qualquer tipo de nova técnica para o cálculo de “upscaling” de modo a representar a permeabilidade equivalente, deve ser observado um princípio básico que é o respeito às condições limítrofes de Cardwell & Parsons (1944). Esta condição afirma que todo resultado que desejarmos utilizar como representativo para permeabilidade equivalente, deve estar entre a média aritmética e média harmônica da amostra que desejamos trabalhar, conforme descrito pela equação (2.1). Resultados que se encontrem fora deste intervalo não poderiam ser citados como referentes à permeabilidade equivalente. Desta forma, as médias pitagóricas (média aritmética, média geométrica e média harmônica) fazem parte de forma natural de qualquer estudo básico sobre “upscaling”. A Figura 7 apresenta uma demonstração geométrica rápida de como as médias entre as variáveis “a” e “b” respeitam a condição: média aritmética  $\geq$  média geométrica  $\geq$  média harmônica.

Característica das médias pitagóricas:

$$\text{Média harmônica} \leq \text{Média geométrica} \leq \text{Média aritmética}$$



Observações:

A – média aritmética

G – média geométrica

H – Média harmônica

$$H \leq G \leq A$$

Figura 7: Demonstração das características das médias pitagóricas entre “a” e “b” (Extraído de Cantrell (2009)).

### 3.5.1 Média aritmética

É a média mais conhecida e utilizada, tendo como resultado um valor que representa de forma equilibrada uma amostragem qualquer de valores e pode ser calculada pela equação (3.2). Ela representa o limite superior da condição de Cardwell & Parsons, significando que valores superiores a esta média, não podem ser considerados como representativos da permeabilidade equivalente.

$$x_a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad \text{Média aritmética} \quad \text{Onde:} \quad (3.2)$$

n = quantidade de células  
 $x_i$  = permeabilidade da célula “i”.

### 3.5.2 Média geométrica

Utilizada para representar situações em que os dados crescem exponencialmente, em progressão geométrica, tais como o número de habitantes de uma região. Esta média encontra-se sempre no intervalo entre a média aritmética e a média harmônica, por isto muitas vezes apresenta resultados bastante próximos da permeabilidade equivalente por apresentar resultados que naturalmente sempre respeitam a condição de Cardwell & Parsons. Pode ser calculada pela equação (3.3).

$$x_g = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i} \quad \text{Média geométrica} \quad \text{Onde:} \quad (3.3)$$

n = quantidade de células  
 $x_i$  = permeabilidade da célula “i”.

### 3.5.3 Média harmônica

Neste tipo de média os resultados mais altos são encontrados nas amostras que tiverem valores altos e com poucas variações (harmônicos). Representa o limite inferior das condições limítrofes de Cardwell & Parsons, significando que valores de permeabilidade equivalente, encontrados abaixo deste valor não atendem a condições mínimas para “upscaling”, sendo calculada pela equação (3.4).

$$x_h = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{x_i}} \quad \text{Média harmônica} \quad \text{Onde:} \quad (3.4)$$

n = quantidade de células  
 $x_i$  = permeabilidade da célula “i”.

### 3.5.4 “Flow Based”

Mesmo sabendo que a utilização das médias aritméticas e harmônicas apresentam resultados rápidos para o cálculo da permeabilidade equivalente, um dos principais resultados que podemos obter destas médias são as condições limítrofes que devem ser respeitadas. Também já foi observado que em situações de emergência onde o tempo de processamento da transferência de escala se torna um fator crítico, usualmente recorre-se à média geométrica, uma vez que ela está sempre entre a média aritmética e a média harmônica e conseqüentemente sempre respeita a condição de Cardwell & Parsons. Mas em situações onde encontramos a presença de canais e barreiras a representação da permeabilidade equivalente já se torna mais complexa.

Segundo Warren (1961), Begg et al. (1989) e Christie (1996) em meios onde podem ser modelados fluxos monofásicos de hidrocarbonetos, o método “Flow Based” consegue apresentar resultados mais confiáveis na realização de “upscaling” que os obtidos pelo uso das médias pitagóricas.

Neste método, para se exemplificar, é tomada uma topologia de forma similar a um tabuleiro de xadrez, onde é aplicada em uma das faces uma pressão “p=1” e na face oposta na mesma direção é aplicada uma pressão “p=0”. As outras duas faces em casos típicos normalmente são impermeáveis, ou seja, possuem fluxo nulo (condição de Neumann), embora existam situações em que estas duas faces possuem pressão variando de forma linear ou ainda casos em que a pressão nestas faces varia de forma periódica, conforme descrito por Durlofsky (1994). Podemos então calcular o fluxo do sistema de malha refinada e então a partir deste fluxo total, encontrarmos qual seria a permeabilidade equivalente do sistema com um resultado próximo do real. A Figura 8 mostra um caso simples de um “upscaling” de uma malha de 8 X 4 para 1 X 1, usando a metodologia “Flow Based”.

Segundo a lei de Darcy, a velocidade de um fluido homogêneo em um meio poroso é proporcional ao gradiente de pressão e inversamente proporcional à viscosidade do fluido (Ahmed (2005)). Consequentemente para um sistema linear horizontal, teremos que:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{K_e^x}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (3.5)$$

Onde:

$v$  = velocidade aparente em cm/seg.

$q$  = vazão volumétrica em cm<sup>3</sup>/seg.

$A$  = área total da seção transversal.

$\mu$  = viscosidade em centipoise.

$K_e^x$  = permeabilidade equivalente da rocha em Darcy para o eixo dos “x”.

$-\frac{dp}{dx}$  = gradiente de pressão em ATM/cm na mesma direção de  $v$  e  $q$ .

A equação de Darcy, dada na equação (3.5), pode ser integrada entre dois pontos, para um fluido incompressível e considerando-se a vazão volumétrica e todas as propriedades do fluido constantes, levando a equação (3.6).

$$\frac{q}{A} \int_{x1}^{x2} dx = -\frac{K_e^x}{\mu} \int_{p1}^{p2} dp \quad (3.6)$$

Que após integrarmos fica:

$$\frac{q(x2 - x1)}{A} = -\frac{K_e^x(p2 - p1)}{\mu} \quad \text{logo: } K_e^x = -\frac{\Delta x \mu q}{A(p2 - p1)}$$

Admitindo que são prescritos:

$p1 = 0$  (Pressão na face direita).

$p2 = 1$  (Pressão na face esquerda).

Encontraremos a equação (2.3):

$$K_e^x = -\frac{\Delta x \mu q}{A}$$

Voltando a analisar o caso hipotético da Figura 8 em que  $A = \Delta y$ , desejamos saber a permeabilidade equivalente deste sistema e onde é prescrito:

$$\mu \text{ (viscosidade)} = 1$$

Teremos que:

$$K_e^x = -\frac{\Delta x}{\Delta y} q \quad \Rightarrow \quad \boxed{K_e^x = -\frac{\Delta x}{\Delta y} q} \quad (3.7)$$

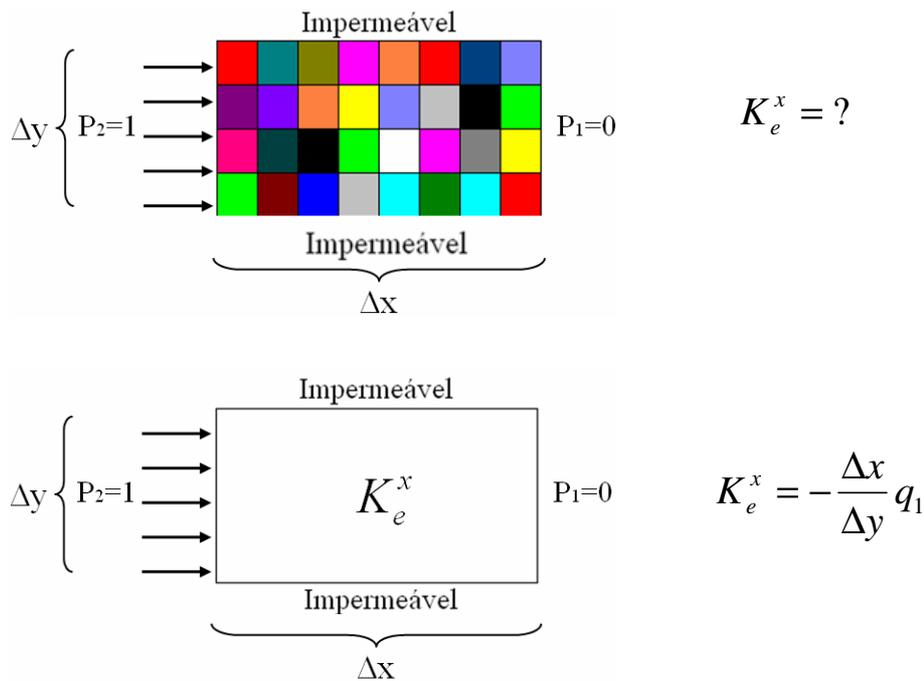


Figura 8: Metodologia “Flow Based” para um caso 2D heterogêneo.

Para realização do cálculo do fluxo, utilizamos o software de resolução de problemas multifísicos ELMER [CSC –Finlândia] que através de um “solver” de elementos finitos, calcula o fluxo total sobre a face em que  $p_1 = 0$  e conseqüentemente permite obter através da equação (3.7) o valor da permeabilidade equivalente.

A principal desvantagem deste tipo de aproximação é o custo associado ao tempo de processamento, que se apresenta bastante elevado quando comparado com o simples uso das médias pitagóricas, que fornecem um resultado praticamente imediato.

# Capítulo 4

## Metodologia

### 4.1 Considerações iniciais

Sobre a transferência de escala em corpos homogêneos (onde todas as células de um corpo possuem o mesmo valor de uma determinada grandeza) podemos afirmar que os valores existentes nas células da malha inicial serão obviamente os mesmos valores existentes na malha final, portanto não existirá variação, logo se realizarmos “upscaling” utilizando propriedades petrofísicas tais como porosidade ou permeabilidade, obteremos como valor resultante na macro-célula o mesmo valor que era informado para uma célula na representação inicial em malha refinada. Esta característica pode ser utilizada, por exemplo, para aferirmos e ajustarmos transferência de escala em simuladores de campo de petróleo, pois após a realização de upscaling em um campo homogêneo devemos obter como resultado das simulações os mesmos valores, a não ser que existam problemas causados por fatores alheios ao processo de transferência de escala, tais como a falta de tratamento do deslocamento de poços tipo “cell center”, citado mais adiante no item 4.6.

Em um caso bi-dimensional, poderíamos tomar como exemplo a mudança de escala de 3 x 3 para 2 x 2 do caso apresentado pela Figura 9.

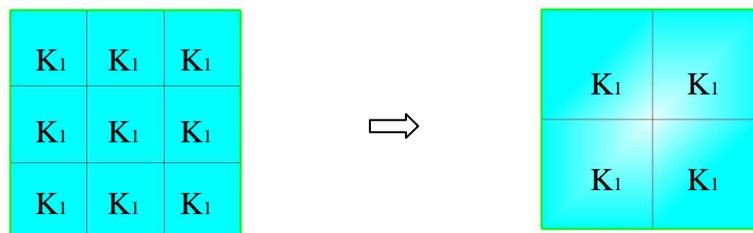


Figura 9: “Upscaling” de uma malha homogênea de 3 X 3 para 2 X 2.

Com relação a topologias heterogêneas para propriedade física de permeabilidade, quanto maior o grau de heterogeneidade maior a dificuldade em se obter uma boa representação na malha grosseira. Entretanto existem três situações típicas de casos bidimensionais, onde é possível encontrar a permeabilidade equivalente, sendo elas:

Topologia em série:

Segundo Ertekin (2001), para topologias em série de dois blocos adjacentes, obtemos a partir da lei de Darcy, que a média harmônica das duas permeabilidades fornecerá de forma analítica a permeabilidade equivalente, conforme a Figura 10 e a fórmula (4.1) apresentam.

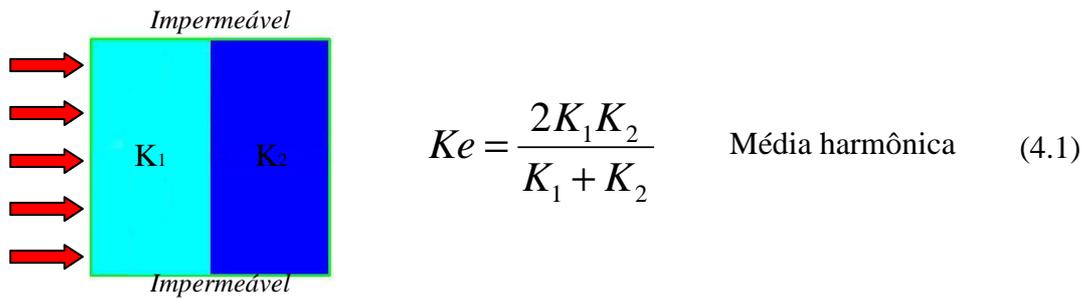


Figura 10: Topologia em série.

Topologia em paralelo:

De forma análoga, a permeabilidade equivalente de uma topologia em paralelo será fornecida pela média aritmética entre as duas permeabilidades, de acordo com o apresentado na Figura 11 e pela equação (4.2).

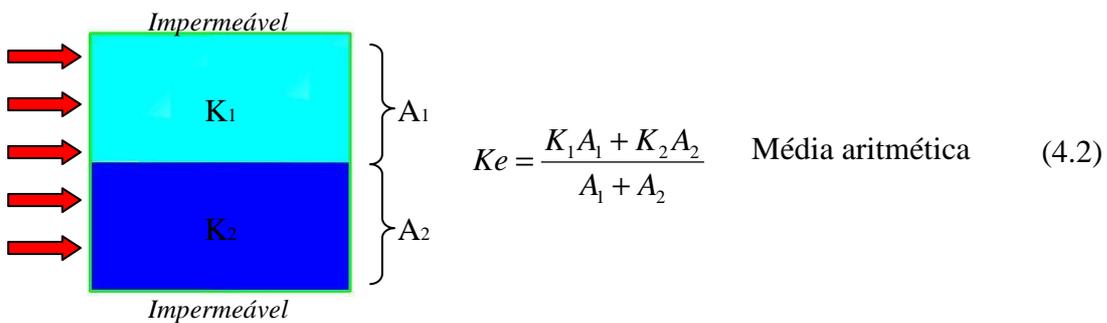


Figura 11: Topologia em paralelo.

Topologia “Chess-board”:

A tradicional topologia “chess-board” merece uma atenção especial uma vez que tem como característica ter a média geométrica apresentada na equação (4.3) como solução analítica em um ambiente 2D, conforme mostrou Pancaldi (2007). A Figura 12 apresenta o aspecto deste tipo de situação.

$$Ke = (K_1K_2K_2K_1)^{1/4}$$

$$Ke = (K_1K_2)^{1/2} \quad \text{Média geométrica} \quad (4.3)$$

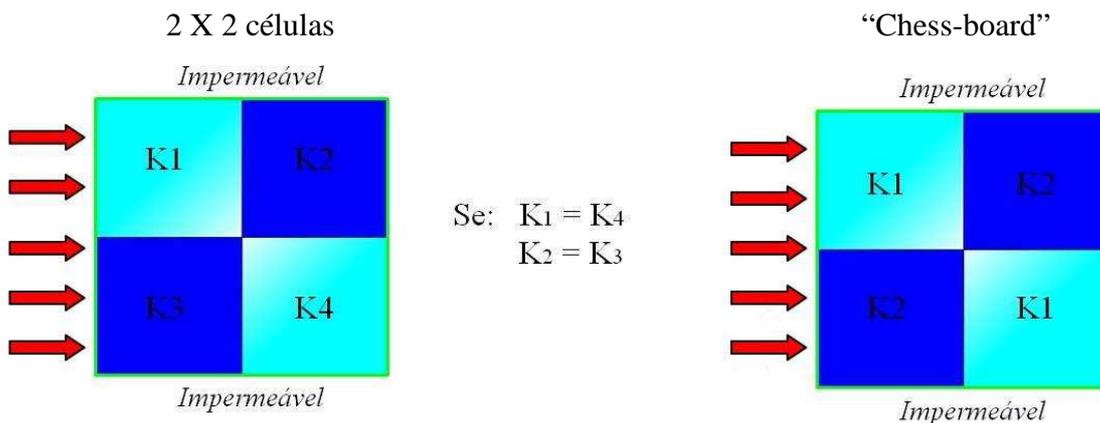


Figura 12: Topologia “chess-board”.

Nos demais casos onde não encontramos uma topologia “chess-board” associada a uma distribuição aleatória log-normal das permeabilidades (ver Matheron – 1967), existem diversas soluções, analisemos uma delas que é chamada de “renormalização”, uma vez que tem uma abordagem simples e poderá ser usada para avaliação de resultados obtidos pelo sistema Transfer. Esta metodologia faz uma analogia com um circuito resistivo equivalente, tendo sido proposta inicialmente por Le Loc’h (1987) e amplamente difundida por King (1989). Ela trabalha realizando um cálculo aproximado da permeabilidade equivalente da topologia 2x2 células do qual o “chess-board” é um subconjunto. Na metodologia “renormalização” esta aproximação é utilizada extensivamente e de forma recursiva.

A Figura 13 mostra duas formulações para o circuito resistivo equivalente, sendo a primeira formulação proposta por King (1989) chamada de “análogo central”, onde a permeabilidade é definida para cada bloco em torno do nó e a segunda proposta por Romeo (1994) chamada de “análogo direto”, onde a permeabilidade é definida para cada conexão entre dois nós. Segundo Renard (1997), a proposta de Romeo (1994) parece ser mais exata.

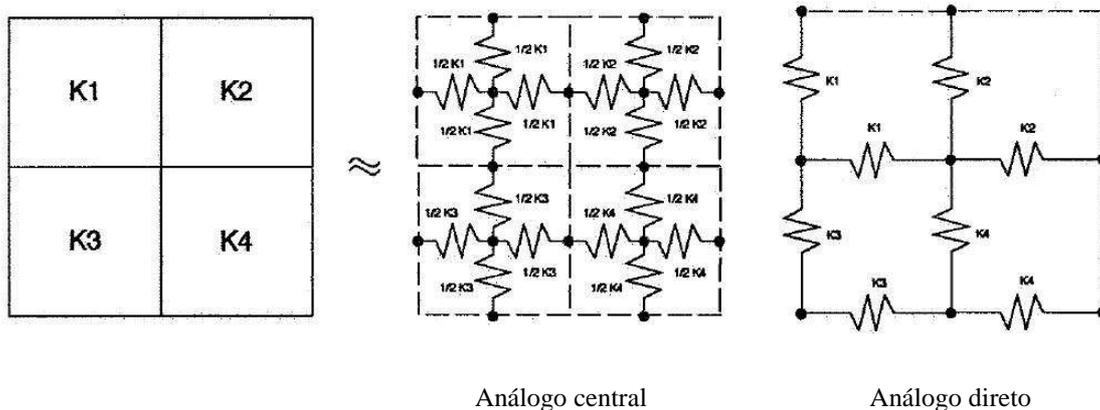


Figura 13: Permeabilidade equivalente da topologia 2x2 obtida pelo cálculo do circuito resistivo equivalente (Extraído de Renard – 1997).

Finalmente, a permeabilidade equivalente aproximada referente ao “análogo central” de King (1989) será fornecida pela fórmula analítica (4.4), que apresenta o valor do circuito resistivo equivalente.

$$K_e = \frac{4(K_1 + K_3)(K_2 + K_4)[K_2K_4(K_1 + K_3) + K_1K_3(K_2 + K_4)]}{[K_2K_4(K_1 + K_3) + K_1K_3(K_2 + K_4)][K_1 + K_2 + K_3 + K_4] + 3(K_1 + K_2)(K_3 + K_4)(K_1 + K_3)(K_2 + K_4)} \quad (4.4)$$

Observe que as permeabilidades equivalentes das topologias iniciais (série e em paralelo) são subconjuntos da permeabilidade equivalente aproximada da topologia “2 x 2”, obtido pelo cálculo do circuito resistivo equivalente, portanto a fórmula acima pode ser aplicada para obter também as permeabilidades equivalentes das topologias em série e paralelo.

#### 4.2 Método “Flow Based” para determinação da permeabilidade equivalente.

Uma das opções disponíveis para encontrarmos a permeabilidade equivalente em topologias em que não seja possível determinarmos analiticamente um resultado é o método “Flow Based”. Este método pode fornecer um resultado satisfatório para problemas com topologias mais complexas do que aquela gerada anteriormente pela topologia “Chess Board”, como por exemplo, problemas com topologias que apresentem alto grau de heterogeneidade, uma vez que não encontramos uma solução analítica para este tipo de situação.

A principal desvantagem deste método diz respeito ao alto custo computacional associado, uma vez que em comparação com metodologias que utilizam cálculo analítico e fornecem resultados praticamente instantâneos, este método pode demorar a fornecer o resultado final.

Conforme já descrevemos na seção 3.5.4, se tomarmos um sistema com fluxo monofásico e condições de contorno conhecidas é possível estimar a permeabilidade equivalente deste sistema a partir do fluxo resultante gerado, ou seja, se questionarmos qual permeabilidade geraria o mesmo fluxo obtido no sistema de malha refinada com as mesmas condições de contorno, conseqüentemente podemos obter a permeabilidade equivalente do sistema em uma malha grosseira.

De forma complementar, Christie (1996) descreveu duas abordagens seguidas por quem utiliza a metodologia “Flow Based”, sendo elas:

- 1) Permeabilidade efetiva direcional.
- 2) Permeabilidade efetiva com o “tensor cheio”.

##### 4.2.1 Permeabilidade efetiva direcional

Na permeabilidade efetiva direcional, calculamos individualmente a permeabilidade para cada grau de liberdade associada à permeabilidade, admitindo que não exista fluxo, exceto nas faces de entrada e de saída.

Como exemplo, se a direção do fluxo for paralela ao eixo dos “x”, devemos resolver a equação (4.5).

$$\nabla k(\vec{x}) \nabla p = 0 \quad (4.5)$$

Onde  $\nabla$  é o operador “nabla” utilizado na equação elíptica anterior para representar tanto o divergente quanto o gradiente, gerando como resultado um valor escalar.

Com as seguintes condições de contorno:

- Fluxo nulo na face superior e inferior.
- Pressão na face esquerda  $p = 1$ .
- Pressão na face direita  $p = 0$ .

No final, será necessário somar as vazões geradas na direção do eixo dos “x”, sendo a permeabilidade equivalente dada pela equação (2.3) vista anteriormente.

$$K_e^x = -\frac{\Delta x \mu q}{A}$$

$q =$  vazão  
 $\mu =$  viscosidade  
 $A =$  área da face em que  $p = 0$

Considerando os eixos x, y e z, em um meio ortotrópico, o tensor que representaria a permeabilidade efetiva direcional seria o tensor:

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

#### 4.2.2 Permeabilidade efetiva com tensor cheio

Com esta outra abordagem, descrita por Durlflosky (1994), é adotada uma topologia onde o fluxo na face inferior e superior são periódicos e é utilizado um “tensor cheio” para representação da permeabilidade, trazendo como consequência um resultado bem mais acurado que o obtido utilizando-se o tensor diagonal do caso anterior e ainda adequando-se bem a simulações onde se tem um meio anisotrópico. Esta situação é representada pelo tensor:

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

Especificamente em nosso trabalho, utilizaremos a metodologia da permeabilidade efetiva direcional, com um tensor diagonal para representar a permeabilidade de cada célula de nossos modelos. Também estaremos realizando neste estudo apenas o “upscaling” da permeabilidade absoluta e da porosidade.

#### 4.3 Desenvolvimento do software Transfer para realização de upscaling

No decorrer de nossos estudos foi desenvolvido um sistema para realização de upscaling utilizando a metodologia das médias pitagóricas (aritmética, geométrica e harmônica) e a metodologia “Flow Based” (com chamadas ao software FEM Elmer para o cálculo do fluxo total gerado em um bloco).

Este software foi desenvolvido em “linguagem C” e realiza o “upscaling” da permeabilidade absoluta para sistemas monofásicos, com malha estruturada e uniforme, 3D

(podendo simular casos 1D e 2D), utilizando a metodologia da permeabilidade efetiva direcional, que considera somente a diagonal principal do tensor permeabilidade.

Associadas ao sistema propriamente dito, foram desenvolvidas ferramentas de troca de dados entre o Transfer e o simulador de reservatórios IMEX da CMG (CMG (2007)), conjuntamente com ferramentas diversas que auxiliam na verificação dos resultados, entrada de dados no Transfer, etc. Estas ferramentas e uma descrição mais detalhada do sistema podem ser analisadas no “Apêndice A” deste trabalho.

É interessante ficar convencionado neste contexto que o termo “bloco” se refere a um conjunto de células adjacentes em uma malha refinada que representa uma região onde será realizado “upscaling” e conseqüentemente o bloco de uma malha refinada será visto como uma célula em uma malha grosseira. A Figura 14 apresenta um exemplo de “upscaling” realizado pelo sistema Transfer de uma malha inicial 9 x 4 para uma malha final 3 x 2.

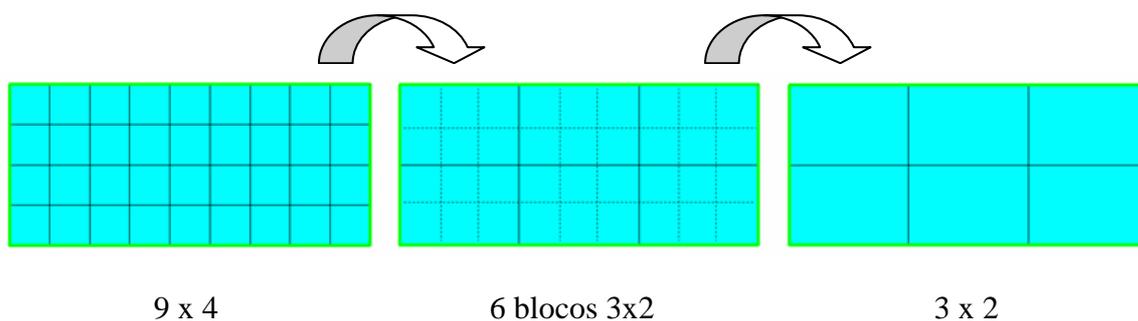


Figura 14: Blocos gerados pelo sistema Transfer no “upscaling” de 9 x 4 para 3 x 2.

Uma das características deste sistema diz respeito às dimensões e quantidades dos blocos que serão feitos o “upscaling”, que neste caso é determinada pelo próprio sistema e não pelo usuário, ou seja, basta o usuário informar o tamanho da malha inicial e da malha final, ficando a cargo do sistema decidir a quantidade e as dimensões de cada bloco. O sistema possui uma característica que diz respeito à dimensão dos blocos pois o número de células da malha inicial deve ser múltiplo do número de células da malha final para que os resultados tenham acurácia. Como forma de auxiliar a decisão sobre o tamanho da malha final, foi desenvolvida uma ferramenta simples para o cálculo do mínimo múltiplo comum (M.M.C.) de um número qualquer.

Exemplo:

Tendo como base o Modelo 2 do SPE66599 (Christie – 2001) com uma malha inicial de 60x220x85, quais dimensões finais poderemos trabalhar para usar o Transfer?

Para  $x = 60$  é possível admitir como malha final: 30, 20, 15, 12, 10, 6, 5, 4, 2.

Para  $y = 220$  é possível admitir como malha final: 110, 55, 44, 22, 20, 11, 10, 5, 4, 2.

Para  $z = 85$  é possível admitir como malha final: 5, 17.

Em relação ao caso onde o número de células da malha inicial não ser múltiplo do número de células da malha final, serão necessários estudos posteriores para solução deste tipo de situação.

#### 4.4 Uso do software FEM Elmer para determinação da permeabilidade equivalente

O Elmer é um sistema feito em código aberto para solução de problemas multifísicos através do método dos Elementos Finitos (FEM), lançado em 1995. Foi desenvolvido pelo “Centro Finlandês para Ciência e Tecnologia da Informação” (CSC), conjuntamente com a indústria e laboratórios.

Descrevemos abaixo 5 módulos principais, embora o sistema tenha basicamente 3 módulos mais importantes fazendo o trabalho de pré-processamento (Elmer Front), processamento (Elmer Solver) e pós-processamento (Elmer Post).

- 1) Elmer Solver – É o módulo principal do pacote e processa modelos físicos em formas discretas, manipulando sistemas, não linearidades e dependências temporais, resultando em saída de dados para visualização.
- 2) Elmer Front – Trabalho como pré-processador, sendo usada para definir parâmetros iniciais, tais como condição de contorno, modelos físicos, etc. Pode também criar malhas 2D Delaunay e importar malhas de outros softwares.
- 3) Elmer Post – Usado para visualizar resultados numéricos produzidos pelo Elmer Solver podendo inclusive visualizar resultados de outros programas de elementos finitos. Também é possível manipular resultados de saída através da linguagem MATC.
- 4) Elmer Grid – É o gerador de malhas do Elmer, podendo criar malhas de 1D, 2D e 3D. Inclui também programas para exportar, manipular e transformar malhas.
- 5) Elmer GUI – É a interface gráfica do Elmer, podendo ser utilizada para chamar outros módulos, assim como visualizar resultados finais de forma a facilitar a interpretação dos dados.

No caso específico dos nossos estudos, o Elmer é utilizado como ferramenta para calcular o resultado da permeabilidade equivalente referente à metodologia “Flow Based”, ou seja, quando é escolhida para realização de “upscaling” a metodologia “Flow Based”, o sistema Transfer subdivide a malha refinada em vários blocos para que seja definida a permeabilidade equivalente de cada bloco e desta forma seja possível compor a nova malha grosseira. Estes blocos são enviados pelo Transfer ao Elmer sucessivamente para primeiramente ser gerado a malha referente ao bloco através do módulo “Elmer Grid”. A Figura 15 apresenta como exemplo uma malha de 5 x 4 x 3 gerada pelo “Elmer Grid” para formar um bloco ao qual desejamos saber a permeabilidade equivalente referente aos 3 graus de liberdade (x, y e z).

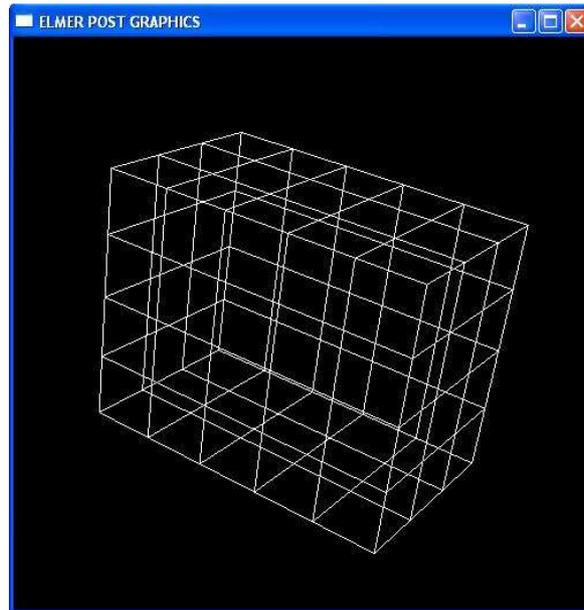


Figura 15: Malha gerada pelo Elmer Grid para um bloco de 5 x 4 x 3 dimensões.

Em seguida após a malha ter sido criada, o Transfer invoca o módulo “Elmer Solver” para o cálculo do fluxo gerado por um gradiente de pressão pré-estabelecido em uma direção cartesiana do bloco associada a um determinado grau de liberdade para depois obtermos a permeabilidade equivalente deste bloco, referente a este grau de liberdade específico. Depois o gradiente da pressão injetora é rotacionado e seguindo a metodologia “Flow Based”, outra direção cartesiana é submetida ao mesmo gradiente de pressão pré-estabelecido e analisado o fluxo resultante da mesma direção, estando as demais faces tratadas de forma impermeável. Novamente o mesmo procedimento é feito para o terceiro e último grau de liberdade, de modo que possamos obter as três permeabilidades equivalentes para o referido bloco. A Figura 16 demonstra como o Transfer conjuntamente com o Elmer calculam o fluxo para os 3 graus de liberdade do bloco 5 x 4 x 3 utilizado como exemplo.

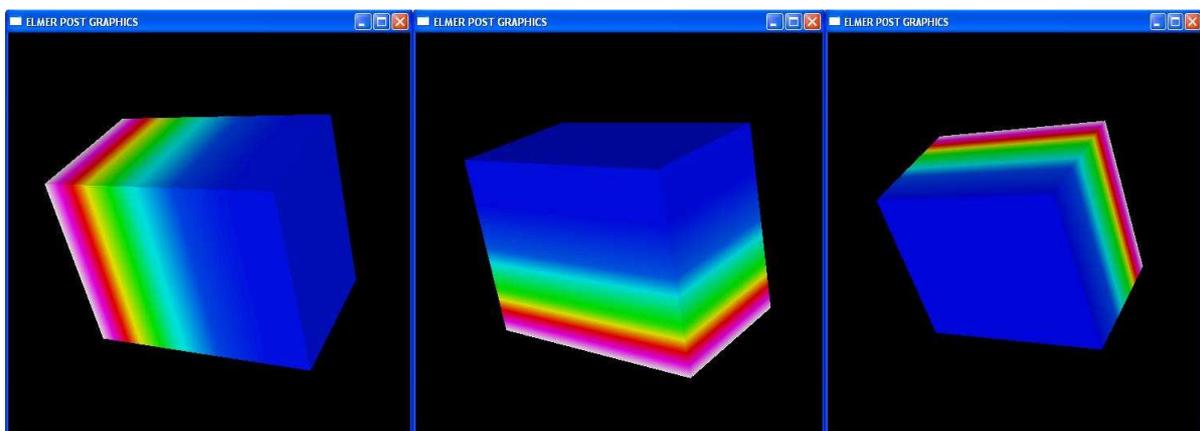


Figura 16: Gradiente de pressão rotacionando o bloco de 5 x 4 x 3 para o cálculo da permeabilidade equivalente.

## 4.5 Simulador comercial IMEX-CMG

O IMEX (IMPLICIT-EXPLICIT Blackoil Simulator) é um simulador de reservatórios da empresa Canadense Computer Modeling Group Ltd. (CMG (2007)). Ele trabalha com simulações bifásicas (óleo-água ou óleo-gás ou gás-água) ou trifásicas (óleo, água e gás) podendo usar coordenadas cartesianas e cilíndricas em ambientes bidimensionais e tridimensionais (2D e 3D).

Especificamente, no contexto deste estudo, o software “Transfer” atualmente pode realizar “upscaling” da porosidade e da permeabilidade absoluta que pode ser utilizada nos arquivos “data set” do IMEX (CMG (2007)) e para tanto, o Transfer deve receber como arquivo de entrada dados referente ao cartão da porosidade e do cartão da permeabilidade localizado na seção “Reservoir Description Section”. Em seguida, após o término do processo de “upscaling”, o Transfer prepara o arquivo com os valores da porosidade e da permeabilidade em escala menos refinada seguindo um formato que o IMEX (CMG (2007)) pode reconhecer para finalmente realizar nova simulação, mas desta vez com uma malha mais grosseira e conseqüentemente, com um menor custo computacional.

