

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Procedimento automatizado de *upscaling* clássico em reservatórios de petróleo usando MATLAB e IMEX

AUTORES:

José Augusto F. Ramos; Demétrio de Souza M. Filho; Paulo R. M. Lyra;
Rogério S. da Silva; Darlan K. E. de Carvalho.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

Procedimento automatizado de *upscaling* clássico em reservatórios de petróleo usando MATLAB e IMEX

Abstract

The level of discretization of typical problems of multiphase flow in petroleum reservoirs requires that current numerical simulators deal with a number of cells that can be of the order of hundreds of thousands or millions. The number of cells needed depends on the desired accuracy of the results to be obtained and the available hardware. The models normally present a high geocells discretization of order that can vary from 10^7 to 10^8 cells which sometimes makes the simulation not possible or with a too high cost. Techniques for transferring information from a finer scale to a coarser one, also known as *upscaling*, become crucial in simulations of multiphase flow in petroleum reservoirs in order to obtain results at a lower computational cost. In this work, a program written in MATLAB was developed to work in conjunction with IMEX simulator in order to automate the scale transfer process to solve reference problems (benchmark) extracted from the Society of Petroleum Engineers (SPE). The problem SPE10 "Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques" is evaluated.

Introdução

Um dos objetivos da simulação numérica em reservatórios de petróleo está voltado à previsão do comportamento do mesmo ao longo de sua vida produtiva e, assim, determinar as estratégias para maximizar a recuperação de hidrocarbonetos a um menor custo. A simulação numérica torna-se, então, uma importante ferramenta das empresas petrolíferas auxiliando-as na aplicação racional de seus capitais. Problemas típicos de escoamentos em reservatórios de petróleo podem conter um grande volume de dados devido às dimensões do mesmo e principalmente a elevada variação espacial das propriedades da rocha como a permeabilidade e a porosidade. Problemas de grande porte como esses tendem a consumir um grande tempo de simulação e que pode se agravar à medida que mais variáveis físicas são inseridas (multifásico, multicomponente, geo-mecânico, reações químicas, injeção de polímeros, etc).

Nestes casos, o uso de computadores paralelos aparece como uma alternativa para lidar com o elevado volume de dados, mas que ainda assim pode não fornecer os resultados requeridos em tempo hábil. A transferência de informações de uma escala mais fina para uma escala mais grosseira, *upscaling*, surge como uma alternativa barata que reduz o custo de simulação pela diminuição do nível de discretização, detalhamento da descrição geológica, do meio poroso oriundo dos modelos geocelulares de alta resolução. O objetivo deste trabalho consiste no desenvolvimento de uma ferramenta para a criação, de forma automática, 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.

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 seu 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.

É importante ressaltar que na realização de quaisquer análises referente ao uso de *upscaling* para resolução de modelos numéricos que representam fluxos em meios porosos, existe uma condição limítrofe que foi demonstrada por vários pesquisadores, tais como Cardwell & Parsons (1944). 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 ($\bar{K}_h$) da permeabilidade.

$$\bar{K}_h \leq K_e \leq \bar{K}_a \quad (\text{Inequação Fundamental}) \quad (1)$$

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. 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 compararmos 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).

Neste contexto, no presente trabalho, avaliamos a metodologia clássica de *upscaling Flow Based* aplicada à obtenção das permeabilidades absolutas em simulações de escoamentos multifásicos e multicomponentes em reservatórios de petróleo. Para a avaliação da metodologia, apresentaremos os resultados referentes ao modelo 3D do SPE66599 (Christie-2001) onde foram testadas outras abordagens como: *non-matching grids*, mantendo-se o refinamento inicial dos poços produtores e injetores, e também malhas finais não divisíveis (exatamente) da original. Em relação à metodologia *Flow Based* foi construído um programa em MATLAB para o cálculo da permeabilidade equivalente a partir do valor do fluxo de saída dos blocos selecionados, utilizando o Método dos Volumes Finitos (FVM). Para obtenção dos resultados, foi utilizado o simulador comercial de reservatórios IMEX da Computer Modeling Group (CMG), conjuntamente com os aplicativos BUILDER e RESULTS GRAPH, do mesmo pacote da empresa, que cria os arquivos de entrada para o simulador e plota as curvas das propriedades a serem estudadas respectivamente. Os resultados obtidos foram compatíveis com os encontrados na literatura validando as implementações e procedimentos efetuados.

