

TRANSFERÊNCIA DE ESCALA PARA MODELOS DE RESERVATÓRIOS DE PETRÓLEO COM ELEVADA HETEROGENEIDADE

Pedro Carlos Xavier de Moraes¹; Dr. Alexandre Campana Vidal²

¹ Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo
– pmoraes@dep.fem.unicamp.br

² Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia de Petróleo
– vidal@ige.unicamp.br

RESUMO

Para a produção dos hidrocarbonetos da região pré-sal, muitos desafios devem ser superados, entre eles a alta heterogeneidade das rochas carbonáticas. Para a previsão do comportamento da produção de um reservatório é utilizada como principal ferramenta a simulação numérica de fluxo em meio poroso. A confiabilidade desta simulação é diretamente relacionada com a quantidade e qualidade das propriedades petrofísicas e de fluidos presentes no reservatório a ser estudado. Atualmente as técnicas geoestatísticas permitem a caracterização das propriedades de reservatório com alto grau de resolução. Porém, quanto maior o número de células presentes em uma malha, maior é o tempo de simulação, chegando a patamares inviáveis. Portanto, técnicas que possibilitem a diminuição do tempo de simulação, reduzindo o mínimo possível a confiabilidade dos resultados, são de extrema importância para este cenário. Uma destas técnicas é a transferência de escala, que consiste em adaptar a distribuição das propriedades petrofísicas de malhas finas para malhas mais grosseiras. Este trabalho procura identificar, através de revisão bibliográfica, as metodologias mais difundidas de transferência de escala e demonstrar por meio de um estudo de caso uma aplicação prática destas técnicas. Os resultados mostraram a dificuldade de generalizar uma maneira ótima para fazer a transferência de escala. Nos casos estudados o ganho de tempo foi muito significativo entre o modelo original e os modelos com escala transferida. O método de renormalização, que segue uma analogia com circuitos elétricos é aplicável a reservatórios com elevada heterogeneidade.

Palavras-chave: *Elevada heterogeneidade, Simulação Numérica, Transferência de escala.*

1. INTRODUÇÃO

Segundo Correia *et al.* [2015], reservatórios carbonáticos de óleo representam uma quantidade significativa das reservas de óleo e gás do mundo, porém a construção de um modelo robusto considerando as heterogeneidades geológicas dos carbonatos, a transferência de escala e a simulação numérica de fluxo continuam um desafio. Correia *et al.* [2015] propuseram uma metodologia para representar adequadamente um modelo de

simulação, composta por quatro passos conforme a Figura 1.

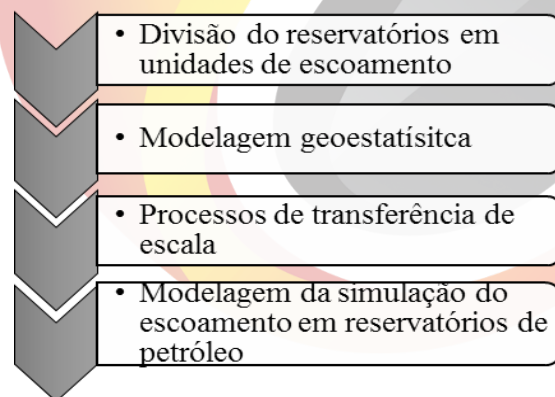


Figura 1: Metodologia para representar um modelo de simulação.

Segundo Ligeró *et al.* [2001] a transferência de escala tem como principal objetivo a adaptação da distribuição espacial das propriedades petrofísicas de malhas finas para malhas mais grosseiras. Eles concluíram que a transferência de escala de permeabilidade absoluta nos casos considerados mostrou que as permeabilidades equivalentes dos blocos grosseiros são dependentes da técnica empregada.

Segundo Kelkar e Perez [2002], a transferência de escala fornece uma adaptação das propriedades estáticas do reservatório como a espessura, porosidade e saturação inicial de água e também as propriedades dinâmicas como a permeabilidade e a permeabilidade relativa.

Ligeró *et al.* [2004] ressaltaram a importância de observar que os resultados apresentados são específicos aos casos com o tipo de heterogeneidade considerada no estudo, havendo a dificuldade de generalização para diferentes tipos de heterogeneidade.

Para Ribeiro [1996], dentre as propriedades petrofísicas mais importantes para o escoamento em meios porosos, a permeabilidade é aquela que requer mais atenção no processo de transferência de escala. Enquanto a porosidade e saturações efetivas são simples médias ponderadas por volume, o cálculo da permeabilidade equivalente necessita de procedimentos mais sofisticados. Neste

trabalho, foi implementado uma formulação de elementos finitos híbridos (EFH) para o cálculo da permeabilidade equivalente de meios porosos heterogêneos, resultando em dois programas: uma versão 2D, capaz de combinar elementos triangulares e retangulares; e uma versão 3D, para paralelepípedos regulares.