Na realização do processo de “upscaling” em simulações representadas pelos “data set” do IMEX (CMG (2007)), vários parâmetros devem ser alterados para que seja possível o “data set” final em malha grosseira manter a representatividade em relação ao “data set” inicial que descreve a malha refinada. A princípio relacionamos por seção os seguintes parâmetros (cartões) a serem alterados em uma simulação hipotética que utilize como base o sistema cartesiano:

- I) Reservoir Description Section
  - a. Cartão “\*Grid \*Cart” com as novas dimensões representativas do campo no sistema cartesiano.
  - b. Cartão “\*DI” com a dimensão do bloco (macro-célula) no eixo “I”.
  - c. Cartão “\*DJ” com a dimensão do bloco (macro-célula) no eixo “J”.
  - d. Cartão “\*DK” com a dimensão do bloco (macro-célula) no eixo “K”.
  - e. Cartão “\*POR \*ALL” com valores da porosidade de toda a malha.
  - f. Cartão “\*PERMI \*ALL” com a permeabilidade para o eixo “I”.
  - g. Cartão “\*PERMJ \*ALL” com a permeabilidade para o eixo “J”.
  - h. Cartão “\*PERMK \*ALL” com a permeabilidade para o eixo “K”.
- II) Well and Recurrent Data Section
  - a. Cartão “\*Well ...” para informar as coordenadas dos poços injetores e produtores.
  - b. Cartão “\*PERFV \*GEO” para informar o intervalo (“range”) de camadas que um poço ou grupo de poços atua.

## 4.6 Tratamento do bloco de poço

O bloco de poço, ou região próxima ao poço, merece um tratamento especial no processo de transferência de escala. Em nossas simulações ficou convencionado que a posição do poço na célula em que ele está inserido ficaria localizada no centro da mesma (“cell center”). Note que quando admitimos que o poço esteja localizado no centro de uma célula e depois realizamos “upscaling”, o poço da malha grosseira poderá sofrer uma alteração em sua localização real na malha fina, como pode ser observado nos poços produtores da topologia “five spot” invertido apresentada na Figura 17, onde a transformação da escala fina em escala grosseira mudou a posição dos quatro poços produtores para uma posição mais próxima ao centro da célula.

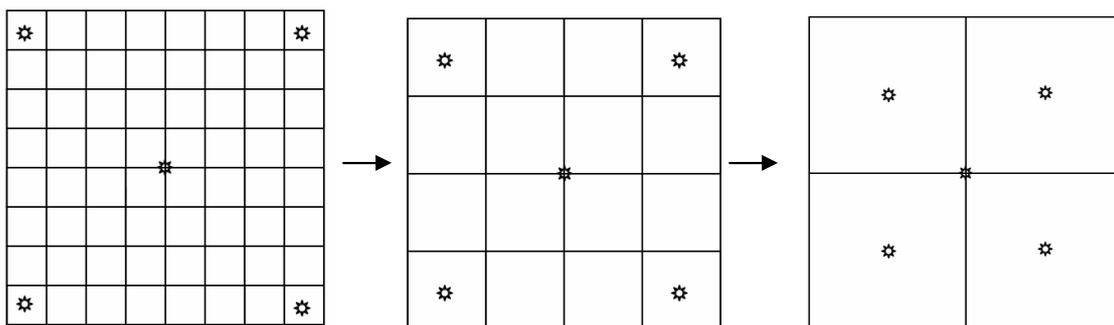


Figura 17: Deslocamento dos poços produtores após a alteração do tamanho da célula.

Como forma de avaliar o efeito desta mudança de localização dos poços em uma malha grosseira, foram realizados alguns testes em modelos 2D, utilizando um material homogêneo (porosidade e permeabilidades fixas), para eliminar erros de “upscaling” que fossem causados pela porosidade ou permeabilidade. No resultado final podemos perceber que a produção acumulada de óleo sofreu alteração que concluímos se dever a mudança na posição dos poços.

Uma maneira de procurarmos solucionar o problema do deslocamento do poço no processo de transferência de escala é mantermos a malha refinada nos blocos de poço. Desta maneira a transferência de escala seria realizada somente nas áreas adjacentes. Como consequência da manutenção do refinamento no bloco de poço, estaremos elevando o custo computacional por aumentarmos o tempo de processamento causado pelo aumento da quantidade total de células a serem processadas, mas em compensação estaremos ganhando em acurácia, uma vez que se trata de região com elevados gradientes requerendo uma malha refinada para captura dos mesmos. Na Figura 18 uma configuração tipo “five-spot” invertida mostra como a malha refinada pode ser conservada, sendo o upscaling realizado nos blocos onde não existem poços ou no bloco onde o poço não sofre deslocamento com a transferência de escala (poço central).

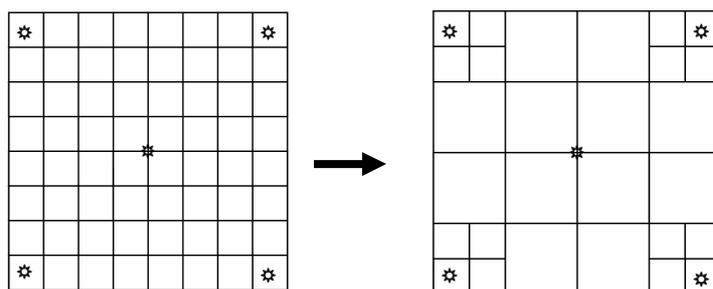


Figura 18: Modelo “five spot” com manutenção da malha refinada nos blocos com poços.

Outra maneira de tratarmos o deslocamento do poço no processo de transferência de escala é através da manipulação do modelo de poço adotado. A princípio a modelagem de poços permite fazer um relacionamento entre a pressão e/ou vazão utilizada para simulação e a pressão e/ou vazão real encontrada no poço. Pelo uso do simulador de reservatórios IMEX da CMG (CMG (2007)), veremos que através da alteração de parâmetros como o “fator geométrico” (geofac) ou a “fração de poço” (wfrac), é possível modificarmos, mesmo que grosseiramente, o posicionamento do poço em uma célula. Ertekin et al. (2001), fazem uma descrição sobre o “fator geométrico” em um modelo de

poço genérico. A Figura 19 descreve três situações básicas sobre o posicionamento do poço em uma célula, sendo elas: poço no centro, poço no canto, poço na fronteira, sendo também descrito os parâmetros “wfrac” e “geofrac” do simulador IMEX (CMG (2007)), para cada um destes casos.

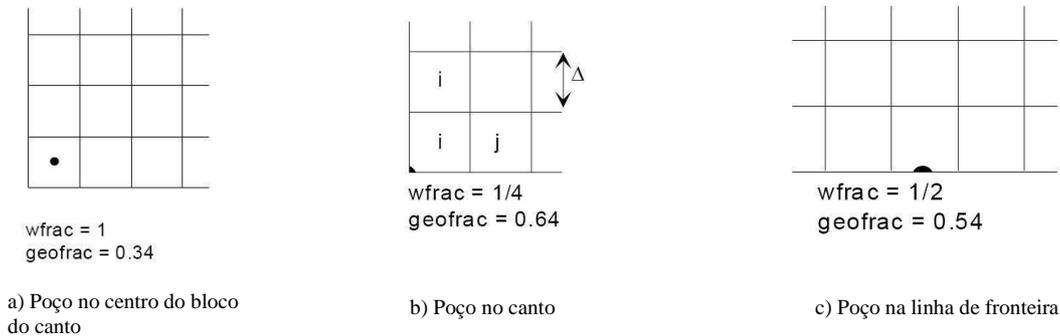


Figura 19: Tipos comuns de tratamento de poço disponíveis no simulador IMEX.

Em testes realizados utilizando como parâmetro a produção acumulada de óleo para modelos tipo “five spot”, podemos comprovar a influência que “wfrac” exerce sobre os resultados finais. Deste modo, optamos por usar em nossas simulações “wfrac” = 1, para caracterizar que os poços estarão no centro da célula e “geofrac” = 0.34 para células que contém os poços produtores estão no canto da malha e “geofrac = 0,37” para o poço injetor, conforme orientação do manual do IMEX (CMG (2007)) para poços localizados no centro das malhas.

#### 4.7 Processamento distribuído para acelerar o cálculo do upscaling

Dentre as duas metodologias disponíveis neste sistema, a metodologia “Flow Based” é a que exige maior processamento, por isto como forma de acelerar a obtenção dos resultados, foi desenvolvido uma versão do Transfer para ser executada de forma distribuída.

Durante o cálculo do “upscaling” um gradiente de pressão é rotacionado sobre a malha, correspondente aos 3 graus de liberdade x, y e z. No caso específico do “upscaling”, dependendo do tamanho da malha este processo pode ser demorado, mas caso o cálculo das permeabilidades equivalentes dos três graus de liberdade seja distribuído para três processadores diferentes, teremos um aumento considerável na velocidade do cálculo que em teoria poderia tornar o sistema 3 vezes mais rápido, caso não forem considerado atrasos pela troca de mensagens via MPI.

Para realização do processamento de forma distribuída o Transfer necessita alocar 3 processadores, um para cada grau de liberdade. A Figura 20 apresenta um pseudo-fluxograma sobre como estes três processadores trabalham de forma distribuída, ficando cada processador com as seguintes responsabilidades:

Processador 0 – Atua como pré-processador e pós-processador do processo de “upscaling” e como “solver” do “Flow Based” para o eixo dos “x”.

Processador 1 – Atua como “solver” do “Flow Based” para o eixo dos “y”.

Processador 2 – Atua como “solver” do “Flow Based” para o eixo dos “z”.

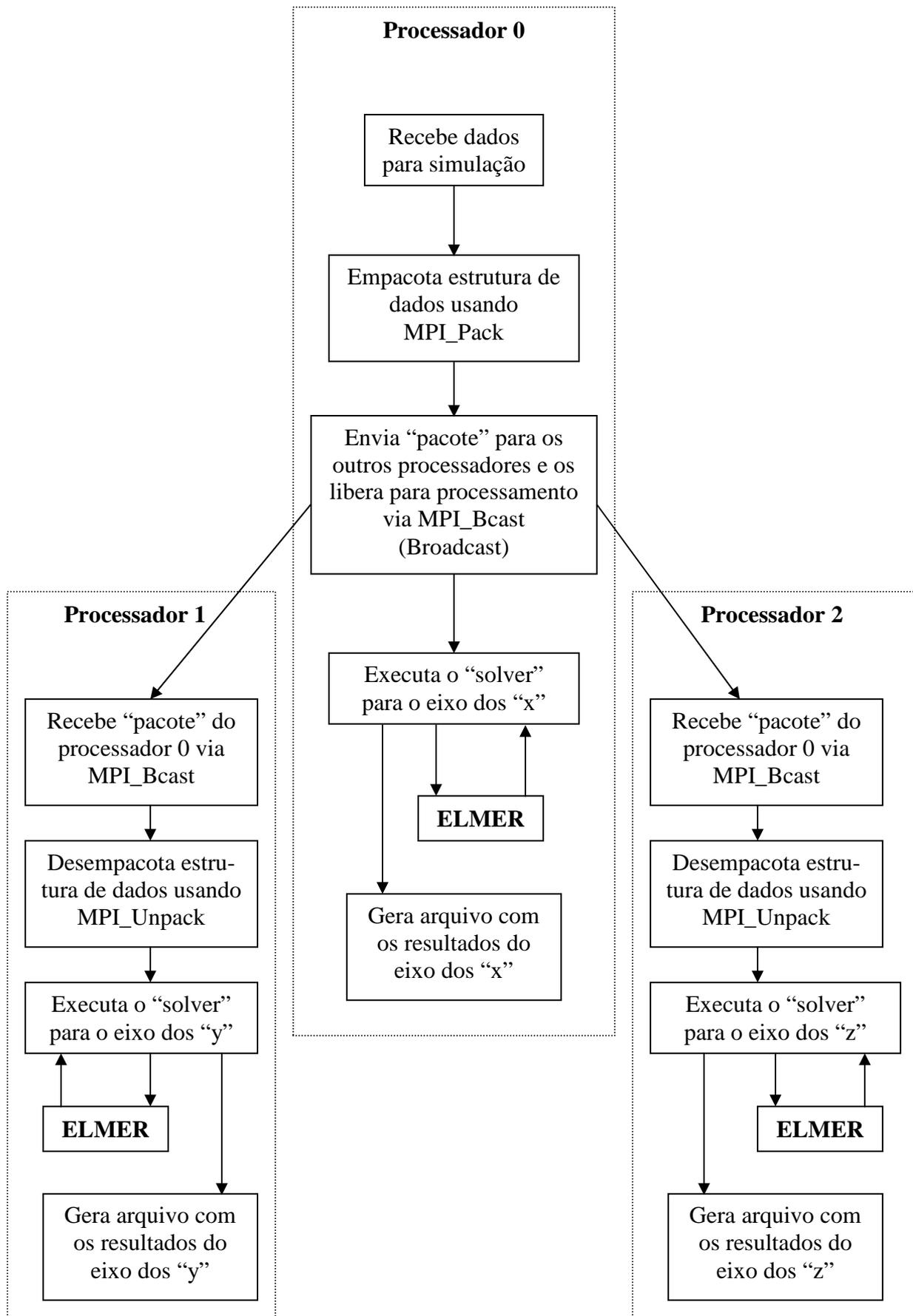


Figura 20: Pseudo-fluxograma com a distribuição do processamento.

#### 4.7.1 Comandos MPI utilizados

Descrevemos abaixo, os principais comandos MPI utilizados pelo sistema Transfer, quando é utilizada a versão que trabalha de forma distribuída.

*MPI\_Pack*: Cria um “pacote” de dados de forma semelhante a uma estrutura para ser enviado a outros processadores. Seu uso evita a troca de várias mensagens para envio de um conjunto de variáveis, aumentando o desempenho do processamento.

*MPI\_Unpak*: Abre o “pacote” de dados criado pelo comando “*MPI\_Pack*”, remontando a estrutura original das variáveis.

*MPI\_Bcast*: Comando utilizado para enviar e receber mensagens a todos os processadores (broadcast).

#### 4.7.2 Avaliação de resultados parciais da distribuição de processamento

Como forma de fazer uma avaliação parcial sobre o desempenho do sistema Transfer trabalhando de forma distribuída, realizamos um teste em um micro utilizando sistema operacional Linux com processador Intel Quad-Core executando o software MPICH2 para simulação de ambiente distribuído ou paralelo.

Em relação à simulação que desejamos realizar, que no caso necessita de 3 processadores, como o esperado, o MPICH2 requisitou três processadores dos quatro disponíveis na máquina Quad-Core e distribuiu o processamento entre os mesmos, tendo sido obtido os seguintes resultados:

Simulação do cálculo de “uspcaling” para um cubo 16x16x16 (4.096 células) para 1x1x1 com permeabilidade altamente heterogênea, conforme apresentado na Figura 21.

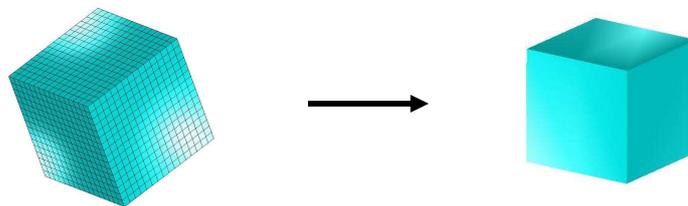


Figura 21: “Upscaling” de um cubo de 16x16x16 para 1x1x1

Executando o processamento de forma seqüencial o arquivo de saída de tempo utilizado em processamento seqüencial (tempo0.dat) forneceu o seguinte tempo:

Arquivo tempo0.dat: Uso do unico processador por 51 minutos e 1 segundos.

Convertendo para segundos teremos: 3.061 segundos.

Executando o mesmo processamento de forma distribuída os arquivos de saída de tempo utilizado em processamento distribuído (tempo0.dat, tempo1.dat e tempo2.dat) forneceram os seguintes tempos:

Arquivo tempo0.dat: Uso do processador 0 por 16 minutos e 57 segundos.

Arquivo tempo1.dat: Uso do processador 1 por 16 minutos e 55 segundos.

Arquivo tempo2.dat: Uso do processador 2 por 16 minutos e 57 segundos.

Convertendo para segundos o maior tempo utilizado teremos: 1.017 segundos.

Considerando que o trabalho a ser efetuado pelos processadores é o mesmo, obviamente foi obtida uma redução de 66,78% no tempo de processamento em relação ao processamento seqüencial nesta pequena simulação, onde podemos concluir que para esta modelagem o trabalho de processamento ficou distribuído de forma equilibrada entre os três processadores atingindo a redução teórica para 1/3 do tempo de processamento seqüencial.

#### 4.8 Avaliação de resultados simples do sistema Transfer

Como forma de avaliar o sistema, realizamos demonstrações simples em 2D, executando casos em que seja possível provar analiticamente resultados obtidos pelo sistema Transfer.

O sistema Transfer usualmente trabalha com uma versão 3D que pode ser utilizada para obter resultados 2D, devendo ser fornecido como entrada dados referente aos eixos x, y e z, uma vez que esta versão trabalha de forma ortotrópica. A versão anterior do sistema Transfer que trabalha em 2D de forma isotrópica pode ser usada para obtenção de resultados bidimensionais, desde que um resultado isotrópico seja suficiente para simular o caso desejado, pois este sistema admite como entrada somente dados referente ao eixo dos x.

##### Caso 1: Topologia em série

Para avaliar a topologia em série, criamos um caso onde temos uma malha inicial composta de 4 x 2 células, sendo 4 células formadas por um material de mesma permeabilidade que chamamos de  $K_1$  ( $K_1=3\text{mD}$ ) e outras quatro células formadas por um material de mesma permeabilidade chamada de  $K_2$  ( $K_2=7\text{mD}$ ), dispostas em série como apresentado na Figura 22. Utilizaremos o sistema Transfer para realizar o “upscaling” para uma malha final de 1 x 1 utilizando duas metodologias, ou seja, “Flow Based” e médias pitagóricas (aritmética, geométrica e harmônica).

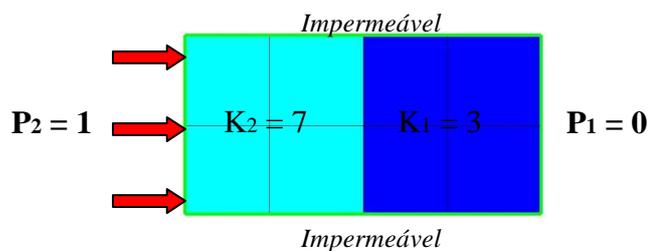


Figura 22: Topologia em série.

Onde:

$P_1 = 0$  (Pressão na face direita)

$P_2 = 1$  (Pressão na face esquerda)

$$K_e = \frac{2K_1 K_2}{K_1 + K_2}$$

Considerando a topologia em série dada na Figura 22 temos analiticamente que a permeabilidade equivalente é de 4,2 mD.

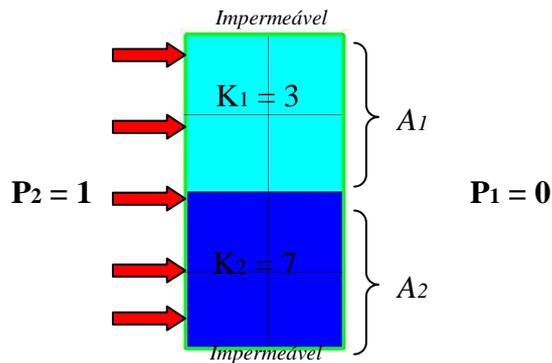
O sistema Transfer 2D obtém os seguintes resultados:

Metodologia:	Analítica	Flow Based	Aritmética	Geométrica	Harmônica
Resultado:	4,2	4,2	5	4,582576	4,2

Os resultados exatos obtidos com uso do “Flow Based” e da média harmônica confirmaram os resultados esperados para a configuração em série.

Caso 2: Topologia em paralelo

Para avaliar a topologia em paralelo, criamos outro caso onde temos uma malha inicial composta de 2 x 4 células, sendo 4 células formadas por um material de mesma permeabilidade que chamamos de  $K_1$  ( $K_1=3\text{mD}$ ) e outras quatro células formadas por um material de mesma permeabilidade chamada de  $K_2$  ( $K_2=7\text{mD}$ ), dispostas em paralelo como apresentado na Figura 23. Utilizaremos o sistema Transfer para realizar o “up-scaling” para uma malha final de 1 x 1 utilizando duas metodologias, ou seja, “Flow Based” e médias pitagóricas (aritmética, geométrica e harmônica).



Onde:  
 $P_1 = 0$  (Pressão na face direita)  
 $P_2 = 1$  (Pressão na face esquerda)

$$K_e = \frac{K_1 A_1 + K_2 A_2}{A_1 + A_2}$$

Figura 23: Topologia em paralelo.

Por sua vez, o resultado analítico da permeabilidade equivalente do exemplo da Figura 23 é 5 mD.

Metodologia:	Análítica	Flow Based	Aritmética	Geométrica	Harmônica
Resultado:	5	5	5	4,582576	4,2

Mais uma vez os resultados alcançados estão de acordo com o esperado confirmando que o processo de obtenção de blocos e solução de sub-problemas nos mesmos através do ELMER estão sendo efetuados corretamente.

Caso 3: Topologia “Chess-board”

Para avaliarmos o cálculo da permeabilidade equivalente através de uma topologia “chess-board”, foi elaborado um sistema onde existirão 4 células, sendo que duas destas células possuem a mesma permeabilidade. Consideramos como resultado analítico aquele obtido pela média geométrica.

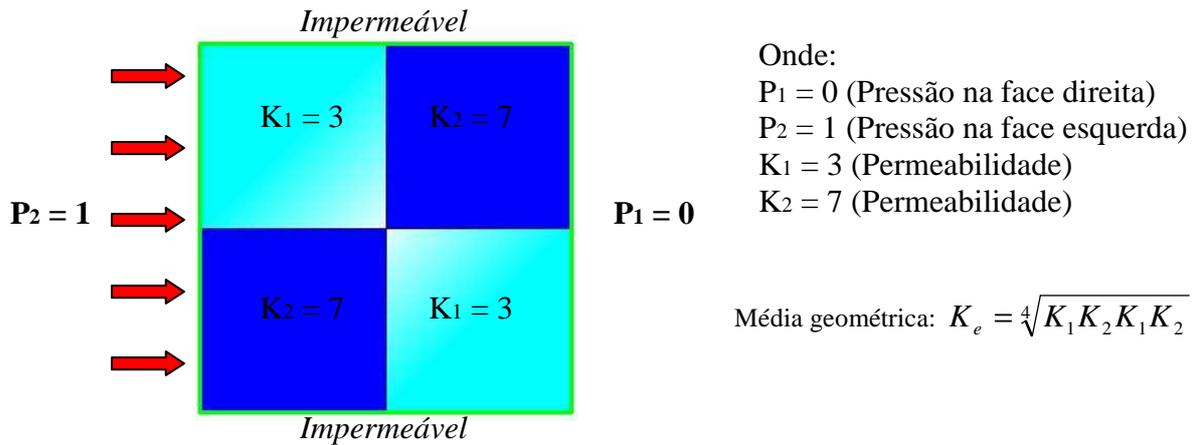


Figura 24: Topologia tipo “chess board”.

Obtém-se analiticamente o seguinte valor para permeabilidade equivalente do sistema:

$$K_e = (3 \times 7)^{1/2} = (21)^{1/2} = 4,582576$$

Foi efetuada uma segunda análise para obtenção do valor da permeabilidade equivalente considerando uma analogia com o circuito resistivo equivalente. Utilizando a metodologia de “renormalização”, que fornece um valor aproximado da permeabilidade equivalente do sistema conforme foi visto anteriormente pela equação (4.4).

$$K_e = \frac{4(K_1 + K_3)(K_2 + K_4)[K_2 K_4 (K_1 + K_3) + K_1 K_3 (K_2 + K_4)]}{[K_2 K_4 (K_1 + K_3) + K_1 K_3 (K_2 + K_4)][K_1 + K_2 + K_3 + K_4] + 3(K_1 + K_2)(K_3 + K_4)(K_1 + K_3)(K_2 + K_4)}$$

No caso específico do exemplo da Figura 24 com topologia “chess-board” e consequentemente apenas dois tipos diferentes de permeabilidade, a fórmula acima pode ser simplificada para:

$$K_e = \frac{8(K_1 + K_2)(K_1 K_2)}{4K_1 K_2 + 3(K_1 + K_2)^2}$$

Metodologia:	Circuito Resistivo	Flow Based	Aritmética	Geométrica/Analítica	Harmônica
Resultado:	4,375	4,7	5	4,582576	4,2

Inicialmente podemos observar que todos os resultados estão entre a média aritmética (5 mD) e a média harmônica (4,2 mD), portanto satisfazem as condições limítrofes de Cardwell & Parsons (1945), podendo ser considerados válidos.

O circuito resistivo equivalente forneceu um resultado um pouco inferior ao analítico, mas deve ser considerado que se trata de uma aproximação, conforme a definição da metodologia “renormalização”.

Como já era esperado, em relação ao cálculo da média geométrica, o sistema obteve o mesmo valor que o encontrado analiticamente neste estudo.

Em relação à metodologia “Flow Based”, o resultado obtido para uma malha inicial de 4 células (4,7 mD) é superior ao resultado analítico. Como forma de avaliar o

desempenho desta metodologia, foi efetuado um estudo de convergência de malha através do refinamento da malha como apresentado na Figura 25.

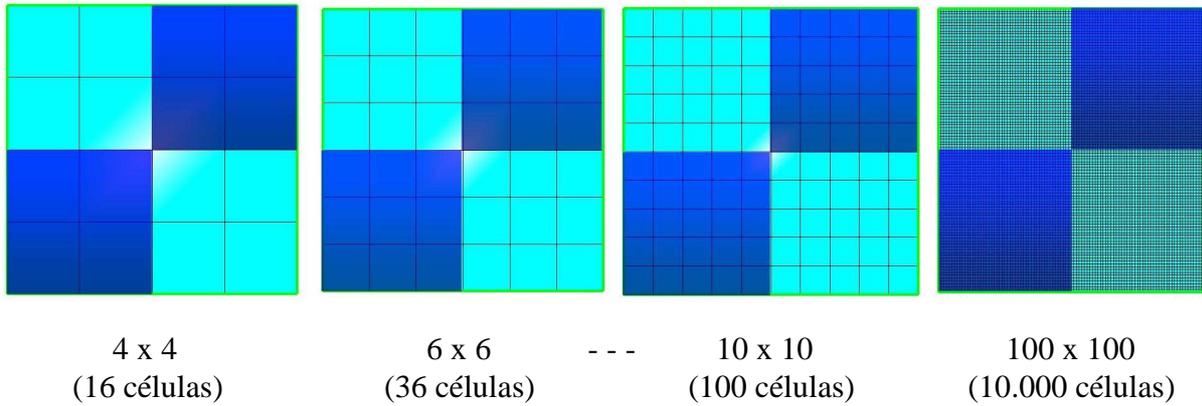
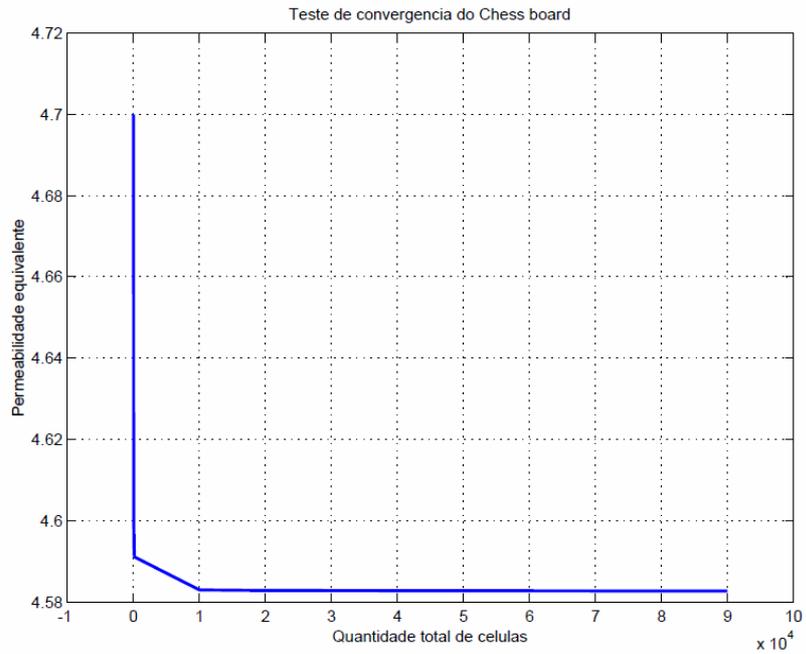


Figura 25: Amostra do refinamento utilizado na malha para avaliar a metodologia “Flow Based”

Utilizando o sistema Transfer para calcular a permeabilidade equivalente da topologia “chess-board” nos casos descritos em um intervalo entre 4 e 90.000 células, conforme a figura 26, podemos acompanhar a convergência da solução da metodologia “Flow Based” para o valor encontrado pela média geométrica. Tem-se, portanto, um resultado onde o sistema se comportou como esperado.



Número de células	Permeabilidade equivalente ( $K_e$ )
4 (2 x 2)	4,7
16 (4 x 4)	4,62
36 (6 x 6)	4,6
64 (8 x 8)	4,5979
100 (10 x 10)	4,5936
144 (12 x 12)	4,59106
10.000 (100 x 100)	4,58294
19.600 (140 x 140)	4,582804
90.000 (300 x 300)	4,582650

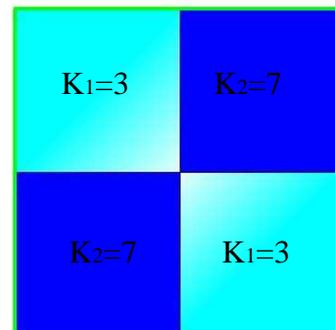


Figura 26: Variação da permeabilidade em função do grau de refinamento.

#### 4.9 Tratamento de imagens utilizando o sistema Transfer

O sistema Transfer pode ser utilizado em diferentes aplicações, como por exemplo, ele pode ser utilizado para fazer o tratamento de imagens e desta forma criar modelos em malha grosseira através do processo de transferência para uma escala superior (“upscaling”) e assim auxiliar na obtenção de uma imagem que possa manter a representatividade com uma quantidade menor de dados.

O processo de transferência para uma escala superior (“upscaling”) pode ser analisado no contexto de tratamento de imagens, como se fosse um processo de ampliação do tamanho de cada elemento de imagem (“pixel”) que compõe uma determinada imagem. O desafio continua sendo fazer o equilíbrio entre a maior ampliação possível de cada elemento de imagem, preservando a informação (representação da imagem) e utilizando a menor quantidade possível de células (que neste caso é o elemento de imagem).

O formato que utilizamos em nossos estudos foi o “Portable Gray Map” (PGM) de 8 bits por elemento de imagem, no padrão ASCII. Este formato foi o escolhido por ser o que poderia melhor se adaptar ao processo de transferência de escala do sistema Transfer e por ter uma estrutura simples e de fácil compreensão. Este padrão utiliza o formato “raster”, referente às imagens que contêm suas descrições em cada elemento de imagem. Neste caso cada elemento de imagem representa uma determinada variação do cinza.

Descrição da estrutura de um arquivo no formato PGM:

- 1- Identificador do tipo do arquivo (no caso do padrão “ASCII” é “P2”).
- 2- Número de colunas que a imagem contém.
- 3- Número de linhas que a imagem contém.
- 4- Maior valor adotado pela tonalidade de cinza neste arquivo (máximo = 65.536).
- 5- Dados referentes à imagem propriamente dita, contendo o grau de tonalidade cinza adotado em cada célula, variando de 0 para cor negra e para cor branca o limite é o maior valor informado no item anterior 4.

Exemplo:

```
P2
#TRANSFER
25 18
255
70 72 84 88 92 87 93 95 101 104 110 111 114 116 118 119 120 119 119
119 118 116 113 108 101
104 112 119 126 132 139 143 146 148 149 149 149 150 150 151 151 150
149 148 146 144 140 136 131 119 . . .
```

Visando apenas ilustrar uma aplicação do sistema “Transfer” no presente contexto, ver a Figura 27, onde temos uma imagem inicial no formato PGM de 8 bits ASCII, com dimensão de 1600 x 1200, i.e. com 1.920.000 células. Foi utilizada a metodologia da média aritmética para realização da transferência de escala.

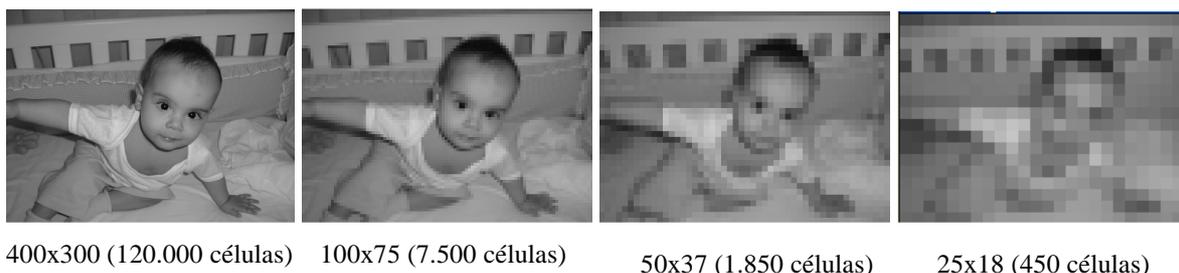


Figura 27: “Upscaling” de uma imagem de 1600x1200 células para diversas escalas grosseiras.

# Capítulo 5

## Resultados

Em 2001 foi apresentado pela “Society of Petroleum Engineers” (SPE) um relatório contendo os resultados do 10º Projeto Comparativo de Soluções da SPE (Christie - 2001) com o objetivo de avaliar de forma independente os resultados de diferentes técnicas de “upscaling” para dois tipos de problemas distintos. O primeiro tipo de problema se refere a um caso bidimensional (2D) e o segundo tipo a um caso tridimensional (3D) cujas características e resultados desejados serão descritos mais adiante. Ao todo, nove participantes responderam a este comparativo.

### 5.1 Modelo 1 (2D) do SPE66599 com malha de 100x1x20 (2.000 células)

No Modelo 1 (Christie – 2001), temos um problema bidimensional (2D), em que é seccionada uma lâmina vertical de um campo de petróleo de 100 x 1 x 20 células. Nas extremidades desta lâmina podemos identificar um poço injetor de gás localizado a esquerda do modelo e outro produtor de óleo localizado a direita do modelo, sendo esta simulação bifásica (óleo e gás) e suas dimensões reais são 762m de comprimento por 7,62m de largura e 15,24m de espessura, dividido em uma escala fina de 100 x 1 x 20 com tamanho uniforme, sem inclinações ou falhas no campo. O topo deste modelo fica na superfície com pressão inicial neste ponto de 100 psia.

Admitimos que os fluidos sejam incompressíveis e imiscíveis, sendo a permeabilidade de cada célula fornecida, podendo ser visualizado o valor logarítmico na Figura 28 e a porosidade fixa no valor de 0,2. A pressão capilar foi negligenciada neste caso e inicialmente o modelo está totalmente saturado de óleo sem água conata. Esta simulação foi configurada para 7300 dias.

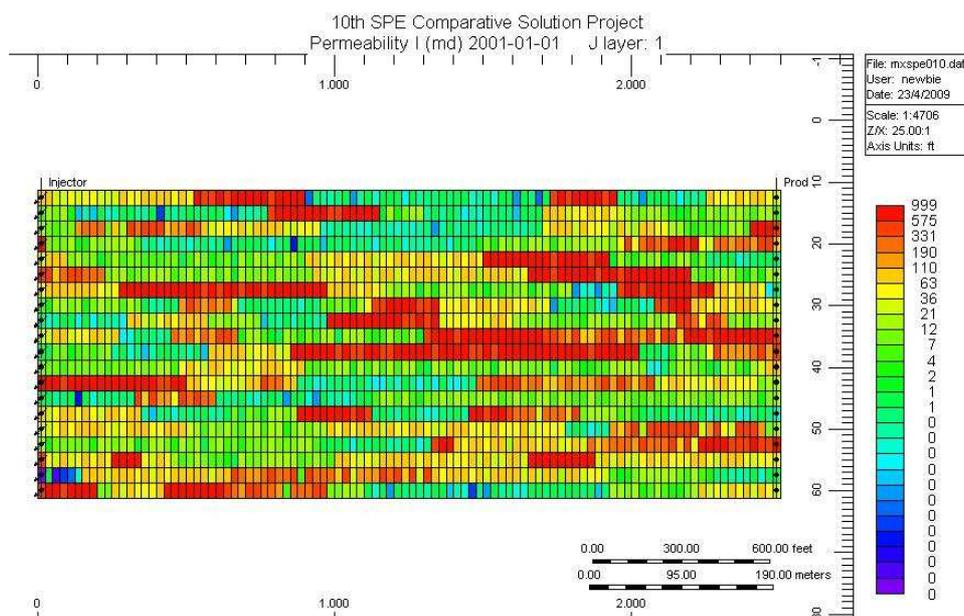


Figura 28: Logaritmo da permeabilidade para o Modelo 1.

