

Técnicas Clássicas de Transferência de Escala para Simulações de Escoamentos em Reservatórios de Petróleo Altamente Heterogêneos

Demétrio de Souza Menezes Filho, demetrium@hotmail.com¹

Darlan Karlo Elisiário de Carvalho, dkarlo@uol.com.br²

Ramiro Brito Willmersdorf, willmerstrog@yahoo.com.br²

Paulo Roberto Maciel Lyra, prmlyra@ufpe.br²

¹Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Unidade Estadual de Pernambuco (UE/PE), Praça Ministro João Gonçalves de Souza S/N, 5º andar, CEP: 50.670-900, Recife-PE, Brasil.

²Departamento de Engenharia Mecânica (DEMEC), Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, CEP: 50740-530, Recife-PE, Brasil.

Resumo: “Upscaling”, que consiste na transferência da representação de dados de uma escala mais fina para uma escala menos refinada, é um método usado para o tratamento dos dados que provém da descrição geológica de um reservatório de petróleo. Esta descrição geológica é obtida, tipicamente, na forma de um modelo “geocelular” em escala refinada, contendo dados geológicos importantes para a descrição do reservatório, tais como permeabilidade e porosidade. Os modelos geocelulares geralmente são construídos como realizações geoestatísticas restritas a dados de diferentes tipos e escalas. Estes modelos são gerados com altos níveis de resolução pois é bem conhecido que as simulações em escalas mais finas podem ter um impacto significativo na representação dos reservatórios de petróleo. Porém, muitas vezes, o grande nível de detalhamento destes modelos impede a utilização dos simuladores de escoamentos em reservatórios de petróleo tradicionais, devido à excessiva demanda por recursos computacionais que uma simulação com dados refinados requer. Desta forma, o grande desafio de uma metodologia de upscaling é representar uma grande quantidade de dados usando uma quantidade de dados menor sem perder a qualidade da informação. Usualmente, a distribuição da permeabilidade absoluta e da porosidade de campos de petróleo muitas vezes representa uma grande quantidade de dados nas simulações de reservatórios, e, para reservatórios altamente heterogêneos, a utilização de modelos com malhas muito refinadas pode requerer um tempo computacional que inviabiliza a análise de engenharia. Neste trabalho, são estudadas algumas metodologias clássicas de “upscaling” de dados referentes à permeabilidade absoluta (médias aritmética, geométrica, harmônica e “Flow Based”) e de dados referentes à porosidade (média aritmética). Com o objetivo de avaliar as técnicas estudadas, foram feitas simulações utilizando o simulador de reservatórios comercial IMEX da CMG. Adicionalmente, foi desenvolvido um programa na linguagem C (Transfer) para gerenciar o processo de upscaling, utilizando ferramentas que auxiliam a conversão de dados do IMEX e para executar o programa multifísica ELMER do “Finish IT Center for Science (CSC - Finlândia)” usado no método “Flow Based”. Alguns exemplos, baseados no desafio lançado pela Society of Petroleum Engineers (SPE) através do “Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques” - SPE66599 (Christie e Blunt, 2001), foram resolvidos utilizando as diferentes técnicas clássicas. De modo geral, os resultados encontrados com estas técnicas estão de acordo com o esperado, comparando-se muito bem com outros encontrados na literatura. No futuro próximo, é esperado que o programa sirva de plataforma para o desenvolvimento de metodologias mais acuradas e eficientes.

Palavras-chave: Transferência de Escala, Simulação de Reservatórios, Flow Based, Permeabilidade Absoluta, Porosidade.

1. INTRODUÇÃO

A transferência de informações de uma escala mais fina para uma escala mais grosseira (“upscaling”) é um método muito utilizado no tratamento dos dados provenientes da descrição geológica de um reservatório de petróleo, a qual, tipicamente, é obtida na forma de um modelo “geocelular” de alta resolução, contendo dados petrofísicos importantes para a descrição do reservatório, tais como permeabilidade e porosidade. Os modelos geocelulares geralmente são construídos como realizações geoestatísticas restritas aos dados de diferentes tipos e escalas. Estes modelos são gerados com altos níveis de resolução, porque é bem conhecido que as características das escalas mais finas podem ter um impacto significativo no desempenho dos reservatórios de petróleo. Muitas vezes, o grande nível de detalhamento destes mode-

los impede a utilização dos simuladores de escoamentos em reservatórios de petróleo tradicionais, devido à excessiva demanda por recursos computacionais. Desta forma, a transferência de informações de uma escala mais fina para uma escala mais grosseira, que tem como desafio a manutenção da representatividade da informação, utilizando uma menor quantidade de dados, torna-se fundamental no processo de modelagem e simulação de escoamentos em reservatórios de petróleo.

As pesquisas iniciais sobre o uso de upscaling para simulações de problemas envolvendo o fluxo de fluidos em reservatórios de petróleo remontam à década de 1960, onde foram desenvolvidas metodologias que utilizavam técnicas simples que se baseavam no uso de médias, tais como os modelos descritos por Warren (1961). No início, a indústria de petróleo chegou a recorrer a métodos bastante simplificados, 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 pequena amostra de um bloco, ser utilizado como valor da permeabilidade para todo o bloco.

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, é feita a correlação de zonas do reservatório, com a particularidade de que a correlação entre zonas de poços adjacentes é baseada na diferença das médias de cada poço, e, caso esta diferença seja menor ou igual a um determinado valor, diz-se que estas zonas são correlacionadas.