Christie [2001] dividiu a transferência de escala em três tipos. A transferência de escala de propriedades estáticas, de propriedades dinâmicas monofásicas e de propriedades dinâmicas multifásicas.

PROPRIEDADES ESTÁTICAS

As propriedades estáticas de um reservatório são a sua espessura, a porosidade e as saturações. A transferência de escala dessas propriedades são relativamente diretas e requerem médias de seus valores.

A equação da porosidade efetiva, ϕ , é dada por:

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i h_i \bar{\phi}_i}{\sum_{i=1}^n A_i h_i} \quad [1]$$

onde n é o número de células do modelo refinado que serão transferidos para o modelo grosseiro, A_i é a área de superfície, h_i é a espessura do bloco i no modelo refinado, ϕ é a porosidade da célula do modelo refinado.

PROPRIEDADES DINÂMICAS – ESCOAMENTO MONOFÁSICO

A propriedade dinâmica no escoamento monofásico mais importante de um reservatório é a permeabilidade. O cálculo da transferência de escala desta propriedade depende do arranjo espacial da permeabilidade no modelo com escala fina, das condições de fronteira e da anisotropia.

O cálculo da permeabilidade efetiva para casos ideais é feito de três maneiras: média aritmética, média harmônica e média geométrica. Porém, dificilmente casos ideais representam a elevada heterogeneidade das rochas, estes cálculos fornecem medidas úteis dos limites superior e inferior da permeabilidade efetiva.

A média aritmética de permeabilidade para a direção x , $K_{x,a}$, é dada por:

$$\bar{k}_{x,a} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n k_{x,i} \quad [2]$$

Onde n é o número de células do modelo com escala fina e k_x é a permeabilidade na direção x do modelo refinado. Se as espessuras das camadas variam, o cálculo da permeabilidade é dado por:

$$\bar{k}_{x,a} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{x,i} h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad [3]$$

Estes cálculos podem ser feitos para as direções y e z .

A média harmônica fornece uma permeabilidade efetiva para casos onde a permeabilidade é organizada em série, e só

muda perpendicularmente a direção de escoamento. Na direção de x , a média harmônica é dada por:

$$\bar{k}_{x,h} = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_{x,i}}} \quad [4]$$

Podem ser feitos cálculos similares para as direções y e z . Se os comprimentos das células variam na direção do escoamento, o cálculo deve ser feito da seguinte forma:

$$\bar{k}_{x,h} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_{x,i}}}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_{x,i}}} \quad [5]$$

O cálculo da média geométrica fornece uma permeabilidade efetiva para eventos onde a distribuição da permeabilidade ocorre de forma completamente não correlacionada. A média geométrica é dada por:

$$\bar{k}_{x,g} = \left(\prod_{i=1}^n k_{x,i} \right)^{\frac{1}{n}} \quad [6]$$

O método da renormalização utiliza a analogia entre o fluxo em meio poroso e circuitos elétricos para o cálculo da permeabilidade efetiva do modelo grosseiro. King *et al.* [1993] introduziram este método. A equação para encontrar a permeabilidade efetiva na direção de x , \bar{k}_x , é dada por:

$$\bar{k}_x = \frac{4(k_1+k_3)(k_2+k_4)C_1}{(k_1+k_2+k_3+k_4)C_1+3C_2} \quad [7]$$

onde:



$$C_1 = k_2 k_4 (k_1 + k_3) + k_1 k_3 (k_2 + k_4) \quad [8]$$

e

$$C_2 = (k_1 + k_2)(k_3 + k_4)(k_1 + k_3)(k_2 + k_4) \quad [9]$$

Esta permeabilidade efetiva, \bar{k}_x , deve ser calculada para as direções y e z . A equação assume que os limites são fechados nas direções perpendiculares ao fluxo.

PROPRIEDADES DINÂMICAS – ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

Em condições de escoamento multifásico, se faz necessário considerar mais duas propriedades de rocha: pressão capilar e permeabilidade relativa. Em geral a transferência de escala pode ser feita por meio de dois procedimentos, os métodos analíticos, que existem muitas aplicações práticas em que pode ser utilizado. E os métodos numéricos que são mais gerais, ou seja, podem ser aplicados a um maior número de casos, mas apresentam uma demanda computacional maior.

Os métodos analíticos têm as vantagens de ser simples e fáceis de implementar. Estes métodos, no entanto, não podem ser aplicados a todas as condições. Os procedimentos numéricos podem providenciar muitas possibilidades em que as permeabilidades relativas podem ser estimadas. Em muitos artigos, as permeabilidades relativas efetivas são representadas por pseudofunções (Jacks *et al.* [1973]; Kyte e Berry [1971]; Stone [1991]). A

primeira tentativa de estimar pseudofunções foi feita por Jacks *et al.* [1973]. A primeira motivação para este citado trabalho foi reduzir um modelo 3D para um modelo 2D e, com isso, reduzir os custos computacionais. Simulando seções verticais, eles definiram pseudofunções para a seção inteira. Então usando estas pseudofunções, eles puderam simular um modelo 2D areal.

