

Estudo comparativo sobre diferentes técnicas de homogeneização da permeabilidade em meios porosos

Comparative study of different permeability upscaling techniques in porous media

I. S. Mantegazini^{1*}; G. C. Viganô²; F. de A. R. Pereira¹; O. J. Romero¹

¹Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus-ES, Brasil

²BW Energy, Rio de Janeiro-RJ, Brasil

*isabelasmantegazini@gmail.com

(Recebido em 21 de julho de 2025; aceito em 01 de setembro de 2025)

A concepção do modelo geológico, etapa intrínseca à simulação de reservatórios, gera elevado número de dados, entre eles as propriedades petrofísicas do meio poroso. Isso impossibilita que o processo de simulação computacional seja realizado diretamente nesses modelos, devido a restrições de tempo e de processamento, apesar do constante avanço tecnológico. Com o intuito de se simplificar esse modelo, diferentes técnicas de homogeneização das propriedades podem ser aplicadas. No entanto, se o processo de homogeneização for realizado de maneira inadequada, os resultados não serão confiáveis e acurados e, consequentemente, a tomada de decisão é prejudicada. Este trabalho foi realizado com o objetivo de se avaliar a aplicação das técnicas de média, mais especificamente, a harmônica, a geométrica e a aritmética, e da técnica *flow-based* sobre dados de permeabilidade de um modelo representativo com geometria $\frac{1}{4}$ de *five-spot*, cujas dimensões horizontais e vertical são iguais a 2.000 m e 40 m, respectivamente. O modelo descrito foi discretizado em três níveis de engrossamento de malha. Através da observação do fator de recuperação de óleo, da derivada do fator de recuperação de óleo e do *water cut*, foi possível afirmar que a aplicação da técnica *flow-based* na malha intermediária forneceu o melhor equilíbrio entre os casos, por apresentar menor tempo de simulação e um desvio razoável de 2,44% em comparação à malha mais refinada, fixando-se o *water cut* em 0,8.

Palavras-chave: homogeneização, permeabilidade, simulação de reservatórios.

The development of the geological model, an intrinsic step in reservoir simulation, generates a large amount of data, including the petrophysical properties of the porous medium. This makes it impractical to run computational simulations directly on these models due to time and processing constraints, despite the ongoing technological advancements. To simplify this model, different property upscaling techniques can be applied. However, if the upscaling process is not performed properly, the results may be unreliable and inaccurate, ultimately compromising decision-making. This study aimed to evaluate the application of averaging techniques, specifically the harmonic, geometric, and arithmetic means, and the flow-based technique on the permeability data of a representative model with a $\frac{1}{4}$ five-spot geometry, with horizontal and vertical dimensions of 2,000 m and 40 m, respectively. The model described was discretized at three different mesh coarsening levels. By analyzing the oil recovery factor, its derivative, and the water cut, it was found that applying the flow-based technique to the intermediate mesh provided the best balance among the cases. It resulted in a shorter simulation time and a reasonable deviation of 2.44% compared to the finest mesh, with the water cut fixed at 0.8.

Keywords: upscaling, permeability, reservoir simulation.

1. INTRODUÇÃO

A simulação computacional constitui ferramenta indispensável para as análises referentes aos processos industriais de tomada de decisão, sendo capaz de fornecer resultados confiáveis em tempo relativamente curto. Essa agilidade favorece ainda a viabilidade financeira dos projetos em qualquer âmbito. Como exemplo, cita-se aqui a indústria petrolífera, a qual exerce notável influência sobre as transações econômicas mundiais, de modo que, quanto mais rápida e assertiva a decisão, melhor o retorno.

Desse modo, a previsão do comportamento dos fluidos no reservatório de petróleo torna-se uma tarefa estratégica para se determinar a exequibilidade da produção deste recurso considerado a fonte de energia primária mais importante e mais utilizada pelo mundo, como afirmou Mielnik

(2012) [1]. Para este cenário, não estão previstas mudanças nas próximas décadas, dado o fato de que a versatilidade e a eficiência do petróleo se demonstram difíceis de superar pelas demais fontes de energia, inclusive as renováveis, apesar dos estudos e dos avanços tecnológicos em recorrência.