São solicitadas duas atividades para aplicação de upscaling, para os seguintes casos:

- I) Um modelo com malha 2D uniforme de 5 x 1 x 5 (25 células).
- II) Um modelo com malha 2D não uniforme com no máximo 100 células.

Em relação aos resultados desejados podemos relacionar:

- I) Obtenção da vazão de óleo produzido e da produção acumulada de óleo.
- II) Obtenção da produção acumulada de gás em função do tempo para a malha fina e a malha grosseira.

Realizamos neste estudo as simulações para os seguintes casos com menos de 100 células:

- 1) Upscaling de 100 x 1 x 20 para 10 x 1 x 5 (50 células).
- 2) Upscaling de 100 x 1 x 20 para 5 x 1 x 5 (25 células).

De forma complementar, realizamos os seguintes testes de upscaling para o Modelo 1, utilizando modelos com mais de 100 células:

- 1) Upscaling de 100 x 1 x 20 para 50 x 1 x 10 (500 células).
- 2) Upscaling de 100 x 1 x 20 para 20 x 1 x 10 (200 células).
- 3) Upscaling de 100 x 1 x 20 para 25 x 1 x 5 (125 células).

### 5.1.1 Alterações no “data set” do IMEX para transferência de escala

Com relação às alterações feitas no “data set” do IMEX (CMG (2007)) para o Modelo 1 do SPE66599 (Christie – 2001), que é representada pelo arquivo template “mxspe010.dat”, podemos afirmar que de forma bastante similar ao apresentado anteriormente na seção de descrição do “Simulador comercial IMEX-CMG”, para realização dos procedimentos de upscaling foram alteradas as seguintes seções:

- I) Reservoir Description Section
  - c. Cartão “\*Grid \*Cart” com as novas dimensões representativas do campo no sistema cartesiano.
  - d. Cartão “\*DI” com a dimensão do bloco (macro-célula) no eixo “I”.
  - e. Cartão “\*DJ” com a dimensão do bloco (macro-célula) no eixo “J”.
  - f. Cartão “\*DK” com a dimensão do bloco (macro-célula) no eixo “K”.
  - g. Cartão “\*PERMI \*ALL” com a permeabilidade para o eixo “I”.
  - h. Cartão “\*PERMJ \*ALL” com a permeabilidade para o eixo “J”.
  - i. Cartão “\*PERMK \*ALL” com a permeabilidade para o eixo “K”.
- II) Well and Recurrent Data Section
  - j. Cartão “\*PERF \*GEOA ‘Injector’” para informar o intervalo (“range”) de camadas que o poço injetor atua.
  - k. Cartão “\*PERF \*GEOA ‘Producer’” para informar o intervalo (“range”) de camadas que o poço produtor atua.

### 5.1.2 Avaliação qualitativa da distribuição da permeabilidade do Modelo 1

A Figura 29 apresenta uma visão bidimensional dos logaritmos das permeabilidades que são utilizadas pelo Modelo 1 do SPE66599 (Christie – 2001), tendo sido elaboradas utilizando-se a escala de cores do sistema Builder do IMEX (CMG (2007)) que foi descrita anteriormente na seção de “Alterações no *data set* do IMEX para transferência de escala”. A opção pelo uso de uma escala logarítmica se deve ao grande intervalo entre a maior e a menor permeabilidade, que variam entre o zero (impermeável) até 20 Darcy, de modo a facilitar a visualização.

Primeiramente no topo da figura é apresentada uma visão do modelo que utiliza a malha refinada de 100x1x20 com 2000 células, representando uma lâmina vertical de uma região petrolífera, onde pode ser localizada no lado esquerdo uma coluna contendo o poço injetor e no lado direito outra coluna com o poço produtor. A partir deste modelo são realizadas várias transferências de escala para 500, 200, 125, 50 e 25 células, utilizando as metodologias: média aritmética, média geométrica, média harmônica e “Flow Based”.

Podemos observar que visualmente os resultados obtidos pela média aritmética com 500 células estão qualitativamente próximos daqueles encontrados no modelo original de 2.000 células. À medida que diminuimos o número de células a representação tende a ficar com uma cor uniforme e como a média aritmética representa o limite superior de todas as outras metodologias, a cor uniforme que esta metodologia assume no final da simulação com 25 células tende a ser laranja ou próximo do vermelho, pois representam na escala adotada os maiores valores de permeabilidade.

A média geométrica por sua vez fica entre os resultados obtidos pela média aritmética e a média harmônica, valendo lembrar que como estamos apresentando valores das permeabilidades e não de grandezas que dependam da permeabilidade, todos os resultados devem seguir as condições limítrofes de Cardwell & Parsons (1945). Podemos observar que desde o modelo de 500 células calculado com média geométrica não encontramos muita semelhança com o modelo original de 2000 células e à medida que diminuimos o número de células podemos perceber uma uniformização das cores entre o amarelo e o verde claro, isto é, faixa intermediária de permeabilidade.

Em relação à média harmônica, que representa o limite inferior, podemos observar logo no primeiro modelo de 500 células que a região no canto esquerdo inferior sofre influência da média harmônica que tende a forçar os resultados para um valor baixo, deixando toda esta micro região com a tonalidade mais escura, isto é, com valores baixos de permeabilidade. À medida que o número de células vai diminuindo os modelos vão assumindo uma cor mais uniforme, que no caso da média harmônica é uma tonalidade verde escura tendendo para o azul.

Analisando os resultados obtidos pela metodologia “Flow Based” podemos observar que desde o primeiro modelo com 500 células existe muita semelhança com o modelo em escala original de 2.000 células. Como o Modelo 1 do SPE66599 (Christie – 2001) tem uma configuração muito próxima ao limite superior da configuração de Cardwell & Parsons (1945) que é representado pela média aritmética, podemos concluir ser bastante natural que os resultados obtidos pela metodologia “Flow Based” sejam semelhantes aos obtidos pelos resultados obtidos pela metodologia da média aritmética, uma vez que esta metodologia é mais precisa que as obtidas pelas médias pitagóricas. Note que da mesma forma que aconteceu com a média aritmética, os modelos simulados com a metodologia “Flow Based” tendem a ter uma cor uniforme próxima as cores que representam valores altos.

Modelo original: 100 x 1 x 20  
(2.000 células)

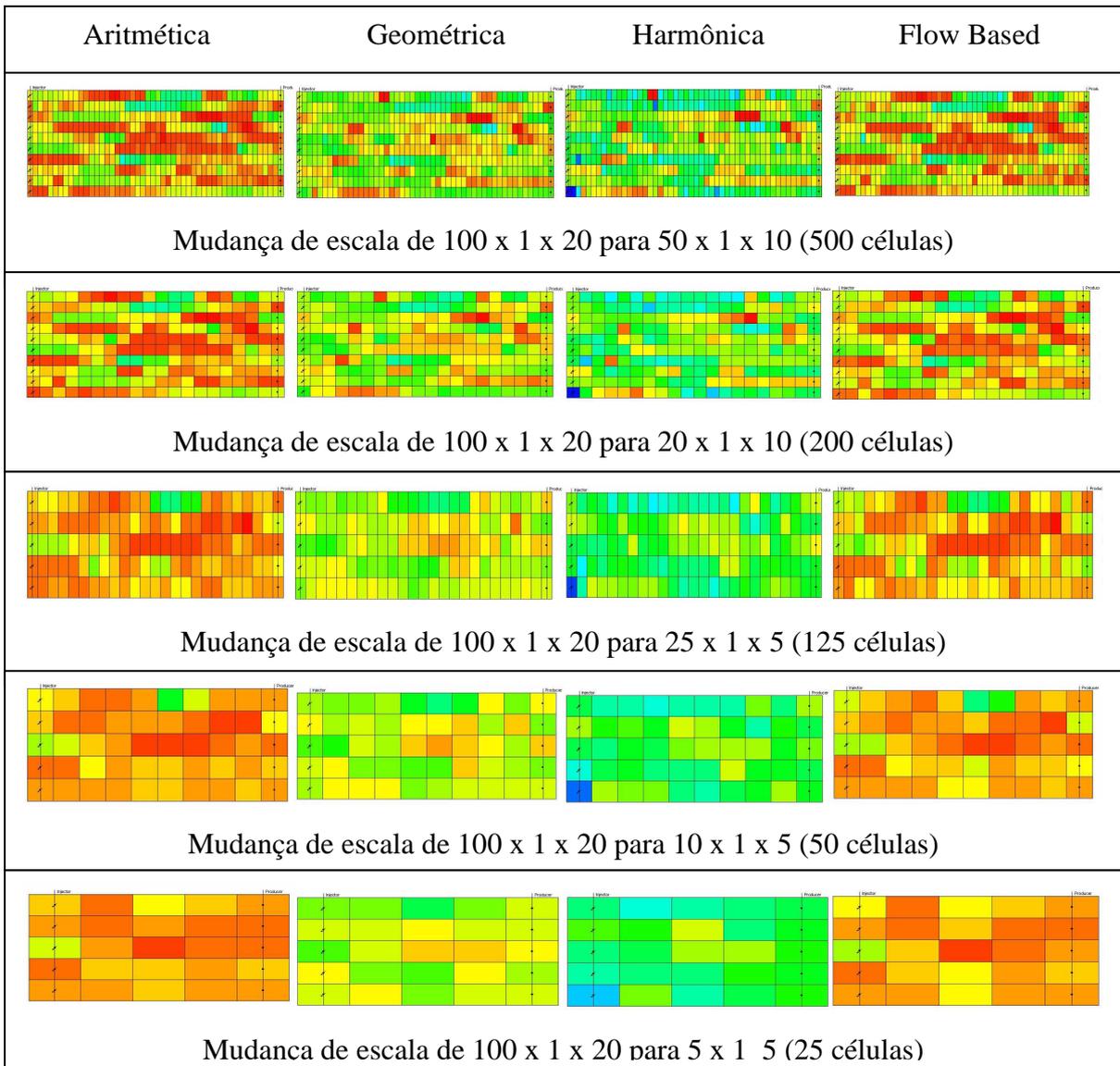
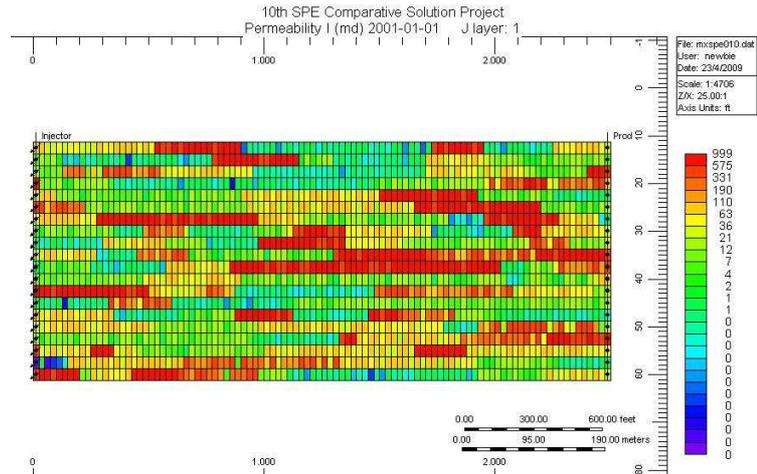


Figura 29: Comparação de metodologias pelo logaritmo da permeabilidade para várias escalas do modelo 1.

### 5.1.3 Análise do modelo 1 do SPE66599 usando média aritmética.

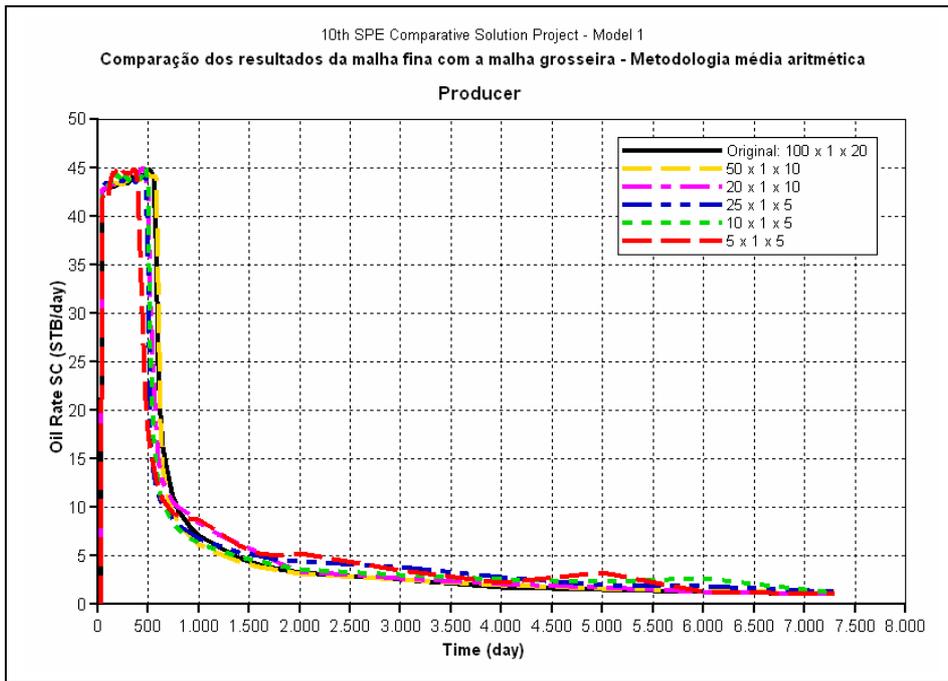
A Figura 30 (a) apresenta os resultados obtidos da vazão de óleo por dia para diferentes modelos com escalas variadas de upscaling usando média aritmética, estando em um intervalo entre  $50 \times 1 \times 10$  e  $5 \times 1 \times 5$ . De acordo com o gráfico, podemos observar que nos primeiros 50 dias, conforme detalhamento na Figura 30 (b), todos os modelos se comportam de forma semelhante. Posteriormente começa a existir uma variação, onde o modelo de  $5 \times 1 \times 5$  (vermelho tracejado) é o primeiro a reduzir sua vazão provavelmente pelo início da produção de gás e conseqüentemente este seria a irrupção do gás, que pode ser verificado pelo gráfico 33 (b) da produção acumulada de gás. Com o decorrer da simulação, o modelo de escala de  $50 \times 1 \times 10$  (amarelo) é o último a reduzir a vazão, mesmo assim, este último modelo é o que apresenta resultados com maior proximidade daqueles obtidos no modelo da escala original de  $100 \times 1 \times 20$  (preto) em todo o período da simulação e naturalmente isto ocorre pelo fato do modelo de  $50 \times 1 \times 10$  (amarelo) ser o que mais se aproxima do modelo original de  $100 \times 1 \times 20$  (preto), isto é, com menor transferência de escala.

Após cerca de 800 dias de simulação, todos os modelos tendem a manter a mesma vazão, com pequenas variações para a escala da figura apresentada.

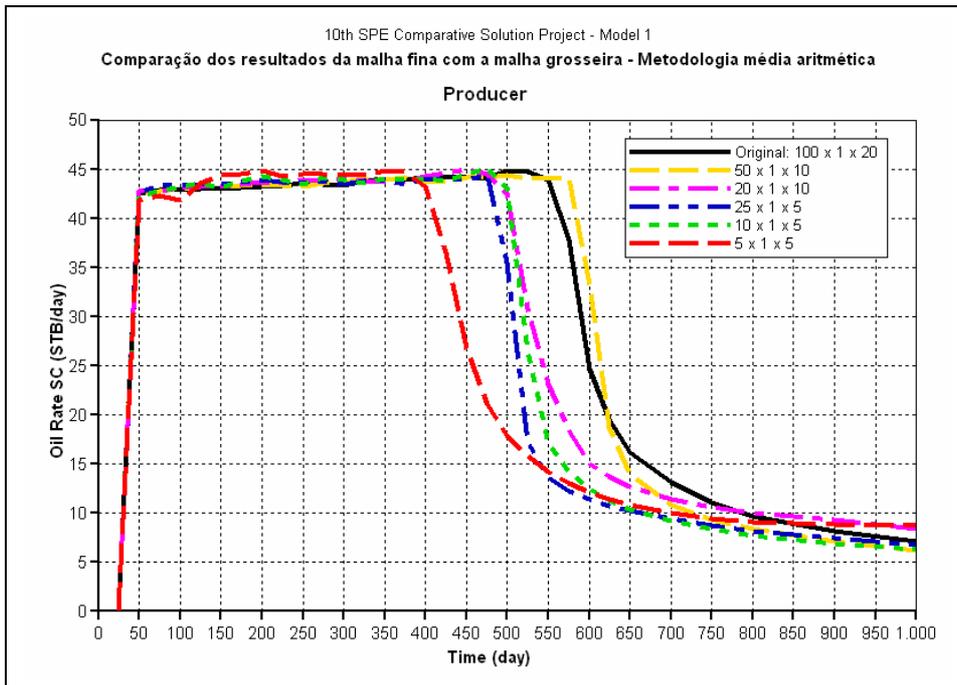
Em relação à produção acumulada de óleo, no gráfico da Figura 31 (a) podemos observar que até os 400 primeiros dias todos os modelos apresentam uma produção acumulada quase idêntica, sendo que nas proximidades deste ponto, o modelo de  $5 \times 1 \times 5$  (vermelho tracejado) passa a ter uma produção acumulada reduzida quando comparado aos demais modelos, já esperado devido a vazão do óleo. Uma nova alteração no gráfico pode ser percebida quando chegamos em 500 dias de produção, conforme detalhamento na Figura 31 (b), quando os modelos de  $10 \times 1 \times 5$ ,  $25 \times 1 \times 5$  e  $20 \times 1 \times 10$  também diminuem sua produção e estas alterações coincidem com o início da produção de gás.

Todos os modelos voltam a ter resultados próximos quando a simulação está em torno de 5.500 dias e a partir daí inicia-se uma pequena dispersão até o final da simulação. O comportamento de todos os modelos destas simulações está diretamente relacionado ao tamanho das escalas de redução das malhas, uma vez que, quando tomamos um modelo com malha com maior grau de refinamento (i.e. menor “upscaling”), obtemos resultados que estão mais próximos da curva refinada original de  $100 \times 1 \times 20$  (preto).

A produção acumulada de gás inicia quando a simulação está com aproximadamente 500 dias, conforme a Figura 32 (a) e continua aumentando constantemente para todos os modelos nos 7300 dias de simulação. Além de permanecerem muito próximos ao resultado obtido na malha refinada, existindo apenas uma discreta dispersão de todos os modelos em relação ao modelo original de  $100 \times 1 \times 20$  (preto) no início da simulação até aproximadamente 2500 dias, que pode ser acompanhada em detalhes, na fase inicial, pela Figura 32 (b).

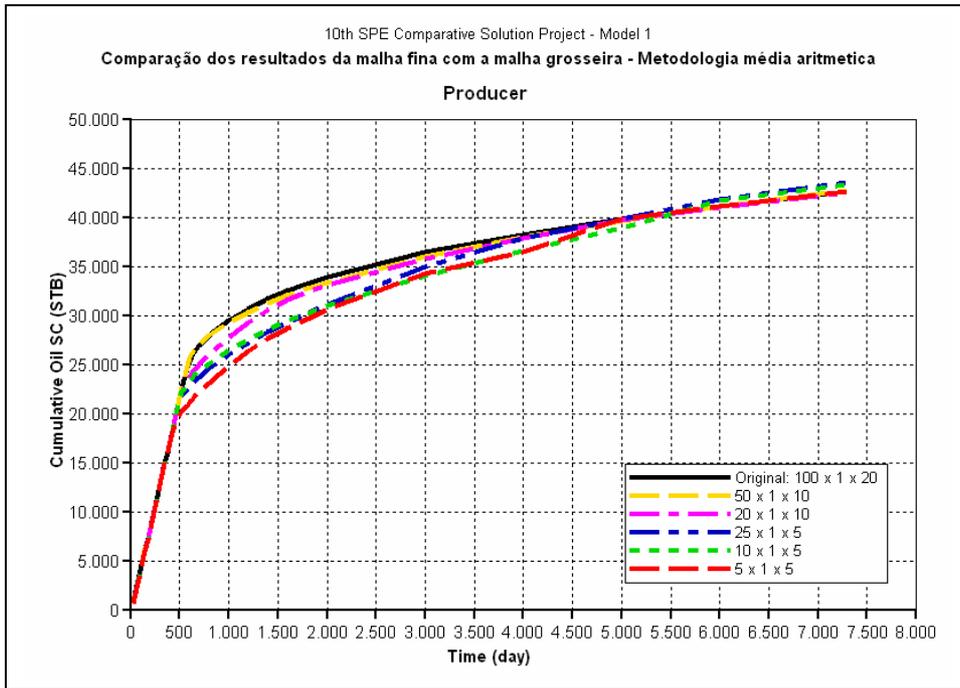


(a) Vazão de óleo.

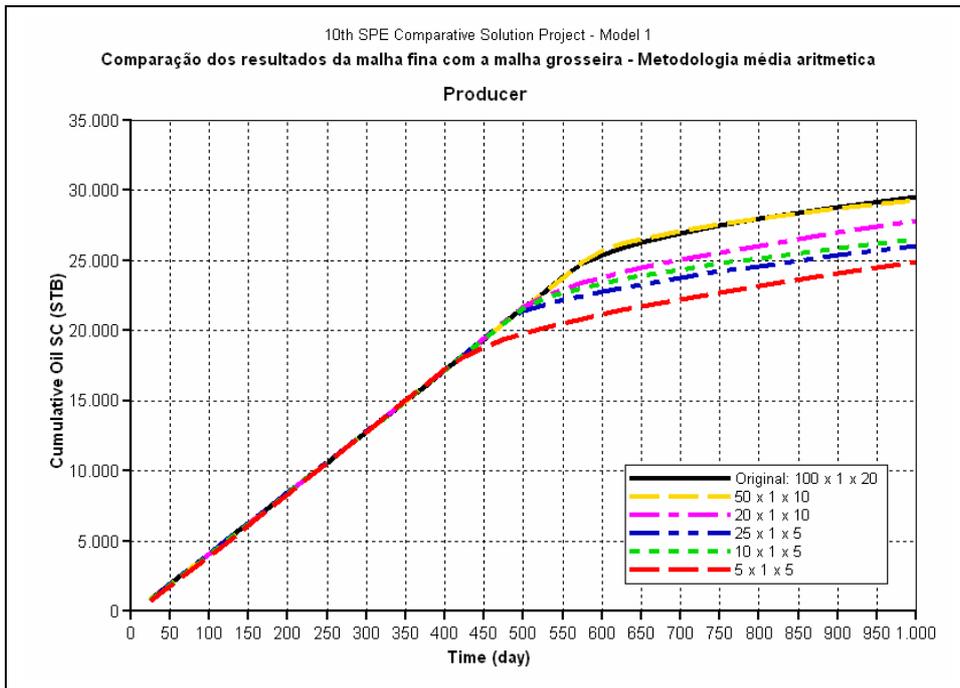


(b) Detalhamento da vazão de óleo para um intervalo entre 0 e 1000 dias .

Figura 30: “Upscaling” usando a metodologia da média aritmética.

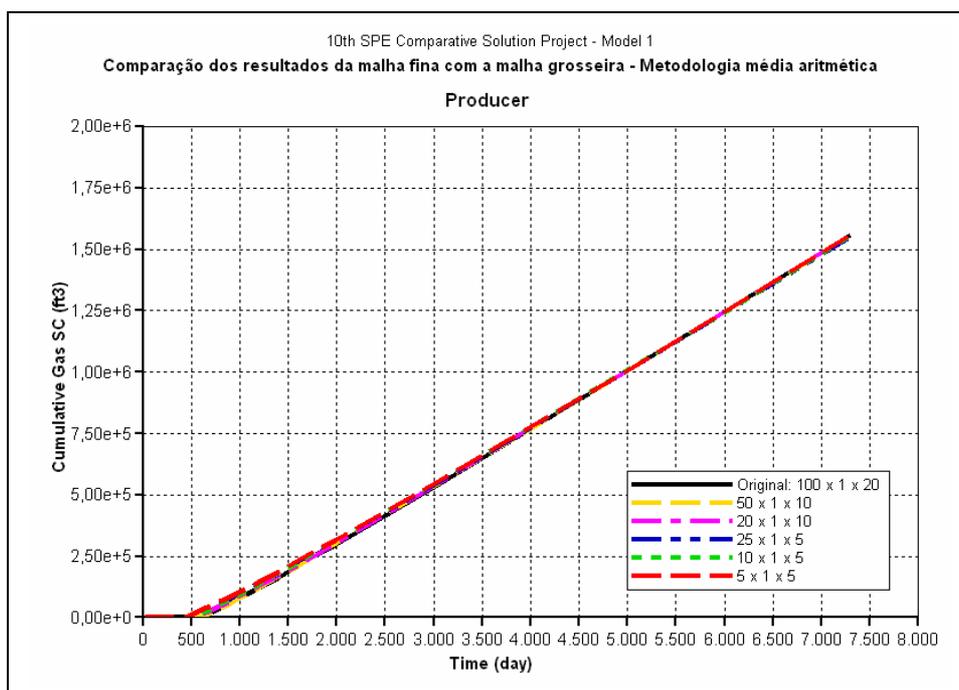


(a) Produção acumulada de óleo.

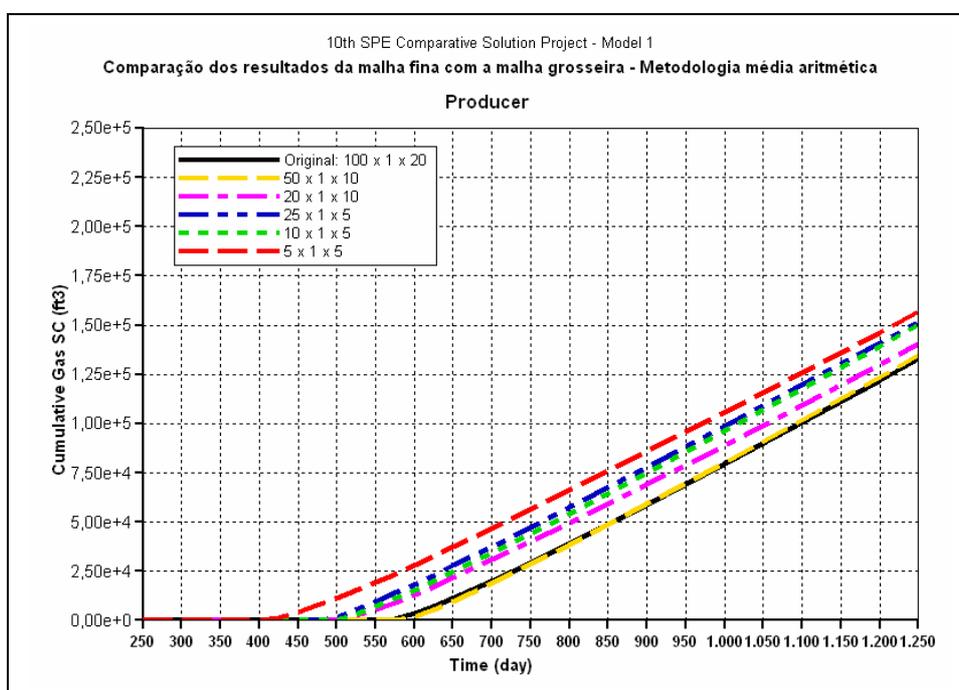


(b) Detalhamento da produção acumulada de óleo entre 0 e 1000 dias.

Figura 31: “Upscaling” usando a metodologia da média aritmética.



(a) Produção acumulada de gás entre 250 e 1250 dias.



(b) Detalhamento da produção acumulada de gás entre 250 e 1250 dias.

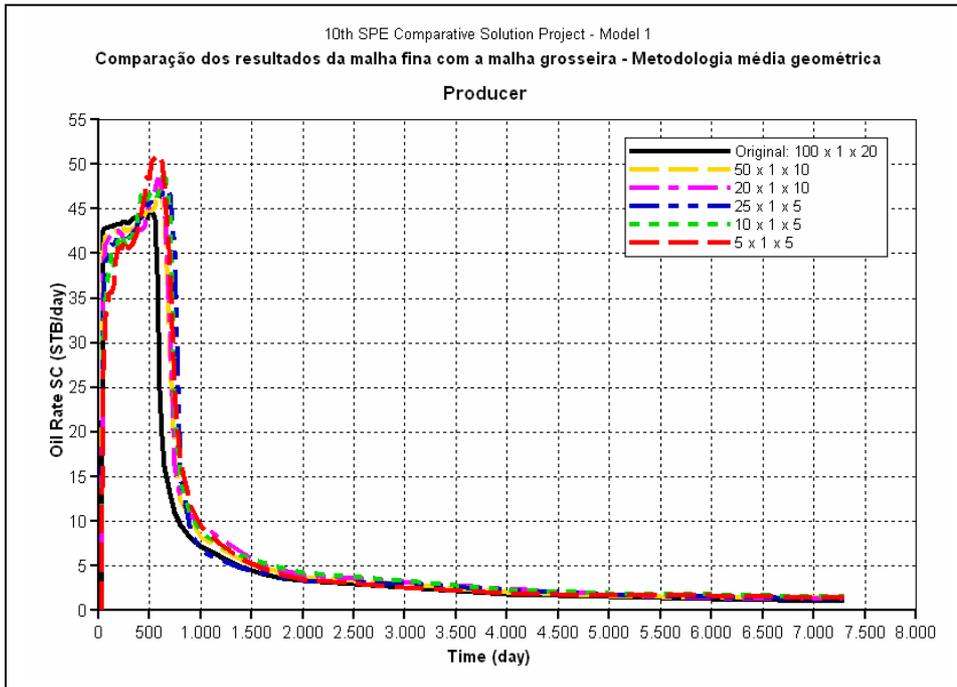
Figura 32: “Upscaling” usando a metodologia da média aritmética.

#### 5.1.4 Análise do modelo 1 do SPE66599 usando média geométrica.

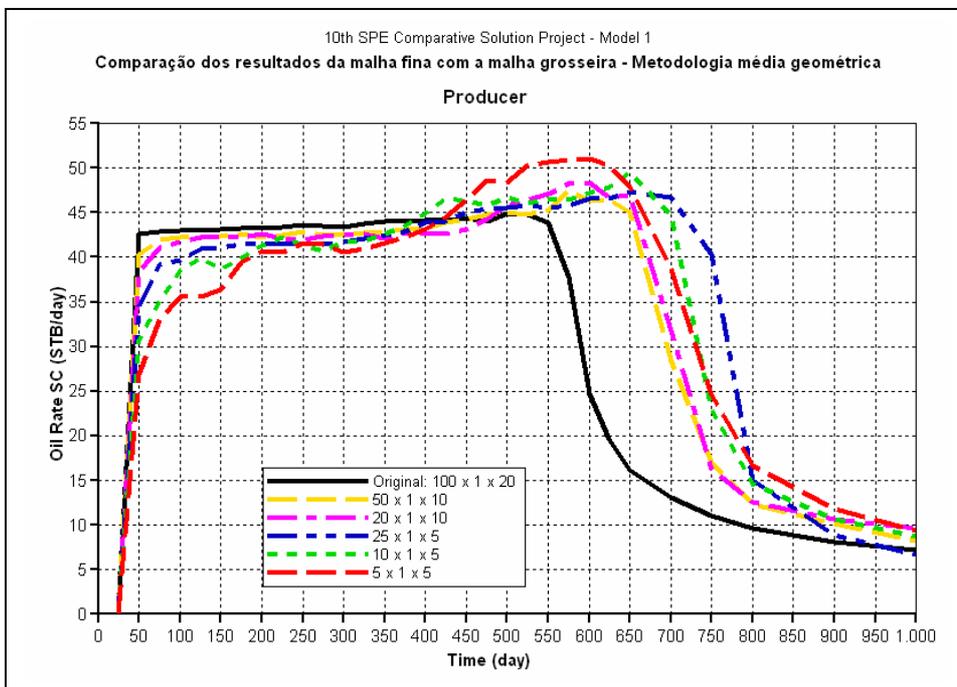
As vazões de óleo calculadas utilizando vários níveis de upscaling pela metodologia da média geométrica começam a divergir dos resultados obtidos pela malha refinada de 100x1x20 (preto) antes dos primeiros 50 dias de simulação, onde podemos observar pela Figura 33 (b) que o resultado obtido pelo modelo 5x1x5 (vermelho tracejado) é o primeiro a diminuir sua vazão com o passar do tempo, seguido pelos outros modelos com maior grau de refinamento. A vazão de óleo de todos os modelos tende a se estabilizar em torno de 40 a 45 STB/dia quando a simulação atinge 250 dias. Posteriormente quando a simulação atinge cerca de 400 dias, todos os modelos e em especial o de escala 5x1x5 (vermelho tracejado), apresentam um aumento repentino da vazão, para logo em seguida quando a simulação atinge aproximadamente 650 dias, iniciar uma redução drástica até um patamar inferior a 5 STB/dia quando a simulação atinge cerca de 1.500 dias, conforme pode ser observado pela Figura 33 (a). Esta redução da vazão coincide com o início da produção de gás que começa aproximadamente com 500 dias de simulação.

A produção acumulada de óleo para todos os modelos mantém um aumento estável até a simulação atingir aproximadamente 600 dias, conforme detalhamento da produção na Figura 34 (b), iniciando a partir deste ponto uma diferenciação do resultado obtido pela malha refinada de escala 100x1x20 (preto), que inicia um processo de diminuição da taxa de produção, enquanto que os demais modelos continuam com um nível alto de produção e somente iniciam o mesmo processo de diminuição da produção quando a simulação atinge cerca de 750 dias. Observando a Figura 34 (a) podemos acompanhar que após a diminuição do ritmo de produção atingida em 750 dias de simulação, todos os modelos evoluem de forma semelhante até atingir o final da simulação em 7.300 dias com cerca de 50.000 STB, enquanto que a malha refinada termina a simulação com aproximadamente 42.000 STB.

Na produção acumulada de gás usando a metodologia da média geométrica todos os modelos seguem de forma muito próxima a curva da malha refinada desde o início quando a simulação está com aproximadamente 500 dias, conforme a Figura 35 (a) e termina com 7.300 dias, produzindo cerca de  $1,5 \times 10^6 \text{ ft}^3$  de gás. Note que as simulações feitas com modelos em escala grosseira seguem com uma produção ligeiramente abaixo da obtida pela malha refinada, conforme a Figura 35 (b).