ALGUMAS APLICAÇÕES DE TRANSFERÊNCIA DE ESCALA

Guedes [1998] apresenta um modelo computacional multiescala para fluxo multifásico que trata do processo de transferência de escala de forma implícita e sem o uso de pseudo-funções. Na metodologia proposta, uma sequência de problemas locais são resolvidos em subdomínios da malha fina, obtendo assim uma melhor aproximação na malha grossa, mas com um custo computacional menor do que a resposta da malha fina. Os resultados tratam de problemas 2D em meios homogêneos e heterogêneos e duas fases: óleo e água.

O trabalho de Sanjombi [2004] teve como objetivo estudar a transferência de escala da permeabilidade absoluta de casos com canais e barreiras e aproximar os resultados da simulação numérica de fluxo da malha grosseira ao da malha refinada utilizando tratamentos de poços nos blocos grosseiros. De acordo com os

resultados obtidos, foi possível concluir quais os tratamentos mais adequados e também os mais inadequados para malhas refinadas com canais e barreiras. Quanto a técnica de transferência de escala mais adequada para cada condição de fluxo e tipo de heterogeneidade pôde-se observar que as mesmas dependeram das características dos poços.

A proposta do estudo de Correia *et al.* [2011] foi desenvolver uma técnica de transferência de escala, aplicado a reservatórios carbonáticos naturalmente fraturados. Concluiu-se que para os casos teóricos estudados, onde a rede de fraturas atua como canais de escoamento, foi possível estabelecer um procedimento eficiente de transferência de escala, sob três premissas: caso de produção simples; a rede de fraturas sempre atua como canais de escoamento, com alta permeabilidade; e a metodologia de transferência de escala só é aplicada para unidades de escala de poro.

Curtis [2015] apresentou um fluxo de trabalho para a caracterização de reservatório da escala de poro para a escala de simulação. No transporte das propriedades petrofísicas da escala de poro para a escala de simulação, existem uma variedade de escalas intermediárias que precisam ser transportadas também, para isso é necessário levar em consideração a alteração de volume de uma escala para a outra, podendo chegar a uma variação de dezoito (10¹⁸) ordens de magnitude. Para a

transferência de escala, Curtis [2015] desenvolveu uma metodologia baseada em cinco passos: Classificação, Seleção, Avaliação, Propagação e Transferência de Escala; que recebeu o nome de CSEPU. Concluiu-se que cada um destes passos é vital para uma transferência de escala robusta das propriedades petrofísicas.

Baseado nos tópicos apresentados pela revisão bibliográfica de transferência de escala, este trabalho propõe apresentar uma aplicação prática das técnicas encontradas em um exemplo.

2. METODOLOGIA

Para exemplificar a aplicação das técnicas encontradas na bibliografia foi utilizada a metodologia apresentada na Figura 2.

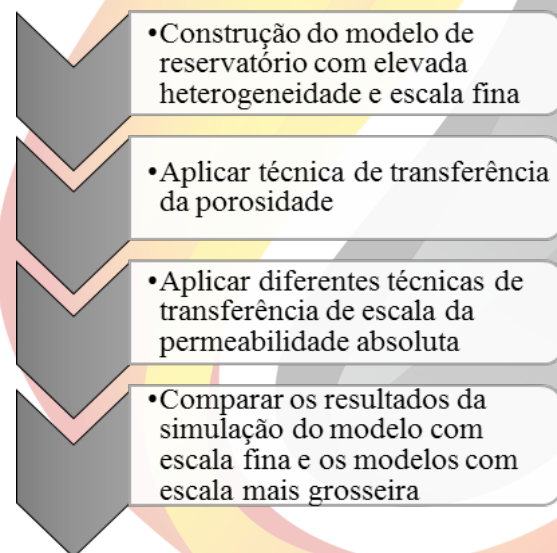


Figura 2: Metodologia utilizada para exemplificar a aplicação das técnicas de transferência de escala.

Na primeira etapa da metodologia foi construído um modelo 2D, utilizando o software BUILDER®. A distribuição da porosidade e a permeabilidade deste modelo foram determinadas de maneira randômica, visando representar uma elevada heterogeneidade, comumente encontrada em reservatórios carbonáticos. A Figura 3 apresenta o modelo evidenciando a porosidade e a Figura 4 a permeabilidade horizontal. Este modelo refinado usado como referência é composto por uma malha de 20 x 1 x 20 células e o tamanho de cada célula desta malha é de 20 x 10 x 20 metros.

Para a modelagem de fluido foi utilizado um modelo *Black oil*, que considera três fases (água, óleo e gás), a densidade do óleo deste reservatório é de 25°API, temperatura do reservatório ficou definida em 60°C, a pressão inicial é de 58.000 kPa, a profundidade é de 5.000 m, o contato água-óleo ocorre em 4800 m e a pressão de ponto de bolha ficou definida com o valor de 26.889,6 kPa.