Outra técnica bastante utilizada é a “renormalização”, desenvolvida por Le Loc’H (1987) e King (1989), que consiste na aplicação recursiva do “upscaling” sobre uma determinada malha. Inicialmente, toma-se a malha em escala fina dividindo-a em sub-regiões, depois se divide novamente cada sub-região, até um determinado limite para aplicar 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, realiza-se sucessivamente o “upscaling” até chegar ao nível da malha final desejada.

King (1989) apresentou o método 2D para malhas com 2^n células, onde, n é o número de sub-regiões encapsuladas em uma malha e D é a dimensão da malha, chamado de “Small Cell Renormalization” que consiste na aplicação da metodologia de renormalização para blocos de 2×2 células, uma vez que é possível obter uma solução aproximada para a topologia formada pela macro-célula composta pelo bloco de 2×2 através da analogia com um circuito resistivo equivalente. A aplicação sucessiva deste método para blocos de 2×2 células nos fornece uma técnica bastante rápida para ser encontrada a permeabilidade equivalente em grandes malhas. Duas limitações importantes do método consistem em primeiramente a imposição artificial de condições de contorno para cada bloco de células de 2×2 acaba criando um fluxo unidimensional para cada eixo coordenado, de modo que o uso recursivo desta metodologia pode produzir um grande erro sistemático acumulado (Guzman et al. 1996), além disso, a permeabilidade equivalente resultante deste processo de “upscaling” é um tensor diagonal, consequentemente, podem ocorrer erros graves se os eixos principais do tensor de permeabilidades não estiverem alinhados com os eixos coordenados.

A metodologia “Flow Based” (Warren, 1961; Begg et al. 1989), consiste na definição de um sistema com fluxo monofásico e condições limítrofes específicas que permitam determinar o valor da permeabilidade efetiva. Pickup (1992) e Durlofsky et al. (1994) 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 (meio anisotrópico), melhorando a acurácia. Com relação ao tensor diagonal, as principais vantagens são a simplicidade de implementação e a velocidade em se obter o resultado final, uma vez que o uso do tensor cheio requer um tempo de processamento maior. Romeu (1994) lançou uma metodologia que produz resultados rápidos, utilizando outra condição limítrofe, similar à propriedade descoberta por Cardwell e Parsons (1945), mas com uma diferença menor entre os limites superior e o inferior, esta metodologia utiliza um expoente que controla a influência da anisotropia no resultado final da permeabilidade equivalente. Wen e Gómez-Hernandes (1996) classificaram as técnicas de “upscaling” em dois tipos fundamentais. No primeiro tipo, chamado de “local”, o tensor permeabilidade equivalente depende somente dos elementos de escala fina contida no bloco. No segundo tipo “não local”, o tensor permeabilidade equivalente depende das permeabilidades dos elementos na escala fina e das condições de contorno e do bloco. King (1997) sugeriu o uso de “streamlines” (“linhas de corrente”) como 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 também podem ser empregadas para informar as regiões de maior intensidade de fluxo, indicando assim as regiões em que seria mais interessante haver um maior refinamento na malha computacional.

Com relação à realização de upscaling em malhas flexíveis (i.e. não-estruturadas), Durlofsky et al. (1994) melhoraram as técnicas para simulação de fluxo, de modo a permitir a identificação de regiões de maior fluxo, uma vez que o uso de malhas flexíveis pode propiciar melhor representação das características geológicas reais. De modo complementar, Castellini et al. (2000) desenvolveram trabalhos usando malhas flexíveis na modelagem de canais.

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 e Parsons (1945) 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.

Outra alternativa, desenvolvida por Chen e al. (2003), gera como resultados os valores equivalentes das propriedades permeabilidade (ou transmissibilidade). Este método determina as condições limítrofes para o cálculo local das propriedades que sofreram “upscaling” e os processos de transporte são simulados através de uma técnica de reconstrução da velocidade na região em que é desejada fazer “upscaling”, conjuntamente com o procedimento de “upscaling” local-global.

Um dos desafios existentes e que carece 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 for comparado com as metodologias existentes para sistemas monofásicos. É possível, inclusive, serem identificados mais de 30 variáveis para definição de um sistema multifásico por bloco. Em princípio, a transferência de escala em sistemas monofásicos avalia a variação da permeabilidade absoluta (e da porosidade), 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. Nesta técnica, 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 ser encontrada 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.

No presente trabalho, são avaliadas dois tipos de metodologias de “upscaling” clássicas (médias pitagóricas e “Flow Based”), aplicadas em princípio, à obtenção da permeabilidade absoluta equivalente e da porosidade equivalente em simulações de escoamentos multifásicos e multicomponentes em reservatórios de petróleo. Para a avaliação da performance das duas metodologias, serão apresentados os resultados referentes ao modelo SPE66599 (Christie e Blunt, 2001). Em relação à metodologia “Flow Based”, foi utilizado o software “multifásico” ELMER da CSC (Finlândia), para o cálculo do valor do fluxo de saída nos blocos selecionados, utilizando o Método dos Elementos Finitos (FEM).

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.

2. METODOLOGIA

Conforme mencionado anteriormente, no presente trabalho são utilizadas duas metodologias clássicas para a realização de upscaling: 1. Médias pitagóricas (aritmética, geométrica e harmônica); 2. “Flow-Based”. Em ambas as metodologias, o reservatório é subdividido em várias macro-células que serão chamadas de blocos, estes por sua vez, são compostos de várias células. Após o início do processamento, as permeabilidades equivalentes de todos os blocos são calculadas, de acordo com a metodologia escolhida, e no final é montada uma malha cartesiana composta com todos os blocos, que desta vez, representarão o reservatório utilizando uma malha mais grosseira. Existe também a flexibilidade de ser executada a simulação, mantendo os blocos que contém poços, refinados, de modo a melhorar o resultado final.