Metodologia

A permeabilidade e a porosidade de uma rocha reservatório podem apresentar uma distribuição espacial muito heterogênea resultando em uma grande quantidade de dados a serem tratados durante a simulação. A motivação para tratar esses tipos de problemas nos levou ao estudo de duas metodologias clássicas de transferência de escala: o método das médias pitagóricas (aritméticas, geométricas, harmônicas) e o método *Flow-based*. Para o *upscaling* da porosidade utilizamos apenas a metodologia da média aritmética, pois sendo 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.

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.

Para as metodologias apresentadas, o processo de transferência de escala inicia-se com o agrupamento de um número de células da escala fina em blocos que irão representar as células da malha grosseira. Após o início do processamento, as permeabilidades equivalentes (ou porosidades) 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. A chamada do simulador é feita também pelo programa construído em MATLAB, de forma automatizada a partir da função *system*. As simulações dos reservatórios são realizadas pelo software comercial IMEX-CMG.

Na metodologia *Flow Based*, determinamos a permeabilidade equivalente de cada bloco (conjunto de células), resolvendo, para cada bloco um problema de difusão bastante simplificado assumindo “fluxo monofásico linear”. Um gradiente de pressão é imposto para cada direção e fluxo nulo na direção normal aquela em questão, de modo que, numa direção x_i , podemos calcular a permeabilidade equivalente $K_e^{x_i}$.

Seja Ω uma região definida por blocos com condições de contorno $\Gamma = \Gamma_N \cup \Gamma_D$, onde Γ_N e Γ_D representam condições de contorno de Neumann e Dirichlet, respectivamente. Consideramos um problema elíptico modelo de difusão para pressão p :

$$\begin{aligned} -\text{div}(\mathbf{K}\nabla p) &= 0 \text{ em } \Omega \\ p &= p_D \text{ em } \Gamma_D \\ -\mathbf{K} \frac{\partial p}{\partial n} &= 0 \text{ em } \Gamma_N \end{aligned} \quad (2)$$

onde $\mathbf{K}$ é o tensor de permeabilidade absoluta, p_D o valor da pressão pré-escrita em Γ_D e n o vetor normal ao escoamento. Calculamos o fluxo q_{xi} que passa através do bloco a partir da lei de Darcy e calculamos o $K_e^{x_i}$.

$$K_e^{x_i} = -\frac{L_i \mu q_{x_i}}{A \Delta p} \quad (3)$$

onde L_i é o comprimento do bloco na direção i , μ a viscosidade do fluido, q_{xi} a vazão volumétrica total, A é a área total da seção transversal do bloco e Δp a variação de pressão das extremidades do bloco. A Fig. 1, a seguir, representa um resumo da metodologia *Flow Based*, onde a partir de um meio heterogêneo é determinado a permeabilidade equivalente do bloco.

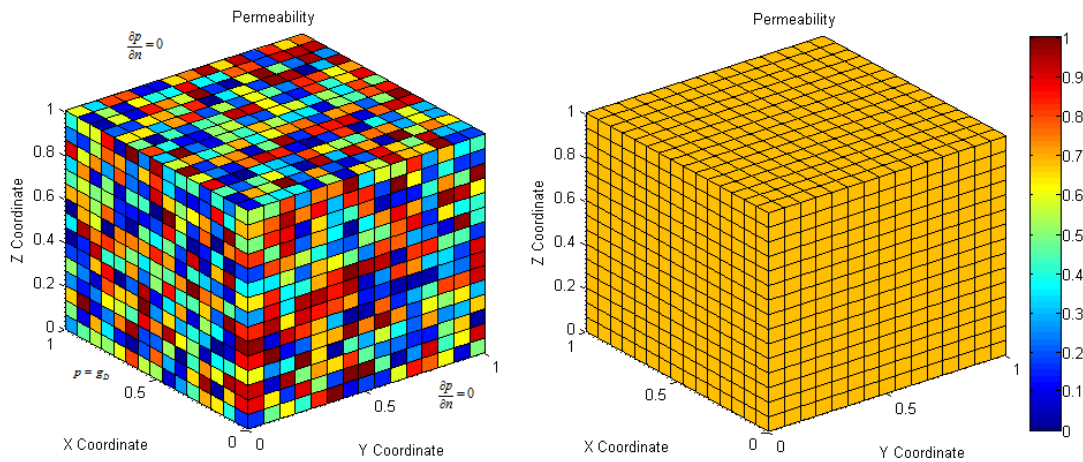


Figura 1: Determinação da permeabilidade equivalente pela metodologia *Flow Based* para um caso 3D heterogêneo.