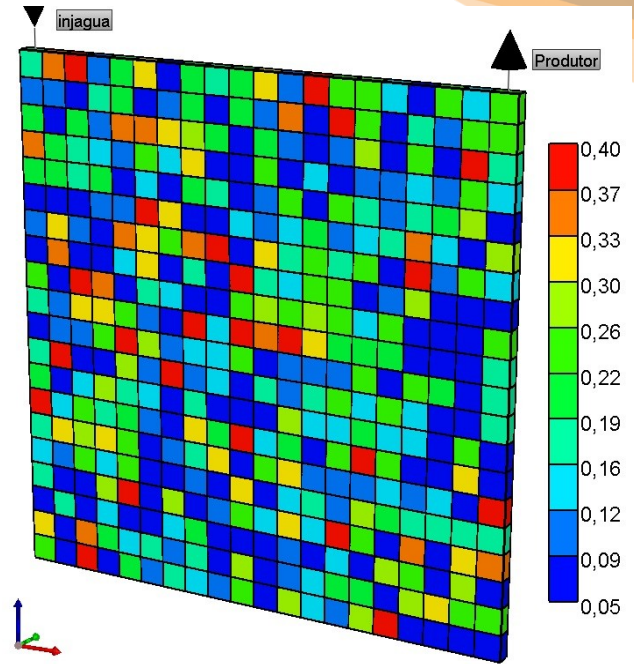


Figura 3: Porosidade do modelo construído

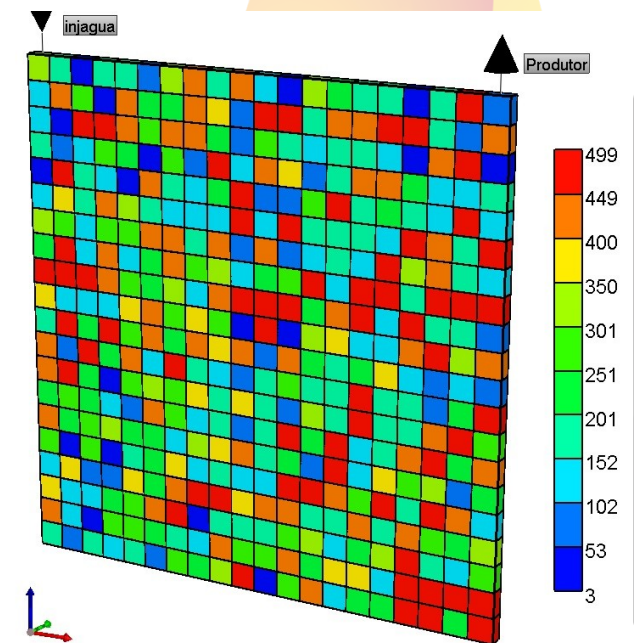


Figura 4: Permeabilidade horizontal do modelo construído

Tabela 1: Parâmetros operacionais dos poços de injeção e produção

Parâmetros	Poço de	Poço de
------------	---------	---------

operacionais	injeção	produção
Vazão de injeção de água (m ³ /dia)	150	-
Vazão de produção de óleo (m ³ /dia)	-	200
Pressão de fundo máxima de operação (kPa)	65000	-
Pressão de fundo mínima de operação (kPa)	-	200

Para transferir a escala da porosidade foi utilizada a técnica de média aritmética. Para a permeabilidade foram usadas três técnicas de transferência de escala: média aritmética, média harmônica e o método da renormalização, pois pela revisão bibliográfica evidenciou-se a importância do estudo da transferência principalmente da permeabilidade absoluta (Correia *et al.* [2015]; Ligerio *et al.* [2001]; Ligerio *et al.* [2004]; Ribeiro [1996]). Assim foram obtidos modelos de reservatórios compostos por uma malha de 10 x 1 x 10 células e o tamanho de cada célula desta malha é de 40 x 10 x 40 metros.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para gerar os resultados, foi utilizado o software IMEX[®]. A Figura 5 apresenta a distribuição da porosidade resultante da média aritmética dos valores de porosidade do modelo refinado. Os modelos resultantes da

transferência de escala da permeabilidade pela média aritmética estão representados na Figura 6, pela média harmônica estão representados na Figura 7 e pelo método da renormalização na Figura 8.

Ao se fazer uma comparação dos modelos construídos percebe-se muitos pontos de convergência, porém existem pequenas variações que podem apresentar resultados diferentes no momento de calcular o fluxo de petróleo nestes meios porosos, através das equações de diferenças finitas utilizadas pelo simulador.