O objetivo da simulação de reservatórios de petróleo é, então, promover o entendimento sobre como se dá a movimentação dos fluidos no interior da rocha porosa, em subsuperfície, até o poço produtor. A partir disso, podem-se traçar as estratégias necessárias para se otimizar os mecanismos complexos de escoamento de óleo e gás através dos poros da rocha. Segundo Chen et al. (2006) [2], a essencial aplicação desta ferramenta remonta aos anos 1950, quando surgiram os primeiros computadores digitais. Com a popularização da computação e os avanços tecnológicos, o aprimoramento das simulações teve seguimento e permitiu que fossem criados métodos adicionais e complementares.

Ainda de acordo com Chen et al. (2006) [2], a natureza da rocha é um dos atributos fundamentais de um reservatório de petróleo e sua descrição parte das chamadas propriedades petrofísicas, principalmente a porosidade e a permeabilidade. A porosidade é basicamente uma quantificação do espaço disponível na rocha para o armazenamento de fluidos e depende diretamente da compressibilidade, enquanto a permeabilidade quantifica a capacidade da rocha em deixar-se atravessar por um ou mais fluidos.

Devido aos processos geológicos aos quais os sedimentos foram submetidos e do seu ambiente deposicional, de modo geral, essas propriedades são heterogêneas, variando conforme a posição no espaço que caracterizam [3]. Na prática, os valores de porosidade são comumente obtidos em experimentos de laboratório através da análise estatística de medições realizadas em diversas amostras chamadas testemunhos. Já a permeabilidade é uma propriedade tensorial, pois, para Machado (2023) [4], varia de um ponto a outro e até no mesmo ponto, a depender da direção na qual o fluido está escoando.

Para Ringrose e Bentley (2015) [5], devido ao fato de ser um parâmetro tensorial altamente variável por natureza e dependente das condições de contorno do escoamento, a permeabilidade é uma das propriedades mais difíceis de se modelar. O surgimento de técnicas de inteligência artificial (IA), tais como o aprendizado de máquina, e sua utilização para a caracterização de reservatórios têm potencializado o processo nas últimas décadas, como relatado no trabalho de Hussien et al. (2024) [6].

O processo de simulação de reservatórios se inicia por meio da concepção de um modelo geológico capaz de reproduzir, em forma de células ou elementos, todas as características do meio poroso, tais como suas dimensões e descontinuidades, com a maior fidelidade possível. Nesta etapa, além de dados de laboratório, também são utilizados dados de sísmica, perfilagem e testes de poço a fim de se obterem os parâmetros do modelo de formas estática e dinâmica. Machado (2023) [4] ressaltou que este é um processo interdisciplinar que envolve o trabalho de geólogos, geofísicos e engenheiros de petróleo.

A descrição das propriedades na escala de poros tipicamente utiliza cerca de dezenas de milhões de células em um modelo geológico com dimensões na ordem de quilômetros. Isto acarreta um elevado número de dados, muito maior do que os computadores atuais são capazes de processar em tempo hábil [3, 4]. Apesar de os métodos computacionais estarem em pleno desenvolvimento, a simulação numérica em modelos completos e complexos com alto grau de detalhamento requer tempo em quantidade inviável ou número de processamentos com custo elevado.

Assim, é necessário que os parâmetros sejam propagados para escalas maiores, através da concepção de outro modelo com menor número de elementos, ou seja, com menor resolução. Os novos valores das propriedades tais como a porosidade e a permeabilidade a serem aplicados em cada célula deste novo modelo são encontrados por meio do método de homogeneização ou *upscaling*. Existem diferentes técnicas a serem aplicadas para este objetivo, a depender da propriedade a ser modelada. A técnica utilizada com a porosidade, por exemplo, é relativamente mais simples do que as demais voltadas ao cômputo da permeabilidade.