Para simularmos com malhas finais, após o *upscaling*, com o número de células não divisíveis, exatamente, em relação ao número de células da malha original, foi desenvolvida uma metodologia que é descrita na Fig. 2. A figura representa um *upscaling* realizado em um sistema unidimensional com malha inicial composta por 100 células e malha final composta por 7 macro-células. Neste exemplo teríamos duas macro-células “grandes” (q_g) com 15 células cada uma e 5 macro-células “pequenas” (q_p) com 14 células. O “passo” encontrado de 3, significa que a cada 3 macro-células “pequenas” (q_p) teremos uma macro-célula “grande” (q_g).

Visão unidimensional: “Upscaling” de 100 células para 7 macro-células

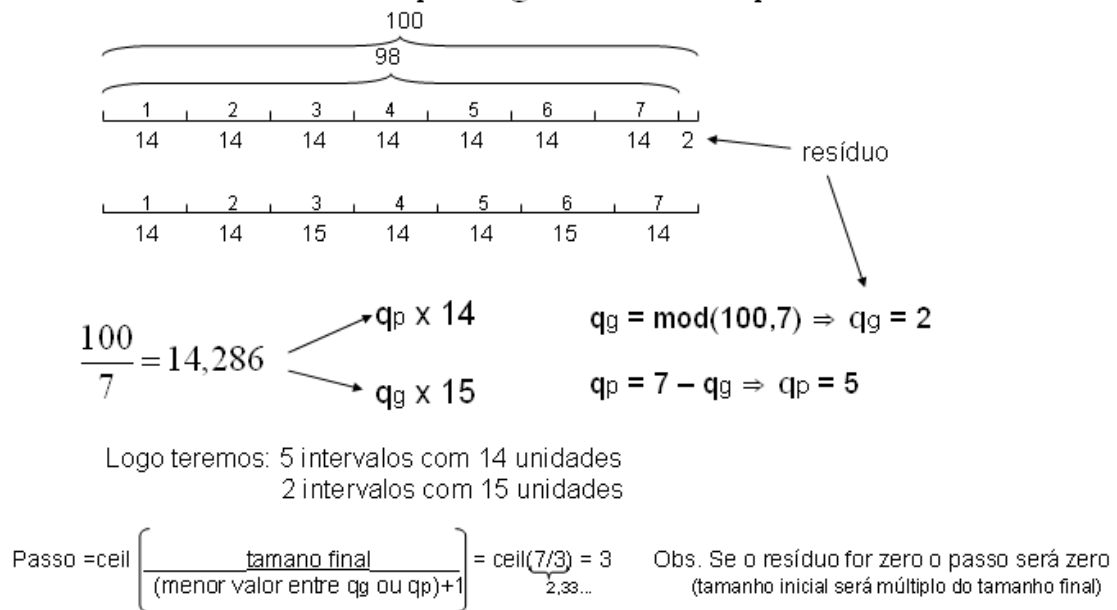


Figura 2: *Upscaling* unidimensional de 100 células para 7 macro-células.

Para mantermos a representação na região dos poços do caso original em diferentes níveis de *upscaling* avaliamos a importância do grau de refinamento nos poços produtores e injetores utilizando uma ferramenta existente no simulador IMEX, *refine*, que permite o refinamento de células grosseiras utilizando os dados da malha fina original. Realizamos testes criando casos, com auxílio do código escrito em MATLAB, com a malha grosseira mantendo o refinamento nos poços e avaliamos os resultados comparando-os com os demais resultados “benchmark”.