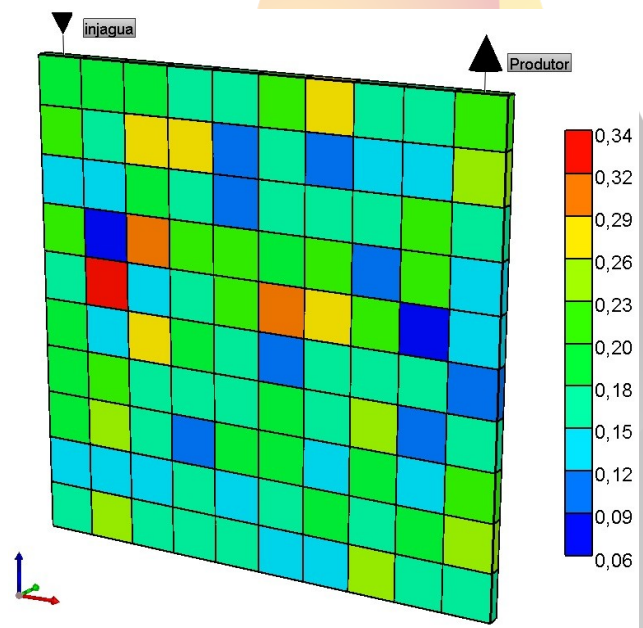


Figura 5: Porosidade resultante da transferência de escala.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

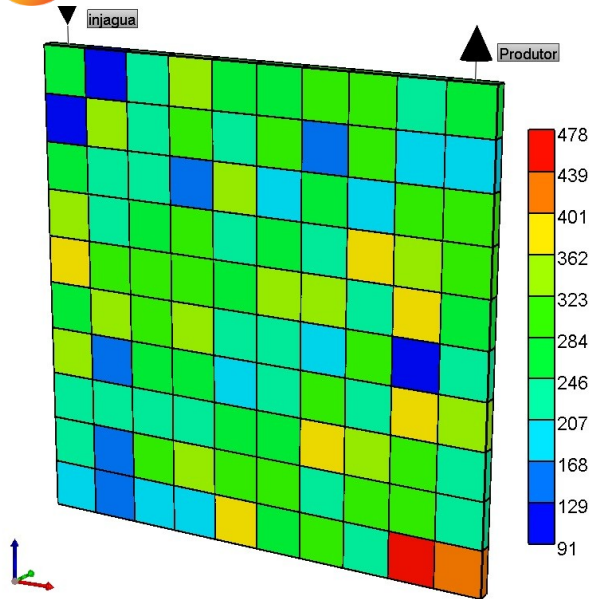


Figura 6: Modelos resultantes da transferência de escala da permeabilidade absoluta (em kPa) através da média aritmética.

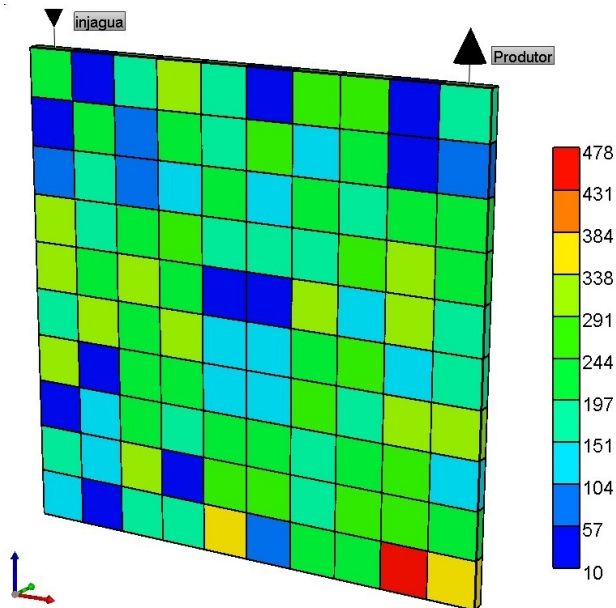


Figura 7: Modelos resultantes da transferência de escala da permeabilidade absoluta (em kPa) através da média harmônica.

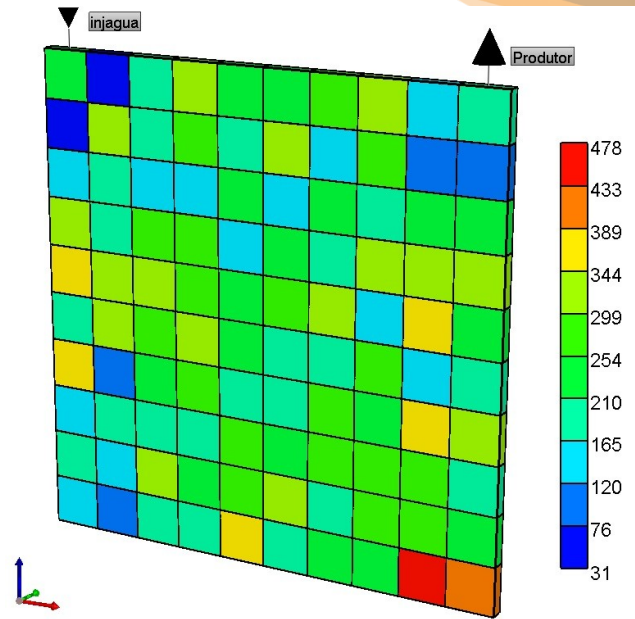


Figura 8: Modelos resultantes da transferência de escala da permeabilidade absoluta (em kPa) através do método da renormalização.