2.1. Metodologia de médias pitagóricas

A metodologia das médias pitagóricas (aritmética, geométrica e harmônica), consiste na simples aplicação da média volumétrica da propriedade de interesse num conjunto de células que constitui um bloco de modo a obter a representação da respectiva propriedade na malha mais grosseira. No presente trabalho, esta metodologia será aplicada, tanto no “upscaling” da permeabilidade absoluta, quanto no upscaling da porosidade. Esta estratégia tem como principais vantagens, a facilidade de implementação e o baixíssimo custo computacional.

No caso do “upscaling” da porosidade, pode-se escrever:

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

onde ϕ^* é a porosidade na malha grosseira, V_b é o volume de um bloco da malha grosseira e $\phi(x, y, z)$ é a porosidade em um ponto na malha fina.

No caso da permeabilidade absoluta equivalente, será utilizada a definição de Journal et al. (1986), como:

$$K_e = \left(\frac{1}{V_b} \int_{V_b} k^p(x, y, z) dV \right)^{1/p} \quad (2)$$

onde K_e é a permeabilidade equivalente dos blocos da malha grosseira, $k(x, y, z)$ é a permeabilidade num ponto da malha fina e p varia de $-1 \leq p \leq 1$, sendo que: se $p = -1$ será obtida a média harmônica, se $\lim_{p \rightarrow 0}$ resultará na média geométrica e se $p = 1$ será encontrada a média aritmética.

A seguir, na Fig. (1), é possível acompanhar uma descrição sucinta da implementação da metodologia de médias aritméticas em conjunto com o programa IMEX.

Figura 1. Implementação, no programa “Transfer”, para a metodologia de médias pitagóricas e Flow Based, em conjunto com o programa IMEX.

Passo 1 – Conversão do arquivo no formato do IMEX para o formato do *Transfer*.
 Passo 2 – Execução do algoritmo para cada grau de liberdade (x, y e z).
 Passo 2.1 – Leitura dos arquivos referentes às permeabilidades dos eixos x, y e z (blockx.dat, blocky.dat e blockz.dat).
 Passo 2.2 – Montagem da matriz 3D das permeabilidades do reservatório.
 Passo 2.3 – Varredura da matriz 3D das permeabilidades para formação dos blocos.
 Passo 2.4 – Se for a metodologia das médias pitagóricas:
 Passo 2.4.1 – Cálculo individual da permeabilidade equivalente de cada bloco, de acordo com a metodologia escolhida (média aritmética, geométrica ou harmônica).
 Passo 2.5 – Se for a metodologia “Flow Based”
 Passo 2.5.1 – Montagem da malha do bloco utilizando o ElmerGrid (se necessário).
 Passo 2.5.2 – Cálculo individual da permeabilidade equivalente de cada bloco, utilizando o ELMER (ElmerSolver).
 Passo 2.6 – Gravação do resultado da permeabilidade equivalente do bloco nos arquivos: exitx.dat, exity.dat e exitz.dat.
 Passo 3 – Retorno para o item 2, selecionando outro grau de liberdade (x, y e z).
 Passo 4 – Conversão dos dados do formato do Transfer para o formato do IMEX.

2.2. Metodologia “Flow Based”

Na metodologia “Flow Based”, a permeabilidade equivalente de cada bloco (i.e. conjunto de células) é determinada, resolvendo, para cada bloco, um problema elíptico bastante simplificado, assumindo “fluxo monofásico linear” ao longo da direção de interesse, i.e., será imposto um gradiente de pressão na direção do escoamento e fluxo nulo na direção normal ao escoamento, de modo que, numa direção x_i , será possível calcular a permeabilidade equivalente $K_e^{x_i}$, como:

$$K_e^{x_i} = - \frac{\Delta x_i \mu q_{x_i}}{A} \tag{3}$$

Onde:

- q_{x_i} é a vazão volumétrica;
- μ é a viscosidade do fluido;
- A é a área total da seção transversal;
- Δx_i é o comprimento do bloco na direção do escoamento.

Como exemplo, um conjunto de células é apresentado na Fig. (2), onde $A = \Delta y \cdot 1$ e a viscosidade $\mu = 1$.

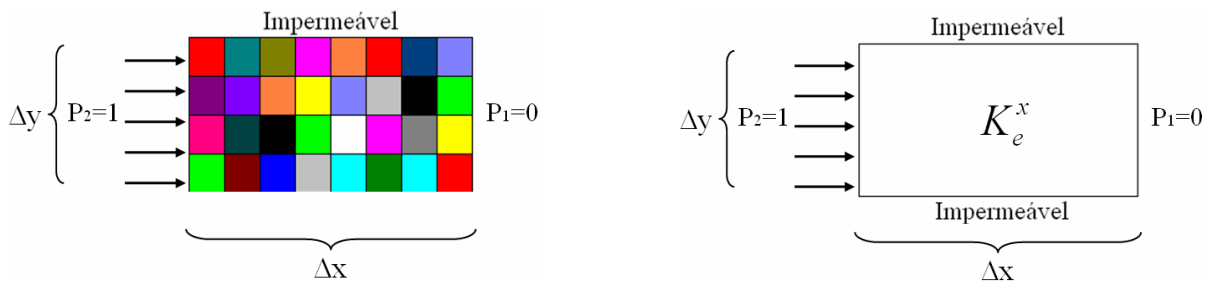


Figura 2: Determinação da permeabilidade equivalente pela metodologia “Flow Based” para um caso 2D heterogêneo.