Resultados e Discussão

Para avaliarmos as ferramentas desenvolvidas simulamos um exemplo baseado no segundo modelo do desafio “Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques” da Sociedade de Engenheiros de Petróleo. No segundo modelo do SPE66599 (Christie – 2001) é tratado um problema tridimensional (3D) utilizando uma malha cartesiana 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 Fig. 3. O modelo em escala grosseira deve representar uma simulação de 2.000 dias.

Foram realizados vários testes com diferentes níveis de *upscaling*. Para demonstrarmos o efeito de se manter o refinamento dos poços produtores e injetores executamos um *upscaling* de 5 vezes em cada direção, tendo uma malha final de 15x44x17 células mantendo a discretização inicial da malha nos poços. Conforme pode ser observado na Fig. 4.

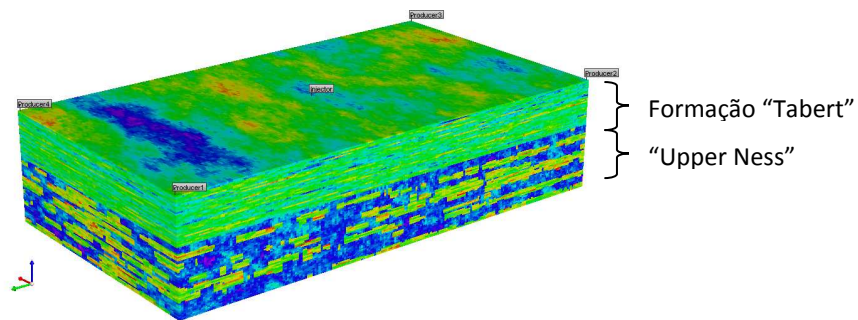
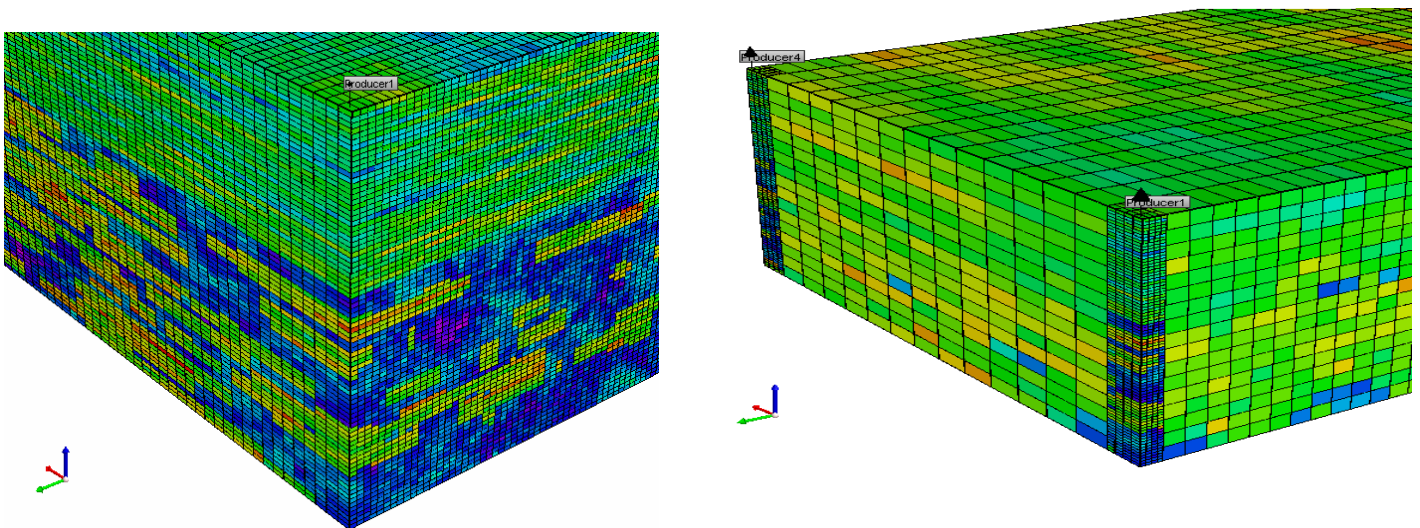


Figura 3: Visão do logaritmo da permeabilidade para o modelo 2 do SPE66599.