Através do gráfico apresentado na Figura 9, percebe-se que o comportamento da pressão média do modelo de reservatório onde foi utilizado o método de renormalização foi o que apresentou o comportamento mais próximo do modelo de referência.

A Figura 10 apresenta o gráfico onde são comparados os fatores de recuperação de cada modelo. É possível visualizar que apesar do resultado final para o fator de recuperação ser muito parecido em todos os casos, em nenhum deles o comportamento da curva é igual, havendo variações para cima da curva e para baixo. A média harmônica e a renormalização, nesse parâmetro, obtiveram um comportamento mais próximo ao do modelo refinado.



Para representar a vazão de óleo durante a produção do reservatório foi plotado o gráfico apresentado na Figura 11. Dentre as técnicas aplicadas, o método da renormalização, foi o que apresentou os melhores resultados. Corroborando assim, os resultados encontrados por King *et al.* [1993], onde eles ampliaram a técnica de renormalização para o fluxo de duas fases e mostraram que esta técnica é tão precisa

quanto os métodos convencionais, quando utilizados para prever recuperação de petróleo de sistemas heterogêneos.

A Figura 12 apresenta os valores de *water cut* (corte de água) para os diferentes casos. Novamente a técnica de renormalização foi a que apresentou os melhores resultados se comparado com as outras técnicas.

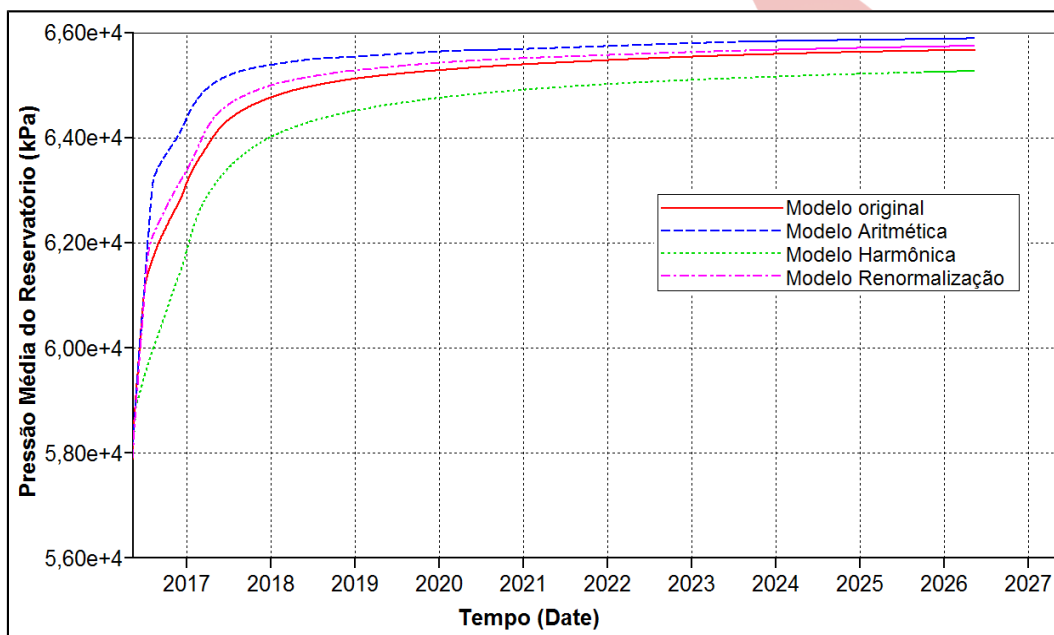


Figura 9: Pressões médias dos modelos de reservatório.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