Por ser uma propriedade aditiva, a porosidade passa por um processo de homogeneização mais simples. Na prática, o novo valor é obtido através da soma dos valores de porosidade em cada

célula do modelo geológico dividido pelo número de células contidas neste volume. A representação de como é realizado este procedimento é mostrada na Figura 1.

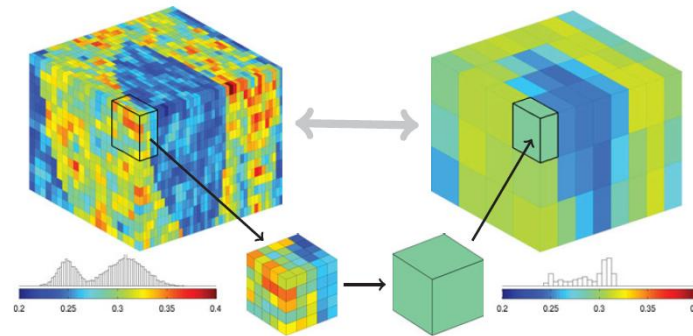


Figura 1: Esquema de homogeneização da porosidade em modelo tridimensional. Fonte: Lie (2019) [3].

A homogeneização da permeabilidade envolve diferentes técnicas, desde aquelas contendo uma abordagem mais analítica como as técnicas de média, por exemplo, até as que requerem um rigor numérico como a *flow-based*. As médias harmônica, geométrica e aritmética foram consideradas por Lie (2019) [3] como sendo as técnicas mais simples. O grau de acurácia de dada técnica depende principalmente da complexidade da distribuição da permeabilidade e da quantidade de elementos na nova malha [3].

No entanto, as diferentes técnicas demonstraram ter diferentes aplicações. Lie (2019) [3] demonstrou que, para um reservatório perfeitamente estratificado com camadas perpendiculares à queda de pressão, a média harmônica é mais aplicável. A média aritmética, por outro lado, é adequada para um reservatório com camadas paralelas. Se as camadas forem descontínuas ou variáveis, ou caso o escoamento não seja perfeitamente paralelo ou perpendicular às camadas, os reais valores de permeabilidade estarão entre ambas as médias, podendo ser aplicada a média geométrica.

A tarefa de se definir a média a ser aplicada a cada caso real é normalmente difícil, uma vez que a melhor técnica depende tanto da heterogeneidade quanto da direção preferencial de escoamento [3]. Machado (2023) [4] apontou esse fato como desvantagem das técnicas de média. Ainda, para um caso específico de estrutura altamente heterogênea, esta tarefa pode ser feita através de comparações com resultados obtidos via métodos numéricos, podendo fazer com que os métodos descritos deixem de ser puramente analíticos [5].

Já o método *flow-based* faz uso de recursos numéricos ao visarem à prescrição de condições de contorno para resolução do problema no modelo com maior resolução. Um sistema com a equação de Darcy aplicado em cada célula de ambos os modelos, tendo em comum a velocidade do escoamento, é criado. Após a simulação permanente do modelo com maior número de elementos, se obtêm os perfis de velocidade desejados, tornando possível o cômputo do novo tensor de permeabilidade para a malha grossa de simulação capaz de descrever nela escoamento semelhante ao escoamento da malha fina do modelo geológico [3].

Porém, assim como as técnicas de média, este método também apresenta desvantagens. O principal problema, além do alto consumo computacional e de tempo, reside no fato de não ser possível que se especifiquem as condições de contorno apropriadas de maneira única, a menos que já se conheçam previamente as características do escoamento. As condições de contorno são utilizadas para especificar o fluxo nas fronteiras de cada elemento da malha grossa, podendo ser classificadas como fixas, lineares ou Dirichlet modificadas.