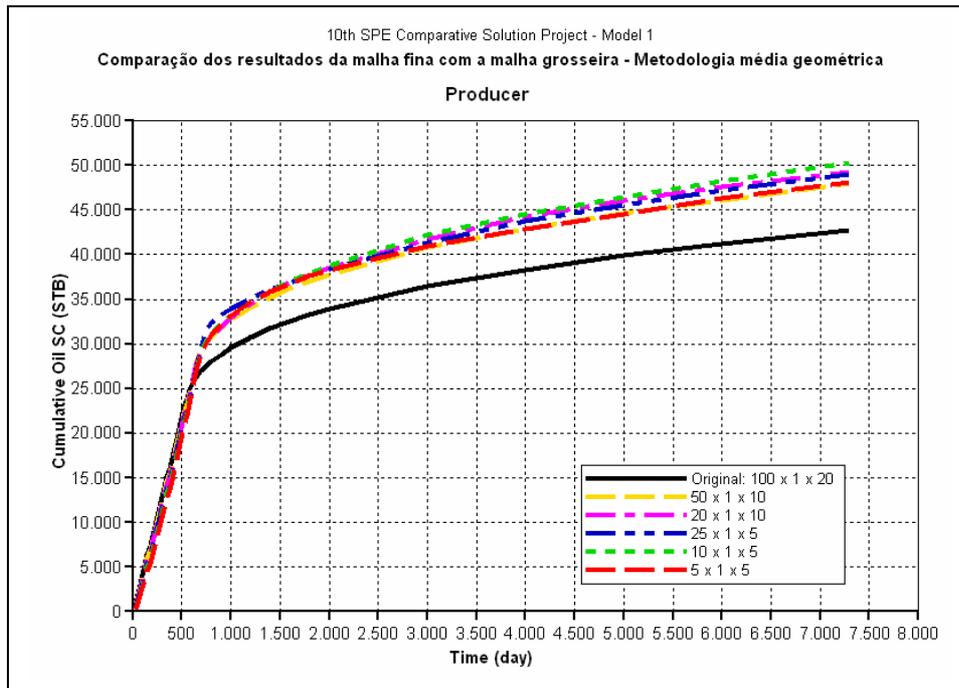


(a) Vazão de óleo.

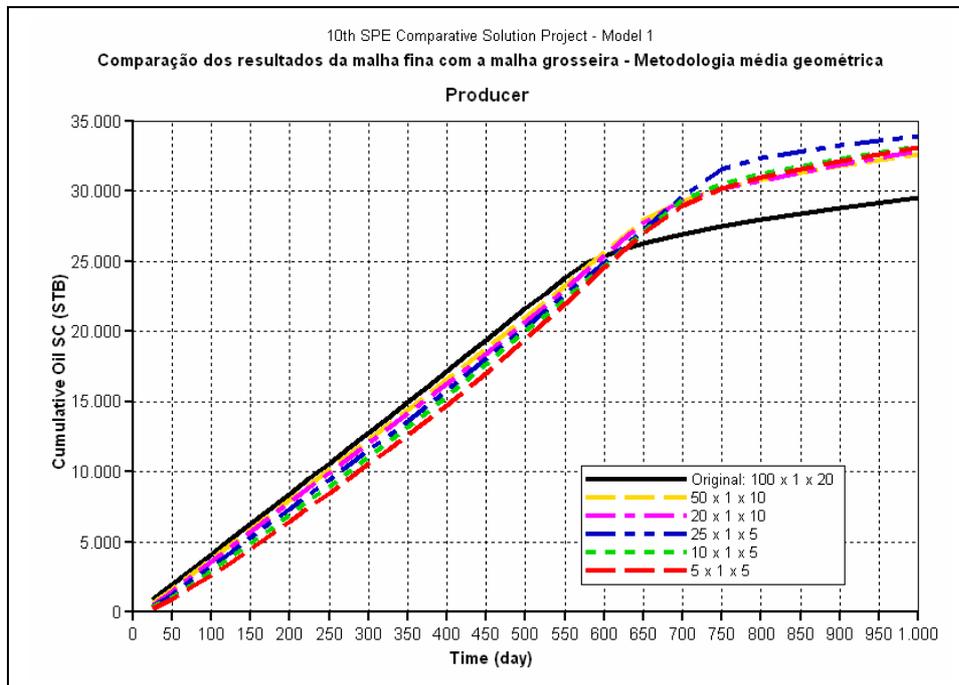


(b) Detalhamento da vazão de óleo para um intervalo entre 0 e 1000 dias.

Figura 33: “Upscaling” usando a metodologia da média geométrica.

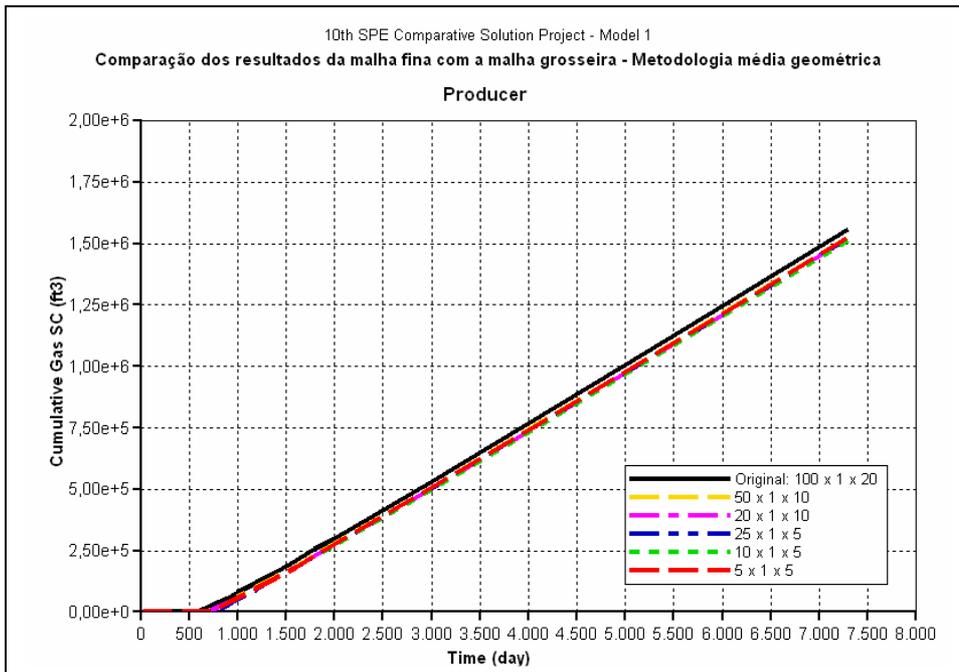


(a) Produção acumulada de óleo.

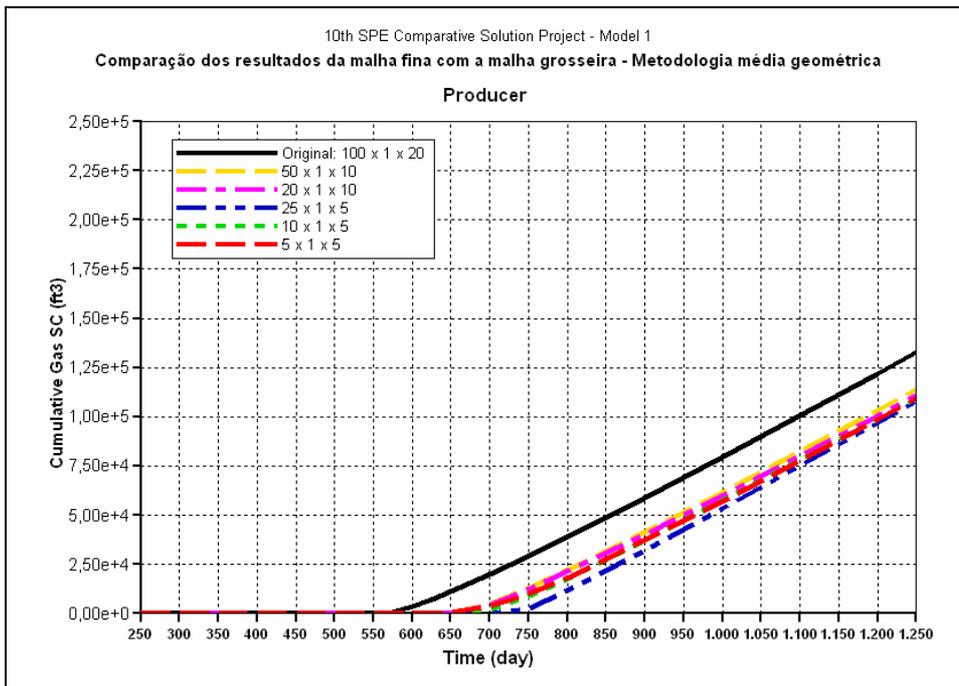


(b) Detalhamento da produção acumulada de óleo entre 0 e 1000 dias.

Figura 34: “Upscaling” usando a metodologia da média geométrica.



(a) Produção acumulada de gás.



(b) Detalhamento da produção acumulada de gás entre 250 e 1250 dias.

Figura 35: “Upscaling” usando a metodologia da média geométrica.

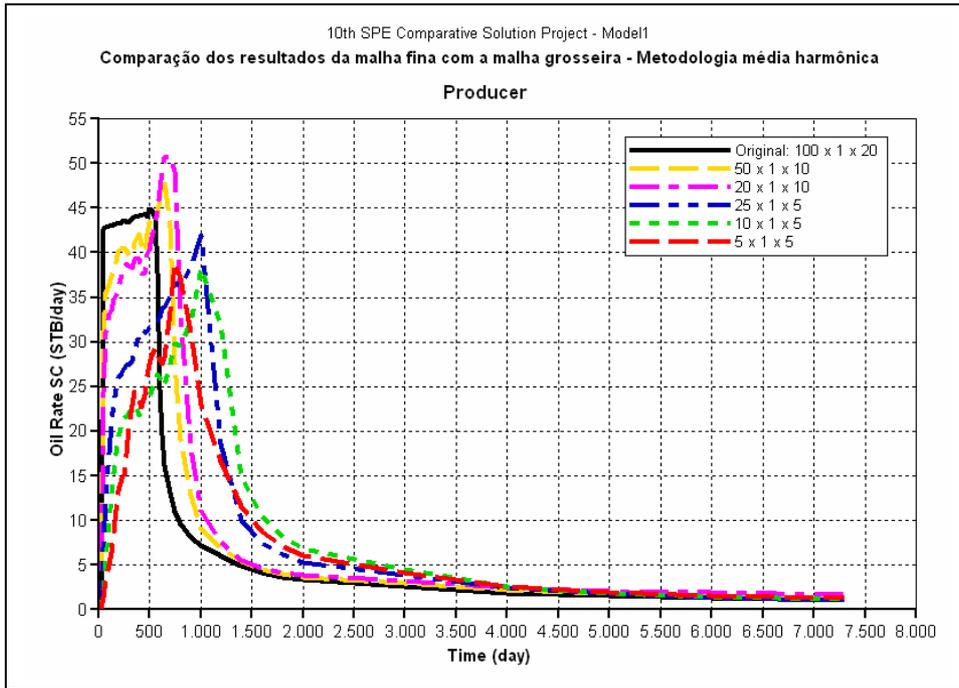
### 5.1.5 Gráficos do modelo 1 do SPE66599 usando média harmônica.

Comparando os resultados obtidos com a malha refinada de 100x1x20 (preto) utilizando média harmônica com os resultados obtidos quando utilizamos modelos com malhas grosseiras e upscaling, podemos verificar pela Figura 36 (a) que existe desde o início uma queda na vazão dos resultados obtidos com malha grosseira maior do que aquelas que foram observadas nos resultados das malhas grosseiras da média aritmética e da média geométrica. A princípio podemos argumentar que isto está de acordo com as condições limítrofes de Cardwell & Parsosns (1945), pois a média harmônica representa um limite inferior para a permeabilidade, porém lembramos que esta condição limítrofe se refere apenas a valores de permeabilidade, não necessariamente sendo válidas para a vazão, que é influenciada de forma indireta.

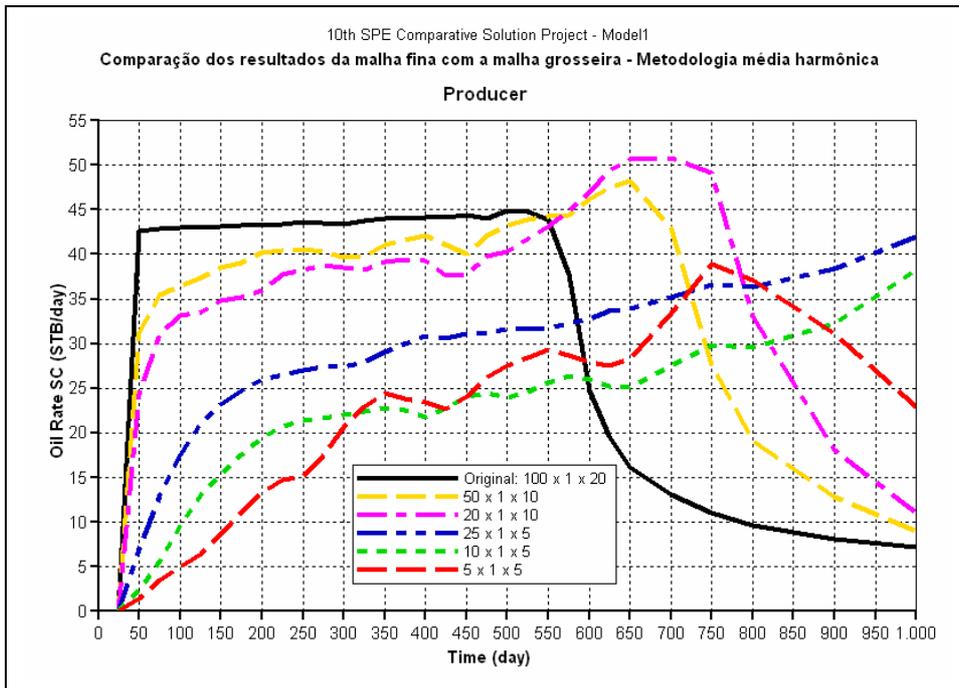
Conforme podemos observar em detalhes na Figura 36 (b), os resultados encontrados em qualquer curva de “upscaling” mostrada, diferem muito do modelo original.

Em relação à produção acumulada de óleo, inicialmente todos os modelos com malha grosseira tem uma produção abaixo daquela encontrada na simulação original de escala 100x1x20 (preto) com malha refinada, conforme podemos observar na Figura 37 (b), mas depois de cerca de 600 dias de simulação, a produção final dos modelos da malha grosseira ultrapassa os valores encontrados pela simulação utilizando malha refinada, como pode ser observado na Figura 37 (a). Este aumento da produção acumulada de óleo coincide como o início da produção de gás.

A produção acumulada de gás apresenta um comportamento similar ao encontrado nas simulações anteriores com média aritmética e média harmônica, tendo como diferencial um distanciamento maior dos resultados obtidos em malha grosseira, em relação daquele obtido em malha fina, conforme podemos observar nas Figura 38 (a) e Figura 38 (b).

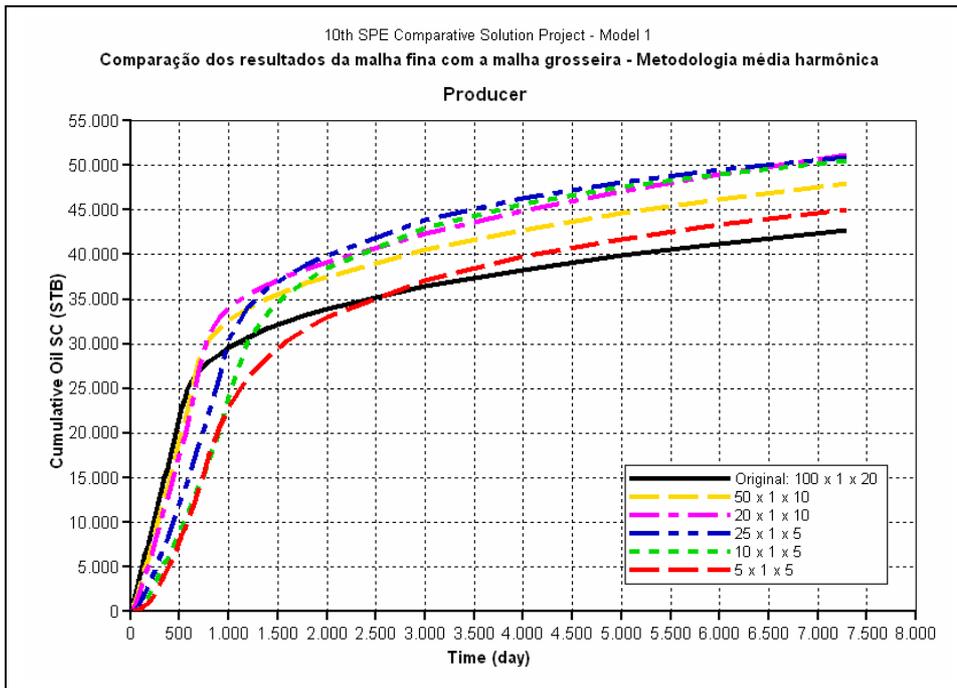


(a) Vazão de óleo.

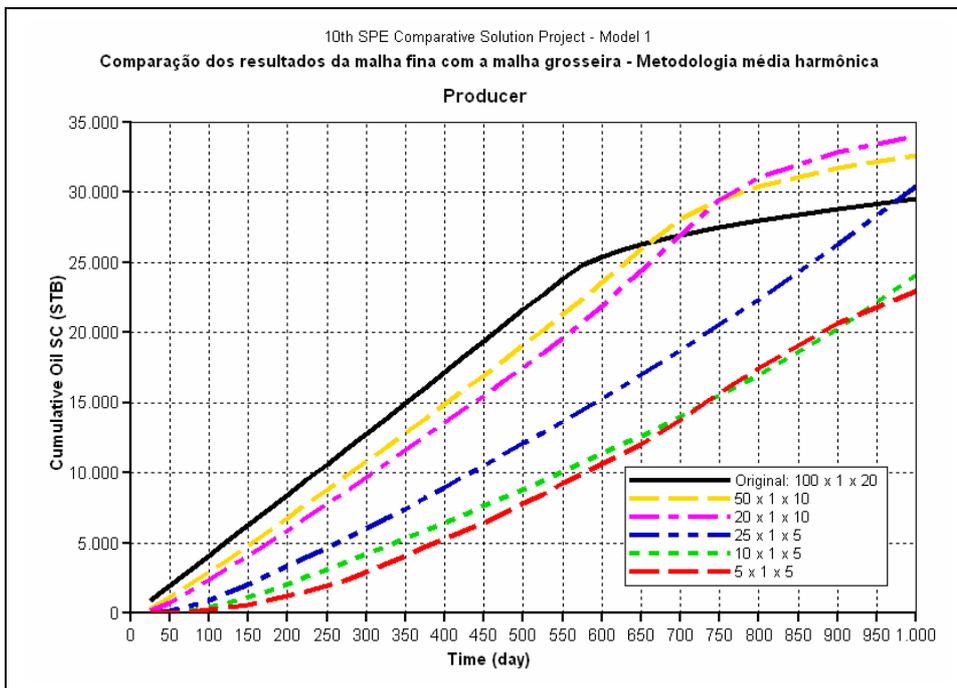


(b) Detalhamento da vazão de óleo para um intervalo entre 0 e 1000 dias.

Figura 36: “Upscaling” usando a metodologia da média harmônica.

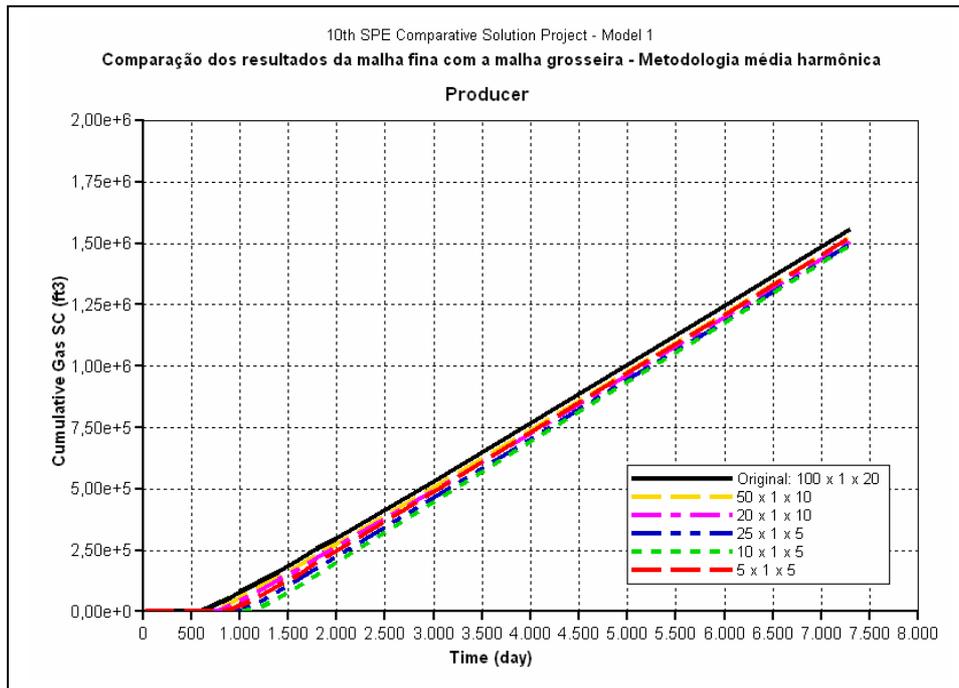


(a) Produção acumulada de óleo.

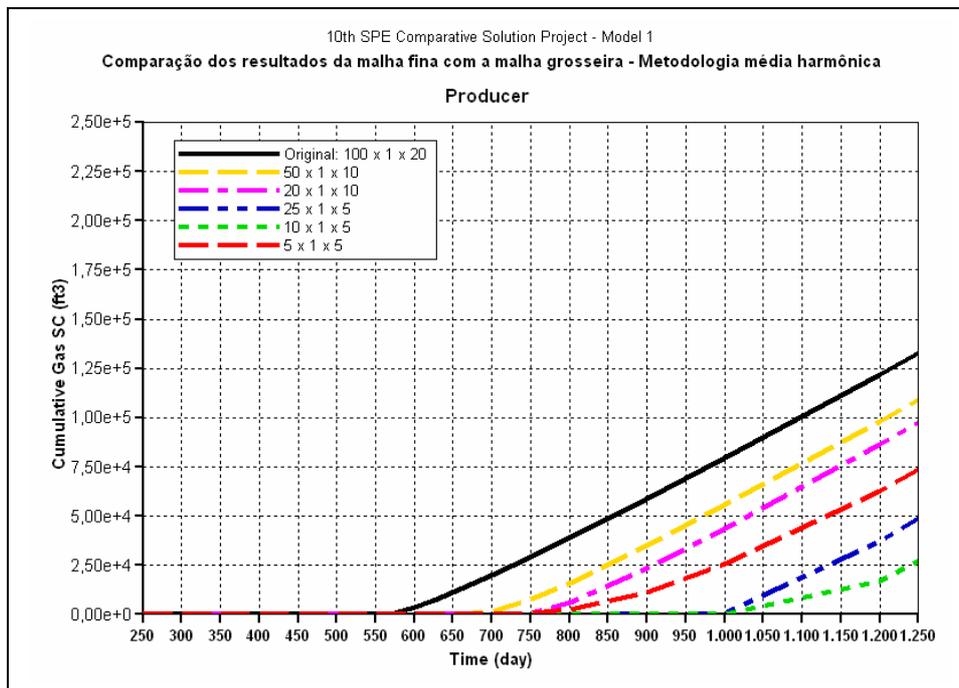


(b) Detalhamento da produção acumulada de óleo entre 0 e 1000 dias.

Figura 37: “Upscaling” usando a metodologia da média harmônica.



(a) Produção acumulada de gás.



(b) Detalhamento da produção acumulada de gás entre 250 e 1250 dias.

Figura 38: “Upscaling” usando a metodologia da média harmônica.

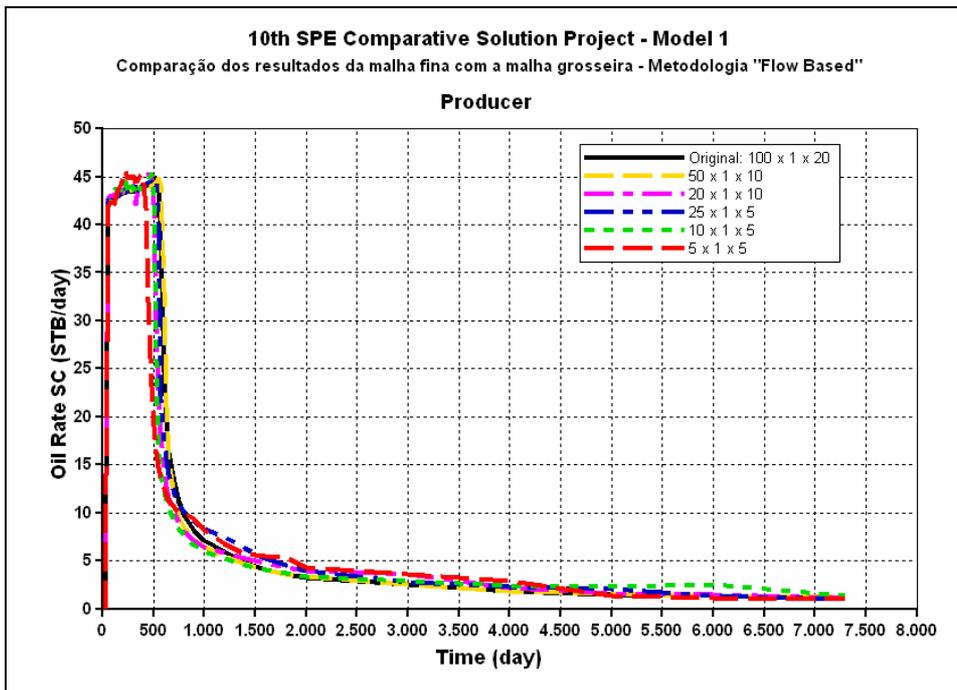
### 5.1.6 Gráficos do modelo 1 do SPE66599 usando “Flow Based”

Em relação à vazão de óleo produzida, podemos observar pela Figura 39 (a) que no início, todos os modelos apresentam uma vazão semelhante, começando a haver uma pequena diferenciação quando a simulação atinge cerca de 50 dias, conforme mostra a Figura 39 (b), entretanto o modelo de escala 5x1x5 (vermelho tracejado) apresenta uma pequena alta na vazão quando a simulação está entre 200 e 400 dias. Este mesmo modelo (5x1x5) é o primeiro que apresenta queda na vazão, conforme pode ser observado pela figura 42 (b), devido à irrupção do gás quando a simulação está em cerca de 400 dias. Logo em seguida os modelos com escala 10x1x5 (verde tracejado) e 20x1x10 (rosa tracejado) apresentam queda na vazão quando a simulação está próximo aos 500 dias. Os dois últimos modelos com escala 25x1x5 (azul duplamente tracejado) e 50x1x10 (amarelo) diminuem suas vazões muito próximas do ponto onde o modelo de malha refinada 100x1x20 (preto) também reduz, ficando no intervalo entre 550 e 600 dias de simulação. Depois de cerca de 2.000 dias de simulação, todos os modelos reduzem a vazão para um patamar inferior a 5 STB/dia.

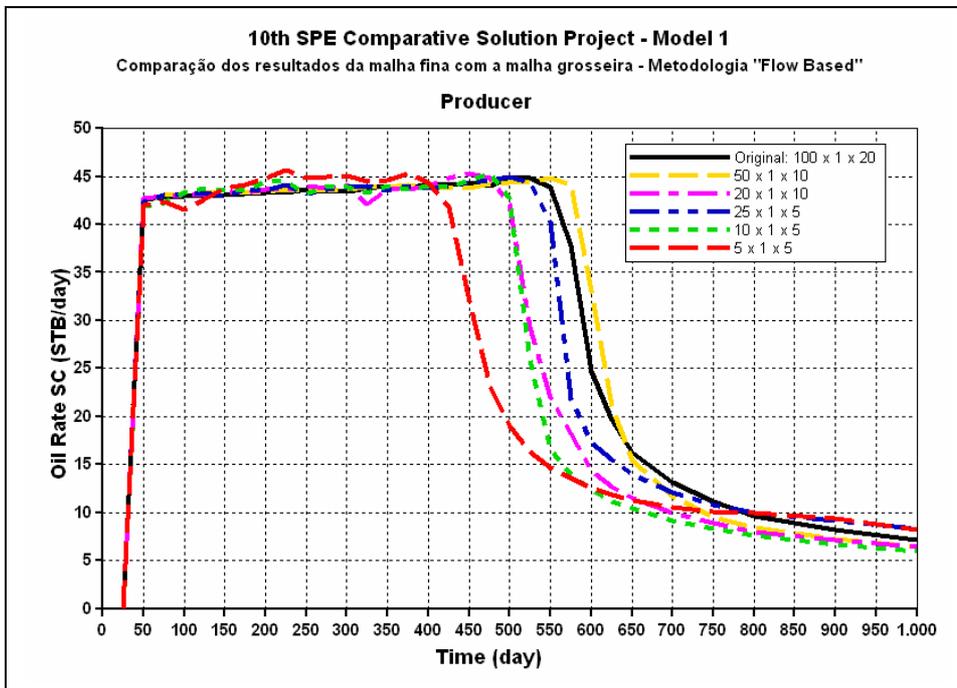
Na produção acumulada de óleo os resultados dos modelos utilizando-se a metodologia “Flow Based” mantêm uma produção semelhante até aproximadamente 450 dias de simulação, de acordo com a Figura 40 (b) e a partir deste ponto inicia um processo de diferenciação onde podemos observar pela Figura 40 (a) que no final da simulação em 7.300 dias, todos os modelos apresentam uma produção final semelhante, exceto o modelo 25x1x5 (azul duplamente tracejado) que fica com um resultado um pouco acima do obtido pelo original e o modelo 5x1x5 (vermelho tracejado), que fica com um resultado um pouco abaixo do original.

As simulações dos modelos em escala grosseira na produção acumulada de gás praticamente coincidem com os resultados obtidos pelo modelo de malha refinada de 100x1x20 (preto), conforme a Figura 41 (a), e até os resultados visualizados em detalhe na Figura 41 (b) apresentam um comportamento muito próximo do resultado obtido pelo modelo da malha original.

De uma maneira geral, os resultados obtidos nas simulações do Modelo 1 do SPE66599 (Christie – 2001) feitas com modelos em escala grosseira utilizando a metodologia “Flow Based”, estão muito próximas daquelas obtidas pelas simulações feitas utilizando média aritmética. Podemos concluir que o resultado da malha fina também neste caso, está muito próximo daquele encontrado pela média aritmética.

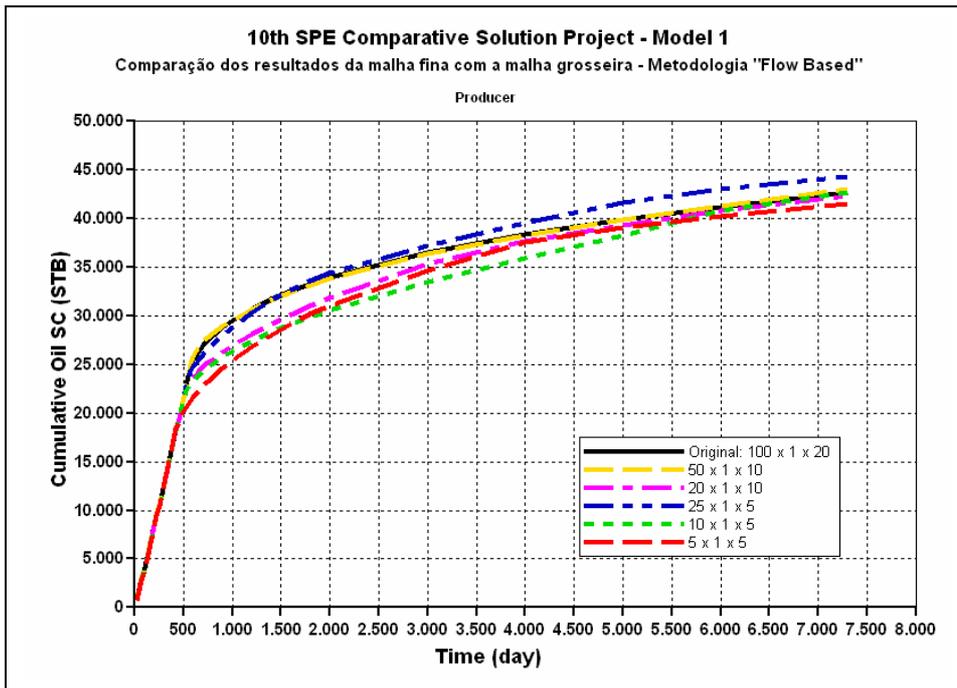


(a) Vazão de óleo.

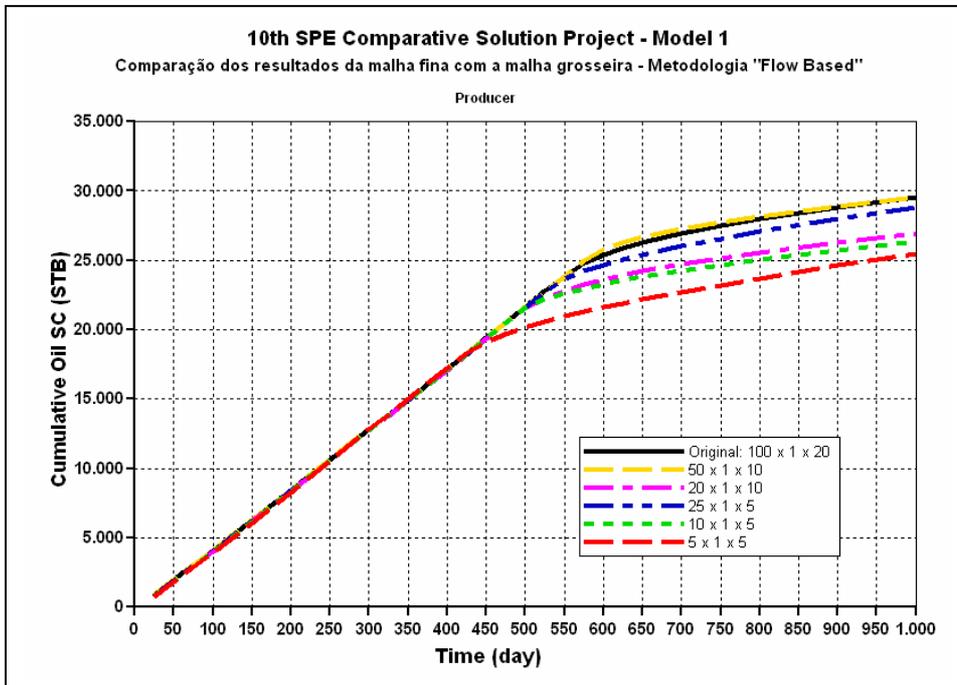


(b) Detalhamento da vazão de óleo para um intervalo entre 0 e 1000 dias.

Figura 39: "Upscaling" usando a metodologia "Flow Based".

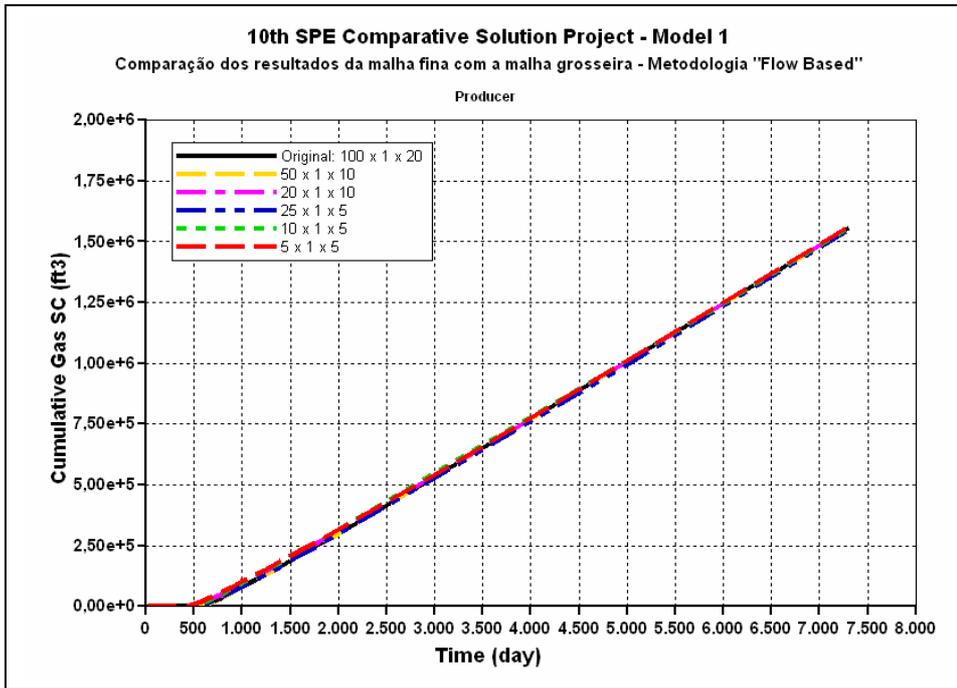


(a) Produção acumulada de óleo.