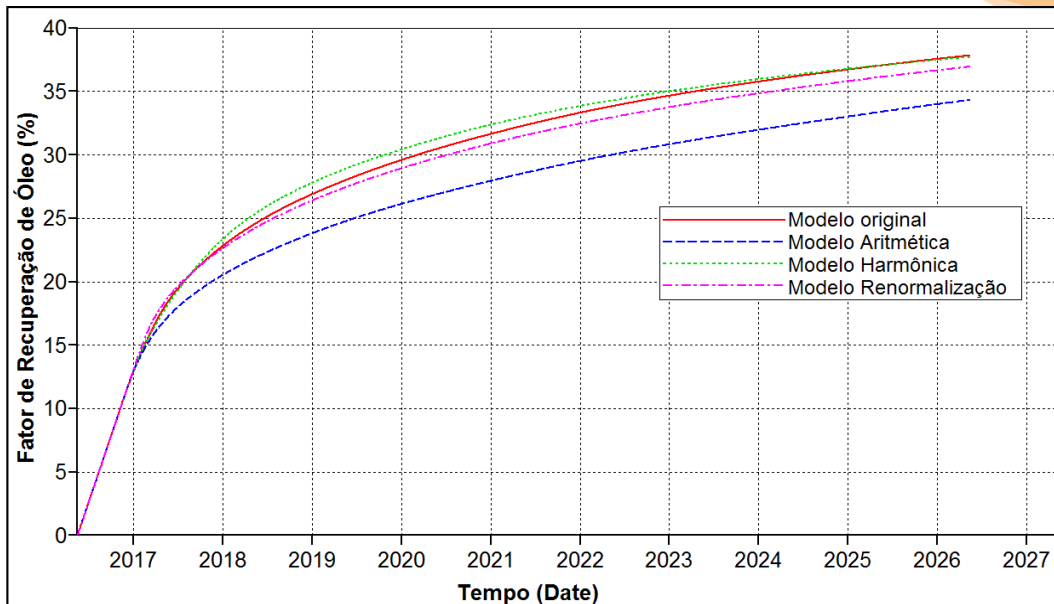


Figura 10: Fatores de recuperação dos modelos de reservatório.

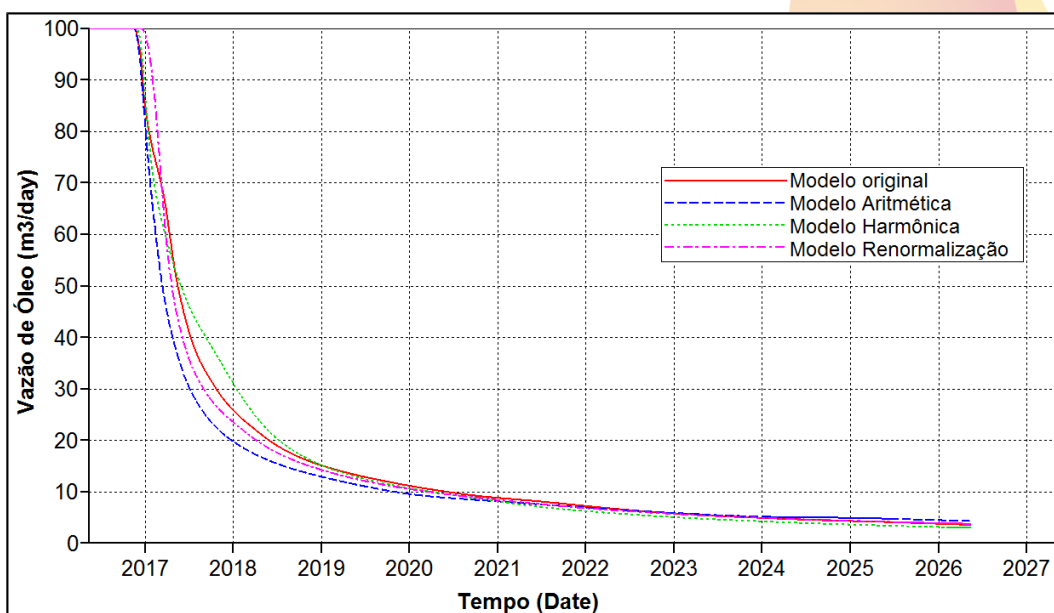


Figura 11: Vazão de óleo dos modelos de reservatório.

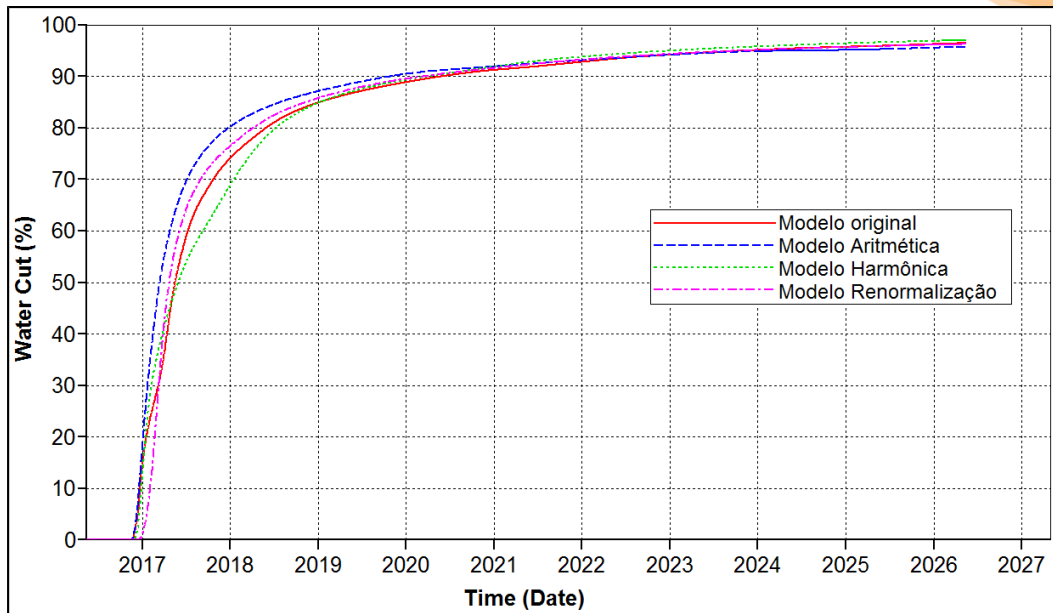


Figura 12: *Water cut* (%) dos modelos de reservatório.