Pela Fig. (2), é possível acompanhar, sucintamente, os passos que serão utilizados para determinar a permeabilidade equivalente na metodologia “flow based”, que é semelhante à metodologia de médias pitagóricas, a exceção do passo 2.4, onde é resolvido o subproblema monofásico, utilizando o programa Elmer.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. Modelo 1

No Modelo 1 (Christie e Blunt, 2001), tem-se um problema bidimensional (2D), em que é seccionada uma lâmina vertical de um campo de petróleo. Nas extremidades desta lâmina pode-se 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 células com tamanho uniforme, sem inclinações ou falhas no campo. O topo deste modelo fica na superfície com pressão inicial neste ponto de 100 psia.

É possível admitir que os fluidos sejam incompressíveis e imiscíveis, sendo a permeabilidade de cada célula fornecida, podendo ser visualizado o valor logarítmico na Figura 3) 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.

Uma das atividades solicitadas pelo desafio do SPE66599 (Christie e Blunt, 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. A seguir será apresentada, 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.

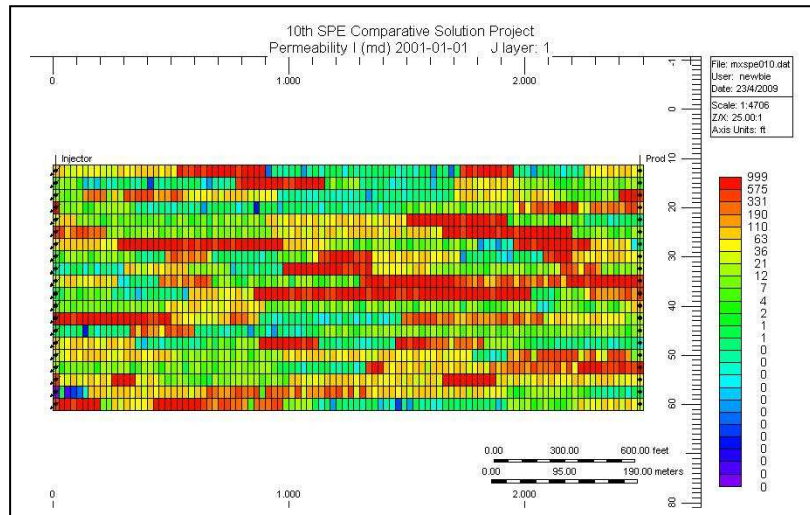


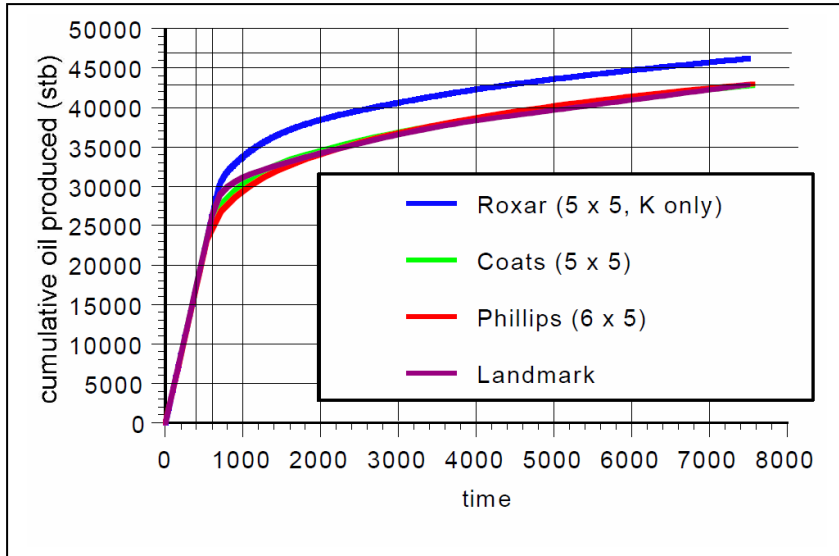
Figura 3: Logaritmo da permeabilidade para o Modelo 1.

Na Fig. (4) que se refere a Fig. (5) extraída do SPE66599 (Christie e Blunt, 2001) é possível observar a produção acumulada de óleo, onde foi acrescentada linhas de grade para facilitar a leitura dos resultados.

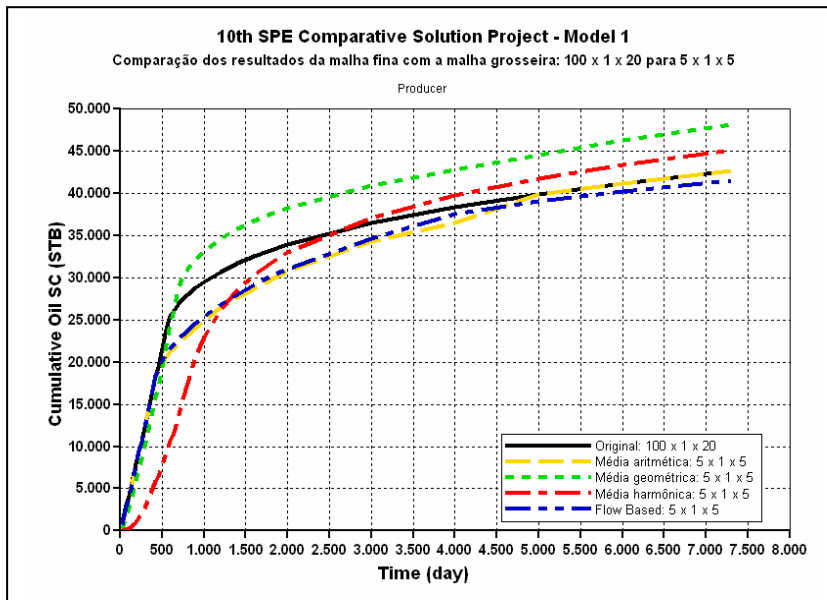
Para o sistema Transfer, a média aritmética e o “Flow Based” obtiveram bons resultados até a irrupção do gás, havendo um distanciamento do resultado obtido pela malha refinada no intervalo em torno de 500 dias até aproximadamente 4.700 dias de simulação, conforme pode ser observado pela Fig. (4) (b). Deste ponto em diante estas duas metodologias parecem acompanhar os resultados conseguidos pela 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.