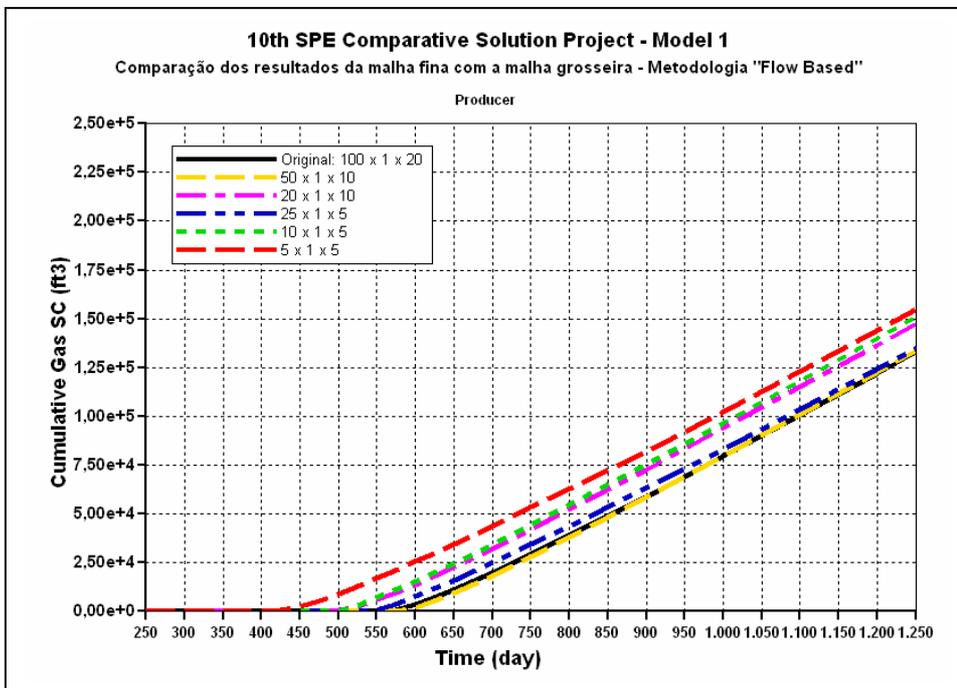


(b) Detalhamento da produção acumulada de óleo entre 0 e 1000 dias.

Figura 40: "Upscaling" usando a metodologia "Flow Based".



(a) Produção acumulada de gás.



(b) Detalhamento da produção acumulada de gás entre 250 e 1250 dias.

Figura 41: "Upscaling" usando a metodologia "Flow Based".

### 5.1.7 Avaliação das metodologias de upscaling de 100x1x20 para 5x1x5

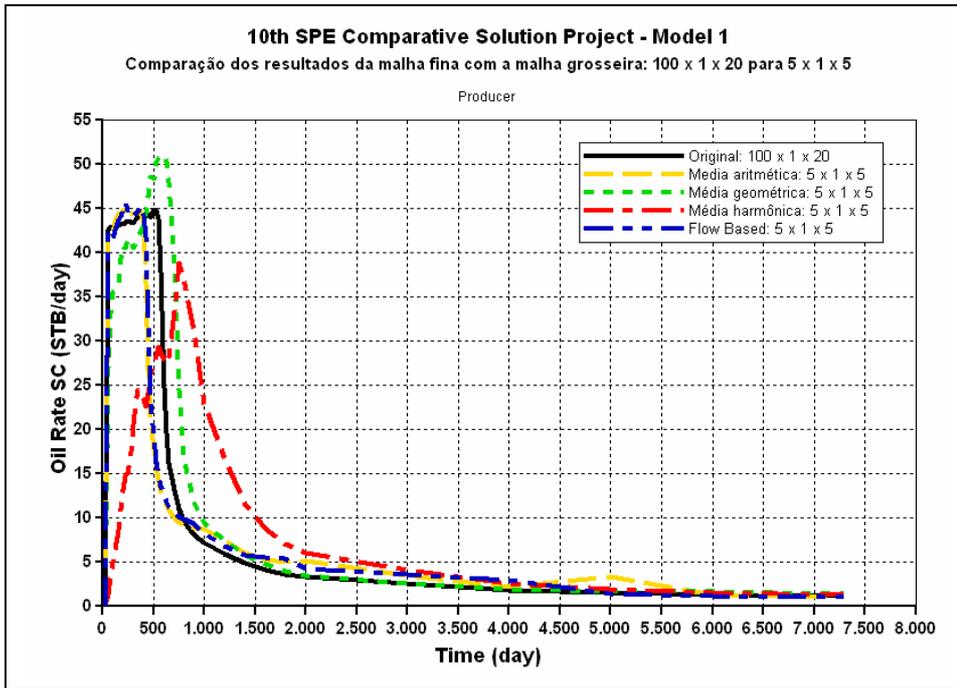
Uma das atividades solicitadas pelo trabalho do SPE66599 (Christie - 2001) é a criação de um modelo que represente a transferência de escala entre a malha original refinada de 100x1x20 para malha grosseira de 5x1x5. Apresentaremos a seguir, uma comparação dos resultados obtidos pelo sistema Transfer para a escala grosseira de 5x1x5 utilizando as metodologias: média aritmética, média geométrica, média harmônica e “Flow Based”. No caso específico da simulação do Modelo 1, o resultado da malha refinada está próximo à condição de limite superior, que é representada pela média aritmética.

A vazão de óleo quando calculada pelas metodologias média aritmética (azul tracejado) e “Flow Based” (azul duplamente tracejado), apresentam um resultado muito semelhante ao obtido pela malha refinada original até aproximadamente os 50 primeiros dias de simulação, conforme a Figura 42 (b). A partir deste ponto estas duas metodologias sofrem um pequeno aumento na vazão e iniciam um declínio desta mesma vazão quando a simulação está em torno de 400 dias e isto ocorre antes do declínio da vazão identificado no modelo com a malha refinada. Quando a simulação está em torno de 800 dias, estes dois modelos voltam a ficar próximos do modelo da malha refinada, reduzindo sua vazão para menos de 5 STB/dia, conforme a Figura 42 (a), até o final da simulação em 7.300 dias. Em relação ao resultado encontrado pela média geométrica, podemos comentar que esta metodologia gera valores que ficam entre os resultados obtidos pela média aritmética e pela média harmônica, até cerca de 400 dias de simulação, onde podemos sugerir que estes resultados talvez estejam sendo influenciados, pelo valor da permeabilidade, que respeita a condição limítrofe de Cardwell & Parsons (1945).

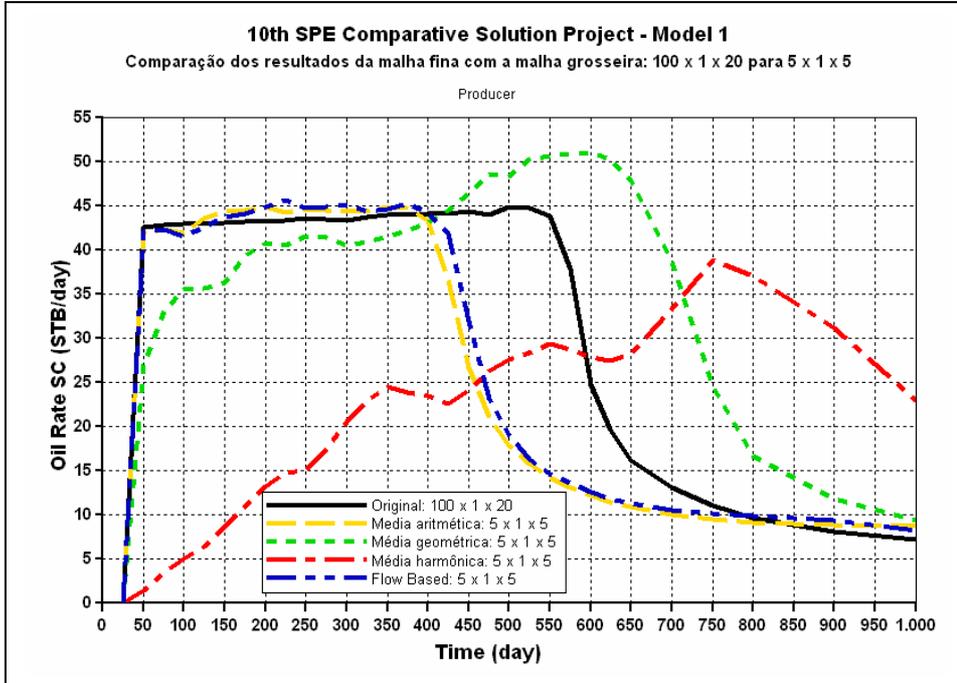
Em cerca de 400 dias de simulação, tem início a produção de gás e após este ponto ocorre um aumento expressivo na vazão obtida pela média geométrica, até um valor de cerca de 50 STB/dia quando a simulação está com cerca de 600 dias para logo em seguida iniciar um processo de redução da vazão até se aproximar das demais curvas quando a simulação está com aproximadamente 1.000 dias. Já em relação ao resultado obtido pela média harmônica também podemos observar que estes resultados seguem um comportamento similar a uma condição de limite inferior.

Em relação à produção acumulada de óleo, até o momento em que se inicia a produção de gás, em aproximadamente 450 dias de simulação conforme a figura 45 (b), a exceção do uso da média harmônica, todas as demais estratégias fornecem resultados semelhantes ao da malha fina, conforme detalhamento na Figura 43 (b). A partir deste ponto as curvas apresentam um comportamento distinto, exceto aquelas referentes à média aritmética e a metodologia “Flow Based”, que durante toda a simulação estão praticamente juntas e são as que mais se aproximam da curva que representa o modelo com malha refinada, como pode ser observado pela Figura 43 (a).

A produção acumulada de gás apresenta um resultado muito favorável para qualquer tipo de metodologia seguida em todo o período da simulação, conforme podemos observar pela Figura 44 (a). Também podemos observar que nestes resultados detalhados na Figura 44 (b), as curvas aparentam seguir as condições limítrofes de Cardwell & Parsons (1945) em todo período da simulação, ficando no limite inferior a curva do modelo da média harmônica, depois encontramos a curva que representa os resultados da média geométrica e logo em seguida “Flow Based” e média aritmética que representa o limite superior.

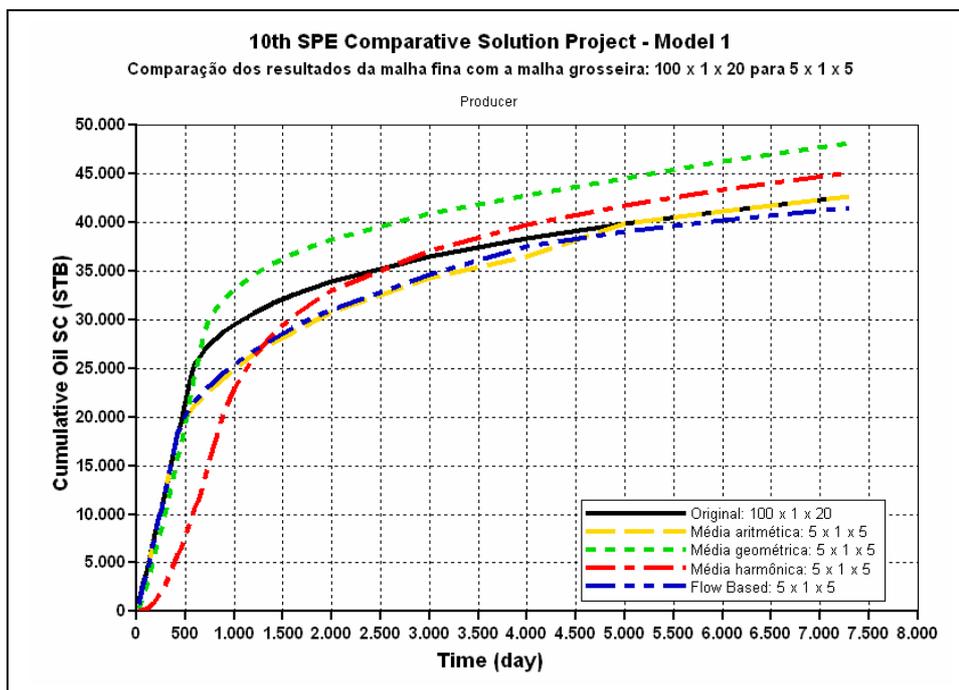


(a) Vazão de óleo.

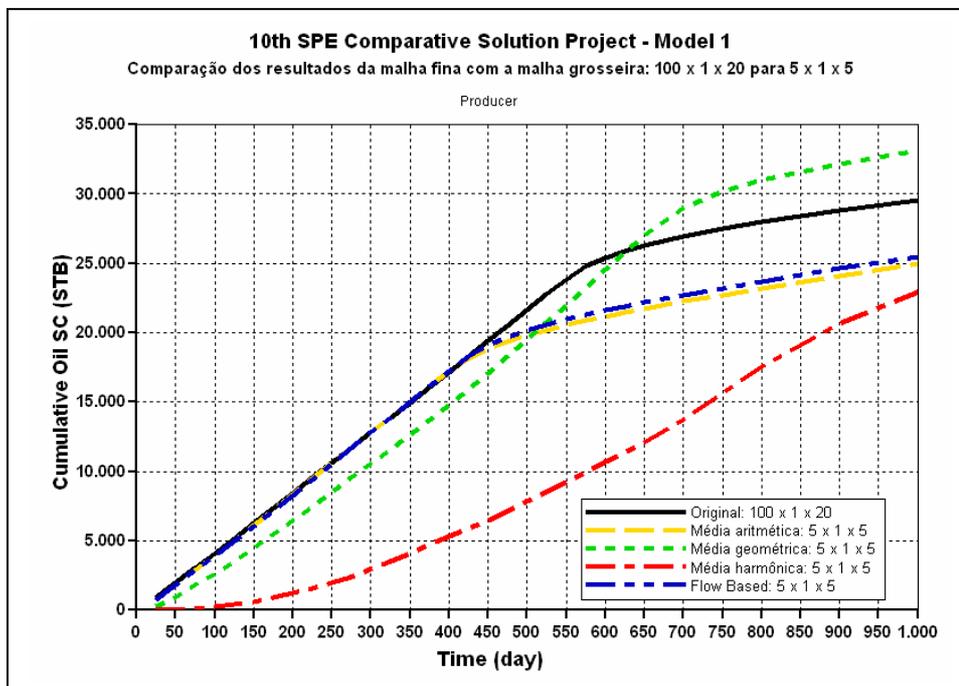


(b) Detalhamento da vazão de óleo para um intervalo entre 0 e 1000 dias.

Figura 42: “Upscaling” de 100 x 1 x 20 para 5 x 1 x 5 usando várias metodologias.

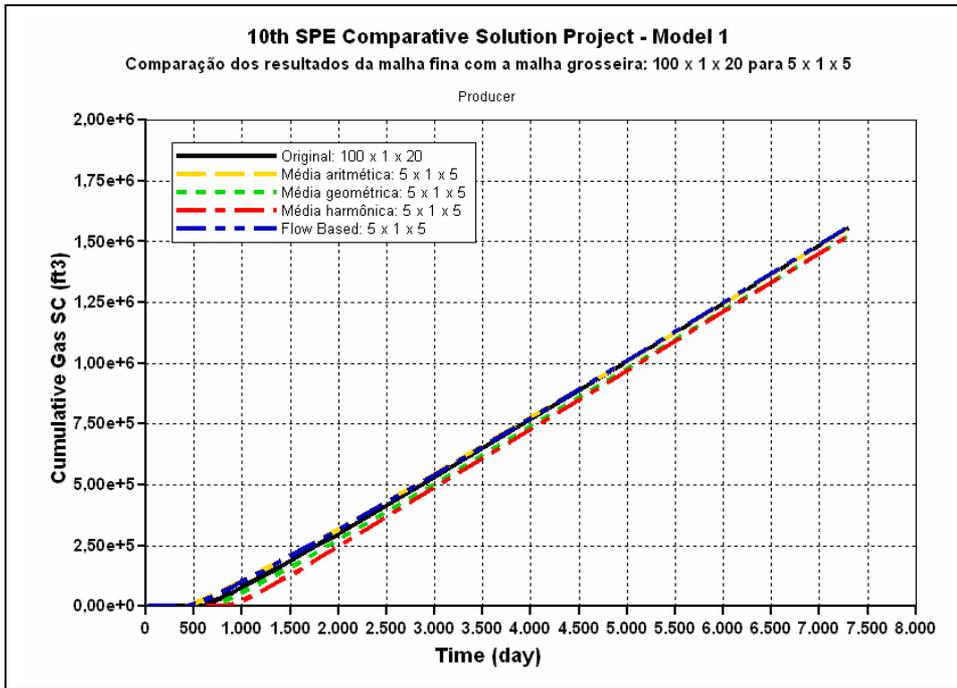


(a) Produção acumulada de óleo.

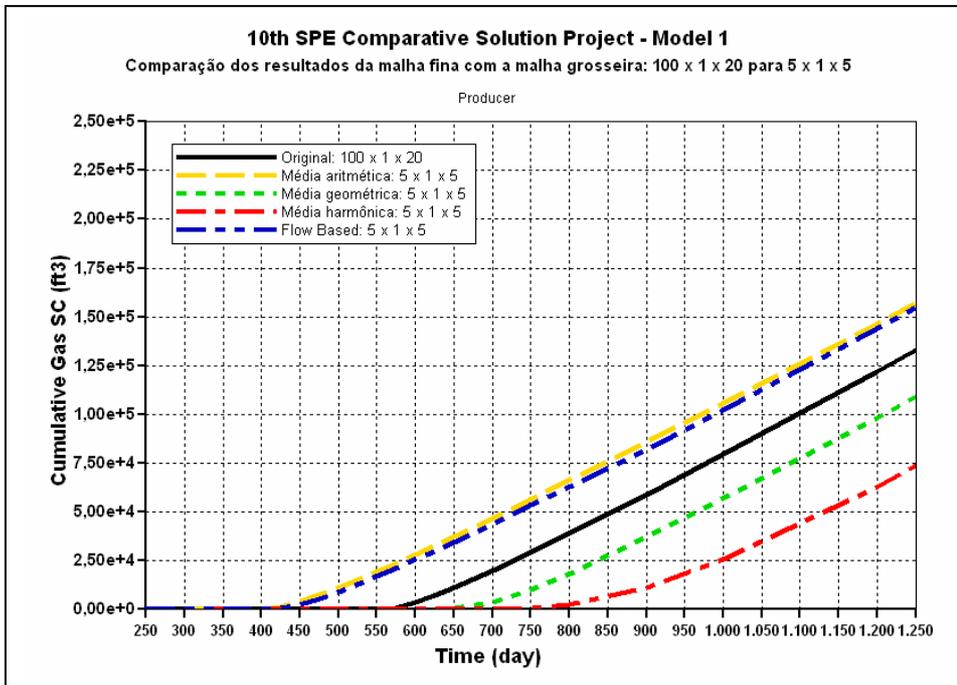


(b) Detalhamento da produção acumulada de óleo entre 0 e 1000 dias.

Figura 43: “Upscaling” de 100 x 1 x 20 para 5 x 1 x 5 usando várias metodologias.



(a) Produção acumulada de gás.



(b) Detalhamento da produção acumulada de gás entre 250 e 1250 dias.

Figura 44: “Upscaling” de 100 x 1 x 20 para 5 x 1 x 5 usando várias metodologias.

### 5.1.8 Avaliação entre resultados do trabalho do SPE66599 e o Transfer

Realizamos uma avaliação da produção acumulada de óleo obtida entre quatro participantes que responderam ao trabalho do SPE66599 (Christie – 2001) e os resultados obtidos pelo Transfer para realização do “upscaling” de 100x1x20 para 5x1x5, conforme pode ser observado na Figura 45. Podemos notar que a Figura 45 (a) mostra a figura 5 original extraída do trabalho em formato PDF via “captura de tela” e sendo foi acrescida linhas de grade para facilitar a leitura dos resultados.

Em relação às metodologias utilizadas pelos quatro participantes desta avaliação, podemos comentar o seguinte:

- 1) Roxar: Utilizou um procedimento que realiza o processo de “upscaling” admitindo fluxo de forma monofásica.
- 2) Coats, Philips e Landmark: Utilizaram um procedimento que realiza um processo de “upscaling” admitindo fluxo monofásico, agregado a um sistema que faz uma regressão baseada em permeabilidades pseudo relativas (ver Chen et al. (2006) para maiores detalhes) como forma de aumentar a influência do sistema multifásico.

O sistema Transfer utiliza metodologias aplicadas no “upscaling” considerando um fluxo monofásico, valendo lembrar que o presente trabalho é objeto de pesquisa inicial sobre transferência de escala para o grupo.

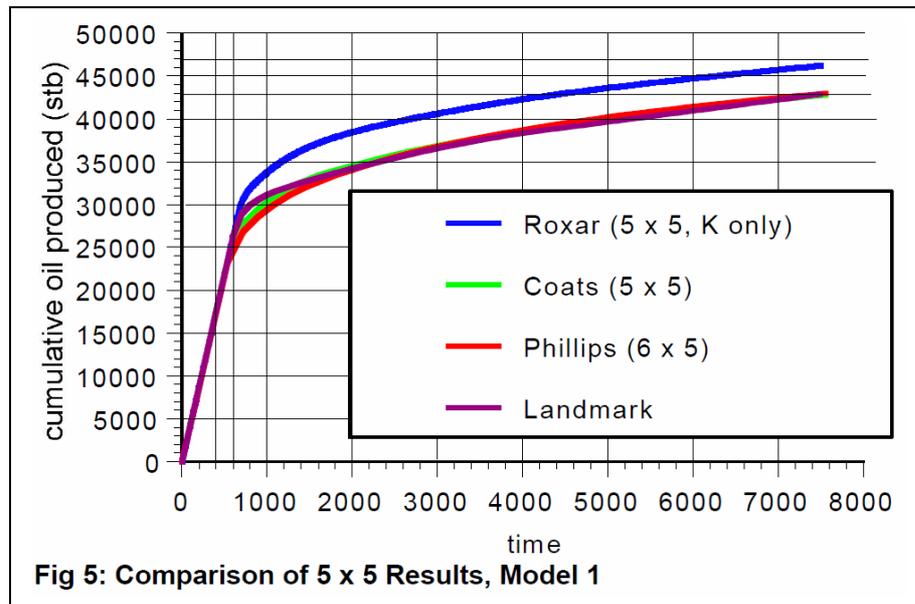
Podemos observar na Figura 45 que todos os quatro participantes do trabalho e todas as metodologias do Transfer, exceto a média harmônica, apresentam um comportamento similar até a irrupção do gás, que ocorre em torno de 500 dias de simulação. Note também que neste ponto os quatro participantes e todas as metodologias do Transfer, exceto novamente a metodologia da média harmônica, apresentam uma produção acumulada de óleo próxima a 22.000 STB.

Após a irrupção do gás o resultado apresentado pela Roxar começa a se diferenciar dos demais finalizando sua produção acumulada de óleo com 47.000 STB em 7.300 dias de simulação. Os outros três participantes finalizam a simulação com uma produção acumulada de óleo estimada em 43.000 STB, muito próximo ao obtido pela malha refinada que foi de 42.675 STB.

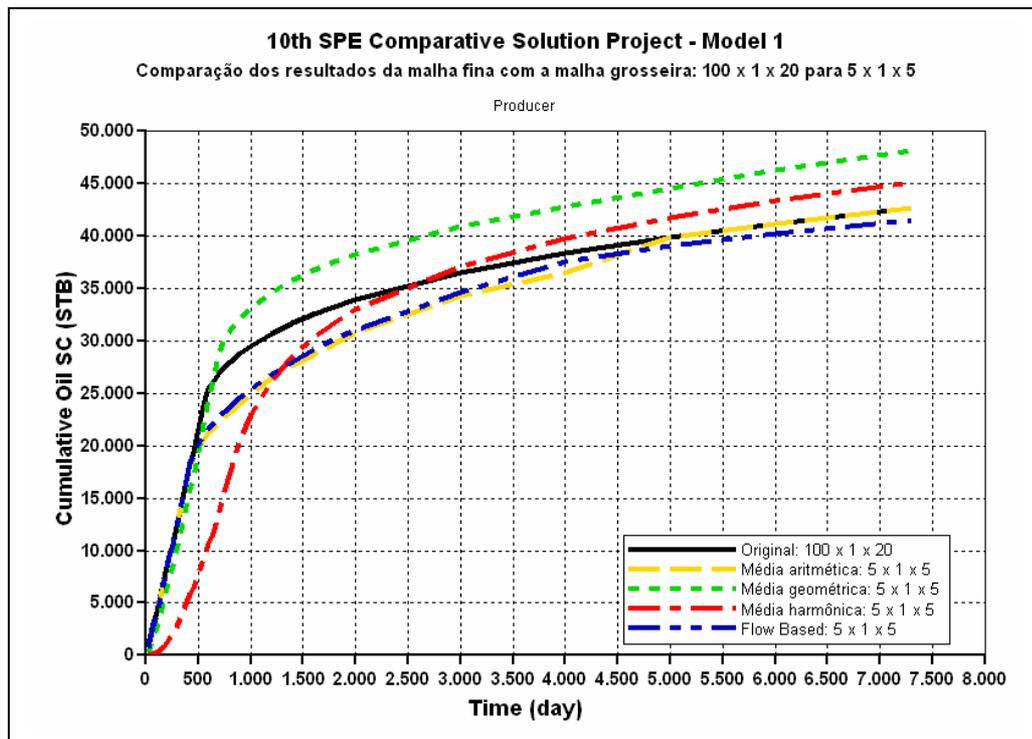
Para o sistema Transfer, podemos comentar que a média aritmética e o “Flow Based” obtiveram bons resultados até a irrupção do gás, havendo um distanciamento do resultado obtido pela malha refinada no intervalo em torno de 500 dias até aproximadamente 4.700 dias de simulação. Deste ponto em diante estas duas metodologias parecem acompanhar os resultados conseguidos pela malha refinada. Podemos observar também que embora os resultados conseguidos pela Roxar também sejam de uma metodologia baseada em fluxo monofásico como o Transfer, os resultados de produção acumulada de óleo, obtidos pelo Transfer em relação às estas duas metodologias, foram muito superior aos da Roxar, ficando próximos aos da malha refinada.

A metodologia da média harmônica utilizada pelo Transfer, inicialmente não apresenta um bom resultado, mas no final da simulação consegue uma produção acumulada de óleo razoável, ficando com uma produção acumulada de óleo melhor do que a obtida pela Roxar.

A metodologia da média geométrica utilizada pelo Transfer apresentou um comportamento inicial muito bom, até o início da produção de gás, finalizando com uma produção acumulada de óleo que ficou diferente da obtida pela malha refinada, com um valor próximo a 48.000 STB.



(a) Produção acumulada de óleo obtidas no trabalho do SPE66599.



(b) Produção acumulada de óleo obtida pelo Transfer

Figura 45: Comparação da figura 5 do SPE66599 e resultados obtidos pelo Transfer

## 5.2 Modelo 2 (3D) do SPE66599 com malha de 60x220x85(1.122.000 células)

No modelo 2 (Christie – 2001) é tratado um problema tridimensional (3D) utilizando malha cartesiana de 60 x 220 x 85 (1.122.000 células) com respectivamente 1.200 x 2200 x 170 (pés) de dimensão. Em relação às 85 camadas deste modelo, as 35 camadas superiores são do tipo “formação Tabert” compostas de um material de baixa compactação e as 50 últimas camadas são do tipo “Upper Ness” compostas de um material de alta compactação, conforme podemos observar esta distinção pela Figura 46.

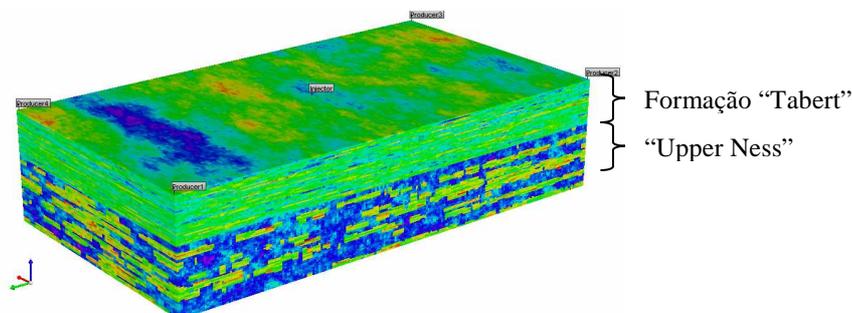


Figura 46: Visão do logaritmo da permeabilidade para o modelo 2 do SPE66599.

Com relação às características do modelo citadas no trabalho, podemos citar as seguintes:

Fator volume de formação da água ( $B_w$ ): 1,01.

Compressibilidade da água ( $C_w$ ):  $3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ .

Viscosidade da água: 0,3 cp.

Pressão inicial: 6.000 psi.

Profundidade até o topo do modelo (camada 1): 12.000 pés (3.658 m).

Compressibilidade da rocha:  $10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ .

Densidade do óleo na superfície:  $53 \text{ lb} / \text{ft}^3$ .

Densidade da água na superfície:  $64 \text{ lb} / \text{ft}^3$ .

Tabela PVT para “óleo morto” (sem gás):

Pressão (psi)	Fator volume de formação ( $B_o$ )	Viscosidade (cp)
300	1,05	2,85
800	1,02	2,99
8.000	1,01	3

Topologia tipo “five spot” invertido (poço injetor no centro e 4 poços produtores nos cantos).

Vazão do poço injetor de 5.000 bbl/dia nas condições de reservatório.

Pressão de injeção máxima no fundo do poço (MAX BHP): 10.000 psi.

Pressão mínima dos poços produtores no fundo do poço (MIN BHP): 4.000 psi.

É solicitada a realização da transferência para escala superior (“upscaling”) para uma malha em que o participante interprete como mais conveniente, utilizando qualquer metodologia de transferência de escala (monofásica ou multifásica). O modelo em escala grosseira deve representar uma simulação de 2.000 dias.

O teste comparativo solicita que sejam reportadas informações tais com o simulador utilizado e a estratégia de passo de tempo. Com relação à informação de campo é solicitada a pressão média, a vazão de óleo, o óleo total produzido e o corte de água. Em relação aos poços, é solicitada a pressão do fundo do poço injetor, a vazão de óleo, o corte de água e o óleo produzido no poço.

Sobre os resultados das simulações do SPE66599, oito participantes responderam ao teste comparativo, onde podemos fazer uma subdivisão de acordo com o tipo de metodologia utilizada, ou seja:

Participantes que utilizaram uma metodologia para fluxo multifásico:

- Coats Engineering Inc.
- Landmark.
- Philips Petroleum.

Participantes que utilizaram uma metodologia para fluxo monofásico:

- Chevron.
- GeoQuest
- Roxar.
- Streamsim.
- TotalFinaELF.

Em relação aos resultados que estaremos apresentando, para realizar o teste comparativo usaremos a metodologia “Flow Based”, que em princípio é utilizada nas simulações de fluxo monofásico. Por isto serão realizadas comparações somente com os cinco participantes que também realizaram testes considerando fluxo monofásico. Farmer (2002) faz algumas considerações em relação a este modelo, comentando que embora seja uma simulação bifásica, sua estrutura estaria viabilizando simulações monofásicas. Deste modo, os resultados que obtivermos admitindo fluxo monofásico não poderão ser desconsiderados.

Foi utilizada a ferramenta “Results Graph” do pacote do IMEX (CMG (2007)) para criação dos gráficos obtidos das simulações, tendo sido apresentado os seguintes tipos de malha:

- 1) Original: 60x220x85 com 1.122.000 células.
- 2) 30x110x85 com 280.000 células (“upscaling” somente 2D).
- 3) 30x110x17 com 56.100 células.
- 4) 14x55x17ref com 19.397 células (refinada nos poços).
- 5) 15x55x17 com 14.025 células.
- 6) 12x44x17 com 8.976 células.

### 5.2.1 Alterações no “data set” do IMEX para transferência de escala

De forma similar às alterações feitas no Modelo 1, o “data set” do IMEX (CMG (2007)) para o Modelo 2 teve como principal diferencial os valores referentes à porosidade que no Modelo 1 não era considerada para fins de “upscaling” por ser fixa. Conforme descrito anteriormente na seção de descrição do “Simulador comercial IMEX-CMG”, para realização dos procedimentos de upscaling foram alteradas as seguintes seções:

- I) Reservoir Description Section
  - a. Cartão “\*Grid \*Cart” com as novas dimensões representativas do campo no sistema cartesiano.
  - b. Cartão “\*DI” com a dimensão do bloco (macro-célula) no eixo “I”.
  - c. Cartão “\*DJ” com a dimensão do bloco (macro-célula) no eixo “J”.

- d. Cartão “\*DK” com a dimensão do bloco (macro-célula) no eixo “K”.
- e. Cartão “\*POR \*ALL” com valores da porosidade de toda a malha.
- f. Cartão “\*PERMI \*ALL” com a permeabilidade para o eixo “I”.
- g. Cartão “\*PERMJ \*ALL” com a permeabilidade para o eixo “J”.
- h. Cartão “\*PERMK \*ALL” com a permeabilidade para o eixo “K”.

II) Well and Recurrent Data Section

- a. “\*Well ...” para informar as coordenadas dos poços injetores e produtores.
- b. Cartão “\*PERFV \*GEO” para informar o intervalo (“range”) de camadas que um poço ou grupo de poços atua.

5.2.2 Alterações do “data set” do IMEX para execução do Modelo 2

De modo a possibilitar a execução do “data set” criado para simular a malha refinada de 60x220x85 do Modelo 2 no IMEX (CMG (2007)), foram necessárias algumas alterações na tabela de porosidade, uma vez que o simulador não concluía a execução deste “data set” quando encontrada alguma célula com porosidade nula no percurso de um poço. Para solução deste problema, especificamente para estes poços, substituímos o valor da porosidade nula por “0,001”, que é um valor próximo ao valor nulo e após a realização de testes, foi verificado que não inviabiliza a simulação. Este valor foi alocado para as células com porosidade nula, conforme pode ser observado na Figura 47.

*MOD			
30:30	110:110	60:60	= 0.001
1:1	1:1	74:76	= 0.001
1:1	220:220	12:12	= 0.001
1:1	220:220	40:40	= 0.001
1:1	220:220	70:70	= 0.001
1:1	220:220	76:76	= 0.001
60:60	220:220	3:3	= 0.001
60:60	1:1	37:37	= 0.001
60:60	1:1	43:43	= 0.001

Figura 47: Alterações realizadas na tabela de porosidade fornecida.