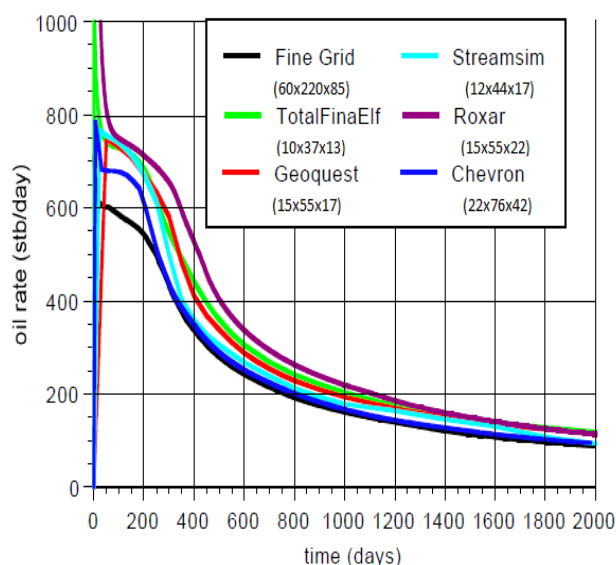


(a) Malha refinada original de 60x220x85

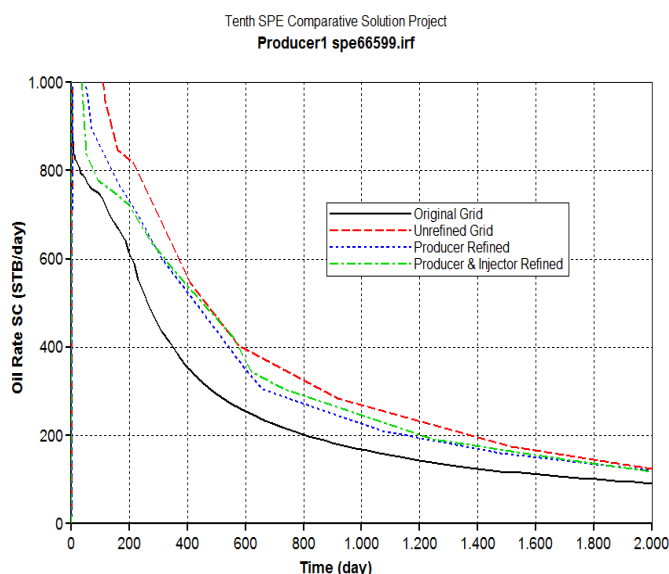
(b) Refinamento dos poços produtores de uma malha de 12x44x17.

Figura 4: Refinamento da permeabilidade nas proximidades dos poços produtores.

Os resultados referentes à taxa de produção óleo e produção acumulada de óleo do poço produtor 1 gerados pelo simulador IMEX são mostrados a seguir junto com os resultados obtidos pelos participantes do projeto SPE66599. Os resultados obtidos foram separados de acordo com o refinamento: sem refinamento, com refinamento nos poços produtores e com refinamento nos poços produtores e injetores.

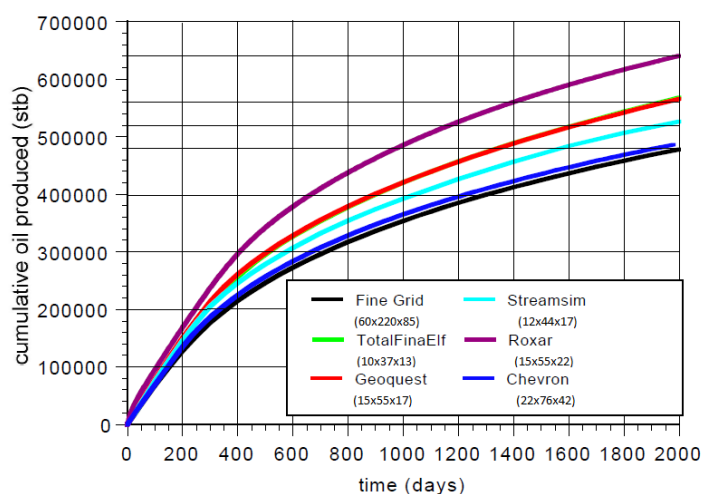


(a) Vazão de óleo do poço 1 do trabalho do SPE66599.