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) Comparação dos resultados obtidos com o Modelo 1.



(b) Produção acumulada de óleo obtida pelo Transfer.

Figura 4: Comparação dos resultados obtidos com o Transfer e os do SPE66599 de Christie e Blunt (2001).

3.2. Modelo 2

Nesta seção, apresenta-se um problema tridimensional (3D), retirado do Modelo 2 do SPE66599 (Christie e Blunt, 2001). É utilizada uma malha cartesiana de $60 \times 220 \times 85$ (1.122.000 células) em um domínio com $1.200 \times 2200 \times 170$ (pés) de dimensão. Na Fig. (5), será apresentado o logaritmo de permeabilidades para este modelo em que das 85 camadas, as 35 superiores são do tipo “formação Tabert”, compostas de um material de baixa compactação e as 50 últimas são do tipo “Upper Ness” de alta compactação. No desafio da SPE66599 (Christie e Blunt, 2001) é solicitada a realização da transferência para escala superior (“upscaling”) em 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.

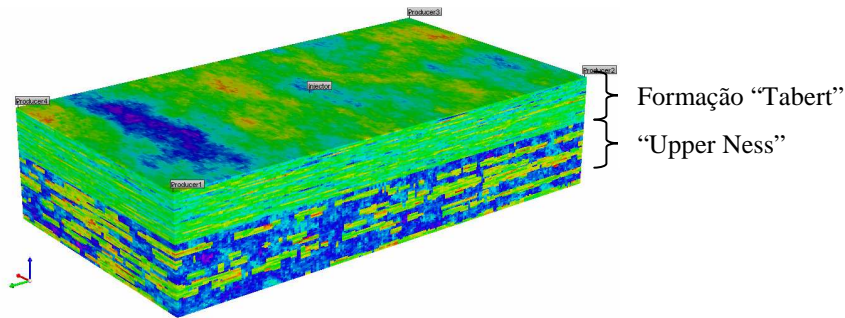


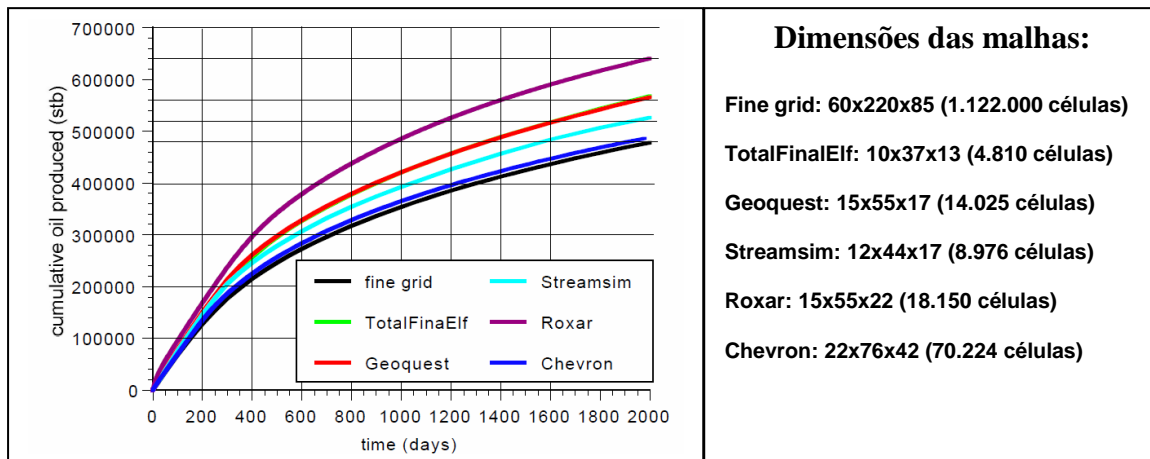
Figura 5: Visão do logaritmo da permeabilidade para o modelo 2 do SPE66599.

As características deste modelo estão apresentadas a seguir: 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} psi^{-1} ; densidade do óleo na superfície: 53 lb/ft^3 ; densidade da água na superfície: 64 lb/ft^3 ; topologia tipo cinco poços 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; tabela PVT de acordo com o descrito na Tab. (1). Neste exemplo, será mostrado resultados adotando a metodologia “Flow Based” para diferentes graus de “upscaling”.

Tabela 1. Propriedades 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

Na Fig. (6), referente à Fig. (22) extraída do SPE66599 (Christie e Blunt, 2001), é possível observar os resultados obtidos por cinco participantes do SPE66599 (TotalFinalElf, Geoquest, Streamsim, Roxar e Chevron), em termos de produção acumulada, tendo sido acrescentada “linhas de grade” para facilitar a comparação entre os resultados do referido trabalho e os obtidos pelo sistema Transfer.