Outra alteração importante diz respeito à tabela PVT fornecida pelo SPE66599 (Christie - 2001) para simulações tipo “óleo morto” (“dead oil”), conforme podemos observar na Figura 48, uma vez que não encontramos no IMEX (CMG (2007)) um modelo feito para simular exatamente este tipo de sistema. Como forma de contornar este problema, realizamos a simulação utilizando como modelo o tipo “óleo-água” (“OILWATER”) utilizando como tabela de PVT somente as informações contidas na segunda linha da tabela fornecida, conforme podemos observar na

Figura 49. Também utilizamos a razão de solubilidade (rs) igual a zero de modo a ratificar na simulação que não é desejado a produção de gás. O fator de expansão do gás (eg) e a viscosidade do gás (vg) ainda precisam ser lançados, mas segundo informou o suporte da CMG, ficam sem efeito para esta simulação.

 dead oil pvt table

p (psi)	Bo	viscosity (cp)
300	1.05	2.85
800	1.02	2.99
8000	1.01	3

Figura 48: Tabela PVT extraída do trabalho do SPE66599.

```

*MODEL *OILWATER                ** solve two phase - two equations.
*****
** Component Property Section    **
*****
*PVT
** p      rs      bo      eg      vo      vg
300.0    0.0    1.05    5.615000  2.85    0.01
** 800.0    0.0    1.02    5.615001  2.99    0.01
** 8000    0.0    1.01    5.615001  3.0     0.01
    
```

Figura 49: Alterações na tabela PVT para viabilizar a simulação “dead-oil” no IMEX.

A seleção da primeira linha foi feita após termos simulado utilizando a malha fina de 60x220x85, com somente a primeira linha, a segunda linha e a terceira linha da tabela PVT, onde obtivemos os resultados apresentados na tabela apresentada pela Figura 50. Desta forma, a primeira linha foi selecionada por apresentar resultados de produção acumulada de óleo e da pressão média, mais próximos dos originais. Em relação ao teste da terceira linha o ponto de bolha (PB) adotado tem o valor de 800 psi, ao invés de 8.000 psi, pelo fato de se informarmos 8.000 psi ocorrer um erro onde o sistema reporta que a pressão caiu abaixo do ponto de bolha e esta situação não pode ser permitida em simulações bifásicas (óleo-água) com ponto de bolha fixo.

	Produção acumulada			Ponto de bolha (PB - psi)	Pressão Média (psi)
	Óleo (MSTB)	Gás(MMSCF)	Água (MSTB)		
Linha 1	2.922,1	0	7.195,7	300	4.481,764
Linha 2	2.968,6	0	7.214,6	800	4.495,437
Linha 3	2.997,8	0	7.216,9	800	4.495,235

Figura 50: Resultados finais de acordo com a linha da tabela PVT utilizada

### 5.2.3 Avaliação qualitativa da distribuição da permeabilidade do Modelo 2

A Figura 51 apresenta uma avaliação qualitativa com uma visão tridimensional dos logaritmos das permeabilidades utilizados no Modelo 2 do SPE66599 (Christie – 2001), para as malhas:

- a) 60 x 220 x 85 (1.122.000 células)
- b) 30 x 110 x 85 (280.500 células)
- c) 30 x 110 x 17 (56.100 células)
- d) 15 x 55 x 17 (14.025 células)
- e) 12 x 44 x 17 (8.976 células)

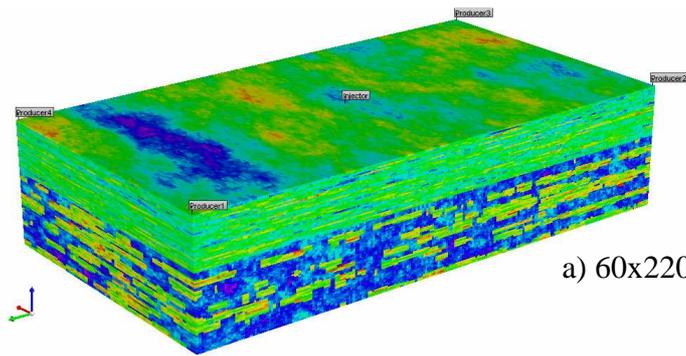
Em relação à malha da figura 49 (b) com 30 x 110 x 85, ressaltamos que foi realizado “upscaling” somente relativo aos eixos “x” e “y” ficando o eixo “z” (vertical) inalterado.

Podemos perceber no modelo de malha fina da Figura 51 (a), com dimensão de 60x220x85 e 1.122.000 células a presença na parte inferior de uma região com tonalidade azul, possivelmente representando uma área de pouca permeabilidade. Em seguida no modelo imediatamente inferior da Figura 51 (b) com dimensão 30x110x85 e 280.500 células, a região com tonalidade azul praticamente desaparece, significando que esta área aparentemente pouco permeável está muito próxima a superfície, uma vez que no modelo (b) não é feito “upscaling” na direção vertical.

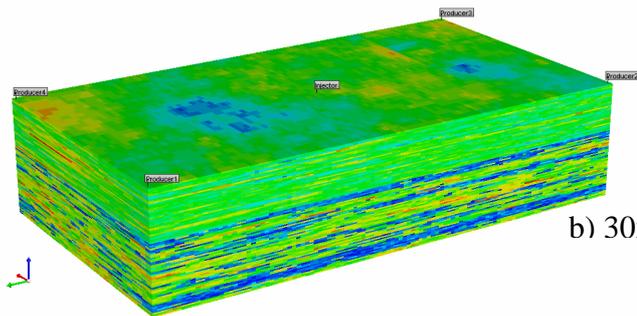
Na comparação da transferência de escala entre o modelo da Figura 51 (b) de 30x110x85 para Figura 51 (c) de 30x110x17, podemos perceber que a região com tonalidade azul localizada na parte inferior praticamente desaparece, enquanto que podemos notar que na parte superior aparece outra área de tonalidade alaranjada. Esta última região de tonalidade alaranjada sinaliza uma área de alta permeabilidade, que surgiu quando fizemos à transferência de escala considerando desta vez os três eixos coordenados, podendo sinalizar que logo abaixo das primeiras camadas do modelo pode existir a presença de canais nesta área.

É possível observar que à medida que a malha se torna mais grosseira, a parte inferior do modelo representada pelas 50 últimas camadas tipo “formação Tabert” com maior compactação vai aos poucos adotando uma tonalidade mais uniforme, tendendo para cor verde, ficando até pouco perceptível, quando chegamos ao último modelo da Figura 51 (e) com dimensão 12x44x17 e 8.976 células, observar o limite entre a camada superior e a camada inferior.

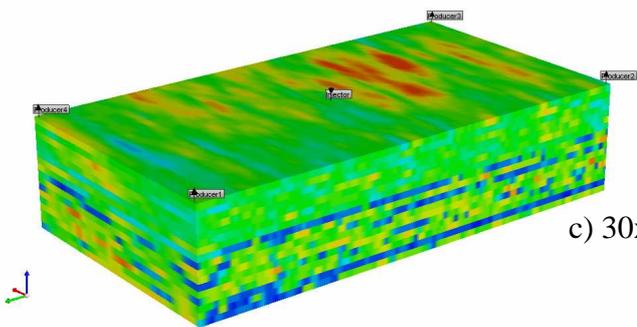
Na Figura 52 podemos fazer uma avaliação qualitativa das lâminas retiradas de um corte bidimensional feito para vários tipos de malha em relação a primeira camada. De forma similar, a Figura 53, apresenta uma avaliação qualitativa das lâminas para vários tipos de malha em relação a última camada.



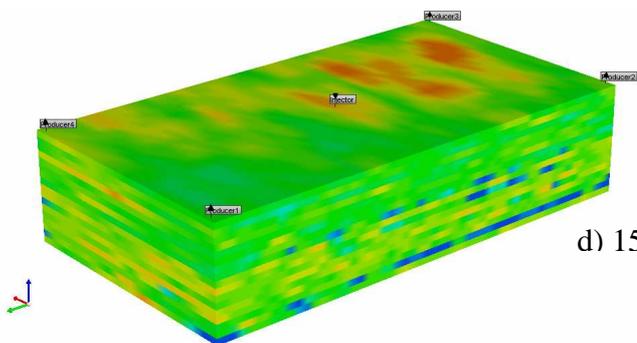
a) 60x220x85 (1.122.000 células)



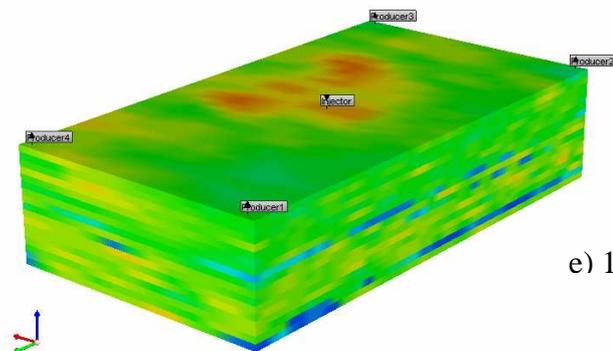
b) 30x110x85 (280.500 células)



c) 30x110x17 (56.100 células)

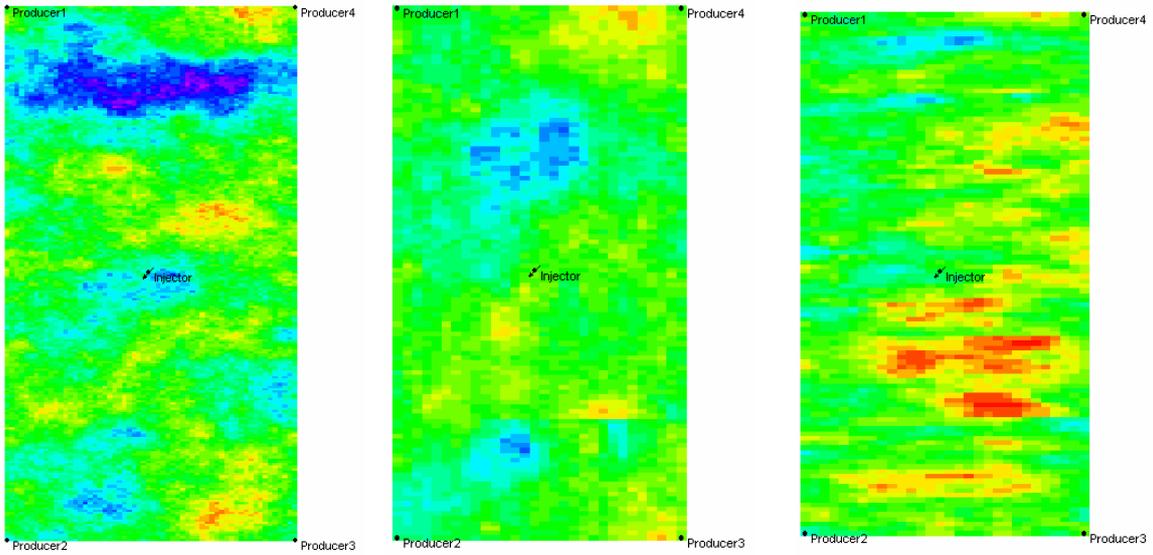


d) 15x55x17 (14.025 células)



e) 12x44x17 (8.976 células)

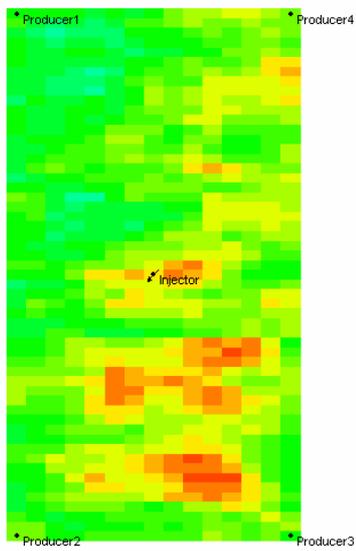
Figura 51: Avaliação qualitativa da permeabilidade do Modelo 2 do SPE66599.



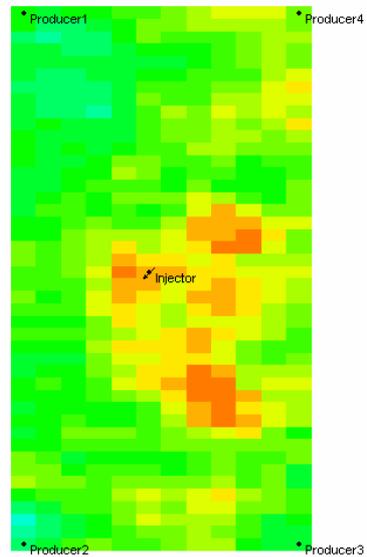
a) 60x220x85 (1.122.000 células)

b) 30x110x85 (280.500 células)

c) 30x110x17 (56.100 células)

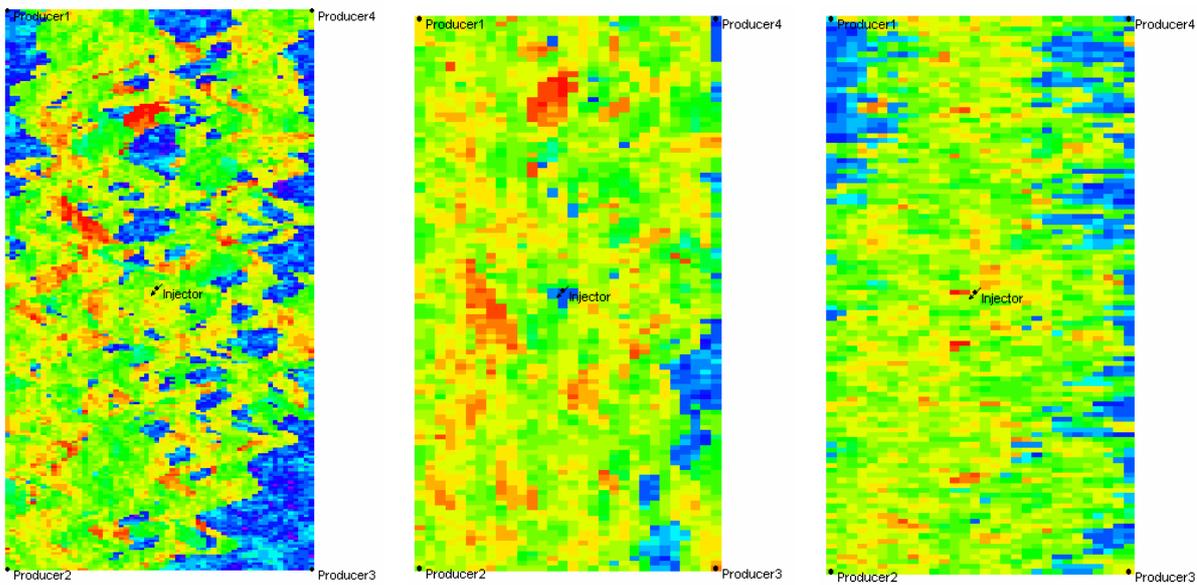


d) 15x55x17 (14.025 células)



e) 12x44x17 (8.976 células)

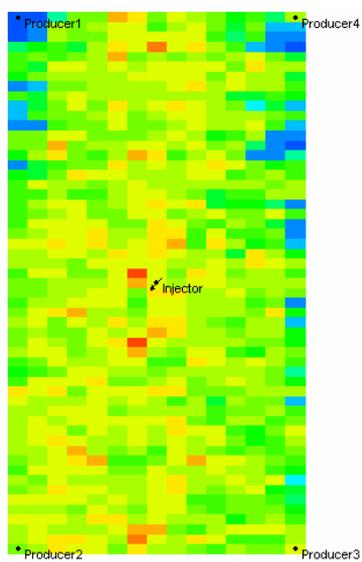
Figura 52: Corte da primeira camada para várias malhas.



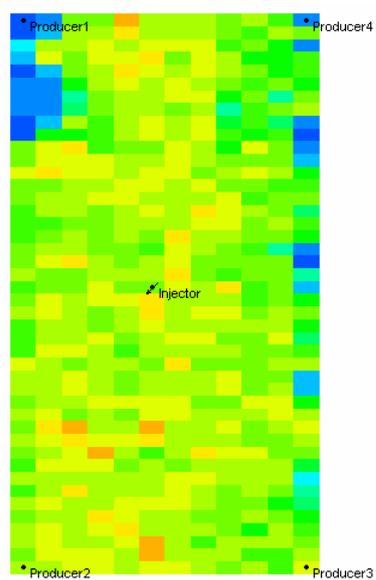
a) 60x220x85 (1.122.000 células)

b) 30x110x85 (280.500 células)

c) 30x110x17 (56.100 células)



d) 15x55x17 (14.025 células)



e) 12x44x17 (8.976 células)

Figura 53: Corte da última camada para várias malhas.

#### 5.2.4 Avaliação qualitativa da distribuição da porosidade do Modelo 2

Em relação à porosidade, a Figura 54 apresenta uma avaliação qualitativa com uma visão tridimensional das porosidades utilizadas no Modelo 2 do SPE66599 (Christie – 2001), sendo que para efeito comparativo, a Figura 54 (a) que representa a porosidade na malha fina de 60x220x85, foi extraída da figura 3 do trabalho original, podendo ser comparada com a Figura 54 (b), esta última gerada pelo aplicativo Builder do IMEX (CMG (2007)) a partir da tabela de porosidades fornecida pela SPE.

Temos então na Figura 54 uma representação das seguintes malhas com valores referentes à porosidade:

b) 60 x 220 x 85 (1.122.000 células)

c) 15 x 55 x 17 (14.025 células)

d) 12 x 44 x 17 (8.976 células)

Veremos mais adiante que serão analisadas algumas informações relativas ao poço 1, por isso note que em relação a Figura 51, que tratava da permeabilidade e tinha o poço 1 com destaque, a Figura 54, que trata da porosidade, sofreu uma rotação de 180° na representação dos poços, de modo que fosse possível avaliar os resultados obtidos com a imagem da Figura 54 (a) que está contida no trabalho original.

Na Figura 54 (b) que representa a malha fina de 60x220x85, podemos perceber que a parte inferior apresenta uma região com tonalidade azul representando uma área de pouca porosidade. Pela Figura 54 (c), podemos perceber que esta região praticamente desaparece, possivelmente significando que esta área de pouca porosidade está próxima a superfície e aparentemente não influenciou muito a simulação por não ter permanecido quando foi feita a transferência de escala para uma malha mais grosseira.

A Figura 54 (d) apresenta uma malha com cores de maior uniformidade que tendem para o azul e o verde, significando que está sendo feita uma uniformização para uma região de baixa porosidade. Fica pouco perceptível observar diferenças entre as células de maior porosidade e de menor porosidade na região das 30 primeiras camadas tipo “formação Tabert”, entretanto é possível distinguir traços de menor porosidade nas 50 últimas camadas inferiores tipo “Upper Ness” com maior compactação.

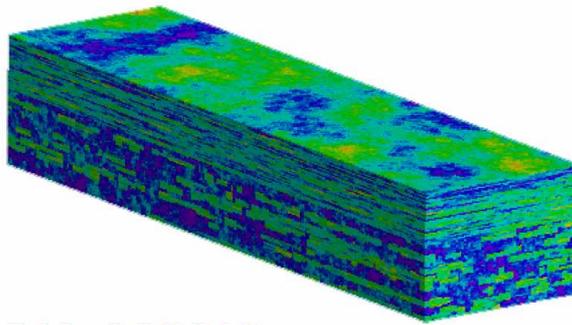
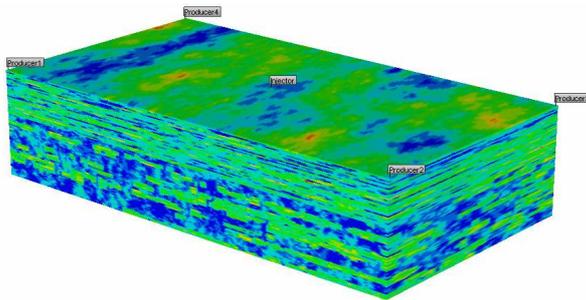
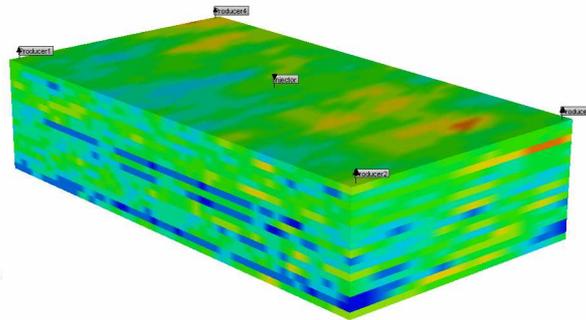


Fig 3: Porosity Field, Model 2

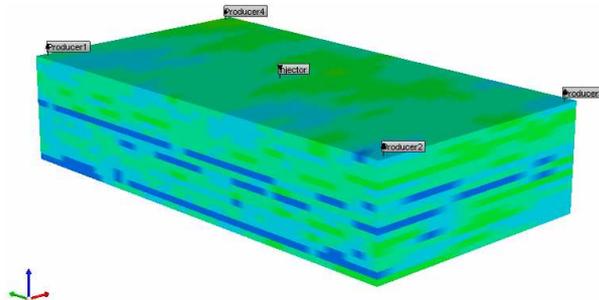
(a) Distribuição da porosidade obtida do trabalho do SPE66599.



(b) Porosidade obtida pelo Builder do IMEX em uma malha de 60x220x85 (1.122.000 células).



(c) Porosidade obtida pelo Builder do IMEX em uma malha de 15x55x17 (14.025 células).



(d) Porosidade obtida pelo Builder do IMEX em uma malha de 12x44x17 (8.976 células).

Figura 54: Avaliação qualitativa da porosidade do Modelo 2 do SPE66599.

### 5.2.5 Refinamento da malha nas proximidades dos poços produtores

A região próxima aos poços pode influenciar bastante o resultado das simulações em virtude dos altos gradientes de pressão que devem ser devidamente capturados, por isto podem acontecer casos em que a transferência de escala em regiões que contenham poços ou que fiquem em suas proximidades, exerça uma influência negativa nos resultados finais obtidos.

Dentre os resultados negativos que o “upscaling” pode causar em regiões que contenham poços, podemos citar o deslocamento da posição do poço, comentada anteriormente no item 4.6 “Tratamento do bloco de poço”. Desta forma, com a manutenção da região onde está localizado o poço com malha refinada, estaríamos eliminando este deslocamento que pode ocorrer quando fazemos a transferência para uma escala superior.

Como forma de obtermos um aumento na acurácia dos resultados da simulação, o sistema Transfer pode realizar simulações de “upscaling” no IMEX (CMG (2007)), de modo a manter a região que contenha poços e suas proximidades com malha refinada, ficando estas regiões com as características originais da malha refinada. Atualmente esta opção no sistema Transfer consegue extrair a coluna de malha refinada da região que contém o poço produtor e suas proximidades para simulações tipo “five spot”, mas pode futuramente ser facilmente modificada para extração de colunas (ou pilares) em qualquer ponto de uma malha cartesiana tridimensional.

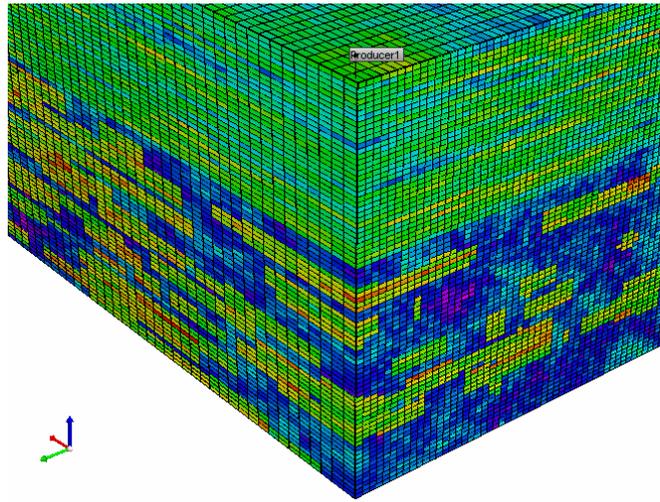
Como exemplo, mostramos na

Figura 55, como seria a transferência de escala da malha 60x220x85 para uma malha de 15x55x17 com manutenção do refinamento nas proximidades dos poços produtores.

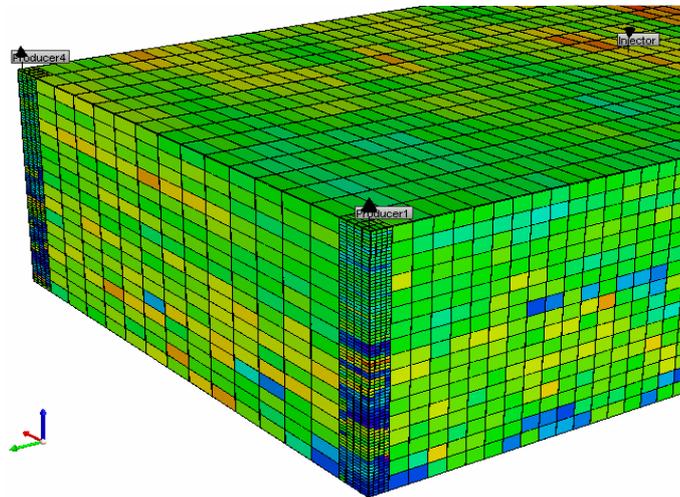
Para esta simulação teríamos as seguintes considerações:

- Um bloco da malha grosseira corresponderia a  $4 \times 4 \times 5 = 80$  células da malha refinada.
- Cada poço teria o correspondente a uma coluna (ou pilar) com 17 blocos de malha grosseira.
- Total de blocos na malha grosseira =  $(15 \times 55 \times 17) - (4 \times 17)$   
=  $14.025 - 68 = 13.957$  blocos grosseiros.
- Total de células da malha refinada =  $4 \times 17 \times 80 = 5.440$  células.
- Total de blocos e células nesta simulação =  $13.957 + 5.440 = 19.397$  blocos e células.

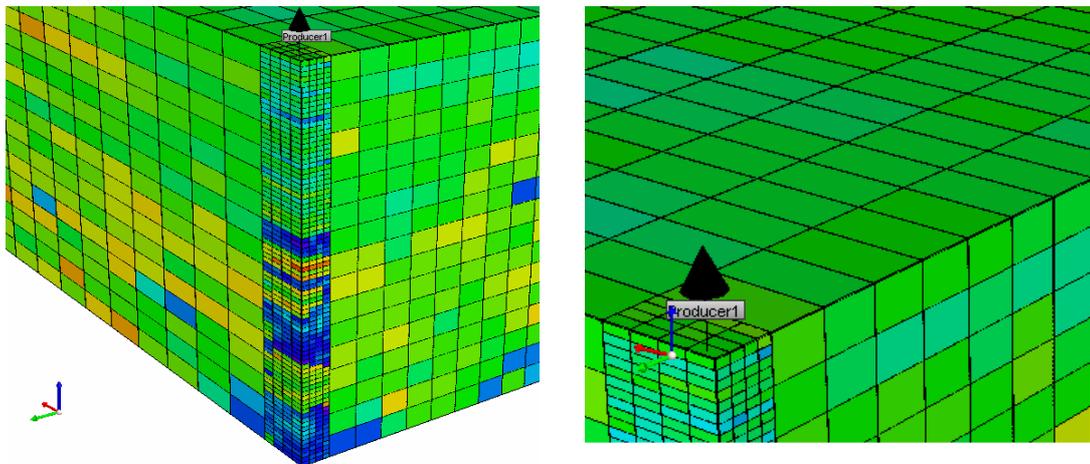
Nas simulações que realizaremos mais adiante no IMEX (CMG (2007)), na realidade estaremos tratando com uma malha de 19.397 blocos e células, e naturalmente com resultados mais precisos que se utilizássemos  $15 \times 55 \times 17 = 14.025$  blocos, mas iremos nos referir a esta situação como sendo uma simulação do tipo “15x55x17ref”, para designar que é uma simulação de dimensão 15x55x17, com as regiões de poços produtores e suas proximidades trabalhando com malha refinada.



(a) Malha refinada original de 60x220x85 células.



(b) Refinamento dos poços produtores de uma malha de 15x55x17 .



c) Detalhes do refinamento nas proximidades do poço 1 na malha de 15x55x17.

Figura 55: Refinamento da permeabilidade nas proximidades dos poços produtores.

## 5.2.6 Avaliação da vazão de óleo

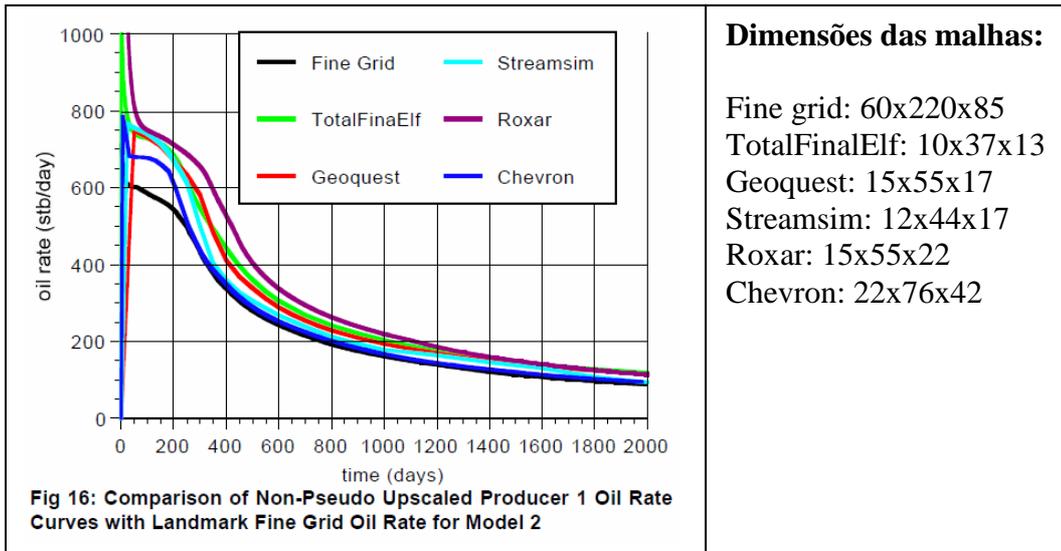
Na Figura 56 (a) podemos observar os resultados obtidos por cinco participantes do SPE66599 (TotalFinalElf, Geoquest, Streamsim, Roxar e Chevron), sendo esta imagem extraída da figura 16 contida no trabalho original em PDF, tendo sido acrescida linhas de grade para facilitar a comparação entre os resultados do trabalho e os obtidos pelo sistema Transfer.

A Figura 56 (b) apresenta os resultados obtidos pelo sistema Transfer da vazão de óleo para o poço 1 e a Figura 56 (c) apresenta os resultados obtidos do sistema Transfer da vazão de óleo para todos os poços produtores utilizando vários tipos de malhas com diferentes dimensões e tipos de refinamento.

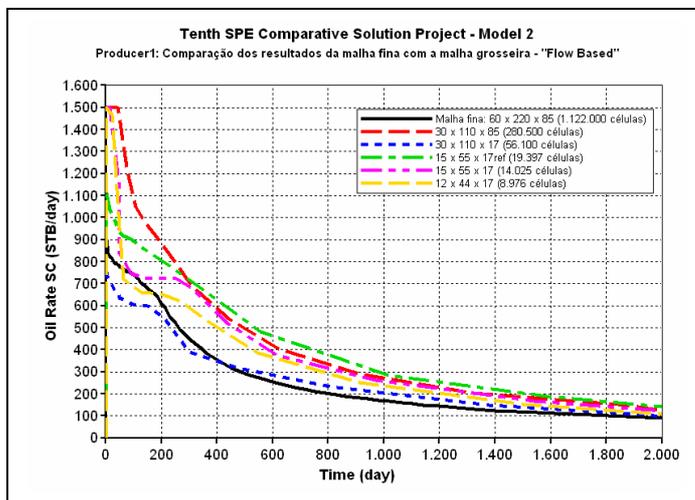
Com relação à vazão de óleo produzido pelo poço 1, podemos observar pela Figura 56 (b) que os resultados obtidos até a irrupção da água, aproximadamente em 200 dias de produção, fazem que aquelas malhas que possuem maior refinamento volumétrico (3D) nas proximidades dos poços produtores (30 x 110 x 17 e 15 x 55 x 17rf) se aproximarem dos valores obtidos na malha refinada. Note que a malha 30 x 110 x 85 que possui um grande refinamento com 280.500 células, não apresentou um resultado próximo ao obtido pela malha fina, provavelmente por realizar um “upscaling” bidimensional.

Da mesma forma como foi observada anteriormente na Figura 56 (b), quando avaliarmos a vazão total de óleo produzido pelo poço 1, podemos notar de forma mais clara pela Figura 56 (c) que aquelas malhas com maior grau de refinamento volumétrico (30 x 110 x 17 e 15 x 55 x 17rf) foram aquelas que mais se aproximaram dos resultados obtidos pela malha refinada até ocorrer a produção de água pelos poços produtores (irrupção da água). Podemos observar ainda na Figura 56 (c) que após a irrupção da água, entre 100 e 2.000 dias de produção, a curva de 30 x 110 x 85 é a que aparentemente mantém maior proximidade com os resultados obtidos pela malha refinada, provavelmente por ter maior grau de refinamento que as demais e neste caso o fato de ter sido realizado um “upscaling” bidimensional não teria influenciado negativamente.

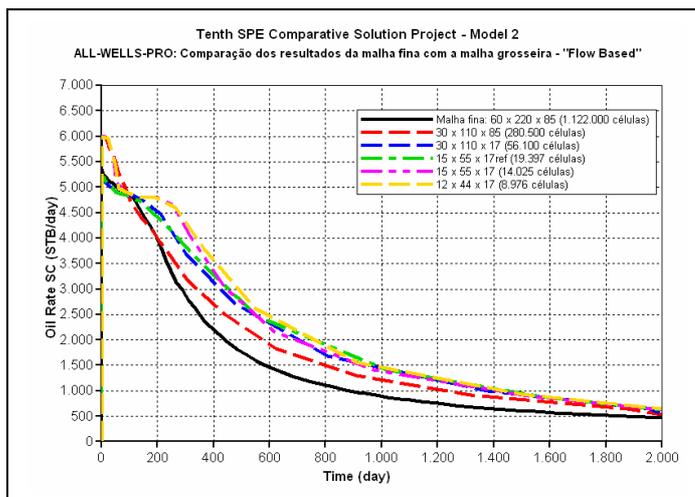
Comparando com maiores detalhes a vazão total de todos os poços pela Figura 57 (a), é possível notar um resultado com certa coerência, ou seja, variando a acurácia de acordo com o grau de refinamento, entretanto até cerca de 100 dias de simulação a curva de 30x110x85 fica fora do padrão, possivelmente por ser um “upscaling” que é realizado bidimensionalmente, conforme comentado anteriormente. Os resultados dos poços produtores quando analisados isoladamente, apresentam um comportamento de difícil explicação, entretanto quando analisados em conjunto, aparentam realizar algum tipo de compensação para que o resultado total fique variando de acordo com o grau de refinamento.



(a) Vazão de óleo do poço 1 do trabalho do SPE66599.

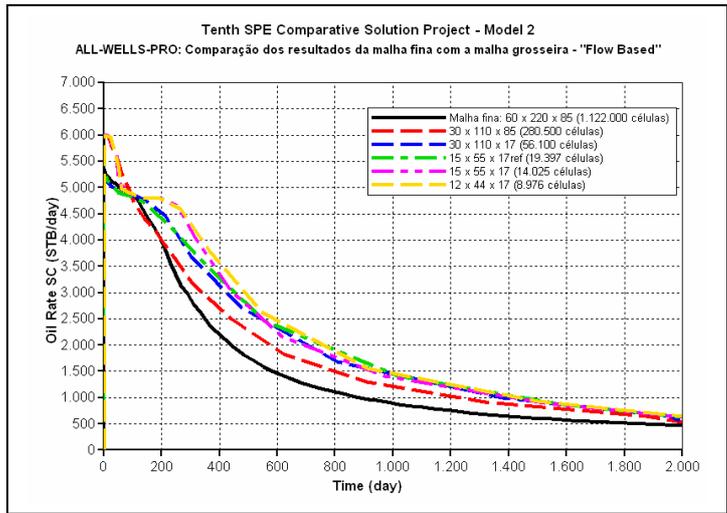


(b) Vazão de óleo do poço 1.