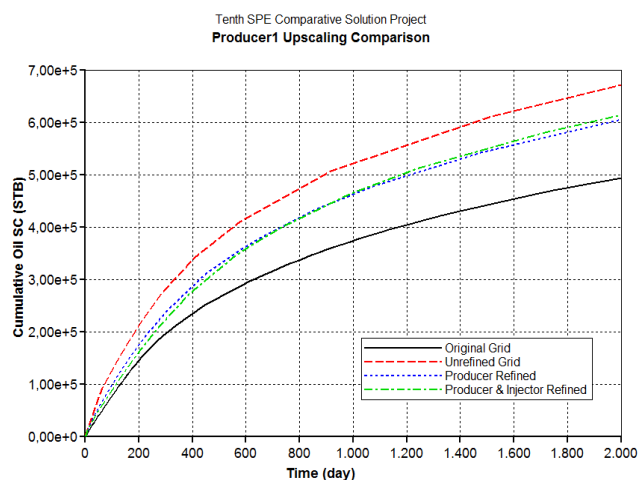


(b) Vazão de óleo do poço 1 com refinamento nos poços.

Figura 5: Comparação dos resultados da vazão de óleo do poço 1 para uma malha de 12x44x17.



(a) Produção acumulada do poço 1 do SPE66599.



(b) Produção acumulada do poço 1 com refinamento.

Figura 6: Comparação dos resultados da produção acumulada do poço 1 para uma malha de 12x44x17.

Podemos perceber resultados compatíveis com os da literatura e uma melhora nos resultados para os casos onde a discretização nos poços foi mantida após o *upscaling*. Chamamos atenção que os resultados da literatura, Fig. 5 (a) e 6 (a), utilizam grau de *upscaling* diferentes e em geral menos acentuado que aquele que utilizamos.

Conclusões

No presente trabalho, apresentamos algumas das metodologias clássicas de *upscaling* de dados referentes à permeabilidade absoluta (*Flow Based*) e dados referentes à porosidade (média aritmética).

Com o objetivo de estudarmos estas técnicas desenvolvemos em MATLAB um gerenciador do processo de transferência de escala, que além de possuir ferramentas que auxiliam na conversão para uso do simulador comercial de reservatórios IMEX da CMG de forma automática também possibilita a opção da construção do novo arquivo com o grau de refinamento dos poços mantidos efetuando ainda o cálculo da permeabilidade equivalente pelo método dos volumes finitos (MVF) e da porosidade através de média aritmética. A fim de avaliarmos as ferramentas desenvolvidas e as técnicas estudadas, resolvemos um exemplo “benchmark”, baseado no desafio lançado pela Society of Petroleum Engineers (SPE) através do “Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques”. 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, esperamos que o sistema desenvolvido sirva de base para futuros desenvolvimentos, considerando metodologias de *upscaling* mais acuradas e eficientes computacionalmente.

Agradecimentos

Agradecemos ao Programa de Recursos Humanos - 26 da Agência Nacional do Petróleo (PRH26-ANP), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPQ), e à Fundação de Amparo à Ciência e Tecnologia do Estado de Pernambuco (FACEPE).

Referências Bibliográficas

- Begg, S.H., Carter, R.R. and Dranfield, P., 1989. *Assigning Effective Values to Simulator Gridblock Parameters for Heterogeneous Reservoirs*, SPERE. November, 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. (UNICAMP).
- Cardwell, w.t.; Parsons, R.L. *Average Permeabilities of Heterogeneous Oil Sands*. Transactions, A.I.M.E. Out. 1944. V.160, p.34-42.
- Christie, M.A., Blunt, M.J., 2001. *Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques*. SPE. Fev. Nº 66599, pp.1-13.
- CMG – Computer Modelling Group Ltd., 2007. *Imex 2007.10 User's Guide*;
- 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.
- Filho, D. de S. M., 2009. *Utilização de Métodos de Transferência de Escala na simulação de Recuperação de Hidrocarbonetos com Aplicação de Computação Distribuída*. Tese de Mestrado, DEMEC-UFPE, 2009.
- 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.
- Warren J.E., Price H.S., 1961. *Flow in heterogeneous Porous Media*. Society of Petroleum Engineers Journal. September, pp.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.