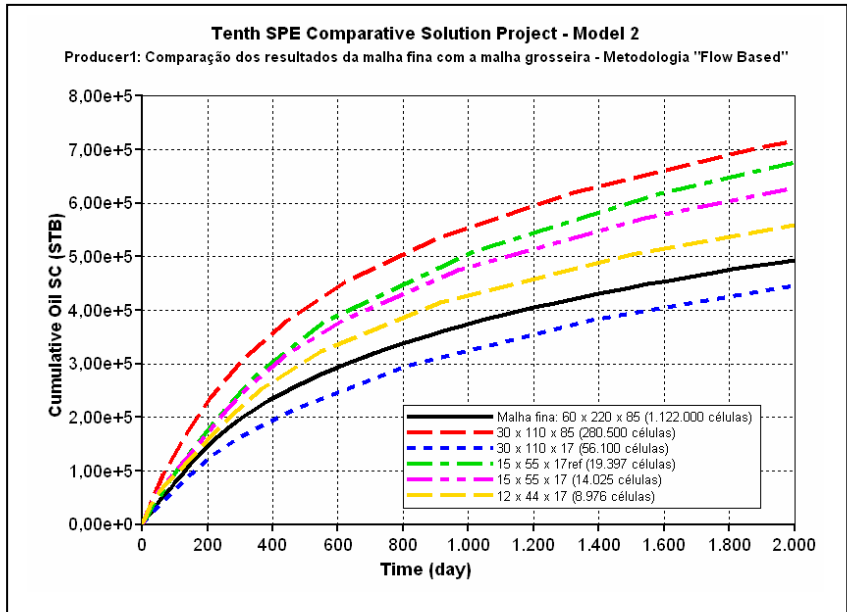


(a) Variação na produção acumulada de óleo para o Produtor 1 usando aproximações não-pseudas.

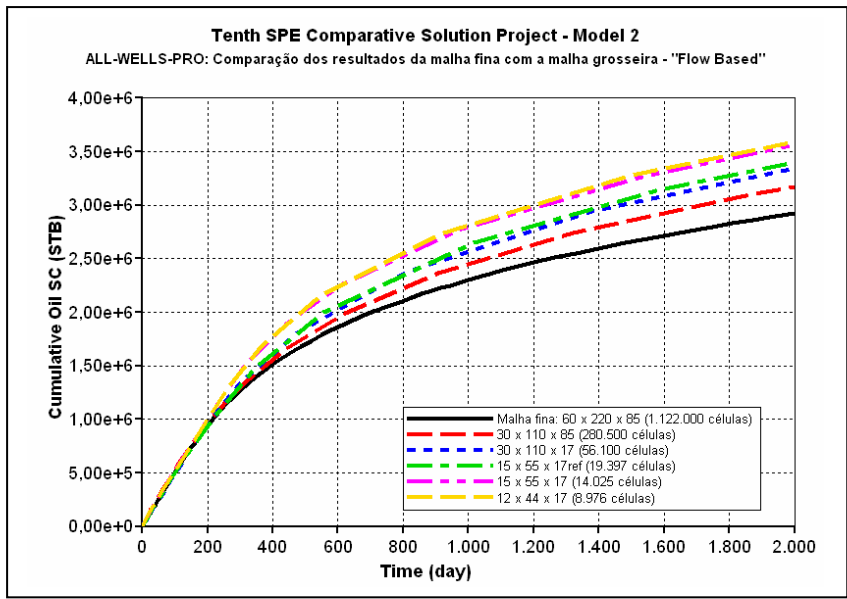
Figura 6: Produção de óleo do poço 1 do SPE66599.

Note que na Fig. (7) (a) as malhas mais grosseiras (15x55x17ref, 15x55x17 e 12x44x17), onde o sufixo “ref” é usado para diferenciá-las das demais por manter a malha refinada nos blocos que contêm poços, foram as que apresentaram respectivamente melhor resultado por se aproximarem mais dos valores obtidos pela curva de malha refinada. Também pode ser observado o comportamento adverso para as duas malhas com maior grau de refinamento: 30x110x85 e 30x110x17, portanto, não é possível garantir a realização de “upscaling” para estes dois últimos casos. Por

sua vez em relação à produção acumulada total de óleo, pode-se observar pela Fig. (7) (b) que existe uma definição bem evidente em relação ao tipo de refinamento utilizado, ou seja, as malhas com maior grau de refinamento obtiveram resultados 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 pode-se concluir que o grau de acurácia variou diretamente de acordo com o grau de refinamento utilizado, conforme esperado.



(a) Produção acumulada de óleo no poço 1.



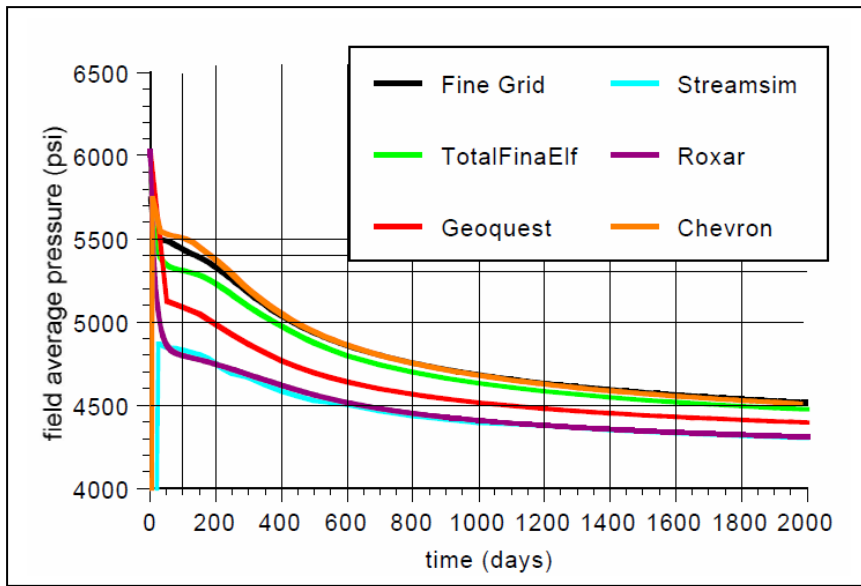
(b) Produção acumulada de óleo nos quatro poços.