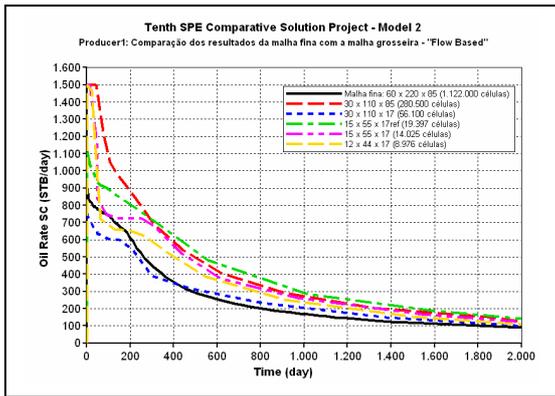


(c) Vazão total de óleo produzido com a malha fina e por várias malhas grosseiras.

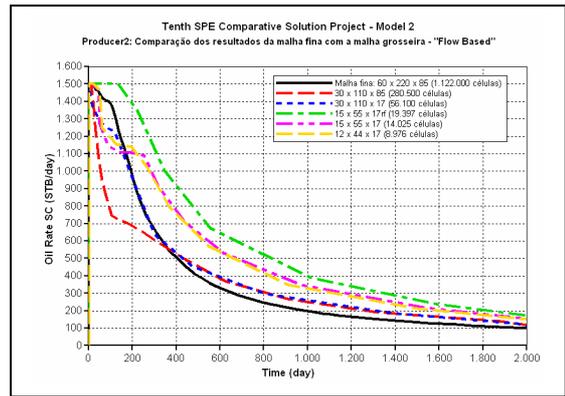
Figura 56: Vazão de óleo do poço 1 do SPE66599, do Transfer e vazão total.



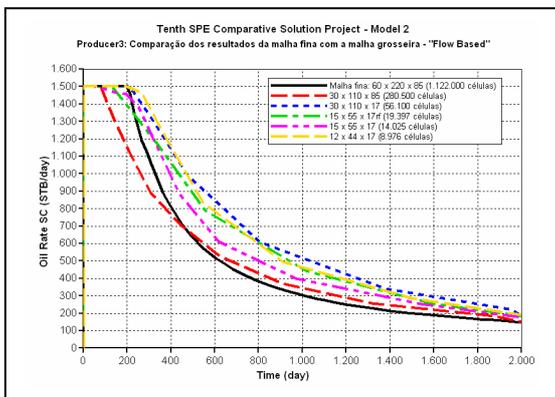
(a) Vazão total de óleo produzido com a malha fina e por várias malhas grosseiras.



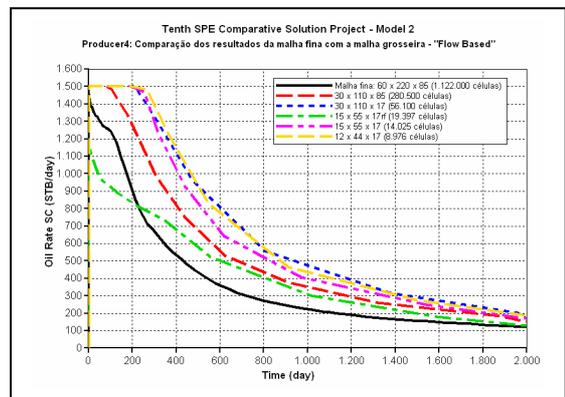
(b) Vazão de óleo do poço 1.



(c) Vazão de óleo do poço 2.



(d) Vazão de óleo do poço 3.



(e) Vazão de óleo do poço 4.

Figura 57: Comparação da vazão de óleo entre todos os poços e individualmente.

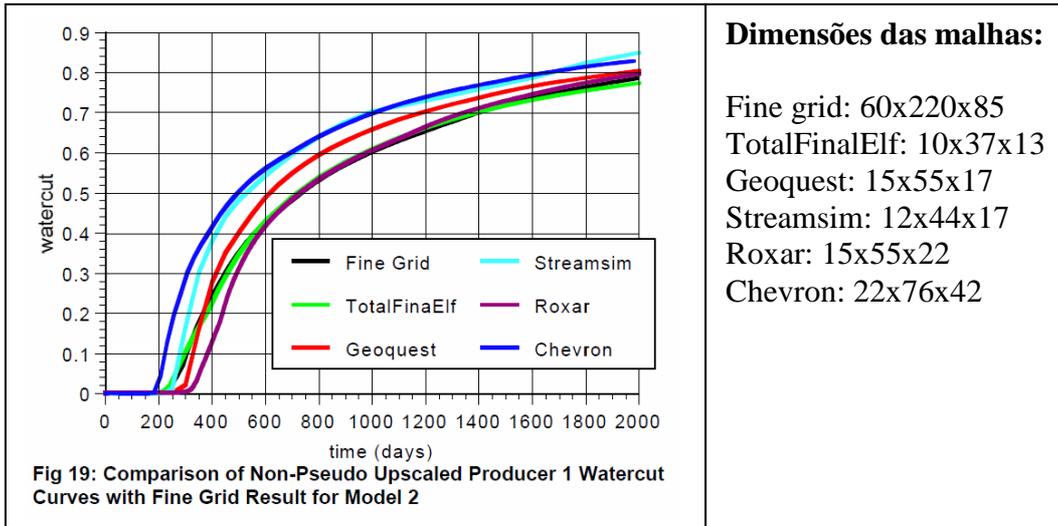
### 5.2.7 Avaliação do corte de água

Na Figura 58 (a) podemos observar os resultados obtidos por cinco participantes do SPE66599 (TotalFinalElf, Geoquest, Streamsim, Roxar e Chevron), sendo esta imagem extraída da figura 19 contida no trabalho original em PDF, tendo sido acrescentada linhas de grade para facilitar a comparação entre os resultados do trabalho e os obtidos pelo sistema Transfer.

Analisando a Figura 58 (b), que representa o corte de água para o poço 1 obtido pelo Transfer, podemos observar que as malhas mais grosseiras (15x55x17ref, 15x55x17 e 12x44x1) foram as que aparentemente apresentaram melhor resultado por se aproximarem mais dos resultados obtidos pela curva de malha refinada. Por outro lado, as curvas com maior grau de refinamento (30x110x85 e 30x110x17) não apresentaram bons resultados e desta forma não podemos garantir a realização de “upscaling” para estes dois últimos casos do poço 1.

Em relação à Figura 58 (c) que mostra o corte de água para todos os poços produtores, podemos notar uma diferenciação mais clara, pelo menos até a região próxima aos 500 dias de produção, que as malhas com maior grau de refinamento são as que aparentemente mais se aproximam dos resultados obtidos pela malha refinada. Após os 500 dias, esta tendência parece permanecer para algumas malhas, até o final da simulação em 2.000 dias, ficando mais evidente para malha com maior grau de refinamento com dimensão 30x110x85.

Podemos observar em detalhes pela Figura 59, o comportamento de todos os poços (Figura 59 (a)) e de cada poço isoladamente. Novamente notamos que quando observados isoladamente, o comportamento de cada poço assume valores de difícil explicação, entretanto quando analisados em conjunto, parece existir algum tipo de compensação que resulta em um gráfico coerente, que varia a acurácia de acordo com o grau de refinamento.



(a) Corte de água do poço 1 extraída do trabalho do SPE66599.

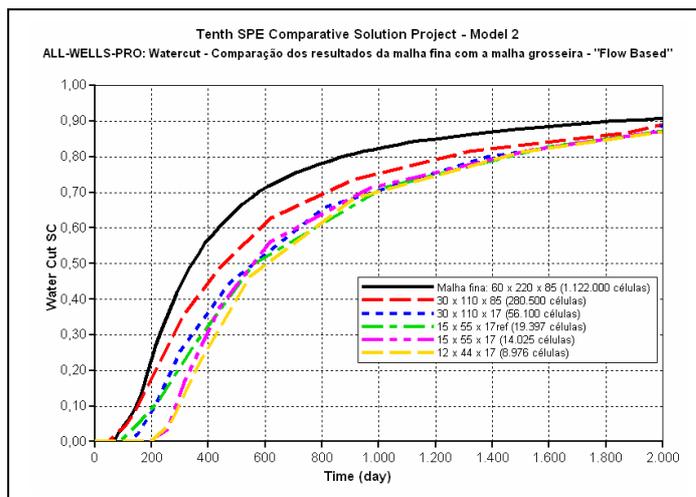
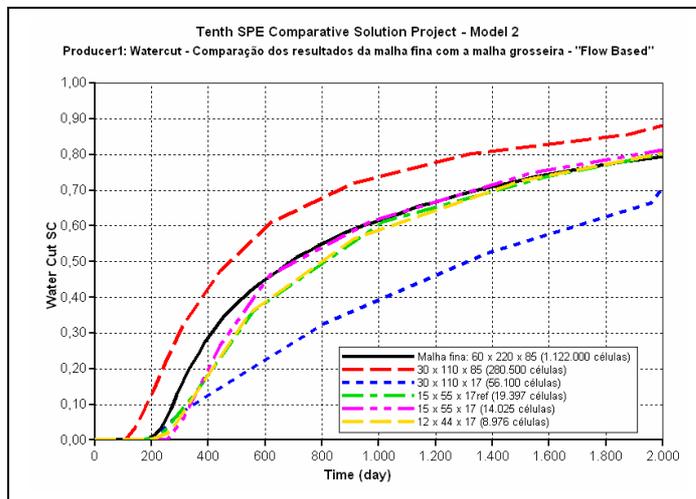
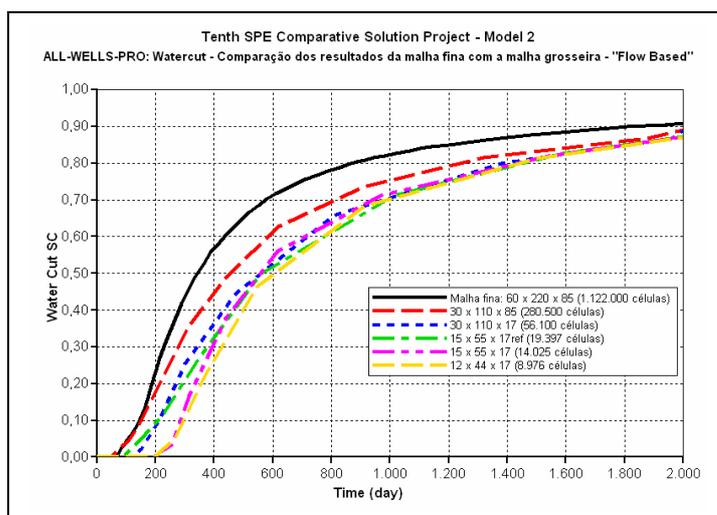
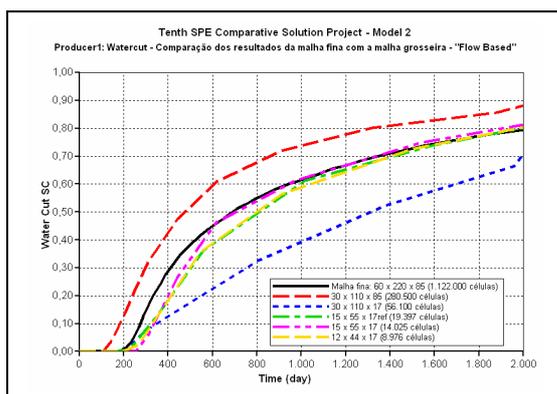


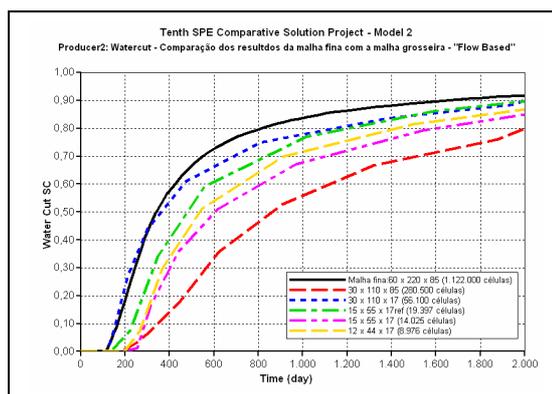
Figura 58: Corte de água do poço 1 do SPE66599, do Transfer e de todos os poços.



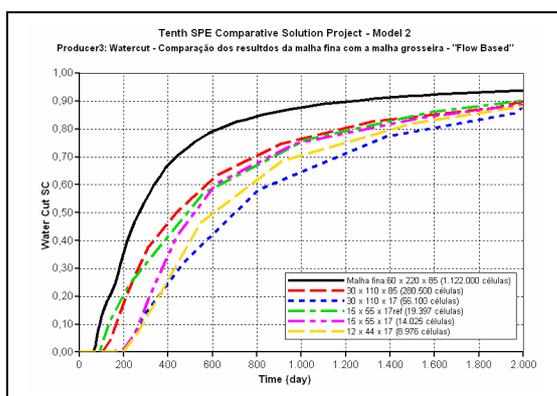
(a) Corte de água total com a malha fina e com várias malhas grosseiras.



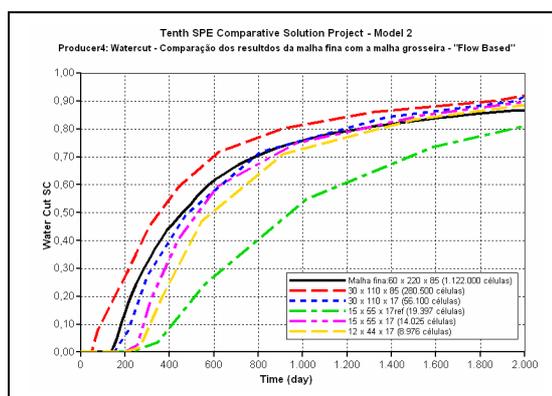
(b) Corte de água do poço 1.



(c) Corte de água do poço 2.



(d) Corte de água do poço 3.



(e) Corte de água do poço 4.

Figura 59: Comparação do corte de água entre todos os poços e individualmente.

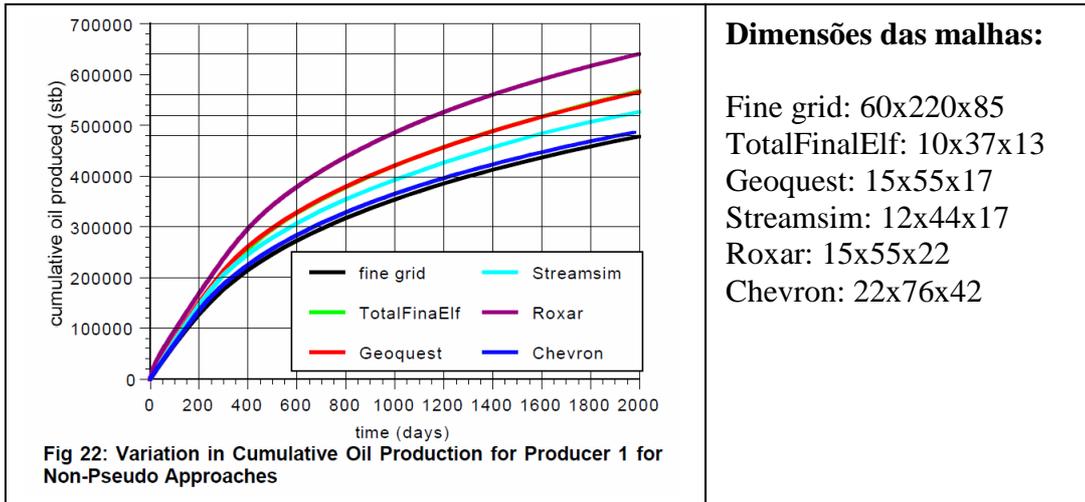
### 5.2.8 Avaliação da produção acumulada de óleo

Na Figura 60 (a) podemos observar os resultados obtidos por cinco participantes do SPE66599 (TotalFinalElf, Geoquest, Streamsim, Roxar e Chevron), sendo esta imagem extraída da figura 22 contida no trabalho original em PDF, tendo sido acrescida linhas de grade para facilitar a comparação entre os resultados do trabalho e os obtidos pelo sistema Transfer.

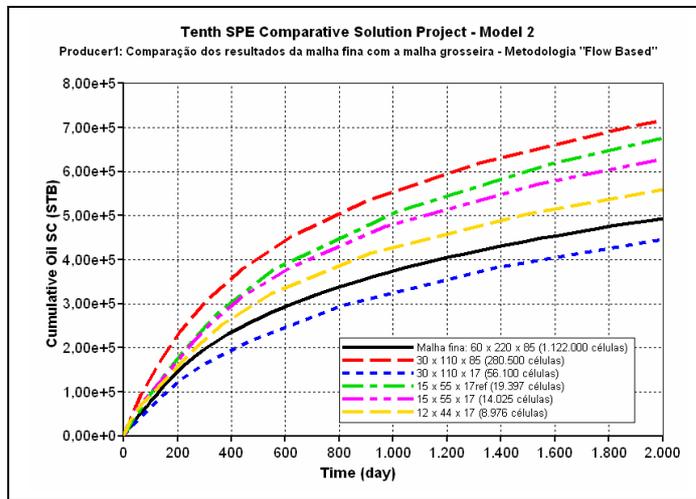
De forma similar ao que aconteceu com o corte de água, podemos observar na Figura 60 (b) que as malhas mais grosseiras (15x55x17ref, 15x55x17 e 12x44x1) foram as que aparentemente apresentaram respectivamente melhor resultado por se aproximarem mais do resultado obtido pela curva de malha refinada. Também se repetiu o comportamento adverso para a malha com maior grau de refinamento 30x110x85 e desta forma, também não podemos garantir a realização de “upscaling” para estes dois últimos casos.

Por sua vez em relação à produção acumulada total de óleo, podemos observar pela Figura 60 (c) que existe uma definição bem evidente em relação ao tipo de refinamento utilizado, ou seja, as malhas com maior grau de refinamento obtiveram resultados aparentemente mais próximos daqueles conseguidos pela malha fina, enquanto que aqueles resultados obtidos por malhas grosseiras apresentaram resultados com maior divergência em relação aos obtidos pela malha refinada. Neste caso podemos concluir que o grau de acurácia aparentemente variou diretamente com o grau de refinamento utilizado.

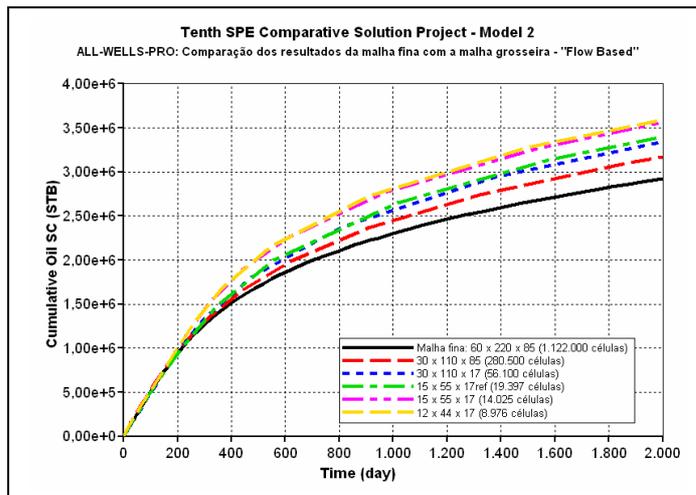
Na Figura 61, podemos observar com maior detalhe a produção acumulada de todos os poços e a produção acumulada avaliada individualmente em cada poço. Quando avaliados isoladamente, poço a poço, os resultados aparentam estar desordenados e sem critério de variação em relação aos resultados obtidos pela malha refinada, mas aparentemente existe uma espécie de compensação dos resultados de cada poço, de modo que a produção acumulada total represente o somatório da produção de todos os poços e gere um resultado que respeita o critério de variação da acurácia de acordo com o grau de refinamento da malha que está sendo utilizada.



(a) Obtido do trabalho original.

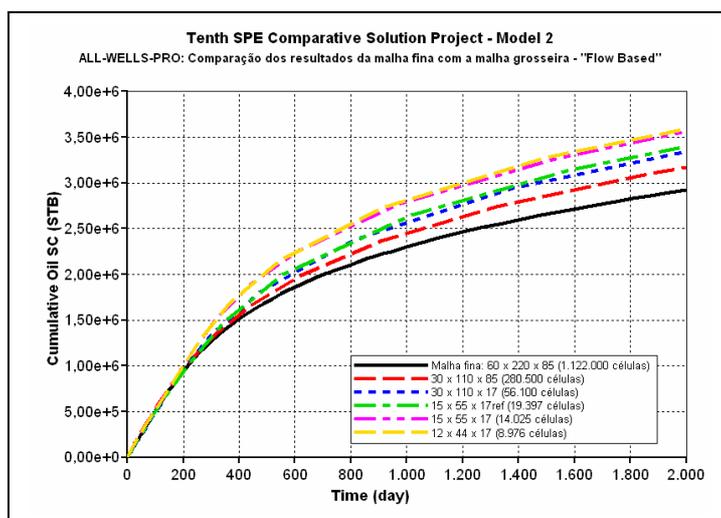


(b) Produção acumulada de óleo no poço 1.

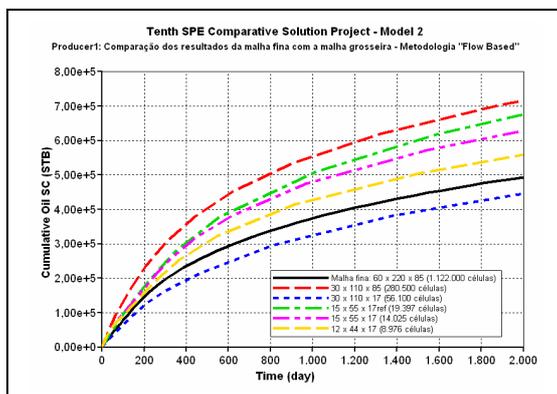


(c) Produção acumulada de óleo nos quatro poços .

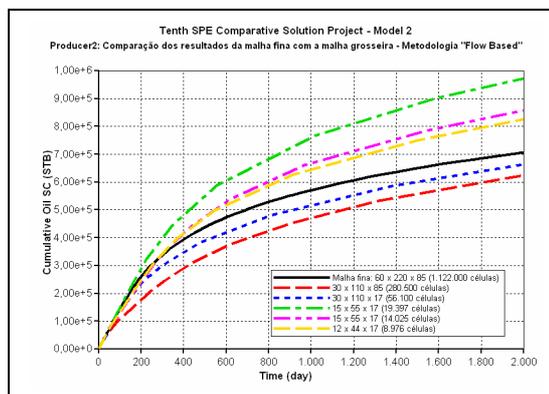
Figura 60: Produção de óleo do poço 1 do SPE66599, do Transfer e de todos os poços.



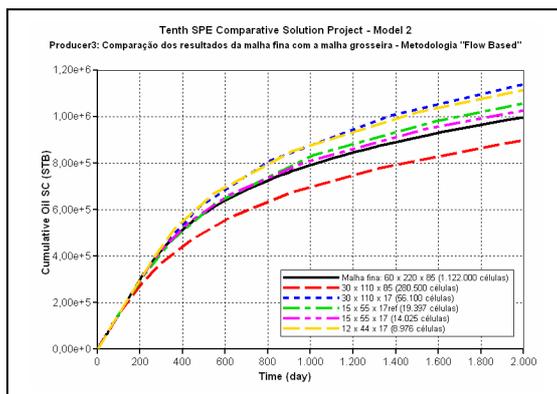
(a) Produção acumulada de óleo nos quatro poços.



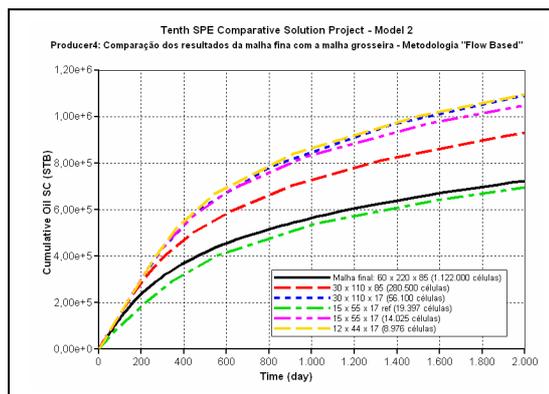
(b) Produção acumulada de óleo no poço 1.



(c) Produção acumulada de óleo no poço 2.



(d) Produção acumulada de óleo no poço 3.



(e) Produção acumulada de óleo no poço 4.

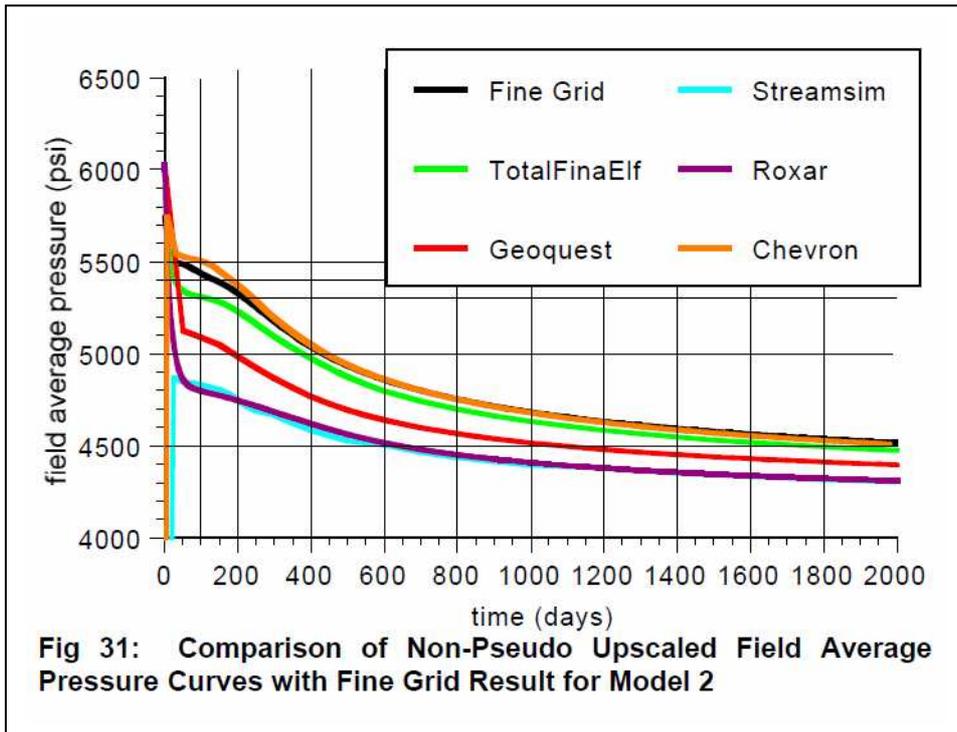
Figura 61: Comparação da produção de óleo entre todos os poços e individualmente.

### 5.2.9 Avaliação da pressão média

Na Figura 62 (a) podemos observar os resultados obtidos por cinco participantes do SPE66599 (TotalFinalElf, Geoquest, Streamsim, Roxar e Chevron) e o obtido pela malha fina, sendo esta imagem extraída da figura 31 contida no trabalho original em PDF, tendo sido acrescentada linhas de grade para facilitar a comparação entre os resultados do trabalho e os obtidos pelo sistema Transfer.

Em relação à Figura 62 (b), são apresentados resultados obtidos pelo sistema Transfer relativos à pressão média oriundos da malha fina e de outros tipos de malhas com diferentes dimensões e graus de refinamento. Note que na Figura 62 (b) podemos observar que aquelas malhas com maior grau de refinamento volumétrico nas proximidades dos poços produtores (30 x 110 x 17 e 15 x 55 x 17rf) aparentemente se aproximaram dos valores obtidos na malha refinada, provavelmente revelando a influência que a região próxima aos poços produtores tem em relação ao valor obtido na pressão média.

A malha de 30 x 110 x 17 apresentou aparentemente o terceiro melhor resultado, possivelmente devido ao grande número de células (280.500) e provavelmente não conseguiu uma aproximação melhor por se tratar de um “upscaling” bidimensional, vindo logo em seguida pelos resultados obtidos pelas malhas 15 x 55 x 17 e 12 x 44 x 17, que possuem malhas que são respectivamente mais grosseiras.



(a) Pressão média obtida do trabalho do SPE66599.

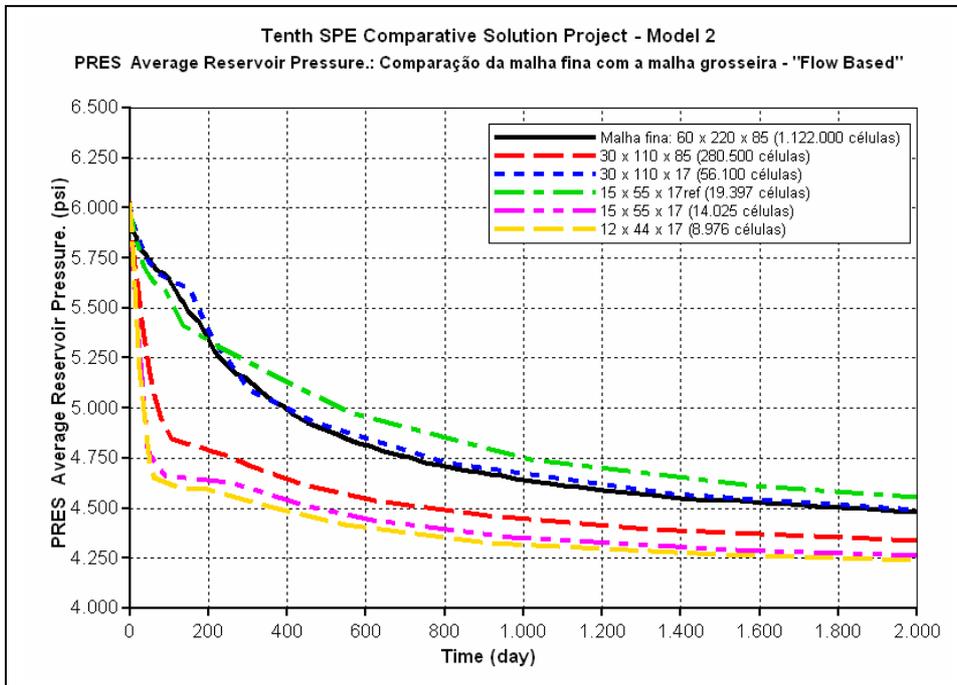


Figura 62: Avaliação da pressão média do Modelo 2 do SPE66599.

### 5.3 Avaliação do tempo de execução

Considerando uma simulação hipotética, chamaremos de tempo de processamento T1, aquele obtido quando do uso apenas da malha fina sem o uso do “upscaling”.

Se aplicarmos alguma técnica de “upscaling”, poderemos ter a seguinte subdivisão de tempos para facilitar a compreensão:

Tempo utilizado na realização do “upscaling” da malha fina para malha grosseira = T2;

Tempo de simulação da malha grosseira = T3.

O uso da técnica de “upscaling” em geral, só se justifica se o tempo de processamento utilizado na simulação da malha fina (T1) for maior que a soma dos tempos utilizados para a realização do “upscaling” (T2) com o tempo utilizado na simulação da malha grosseira (T3). Deste modo o “upscaling” traria como vantagem um menor tempo de execução para obtenção dos resultados.

Objetivo:  $T2 + T3 < T1$

Detalhamento da avaliação realizada:

Foi realizada uma simulação do Modelo 2 do SPE66599 com “upscaling” de uma malha fina inicial com 60x220x85 células para uma malha grosseira final de 15x55x17 macro-células, em um microcomputador com as seguintes especificações:

-Processador Intel Core 2 Quad Q6600 2,4 GHz.

-Memória RAM de 4 Gb.

-HD de 300 Gb.

O tempo de simulação na malha fina utilizando o simulador de reservatórios IMEX (T1) foi de:

18 horas e 20 minutos (**1.100 minutos**).

Aplicando a metodologia “Flow Based” para o cálculo do “upscaling” da permeabilidade equivalente e aplicando a metodologia da média aritmética volumétrica para o cálculo da porosidade equivalente e utilizando a versão de processamento distribuído do sistema Transfer, foram obtidos os seguintes resultados:

Tempo de “upscaling” da permeabilidade + tempo de “upscaling” da porosidade = T2.

T2 = 2 horas e 25 minutos + 3 segundos, logo:

T2 = 2 horas, 25 minutos e 3 segundos.

Tempo de simulação na malha grosseira utilizando o IMEX (T3): 33 segundos.

Tempo total (T2 + T3) = 2 horas e 25 minutos e 36 segundos (**145 minutos**).

Conclusão: redução de 1.100 minutos para 145 minutos do tempo de execução (**86% de redução**). A perda de acurácia para este caso pode ser avaliada através da verificação dos resultados obtidos para este modelo (15x55x17), neste capítulo.

# Capítulo 6

## Considerações finais

Foram vistos neste trabalho a aplicação de 2 metodologias para uso na transferência para escala superior (“upscaling”), com estudo de casos na recuperação de hidrocarbonetos. Para análise dos resultados, foram utilizados os dois modelos desenvolvidos pela “Society of Petroleum Engineers” através do trabalho SPE66599, que é tomado como referência mundial na avaliação de metodologias para “upscaling” de reservatórios de petróleo, sendo o primeiro modelo referente a um caso simples bidimensional com 2.000 células e o segundo modelo um caso tridimensional com 1.122.000 células. Também foi conseguida uma redução para 1/3 do tempo de processamento na utilização da metodologia “Flow Based”, que usualmente apresenta boa acurácia em relação às demais metodologias deste trabalho, mas exige maior tempo de processamento. Esta redução foi obtida quando feitas simulações processadas de forma distribuída, que poderiam ser tanto em um “cluster” de computadores como em um micro com três ou mais núcleos de processamento. Foi visto também uma aplicação simples de uma metodologia de transferência de escala para tratamento de imagens.

### 6.1 Conclusões

O Modelo 1, provavelmente por ser bastante elementar, apresentou resultados satisfatórios até mesmo com a utilização de metodologias simples como a média aritmética volumétrica. Também foram obtidos bons resultados se comparados com aqueles alcançados pelo Modelo 1 do trabalho do SPE66599 para o “upscaling” de 100x1x20 para 5x1x5.

Nas simulações do Modelo 2 foram coletados resultados através da metodologia “Flow Based”, considerando o fluxo como monofásico, da mesma forma que os participantes: Chevron, Geoquest, Roxar, Streamsim e TotalFinalELF. Observamos que quando analisávamos resultados obtidos isoladamente, isto é, analisados por poço, não obtínhamos bons resultados, até se comparados com os valores obtidos para o poço 1 pelos participantes do trabalho do SPE66599. Entretanto quando analisados dados acumulativos totais, tais como a produção acumulada de óleo de todos os poços apresentados pela Figura 61 (a), aparentemente os resultados obtidos apresentavam valores bastante coerentes, que variavam a acurácia de acordo com o grau de refinamento da malha que estava sendo utilizada na simulação, onde identificamos uma espécie de mecanismo de compensação entre os poços para que os resultados quando analisados de forma global apresentassem um comportamento coerente que variassem de acordo com o grau de refinamento da malha. Observamos esta característica em todos os resultados acumulativos simulados, exceto nos resultados obtidos pela pressão média, apresentados pela malha 30 x 110 x 85 (280.500 células), que podem ser observados pela Figura 62 (b).

## 6.2 Dificuldades

Com relação ao sistema multifísico FEM ELMER, que é mundialmente conhecido e bem conceituado, ele apresentou um desempenho abaixo do esperado para o tipo de utilização que estamos propondo fazer, que é o cálculo da permeabilidade equivalente utilizando a metodologia “Flow Based” de forma recursiva. Os resultados são acurados, mas o tempo de processamento para o cálculo da permeabilidade equivalente foi considerado acima do normal, se comparado com sistemas que resolviam problemas similares e foram desenvolvidos anteriormente pelo nosso grupo de pesquisa. Como solução natural, sugerimos a utilização de um software feito “in-house” pelo grupo de pesquisa ou ainda como o aplicativo ELMER é de código aberto, agregar as funções referentes ao cálculo da permeabilidade equivalente do ELMER ao código feito em linguagem C do Transfer, que a princípio poderia trazer maior velocidade de processamento.