O novo modelo é utilizado, então, com o intuito de tornar o processo de simulação viável. No entanto, a partir do modelo de simulação, nem sempre é possível se alcançar um equilíbrio entre tempo e acurácia. Modelos mais simples no geral, isto é, com menor resolução e menos heterogêneos, ofertam processos mais rápidos em detrimento da confiabilidade dos resultados, conforme observado por autores como Milad et al. (2020) [7] e Rios et al. (2021) [8].

Milad et al. (2020) [7] e Rios et al. (2021) [8] demonstraram que a manutenção da heterogeneidade natural da rocha é essencial para que a previsão das reservas e da produção seja feita de forma correta, utilizando dados sísmicos e geológicos para gerar um modelo geológico tridimensional com malha fina. Observou-se que o aumento excessivo das dimensões dos elementos da malha e a consequente diminuição do número de elementos superestimou os resultados nos anos estudados em relação aos dados de campo, em um período de 32 anos.

O trabalho de Zhou et al. (2020) [9] consistiu em uma crítica à utilização de um determinado método de homogeneização, o qual considera que os parâmetros são espacialmente distribuídos de forma uniforme e traz resultados insatisfatórios. Foi proposto um novo método revisado que pudesse ser utilizado em malhas com elementos maiores. Nos casos com método de homogeneização padrão, também se notou que, quanto maior o grau de homogeneização, ou seja, quanto menor o número de elementos, maior a discrepância entre os resultados.

Algumas das últimas literaturas acerca deste tema consistiram na tentativa de se avaliar a qualidade da homogeneização através de comparações entre dados de produção provenientes da simulação de uma malha fina e da malha após sua aplicação. No geral, a acurácia das técnicas é raramente avaliada por meio de quantificações rigorosas dos erros.

Quando a heterogeneidade natural do modelo geológico deixa de ser representada no modelo de simulação, os resultados não são confiáveis. Segundo Hussen et al. (2024) [6], a correta previsão da permeabilidade desde a concepção do modelo geológico abrange a obtenção de informações cruciais para tomadas de decisão no âmbito industrial. Logo, a principal dificuldade ao se realizar a homogeneização está em manter a representatividade e isso explica o fato de o tema ter sido um dos mais ativos e relevantes para estudos relacionados à indústria do petróleo [3].

Neste trabalho, o principal objetivo será utilizar a simulação de reservatórios a fim de se avaliar a forma como a diminuição do custo computacional por meio da aplicação de técnicas de homogeneização da permeabilidade em dois graus de engrossamento de malha afeta a qualidade dos resultados. As comparações levarão em conta dados de produção provenientes de nove casos, especificamente o fator de recuperação de óleo, a derivada do fator de recuperação e o *water cut*. De forma complementar, serão utilizados mapas de cores da saturação de óleo e da distribuição da permeabilidade.

2. MATERIAL E MÉTODOS

O presente estudo utilizou a simulação de reservatórios como ferramenta para avaliação da aplicação de determinadas técnicas de homogeneização da permeabilidade, através de cenários a serem detalhados na subseção §2.5. Este processo envolveu uma série de transferência de dados entre três diferentes programas de computador e foi realizado em máquina Dell Inspiron 3501 com processador Intel Core i5 de décima geração e 8 GB de memória RAM.

Previamente à realização das simulações, foram elaborados documentos contendo todos os dados que descrevem os cenários estipulados para comparação. O pré-processador escolhido para este fim foi o Petrel, que é um programa comercial da empresa SLB amplamente utilizado na indústria. Os documentos gerados nesta etapa são comumente chamados de *deck*.

O fluxo seguiu com a inserção dos *decks* no simulador de reservatórios gratuito OPM Flow. Nesta etapa, foi necessária a utilização de máquina virtual Linux Ubuntu 20.04 de 64 bits através do aplicativo VirtualBox da Oracle, instalado em sistema hospedeiro Windows 10 de 64 bits. A resolução das equações do escoamento de fluidos em meios porosos foi realizada via formulação totalmente implícita, o que garantiu estabilidade incondicional durante o processo de obtenção dos resultados.