Figura 7: Produção de óleo do poço 1 e de todos os poços, utilizando-se o Transfer.

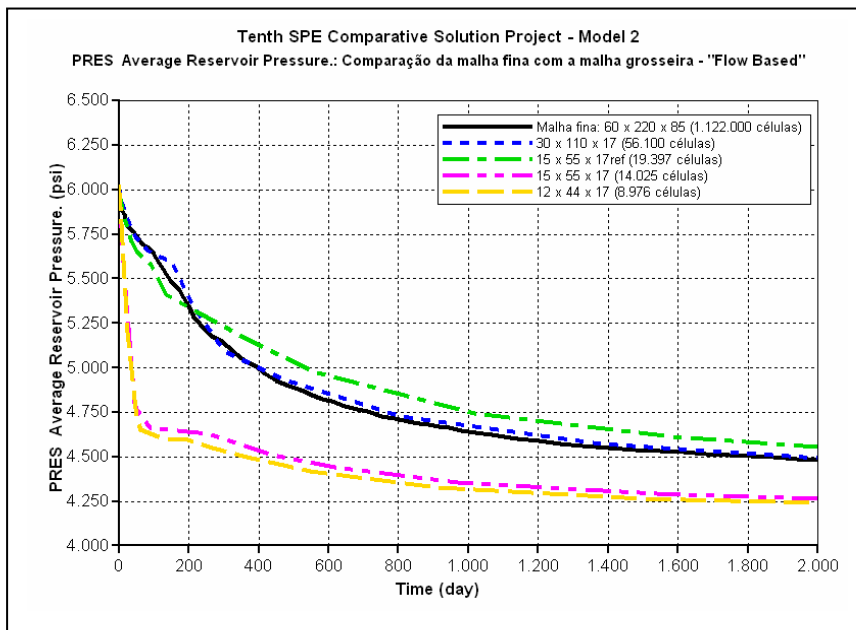
Na Fig. (8) (a), que se refere a Fig. (31) extraída do SPE66599 (Christie e Blunt, 2001), é possível observar os resultados em termos de pressão média do reservatório, obtidos por cinco participantes do SPE66599 (TotalFinalElf, Geoquest, Streamsim, Roxar e Chevron) e o obtido pela malha fina, tendo sido acrescida linhas de grade para facilitar a comparação entre os resultados do trabalho e os obtidos pelo sistema Transfer.

Na Fig. (8) (b), são apresentados os resultados obtidos pelo sistema Transfer relativos à pressão média oriundos da malha fina e das malhas com diferentes dimensões e graus de refinamento. Note que nesta Fig. (8) (b) é possível 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) se aproximaram dos valores obtidos na malha refinada, 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 o melhor resultado, possivelmente devido ao grande número de células (56.100), vindo logo em seguida os resultados obtidos pelas malhas 15 x 55 x 17 ref (19.397), 15 x 55 x 17 (14.025) e 12 x 44 x 17 (8.976), que possuem malhas que são respectivamente mais grosseiras.



(a) Comparação entre curvas de “pressão média” para campos representados por malhas refinadas que passaram por mudança de escala usando aproximações “não-pseudo”, para o Modelo 2 do SPE66599.



(b) Pressão média obtida com o programa Transfer.

Figura 8: Avaliação da pressão média do Modelo 2 do SPE66599.

4. CONCLUSÕES

No presente trabalho, foram apresentadas algumas metodologias clássicas de “upscaling” de dados referentes à permeabilidade absoluta (médias aritmética, geométrica, harmônica e “Flow Based”) e dados referentes à porosidade (média aritmética). O sistema “Transfer” foi desenvolvido para aquisição de conhecimentos destas técnicas, atuando como um gerenciador no processo de transferência de escala, possuindo ferramentas que auxiliam na conversão para uso do simulador comercial de reservatórios IMEX da CMG e também para uso do software de resolução de problemas multifísicos ELMER do Finish IT Center for Science (CSC - Finlândia). A fim de realizar a avaliação das ferramentas desenvolvidas e das técnicas estudadas foi resolvido um exemplo “benchmark”. Os resultados encontrados com as diferentes técnicas estão de acordo com o esperado, comparando-se muito bem com outros encontrados na literatura. No

futuro próximo, espera-se que o sistema desenvolvido sirva de base para futuros desenvolvimentos, considerando metodologias mais acuradas e eficientes computacionalmente.

5. AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ), a Fundação de Amparo à Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco (FACEPE) e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

6. REFERÊNCIAS

- Begg, S.H., Carter, R.R. and Dranfield, P., 1989. "Assigning Effective Values to Simulator Gridblock Parameters for Heterogeneous Reservoirs", SPERE. November, P.455.
- Cardwell, W.T., Parsons, R.L., 1945. "Average Permeabilities of Heterogeneous Oil Sands". Transactions, A.I.M.E. Out., Vol.160, pp.34-42.
- Castellini, A., Edwards, M.G., Aziz, K. and Durlofsky, L.J., 2000. "Flow Based Modules for Grid Generation in Two and Three Dimensions". 7^o European Conference on the Mathematics of Oil Recovery, Italy, pp.1-9.
- Chen, Y., Durlofsky L. J., Gerritsen, M. Wen, X.H., 2003. "A Coupled Local-Global Upscaling Approach for Simulating Flow in Highly Heterogeneous Formations". Advances in Water Resources. October, V.26, pp.1041-1060.
- Chen, Z., Huan, G., Ma, Y., 2006. "Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media". Southern Methodist University. Dallas - Texas, Ed. SIAM, pp.477-482.
- Christie, M.A., Blunt, M.J., 2001. "Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques". SPE. Fev. N^o 66599, pp.1-13.
- CMG – Computer Modelling Group Ltd., 2007. "Imex 2007.10 User's Guide"; Manual de Referência.
- Durlofsky, L.J., Jones, R.C. and Milliken, W.J., 1994. "A Nonuniform Coarsening Approach for the Scale-up of Displacement Processes in Heterogeneous Porous Media". Advances in Water Resources, Vol.20, pp.335-347.
- Guzman, R.E., Giordano, D., Fayers. F.J., Godi, A., Aziz, K., 1996. "Evaluation of Dynamic Pseudo Functions for Reservoir Simulation". Paper SPE35157 presented at SPE Annual Technical Conference & Exhibition. Denver, CO. October 6-9, pp.9-18.
- King, P.R., 1989. "The Use of Renormalization for Calculating Effective Permeability". Transport in Porous Media. Vol. 4, p.37-58.
- King, M.J., Mansfield, M., 1997. "Flow Simulation of Geologic Models", Paper SPE38877 presented at Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX.
- Le Loc'H, G, 1987. "Étude de la composition des perméabilités par des méthodes variationelles", November. PhD thesis, School of Mines, Paris.
- Maschio, C., Schiozer, D.J., 2003. "A New Upscaling Technique Based on Dykstra – Parsons Coefficient : Evaluation with Streamline Reservoir Simulation". Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 40, pp. 27-36.
- Pickup, G.E., et al., 1992. "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. 225 p.
- Kruel, R. R., 1994. "Écoulement en milieu hétérogène: Prise de moyenne de perméabilité en regimes permanent et transitoire". (Ph.D. - Univ. Paris VI, Paris).
- Testerman, J.D., 1962. "A statistical reservoir-zonation technique". Journal of Petroleum Technology. August, P.889-893.
- Wen, X.-H., J.J., Gómez-Hernandes, 1996. "Upscaling hydraulic conductivities in heterogeneous media: An overview". Journal of Hydrology. Vol.183(1-2), ix-xxxii.
- Warren J.E., Price H.S., 1961. "Flow in heterogeneous Porous Media". Society of Petroleum Engineers Journal. September, pp. 153-169.

The Use of Classical Upscaling Techniques for the Flow Simulation in Highly Heterogeneous Oil Reservoir

Demétrio de Souza Menezes Filho, demetrium@hotmail.com¹

Darlan Karlo Elisiário de Carvalho, dkarlo@uol.com.br²

Ramiro Brito Willmersdorf, willmerstrog@yahoo.com.br²

Paulo Roberto Maciel Lyra, prmlyra@ufpe.br²

¹Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Unidade Estadual de Pernambuco (UE/PE), Praça Ministro João Gonçalves de Souza S/N, 5º andar, CEP: 50.670-900, Recife-PE, Brasil.

²Departamento de Engenharia Mecânica (DEMEC), Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), Av. Acadêmico Hélio Ramos, s/n, CEP: 50740-530, Recife-PE, Brasil.

Abstract. “Upscaling”, which is the transference of the representation of data from a fine scale to a less refined one, is a method used for the treatment of data which come from the geologic description of a petroleum reservoir. This geologic description is typically obtained from a “geocelular” model in the fine scale containing important geologic data for the reservoir description, such as the permeability and the porosity. Geocelular models are usually built as geostatistic realizations restricted to data of different types and scales. These models are generated with a high level of resolution because it is well known that the fine scale simulations can have a major impact in the representation of petroleum reservoirs. However, frequently, the great level of details of these models do not allow for the utilization of usual petroleum reservoir simulators due to the excessive amount of computational resources required by the fine scale simulation. Therefore, the great challenge of an upscaling methodology is to represent a large amount of data using a smaller one without losing information quality. Usually, porosity and permeability distributions from petroleum reservoirs represent a great amount of data in reservoir simulations and for highly heterogeneous reservoirs the use of refined mesh models may require a computational time that turns the engineering analysis unfeasible. In the present work, some classical “upscaling” techniques are used for absolute permeability (arithmetic, geometric and harmonic means and the “Flow Based”) and for porosity (arithmetic mean). In order to analyze the studied techniques, numerical simulations using the commercial petroleum reservoir software, IMEX-CMG were used.

Additionally, a computational program (Transfer) was written in C language (Transfer) in order to manage the upscaling process by using tools that help the data conversion from/to IMEX, and to run the multi-physics software ELMER from the Finish IT Center for Science (CSC - Finland) used in the flow based approach. Some examples from the “Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques” - SPE66599” (Christie, 2001, were solved using the different classical techniques. In general, the obtained results were according to expectations, comparing quite well with others found in literature. In the near future it the program will be used as a platform for the development of more efficient and accurate methodologies.

Key words: Upscaling, reservoir simulator, flow based, absolute permeability, porosity.