A Tabela 2 apresenta os tempos de simulação de cada modelo construído. O modelo construído utilizando a média aritmética para fazer a transferência de escala da permeabilidade foi o que obteve o menor tempo de simulação, com uma redução de 42,57% do tempo apresentado pela simulação do caso original. Para modelos mais complexos, onde o tempo de simulação pode levar horas ou até mesmo dias, uma redução desta magnitude traria uma agilidade muito importante para a simulação.

Tabela 2: Tempos de simulação de cada modelo

Ranking do tempo de simulação	Modelo	Tempo de simulação (segundos)
1º	Média aritmética	3,71
2º	Método da renormalização	3,89
3º	Média harmônica	5,23
4º	Original	6,46

O conceito, a importância para a indústria do petróleo e formas de fazer a transferência de escala de um modelo refinado para um modelo mais grosseiro foram definidas neste trabalho.

Os resultados confirmaram a dificuldade de generalizar uma maneira ótima para fazer a transferência de escala. Não existe ainda uma técnica que resolva todos os problemas resultantes da perda de informação quando se passa de um modelo muito refinado, com muita informação, para um modelo mais grosseiro e com menos informação.

Nos casos estudados o ganho de tempo foi muito significativo entre o modelo original e os modelos com escala transferida. Em modelos mais complexos este ganho de tempo pode ficar

mais evidente. Concluindo que a transferência de escala reduz o tempo de simulação, porém deve-se atentar para as perdas de informações decorrentes de sua utilização, levando em conta sempre o equilíbrio entre a agilidade da simulação e a robustez dos resultados.

O método de renormalização apresenta resultados satisfatórios se comparado com técnicas convencionais e apresentou o segundo menor tempo de simulação dentre os casos estudados. Comprova-se sua aplicabilidade em casos de reservatórios com elevada heterogeneidade.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Christie, M. A. *Flow in Porous Media - Scale up of Multiphase Flow*, Current Opinion in Colloid & Interface Science, v.6, p. 236–241, 2001.

Correia, M., Maschio, C., Schiozer, D. J., Santos, M. *Upscaling Technique Applied to Naturally Fractured Carbonate Reservoirs*, In: Brasil Offshore, 2011. Proceedings of Brasil Offshore.

Correia, M., Maschio, C., Schiozer, D. J. *Integration of Multiscale Carbonate Reservoir Heterogeneities in Reservoir Simulation*, Journal of Petroleum Science and Engineering, v.131, p.34-50, 2015.

Curtis, A. A. *Multi-scale Reservoir Characterisation from Pore Scale to Simulation Scale: Concepts and Workflows*, In: SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, 14-16 September, Abu Dhabi, UAE, 2015.

Guedes, S. S. *Uma Abordagem Multiescala na Simulação Numérica de Reservatórios*, Tese (Doutorado em Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, Brasil, 1998.

Jacks, H. H., Smith, O. J. E., Mattax, C. C. *The Modeling of a Three-Dimensional Reservoir With a Two-Dimensional Reservoir Simulator - The Use of a Dynamic Pseudo Functions*, SPEJ, 1973.

Kelkar, M.; Perez, G. *Applied Geostatistics for Reservoir Characterization*, Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, p. 264, 2002.

King, P. R. *Renormalization Calculations of Immiscible Flow*, Transport in Porous Media, v. 12, p. 237-260, 1993.

Kyte, J. R., Berry, D. W. *New Pseudo Functions To Control Numerical Dispersion*, SPEJ, 1975.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Ligero, E. L., Sanjombi, B. A., Schiozer, D. J. ***Influência de Heterogeneidades Fortes na Transferência de Escala***, 25th Iberian American Congress on Computational Methods in Engineering, Recife, Brasil, 2004.

Ligero, E. L., Schiozer, D. J., Romeu, R. K. ***Aplicação da Transferência de Escala na Caracterização de Reservatórios - Influência da Permeabilidade Absoluta Equivalente na Simulação Numérica de Escoamento***, 16th Brazilian Congress of Mechanical Engineering, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, 2001.

Ribeiro, R. F. J. M. C. ***Cálculo da Permeabilidade Equivalente em Meios Heterogêneos pelo Método dos Elementos***

Finitos Híbridos. 1996, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Petróleo. Campinas-SP.

Sanjombi, B. A. ***Transferência de Escala Aplicada a Blocos com Poços e Reservatórios com Heterogeneidades Fortes***. 2004, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Petróleo. Campinas-SP.

Stone, H. L. ***Rigorous Black Oil Pseudo Functions***, paper SPE 21207 presented at the SPE 1991 symposium on Reservoir Simulation, EUA, 1991.

www.conepetro.com.br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br