Em seguida, os resultados foram transferidos para o pós-processador, no qual foi possível a obtenção de gráficos e de mapas de cores que facilitam as análises necessárias. O ResInsight, programa também da OPM, foi selecionado para este objetivo. Devido ao fato de este programa e o simulador estarem locados em sistemas diferentes no mesmo computador, a transferência de dados requereu o compartilhamento de pasta por meio de ferramenta fornecida pelo próprio aplicativo VirtualBox.

O procedimento descrito acima abordou apenas o processo de simulação realizado neste estudo. A metodologia completa compreendeu, de maneiras adicional e complementar, as etapas de definição do problema estudado e de análise dos resultados, como consta no fluxograma apresentado na Figura 2.

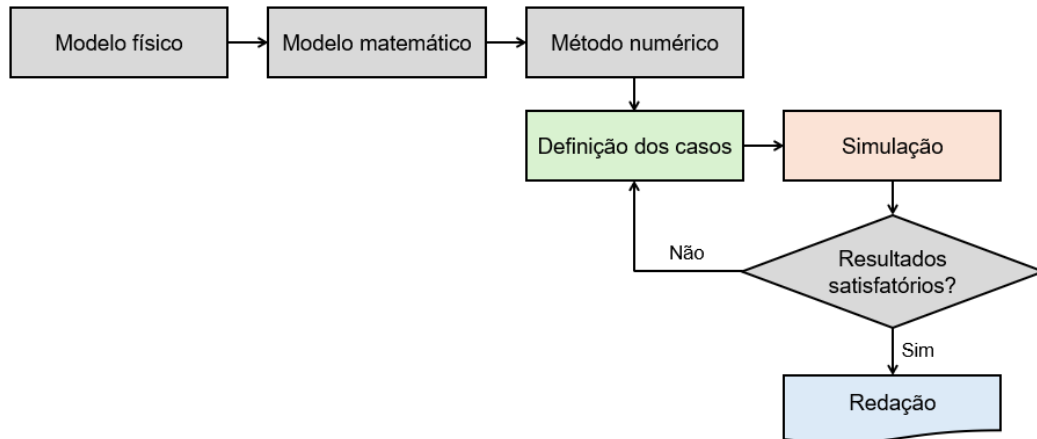


Figura 2: Fluxograma contendo todos os processos executados.

Anteriormente à etapa de simulação, foi necessário determinar a geometria representativa do reservatório e suas dimensões, os fluidos envolvidos e a quantidade e a localização dos poços para se entender o mecanismo do sistema. Isso permitiu que fossem desenvolvidas as equações governantes. A partir da definição dos casos e de suas simulações, os resultados foram pós-processados e analisados com o auxílio do programa MS Excel.

2.1 Modelo físico

A representação do reservatório considerou um modelo tridimensional sintético em formato de paralelepípedo, cujas dimensões horizontais são 2.000 m e dimensão vertical é 40 m. De acordo com a geometria $\frac{1}{4}$ de *five-spot*, em duas quinas diagonalmente opostas, estão localizados poços com raios internos iguais a 0,095 m, sendo um injetor e um produtor, como mostra a Figura 3. O topo do meio poroso está a 3.000 m da superfície.

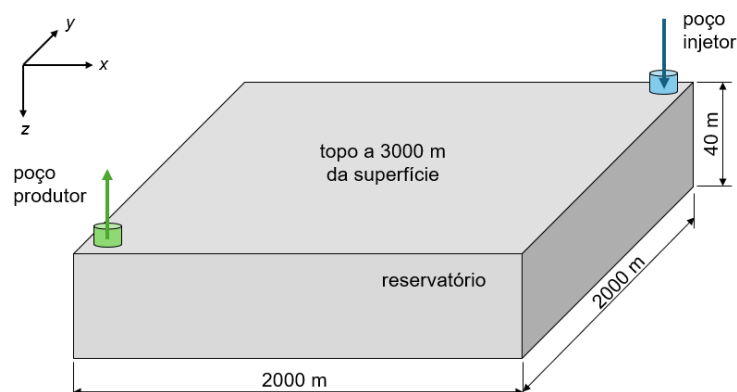


Figura 3: Modelo utilizado para representação do reservatório.