O Transfer trabalha com o sistema de coordenadas cartesiano, mas com uma limitação da malha inicial ser múltipla da malha final. A solução proposta para resolver este problema apresentou resultados insatisfatórios que dependendo do grau de heterogeneidade da malha pode chegar até a não respeitar as condições limítrofes de Cardwell & Parsons (1945). Agregaria maior funcionalidade ao sistema se este problema fosse resolvido em trabalhos futuros.

Como forma de exemplificar a metodologia desenvolvida utilizada para tentar solucionar este problema, a Figura 63 mostra um “upscaling” realizado em um sistema unidimensional com malha inicial composta por 100 células e malha final composta por 7 macro-células. Neste exemplo o “passo” encontrado foi 3, significando que a cada 3 macro-células teremos um intervalo com tamanho 15, os demais serão de tamanho 14 (por estarem em maior quantidade).

Exemplo :

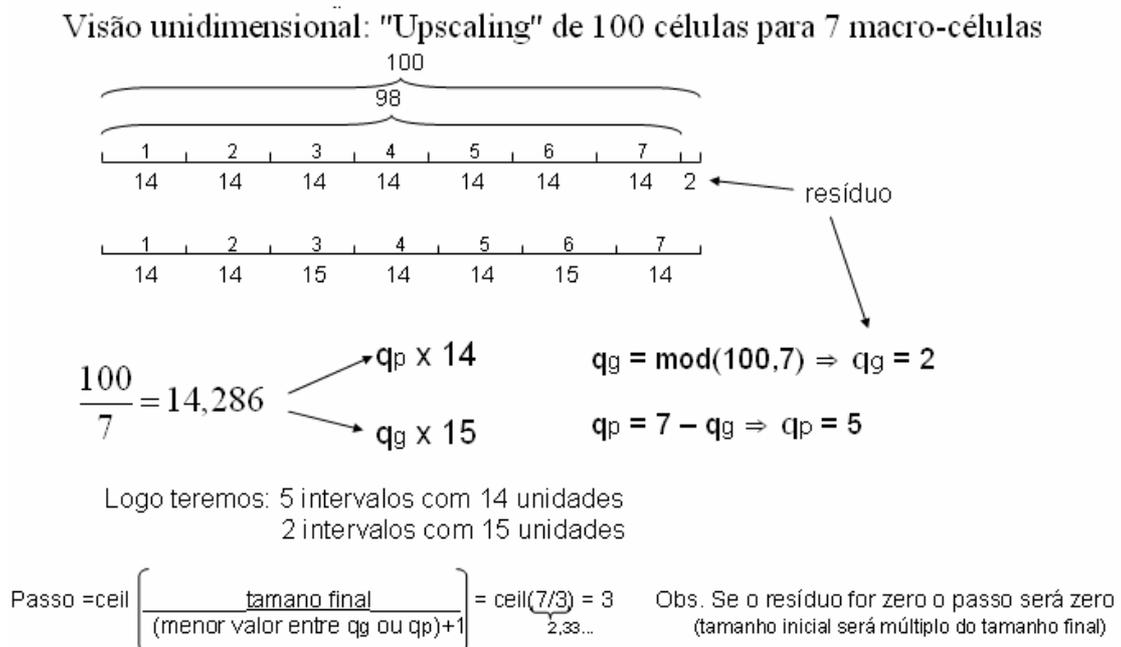


Figura 63: “Upscaling” unidimensional de 100 células para 7 macro-células.

Aplicar computação paralela em subdomínios, de modo que um determinado processador receba um conjunto de blocos para realização de upscaling, sendo cada bloco correspondente a um subdomínio específico.

Exemplo:

No “upscaling” de 60x220x85 para 15x55x17 são gerados 14.025 blocos de 4x4x5, portanto existindo uma alta granularidade de blocos. Para se ter maior eficiência em um futuro paralelismo poderia ser enviada para um determinado processador uma grande quantidade de blocos enfileirados que também poderíamos chamar de “conjunto de blocos”, pois o processamento de um único bloco de 4x4x5 é bastante rápido e não seria racional enviar um único bloco para ser processado em um único processador. Ao final do cálculo do processamento, este processador enviaria de volta ao processador que realiza o gerenciamento os valores correspondentes à permeabilidade equivalente de vários blocos enviados.

Um outro possível desenvolvimento futuro seria a implantação no sistema Transfer da metodologia da renormalização, por possuir uma estrutura muito semelhante a “Flow Based” e também de já existir um algoritmo desenvolvido por Hinrichsen (1993) em Fortran que facilitaria a sua implantação.

Sobre o refinamento de malha, uma versão futura poderia ser implementada com pequenas alterações no aplicativo, de modo a contemplar também a vizinhança dos poços injetores, uma vez que na versão apresentada neste trabalho, somente os poços produtores foram mantidos com malha refinada.

# Capítulo 7

## Referências bibliográficas

AHMED, T. McKINNEY, P.D. *Advanced Reservoir Engineering*. Gulf Professional Publishing - Elsevier. 2005. P.1/5 – 1/6.

BEGG, S.H., CARTER, R.R. and DRANFIELD, P. *Assigning Effective Values to Simulator Gridblock Parameters for Heterogeneous Reservoirs*, SPERE. November 1989. P.455.

BERALDO, V.T. Estudo de comportamento de poço de óleo com aquífero de fundo, utilizando modelagem estocástica com base em afloramentos. Campinas, 1993. 116p. (Mestrado – UNICAMP).

CANTRELL, DAVID W. *Pythagorean Means*. From MathWorld - A Wolfram Web Resource, created by Eric W. Weisstein. Acessado em 05/06/2009.  
<http://mathworld.wolfram.com/PythagoreanMeans.html>

CARDWELL, W.T.; PARSONS, R.L. *Average Permeabilities of Heterogeneous Oil Sands*. Transactions, A.I.M.E. Out. 1944. V.160, p.34-42.

CASTELLINI, A., EDWARDS, M.G., AZIZ, K. and DURLOFSKY, L.J. Flow Based Modules for Grid Generation in Two and Three Dimensions. 7<sup>o</sup> European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Italy, 2000. P.1-9.

CHEN, Y. et al. *A Coupled Local-Global Upscaling Approach for Simulating Flow in Highly Heterogeneous Formations*. Advances in Water Resources. Out. 2003. V.26, p.1041-1060.

CHEN, Z., Huan, G., Ma, Y. *Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media*. Southern Methodist University. Dallas - Texas, Ed. SIAM, 2006. P.477-482.

CHRISTIE, M.A. *Upscaling for Reservoir Simulation*. JPT. Nov. 1996. P.1004-1010.

CHRISTIE, M.A.; BLUNT, M.J. *Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques*. SPE. Fev. 2001. N<sup>o</sup> 66599, p.1-13.

CHRISTIE, M.A.; Pickup, G.E.; Demyanov, V.; O'Sullivan, A.; Monfared, H.; Erbas, D., Zhang, P.; Okani, H. *Uncertainty and Upscaling in Reservoir Modelling*. Presented at DTI Conference, Aberdeen Conference Centre. June 2004. P.35.

CMG - COMPUTER MODELLING GROUP LTD. *Imex 2007.10 User's Guide*; Manual de Referência. 2007.

DAGAN, G. *Flow and Transport in Porous Formations*. Springer-Verlag, New-York. 1989. P.465.

DURLOFSKY, L.J., JONES, R.C. and MILLIKEN, W.J. *A Nonuniform Coarsening Approach for the Scale-up of Displacement Processes in Heterogeneous Porous Media*. *Advances in Water Resources*. 1997. V.20, p.335-347.

FARMER, C.L.: *Upscaling: a review*. *International Journal for Numerical Methods in Fluids*. 2002. V.40, p.63-78.

ERTEKIN, T., ABOU-KASSEM, J.H., KING, G.R. *Basic Applied Reservoir Simulation*. SPE Textbook Series. 2001. Vol. 7, p.107, p.181.

GALLI, A., GLOBERT, P., GRIFFIN, D., LEDOUX, E., LE LOC'H, G., MACKAY, R., RENARD, P. *Quick Upscaling of Flow and Transport Related Parameters*. Technical Report. May, 1996.

GUZMAN, R.E., GIORDANO, D., FAYERS. F.J., GODI, A., AZIZ, K. *Evaluation of Dynamic Pseudo Functions for Reservoir Simulation*. Paper SPE35157 presented at SPE Annual Technical Conference & Exhibition. Denver, CO. October 6-9, 1996. P.9-18.

HINRICHSEN, E. L., AHARONY, A., FEDER, J., HANSEN, A., JOSSANG, T. *A Fast Algorithm for Estimating Large-Scale Permeabilities of Correlated Anisotropic Media*. *Transport in Porous Media*. 1993. Vol.12, p.55-72.

JOURNEL, A.G., DEUTSCH, C. and DESBARATS, A.J. *Power Averaging for Block Effective Permeability*. SPE paper number 15128 presented at the 56th SPE California Regional Meeting. Okaland, CA. April 1986. P.329-334.

KING, P.R. *The Use of Renormalization for Calculating Effective Permeability*. *Transport in Porous Media*. 1989. Vol. 4, p.37-58.

LE LOC'H, G. *Étude de la composition des perméabilités par des méthodes variationnelles*, november 1987. (Ph.D. - Paris School of Mines).

MASCHIO, C. ; SCHIOZER, D.J. *A New Upscaling Technique Based on Dykstra – Parsons Coefficient : Evaluation with Streamline Reservoir Simulation*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2003. Vol. 40, p.27-36.

MATHERON, G. *Eléments pour une Théorie des Milieux Poreux*. Masson, Paris. 1967. P.166.

MOULTON, J.D, KNAPEK, S., DENDY, J.E. *Multilevel Upscaling in Heterogeneous Porous Media*. Los Alamos National Laboratory, NM 87545 and Institut für Angewandte Mathematik Abteilung für Wissenschaftliches Rechnen und Numerische Simulation – Universität Bonn, 1999. P.19.

PANCALDI, V., CHRISTENSEN, K., KING, P.R. *Permeability up-scaling using Haar Wavelets*. Transport in Porous Media. 2007. Vol. 67, p.395-412.

PICKUP, G.E., et al. *A Method for Calculating Permeability Tensors Using Perturbed Boundary Conditions*. Proc., Third European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Christie, M.A., et al. (eds.), Delft U. Press. Delft, The Netherlands. 1992. P.225.

RENARD, P.; MARSILY, G. *Calculating Equivalent Permeability: A Review*. Advances in Water Resources. 1997. Vol.20, n.5-6, p.253-278.

ROMEU, R.K. *Écoulement en milieu hétérogène: Prise de moyenne de perméabilité en regimes permanent et transitoire*, 1994. (Ph.D. - Univ. Paris VI, Paris).

TESTERMAN, J.D. *A statistical reservoir-zonation technique*. Journal of Petroleum Technology, Aug. 1962. P.889-893.

WARREN J.E., PRICE H.S. *Flow in heterogeneous Porous Media*. Society of Petroleum Engineers Journal. September 1961. P.153-169.

WEN, X.-H., J.J. Gómez-Hernandes. *Upscaling hydraulic conductivities in heterogeneous media: An overview*. Journal of Hydrology. 1996. Vol.183(1-2), ix-xxxii.

WIENER, O. *Abhandlungen der mathematisch. Physischen Klasse der Königlichen Sächsischen Gesellschaft der Wissenschaften*. 1912. P.32.

# Capítulo 8

## Apêndices

### Apêndice A: Estrutura do sistema Transfer

O sistema Transfer foi desenvolvido com o objetivo de funcionar como uma ferramenta para coleta de resultados de upscaling de uma forma genérica, a partir de uma sintaxe própria, propiciando também a oportunidade de se obter e fornecer resultados ao simulador de reservatórios comercial IMEX da CMG (CMG (2007)). Possui também agregada algumas ferramentas para auxiliar a manipulação de dados de modo a facilitar a realização de upscaling.

A ferramenta está enquadrada dentro do seguinte escopo de utilização:

- Malha estruturada e uniforme.
- 3D (podendo facilmente simular situações para 2D e 1D)
- Monofásico (“Single phase”).
- Realiza “upscaling” para propriedade petrofísica “permeabilidade absoluta” e porosidade.
- Utiliza modelo ortotrópico para permeabilidade equivalente.

Sobre a sintaxe de leitura de um arquivo de texto no Transfer, a Figura 64 demonstra como ela foi convencionada para um plano(2D), sendo a mesma adotada pelo simulador IMEX (CMG (2007)).

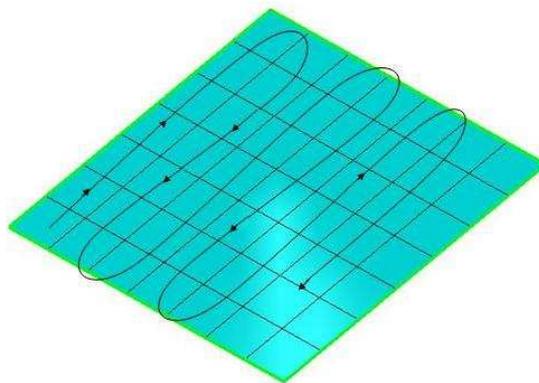


Figura 64: Sintaxe de leitura do Transfer.

Em simulações 3D, o sentido de leitura do sistema Transfer para o eixo vertical é o “de baixo para cima”.

O menu principal possui três subdivisões, com as seguintes descrições:

- 1 – Cálculo do “upscaling” genérico.
- 2 – Conversores e “upscaling” para o IMEX – CMG.
- 3 – Ferramentas diversas.

A seguir é realizada uma descrição com maiores detalhes destas subdivisões.

#### A.1 Cálculo do upscaling genérico

Esta subdivisão do sistema Transfer atua como um pré-processador para definição dos parâmetros iniciais a serem utilizados e na seleção de um dos “solvers” do sistema Transfer para solução do problema.

Nesta subdivisão deve ser definida:

- 1 – Dimensão da malha inicial (1D, 2D ou 3D).
- 2 – Dimensão da malha final (1D, 2D ou 3D).
- 3 – Seleção do tipo “solver” que será utilizado.

Os dados de entrada referente à malha refinada a ser feita o “upscaling” estão contidos nos arquivos “conductx.dat”, “conducty.dat” e “conductz.dat”, respectivamente para cada grau de liberdade que for utilizado.

Tipos de “solvers”.

Existem 3 tipos de “solvers” que podem ser utilizados para o cálculo do “upscaling”. Estes “solvers” variam de acordo com a metodologia utilizada ou com o volume de dados que se deseja trabalhar para realização do “upscaling”.

##### A.1.1 Descrição dos tipos de “solvers”

#### I – Cálculo do “upscaling” usando a metodologia “Flow Based”.

Este “solver” calcula o “upscaling” da permeabilidade absoluta utilizando a metodologia “Flow Based”, fornecendo um resultado com boa acurácia, mas com um custo computacional alto, por isto pode demorar a fornecer um resultado final, se compararmos com o tempo de resposta quando utilizamos uma metodologia das médias pitagóricas. Utiliza o método dos elementos finitos através do software multifísico “ELMER” para o cálculo do “upscaling”

O objetivo inicial é montar uma matriz refinada com dados 3D referentes à permeabilidade absoluta de cada célula no domínio em 3D para a realização do “upscaling”.

Como o sistema trabalha em 3D, serão montadas 3 matrizes 3D, cada matriz representará a permeabilidade absoluta para um eixo cartesiano, ou seja, teremos a permeabilidade absoluta para cada célula do corpo referente ao eixo dos “x”, dos “y” e dos “z”, sendo importante lembrar que a permeabilidade absoluta é representada por um tensor que em nosso trabalho, utiliza somente os componentes da diagonal principal (ortotrópico). Para varrer estas 3 matrizes o sistema, quando trabalha em modo seqüencial, utiliza um laço.

Na etapa seguinte, o sistema percorre um outro laço que varre toda a malha 3D que desejamos fazer “upscaling”, de modo que em cada passo deste laço seja montado um pequeno bloco 3D escalonado para ser lançado no sistema ELMER(ELMERGRID + ELMERSOLVER) e fornecer dados para calcular a permeabilidade equivalente e resul-

tar em uma “macro célula” na escala grosseira com 3 valores de permeabilidade absoluta, cada valor representativo de um determinado grau de liberdade.

Dentro do laço, primeiramente é chamado o sistema ELMERGRID para montagem da malha do bloco que desejamos realizar o “upscaling”. Este procedimento irá gerar um arquivo com a extensão “.grd” que representará o bloco segundo a sintaxe do sistema de malhas do ELMER.

Depois são gerados 3 arquivos que representarão a permeabilidade do bloco de acordo com o grau de liberdade, ou seja, blockx, blocky, blockz. Estes arquivos serão montados a partir das 3 matrizes de permeabilidade citadas inicialmente. Estes blocos serão lançados um a um no sistema ELMERSOLVER para o cálculo do upscaling. A Figura 65 abaixo demonstra o aspecto de um bloco de 2 x 2 x 2 a ser lançado no ELMERSOLVER para o cálculo do upscaling.

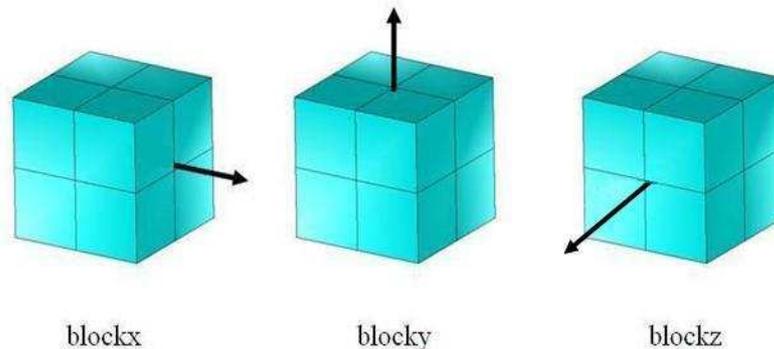


Figura 65: Blocos a serem processados pelo ELMERSOLVER.

O arquivo “totflux.dat” resultante do processamento do sistema “ElmerSolver”, será aberto pelo Transfer e seus dados colhidos e, se necessário, ajustados para composição dos arquivos de saída exitx.dat, exity.dat e exitz.dat, de acordo com o grau de liberdade que estará sendo processado naquele momento.

Os arquivos de saída exitx.dat, exity.dat e exitz.dat seguem uma formatação simples adotada pelo Transfer, basicamente uma permeabilidade por linha, seguindo a sintaxe de leitura apresentada na Figura 64 de baixo para cima. Estes arquivos podem ser exportados a princípio para quaisquer simuladores sem maiores dificuldades, entretanto o sistema Transfer possui um conversor que pode ser utilizado de forma interativa para conversão para o padrão do IMEX da CMG (CMG (2007)). Existe também uma opção no sistema Transfer que a partir do fornecimento de um arquivo de dados com permeabilidades no formato utilizado pelo padrão do IMEX (CMG (2007)), ser utilizado para realizar de forma automática todo o processo de upscaling, ou seja:

Padrão IMEX → Padrão Transfer → Processamento do “upscaling” → Padrão IMEX

**II – Cálculo do “upscaling” usando a metodologia “Flow Based” para grandes volumes de dados em sistemas operacionais de 32 bits.**

Devido ao fato do software multifísico “ELMER” não dispor de uma versão de 64 bits até o desenvolvimento deste trabalho, foi observado que quando era realizado um “upscaling” em malhas muito grandes com o uso da metodologia “Flow Based”, ocorria uma falha no sistema. Como forma de solucionar este problema, foi desenvolvida uma versão do “solver” da metodologia “Flow Based” que calcula o “upscaling” de forma fracionada, portanto um pouco mais lenta que o solver do “Flow Based” descrito anteri-

ormente (cerca de 15% mais lenta), mas possibilitando o cálculo do “upscaling” para grandes malhas em sistemas operacionais de 32 bits.

O problema ocorre especificamente na carga das 3 matrizes 3D referente ao eixo dos “x”, dos “y” e dos “z”. Como solução foi utilizada a função “fseek” da “Linguagem C”, que posiciona o ponteiro de leitura de um arquivo, para o local referente ao dado da permeabilidade de uma determinada célula diretamente no arquivo de entrada (conductx.dat, conductivity.dat e conductz.dat), sem a necessidade de montagem da matriz 3D para recuperação do dado.

As etapas seguintes para este “solver” são as mesmas descritas no “solver” para o cálculo do “upscaling” usando a metodologia “Flow Based” descritas anteriormente.

### III – Cálculo do “upscaling” usando uma metodologia das médias volumétricas pitagóricas (aritmética, geométrica ou harmônica).

Este “solver” calcula o “upscaling” utilizando uma das médias volumétricas pitagóricas, por isto é o “solver” que apresenta resultados mais rápidos, embora não poderemos afirmar que este resultado tenha uma boa acurácia, pois a média aritmética representa o limite superior, a média geométrica o valor intermediário e a média harmônica o limite inferior das médias pitagóricas.

Com relação ao tratamento dos dados do sistema “Transfer” o sistema calcula “upscaling” utilizando uma sintaxe própria, sendo possível facilmente realizar a adaptação tanto da entrada como da saída de dados para utilização em outros simuladores, trabalhando com arquivos de texto.

Sobre a sintaxe de leitura de um arquivo de texto no Transfer, a Figura 64 apresenta como ela foi convencionalizada para um plano (2D), sendo a mesma adotada pelo simulador IMEX (CMG (2007)).

#### A.2 Conversores e “upscaling” para o IMEX – CMG

De forma complementar foi desenvolvido um módulo para facilitar a importação/exportação de dados entre o “Transfer” e o simulador de reservatórios comercial IMEX da CMG (CMG (2007)).

Foram criadas 6 ferramentas que serão descritas abaixo:

##### A.2.1 Conversor IMEX/Transfer para permeabilidade

Ferramenta desenvolvida para realizar a conversão dos valores das permeabilidades contidas na “Reservoir Description Section” do IMEX (CMG (2007)) para o padrão adotado pelo Transfer para o cálculo do “upscaling”.

##### A.2.2 Conversor Transfer/IMEX para permeabilidade

Faz o processo inverso da ferramenta descrita anteriormente, convertendo os dados resultantes de um “upscaling” realizado pelo Transfer para o padrão da permeabilidade da “Reservoir Description Section” do IMEX (CMG (2007)).

##### A.2.3 Conversor Transfer/IMEX para porosidade

Este conversor realiza a adaptação dos resultados obtidos pelo Transfer após o “upscaling” da porosidade, para o padrão da porosidade da “Reservoir Description Section” do IMEX (CMG (2007)).

#### A.2.4 Conversor de coordenadas dos poços

Existe também outro conversor que executa a mudança de coordenadas dos poços descritos na “Well and Recurrent Data section”, uma vez que no processo de upscaling, as coordenadas dos poços sofrem alteração, caso não seja mantida a malha refinada no bloco que contém o poço.

#### A.2.5 Gerenciador de “upscaling” da permeabilidade IMEX/Transfer/IMEX

Este gerenciador de “upscaling” realiza todo o processo de “upscaling”, sem interrupções, a partir de um arquivo de entrada no padrão do IMEX (CMG (2007)). Em seguida realiza o processo do “upscaling” selecionado para depois gerar como arquivo de saída, uma malha grosseira da permeabilidade, já no formato adotado pela “Reservoir Description Section” do IMEX (CMG (2007)). A diferença do trabalho deste gerenciador para os descritos anteriormente é justamente o fato de todo o processo de “upscaling” da permeabilidade ser feito em uma única etapa.

#### A.2.6 Seletor de regiões (pilares) para simular “five spot”

De modo a possibilitar a simulação de malhas grosseiras com blocos de poços refinados, em uma topologia tipo “five spot”, foi criada esta função que tem como objetivo selecionar as células da malha refinada para serem lançadas em um “data set” já no formato adotado pelo simulador reservatórios IMEX (CMG (2007)). É necessário definir o intervalo de células de cada região próxima aos poços para que o sistema possa selecionar a coluna (pilar) referente ao poço. Nesta versão, somente é possível a simulação de topologias tipo “five spot”, sendo que o poço central não está contemplado no refinamento, entretanto em etapas futuras esta ferramenta poderá ser alterada para que seja possível a seleção de poços localizados em qualquer malha que adote o contexto cartesiano.

### A.3 Ferramentas diversas

Existem também outras 8 ferramentas que auxiliam no tratamento dos dados a serem utilizados para realização do “upscaling” ou que podem ajudar no processo, por isto descrevemos a seguir as ferramentas existentes no Transfer.

#### A.3.1 Filtro do arquivo de dados

Verifica se os dados do arquivo que será utilizado para o “upscaling” estão seguindo a sintaxe padrão do Transfer, apresentando críticas caso seja encontrada alguma inconsistência.

#### A.3.2 Introdução de um espaço em branco no arquivo de entrada

Eventualmente na preparação de uma massa de dados a ser utilizada pelo Transfer para realização do “upscaling”, é possível dispormos de dados que não seguem a sintaxe adotada pelo sistema. Um dos problemas corriqueiros que encontramos principalmente na importação de dados, foi à falta de um “espaço em branco” no início de cada linha do arquivo de entrada, conforme a sintaxe do Transfer exige. Por isto esta ferramenta foi criada.

### A.3.3 Dump de um arquivo de texto qualquer

Na depuração de arquivos importados ou criados para realização de “upscaling”, pode ser necessário verificarmos todos os caracteres que compõe este arquivo, inclusive aqueles caracteres que não podem ser facilmente visualizados em editores simples, tais como os caracteres que representam o “carriage return” e o “line feed”. Esta ferramenta foi criada para fazer uma “descarga” (“dump”) de um determinado arquivo de texto, de modo a propiciar sua verificação.

### A.3.4 Conversor do arquivo de entrada.

Outra ferramenta como o “Conversor do arquivo de dados” faz a transformação de um arquivo de texto com valores de dados por linha em um arquivo adaptado ao padrão da sintaxe do Transfer.

### A.3.5 Verificação da condição de Cardwell e Parsons

Esta ferramenta é utilizada para verificar se os dados de um determinado arquivo seguem a condição de Cardwell & Parsons. Para realização do teste, são solicitados três arquivos, sendo o primeiro com dados referentes à média aritmética, o segundo com os dados a serem analisados e o terceiro com dados referentes à média harmônica. A média aritmética representa o limite superior da condição de Cardwell e Parsons e a média harmônica o limite inferior. Caso seja identificada alguma inconsistência a ferramenta lança uma crítica para que seja analisada posteriormente.

### A.3.6 Conversor de imagens PGM/Transfer

De forma complementar, existe um conversor de dados para imagens que seguem o padrão “Portable Gray Map” (PGM) de 8 bits para o padrão do Transfer, de modo que o Transfer possa realizar upscaling nestes dados de imagens e desta forma reduzir o tamanho final do arquivo e este continue a representar a imagem inicial.

### A.3.7 Conversor de imagens Transfer/PGM

Esta ferramenta faz o processo inverso da ferramenta anterior, ou seja, após a realização do “upscaling” utilizando alguma metodologia do Transfer, a imagem pode novamente ser convertida para o padrão PGM, com a utilização desta ferramenta e desta forma ser visualizada.

### A.3.8 Cálculo do M.M.C.

Também está disponível um programa simples para cálculo do M.M.C. que pode auxiliar na decisão sobre a dimensão da malha final, que deve ser múltipla da malha inicial.

## Apêndice B: "Data set" utilizado no Modelo 2 para malha de 60 x 220 x 85

Obs.: Foram omitidos dados referentes a porosidade e permeabilidade.

```
*****
** spe66599.dat:                3-D HETEROGENEOUS EXAMPLE                **
*****
**
** FILE:    SUPER.DAT - Porosidade variavel                                **
**
** MODEL:   60x220x85              SPE 9              3-D HETEROGENEOUS EXAMPLE **
**
*****
** Tenth SPE Comparative Solution Project:  A Comparison of Upscaling Techniques **
** M.A.Christie, SPE, Heriot-Watt University, and M.J. Blunt, SPE, Imperial College **
** Symposium on Reservoir Simulation, 2001 (SPE 66599). This is 60 x 220 x 85 **
** heterogeneous Cartesian grid problem with a water injector located at (30,110) **
** and 4 producers (This script was based in MXSPE009.DAT file). **
**
*****
** CONTACT:  CMG, (403)531-1300; 282-6495 (fax);support@cmgl.ca (Internet) **
*****

RESULTS SIMULATOR IMEX

*****
** I/O Control Section **
*****
**FILENAME *OUTPUT 'super2.out'
**FILENAME *INDEX-OUT 'super2.irf'
**FILENAME *MAIN-RESULTS-OUT 'super2.mrf'
**FILENAME *INDEX-IN 'super.irf'
**FILENAME *MAIN-RESULTS-IN 'super.mrf'

**RESTART

**TITLE1
'Tenth SPE Comparative Solution Project'
**TITLE2
'A Comparison of Upscaling Techniques'
**TITLE3
'M.A. Christie, M.J. Blunt, SPE Res Sim Symp, Houston, Texas, 2001'

**NOLIST
**INUNIT *FIELD          ** Field units are used for both input and output.
**WPRN *WELL 0
**WPRN *GRID 0
**OUTPRN *GRID *PRES *SO *SW
**OUTPRN *TABLES *NONE
**WSRF *GRID *TIME
**WSRF *WELL *TIME
**OUTSRF *GRID *SO *SW *PRES

** RESTART FILE
**WRST 10

*****
** Reservoir Description Section **
*****

**GRID *CART 60 220 85          ** 60 blocks in the I(x)& 220 in the J(y) directions.
**                               ** 85 layers in the K (z) direction.
**KDIR *DOWN                    ** K=1 for top layer, K=85 for bottom layer

**DI *CON 20                    ** I direction block dimensions (1200/60 ft)
**DJ *CON 10                    ** J direction block dimensions (2200/220 ft)
**DK *CON 2                     ** K direction block dimensions (170/85 ft)

**DEPTH 1 1 1 12000.          ** Depth to center of first block, in top layer.

**POR *ALL
**k=1
00000.184778 00000.191699 00000.159089 00000.151273 00000.123168
*
*
*
00000.03321 00000.077864 00000.092004 00000.090571 00000.088943
```

```

*MOD
 30:30      110:110      60:60 = 0.001
 1:1        1:1          74:76 = 0.001
 1:1        220:220     12:12 = 0.001
 1:1        220:220     40:40 = 0.001
 1:1        220:220     70:70 = 0.001
 1:1        220:220     76:76 = 0.001
 60:60      220:220      3:3 = 0.001
 60:60      1:1          37:37 = 0.001
 60:60      1:1          43:43 = 0.001

*CPOR 1.0E-6          ** Rock compressibility and
*PRPOR 6000.0         ** reference pressure.

*PERMI *ALL          ** An array of geostatistically distributed
                    ** values is used for permeability in I direction.

** LAYER 1
** ROW 1
 0000018.2808  0000028.5927  0000023.8922  0000030.6373  0000010.7137
                    *
                    *
                    *
 003.3889e-06  001.4991e-06  002.6878e-06  008.7333e-06  01.64693e-05

*MODEL *OILWATER          ** Solve two phase - two equations.
*****
** Component Property Section
*****
** PVT
** p          rs          bo          eg          vo          vg
** 300.0      0.0        1.05        5.615000    2.85        0.01
** 800.0      0.0        1.02        5.615001    2.99        0.01
** 8000       0.0        1.01        5.615001    3.0         0.01
*DENSITY *OIL 53
*GRAVITY *GAS 0.92
*DENSITY *WATER 64
*CO 1.0E-6
*BWI 1.01
*CW 3.1E-6
*REFPW 3600
*VWI 0.3
*CVW 0.0

*ROCKFLUID
*****
** Rock-Fluid Property Section
*****
*RPT 1

*SWT          ** Water-oil relative permeability table ** SEM PRESSAO CAPILAR
** sw          krw          krow
0.200          0.0000        1.000
0.250          0.0069        0.8403
0.300          0.0278        0.6944
0.350          0.0625        0.5625
0.400          0.1111        0.4444
0.450          0.1736        0.3403
0.500          0.2500        0.2500
0.550          0.3403        0.1736
0.600          0.4444        0.1111
0.650          0.5625        0.0625
0.700          0.6944        0.0278
0.750          0.8403        0.0069
0.800          1.0000        0.0000

*INITIAL
*****
** Initial Conditions Section
*****
*VERTICAL *BLOCK_CENTER *WATER_OIL ** Use vertical equilibrium calculation.
*PB *CON 300.0 ** bubble point pressure
*REFDEPTH 12000. ** Give a reference depth and
*REFPRES 6000. ** associated pressure.
*DWOC 13950. ** Depth to water-oil contact
*DATUMDEPTH 12000.

```

```

*NUMERICAL
*****
** Numerical Control Section **
*****
*DTMAX      60.
*MAXSTEPS   5000
*NORM *PRESS 500.
*NORM *SATUR 0.04 ** For this case, a relatively low CPU time is obtained with
** a relatively low *NORM *SATUR.
** Larger *NORM *SATUR reduce the total number of timesteps
** but increase the number of Newton iterations.
** The total number of Newton iterations gives a much better
** indication of total CPU time than the number of timesteps.
** Lower CPU times were obtained using adaptive implicit than
** fully implicit.
** For a fully implicit version of this case, a *NORM *SATUR
** of 0.05 has a lower CPU time than with 0.04.
** Fully implicit cases may be run using *AIM *OFF in this
** section and in the *RUN section commenting out *AIMWELL
** *WELLN and inserting *AIMSET *CON 1.
*MAXCHANGE *SATUR 0.10 ** removes a cut a timestep 42 and reduces total Newton
** iterations by 3. Default value is 2*(NORM *SATUR)=.8

*PRECC 0.005
*RUN
*****
** Well and Recurrent Data Section **
*****
*DATE 1980 01 01
*DTWELL 1.00

*AIMWELL *WELLNN

*GROUP 'ALL-WELLS' *ATTACHTO 'FIELD'
*WELL 1 'Injector' *VERT 30 110 *ATTACHTO 'ALL-WELLS'
*WELL 2 'Producer1' *VERT 1 1 *ATTACHTO 'ALL-WELLS'
*WELL 3 'Producer2' *VERT 1 220 *ATTACHTO 'ALL-WELLS'
*WELL 4 'Producer3' *VERT 60 220 *ATTACHTO 'ALL-WELLS'
*WELL 5 'Producer4' *VERT 60 1 *ATTACHTO 'ALL-WELLS'

** The minimum flowing bottomhole pressure was set to 1000 psia for
** all producers with a reference depth of 9110 feet for this pressure
** in all wells. Therefore, they are adjusted accordingly in IMEX.

** The geofac=0.355 is used for all wells to match the effective
** well radius (0.2*DX = 60 feet) specified in the paper SPE 29110

*INJECTOR 1
*INCOMP *WATER
*OPERATE *MAX *BHW 5000.0
*OPERATE *MAX *BHP 10000.0

** Well geometry for the water injector.
** rad geofac wfrac skin
*GEOMETRY *K 0.5 0.37 1.0 0.0

*PERFV *GEO 1
** kf ff
1:85 1

*PRODUCER 2
*OPERATE *MAX *STO 1500.0
*OPERATE *MIN *BHP 4000.0

*PRODUCER 3
*OPERATE *MAX *STO 1500.0
*OPERATE *MIN *BHP 4000.0

*PRODUCER 4
*OPERATE *MAX *STO 1500.0
*OPERATE *MIN *BHP 4000.0

*PRODUCER 5
*OPERATE *MAX *STO 1500.0
*OPERATE *MIN *BHP 4000.0

** Well geometry for the producers.
** rad geofac wfrac skin
*GEOMETRY *K 0.5 0.34 1.0 0.0

*PERFV *GEO 2:5
** kf ff
1:85 1

*TIME 1
*DTWELL 1.0
*TIME 50
*TIME 2000
*STOP

```