O poço injetor atinge o fundo do reservatório, enquanto o poço produtor possui extensão de 30 m. As vazões de injeção de água e de produção de óleo foram restringidas a, no máximo, $6,94\text{E-}2 \text{ m}^3/\text{s}$ e $3,47\text{E-}2 \text{ m}^3/\text{s}$, respectivamente. Inicialmente, o reservatório está contido de 80%

de óleo subsaturado, ou seja, com gás dissolvido, e uma porção de 20% de água conata. A pressão é igual a 30 MPa à profundidade de referência de 3.000 m. Não há fluxo de fluido através das fronteiras, de acordo com as condições de contorno de Neumann.

Neste trabalho, a água é um fluido ligeiramente compressível, com compressibilidade igual a $4,14\text{E-}10 \text{ Pa}^{-1}$ e o meio poroso possui compressibilidade igual a $3\text{E-}10 \text{ Pa}^{-1}$. As massas específicas dos fluidos à pressão de referência são iguais a $875,3 \text{ kg/m}^3$ para o óleo, $999,15 \text{ kg/m}^3$ para a água e $0,81 \text{ kg/m}^3$ para o gás.

Para a distribuição de permeabilidades horizontais, foram impostos valores aleatórios entre 100 mD e 200 mD de maneira uniforme. A permeabilidade vertical da rocha corresponde a 50% das horizontais. O mesmo procedimento foi adotado para a porosidade, com a distribuição aleatória de valores entre 0,20 e 0,30.

2.3 Modelo matemático

O problema estudado consiste em um escoamento tridimensional trifásico em meio poroso com deslocamento de óleo através da injeção de água. A fase gás é considerada estar dissolvida no óleo, de acordo com o tratamento *black-oil*. Assim, a formulação matemática deste estudo necessita que sejam desenvolvidas as equações para o escoamento dos três fluidos em questão.

Segundo Ertekin et al. (2001) [10], esta tarefa pode ser realizada por meio de três fundamentos, sendo estes a equação da continuidade, a lei de Darcy e as equações de estado, resultando nas Equações 1a, 1b e 1c,

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[k_x A_x \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y A_y \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left[k_z A_z \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi(1-S_w-S_g)}{B_o} \right] - q_{osc}, \quad (1a)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[k_x A_x \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial x} - \gamma_w \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y A_y \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial y} - \gamma_w \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left[k_z A_z \frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \frac{\partial p_{cow}}{\partial z} - \gamma_w \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) - q_{wsc}, \quad (1b)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[k_x A_x \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} + \frac{\partial p_{cog}}{\partial x} - \gamma_g \frac{\partial Z}{\partial x} \right) + k_x A_x \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial x} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial x} \right) \right] \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \left[k_y A_y \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} + \frac{\partial p_{cog}}{\partial y} - \gamma_g \frac{\partial Z}{\partial y} \right) + k_y A_y \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial y} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial y} \right) \right] \Delta y + \frac{\partial}{\partial z} \left[k_z A_z \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} + \frac{\partial p_{cog}}{\partial z} - \gamma_g \frac{\partial Z}{\partial z} \right) + k_z A_z \frac{k_{ro} R_s}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial z} - \gamma_o \frac{\partial Z}{\partial z} \right) \right] \Delta z = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\phi S_g}{B_g} + \frac{\phi R_s (1-S_w-S_g)}{B_o} \right] - q_{gsc}. \quad (1c)$$

Por serem contínuas, a aplicação das equações acima em simulações requer a discretização no espaço e no tempo, ou seja, a aproximação por meio de métodos numéricos. Neste trabalho, foi utilizado o método de diferenças finitas.

2.4 Método numérico

Machado (2023) [4] apresentou a discretização e a posterior linearização das Equações 1a, 1b e 1c através do método totalmente implícito, assim como foram utilizadas no simulador. O autor ressaltou que esse método se baseia no cômputo do resíduo de cada equação em cada elemento e na minimização do mesmo resíduo a cada iteração. Assim, o processo se realiza por meio de um algoritmo como o de Newton-Raphson, onde se gera uma matriz jacobiana J .

Sendo y_n a incógnita que representa as variáveis primárias de pressões e saturações das fases e razão de solubilidade do gás após um número n de iterações, o resíduo r é encontrado pela solução da Equação 2,

$$J(y_n)(y_{n+1} - y_n) = -r(y_n), \quad (2)$$

que é resolvida pelo simulador a cada iteração até que o resíduo satisfaça uma dada tolerância. Neste trabalho, se utilizou tolerância igual a 10^{-4} .

Em seguida, se obtém o sistema Equação 3, cujo termo de matriz mais à esquerda é a matriz jacobiana, desenvolvida para um modelo unidimensional, trifásico e composto por apenas três células na direção horizontal, para fins de simplificação,

$$\begin{aligned}
 & \left[\begin{array}{ccc} \left(\frac{\partial r_{o_{i-1}}}{\partial p_{o_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_{i-1}}}{\partial S_{w_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_{i-1}}}{\partial S_{g_{i-1}}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{w_{i-1}}}{\partial p_{o_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_{i-1}}}{\partial S_{w_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_{i-1}}}{\partial S_{g_{i-1}}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{g_{i-1}}}{\partial p_{o_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_{i-1}}}{\partial S_{w_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_{i-1}}}{\partial S_{g_{i-1}}} \right)^v \end{array} \right] \left[\begin{array}{ccc} \left(\frac{\partial r_{o_{i-1}}}{\partial p_{o_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_{i-1}}}{\partial S_{w_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_{i-1}}}{\partial S_{g_i}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{w_{i-1}}}{\partial p_{o_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_{i-1}}}{\partial S_{w_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_{i-1}}}{\partial S_{g_i}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{g_{i-1}}}{\partial p_{o_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_{i-1}}}{\partial S_{w_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_{i-1}}}{\partial S_{g_i}} \right)^v \end{array} \right] \left[\begin{array}{ccc} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{array} \right] \\
 & \left[\begin{array}{ccc} \left(\frac{\partial r_{o_i}}{\partial p_{o_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_i}}{\partial S_{w_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_i}}{\partial S_{g_{i-1}}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{w_i}}{\partial p_{o_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_i}}{\partial S_{w_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_i}}{\partial S_{g_{i-1}}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{g_i}}{\partial p_{o_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_i}}{\partial S_{w_{i-1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_i}}{\partial S_{g_{i-1}}} \right)^v \end{array} \right] \left[\begin{array}{ccc} \left(\frac{\partial r_{o_i}}{\partial p_{o_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_i}}{\partial S_{w_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_i}}{\partial S_{g_i}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{w_i}}{\partial p_{o_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_i}}{\partial S_{w_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_i}}{\partial S_{g_i}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{g_i}}{\partial p_{o_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_i}}{\partial S_{w_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_i}}{\partial S_{g_i}} \right)^v \end{array} \right] \left[\begin{array}{ccc} \left(\frac{\partial r_{o_i}}{\partial p_{o_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_i}}{\partial S_{w_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_i}}{\partial S_{g_{i+1}}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{w_i}}{\partial p_{o_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_i}}{\partial S_{w_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_i}}{\partial S_{g_{i+1}}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{g_i}}{\partial p_{o_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_i}}{\partial S_{w_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_i}}{\partial S_{g_{i+1}}} \right)^v \end{array} \right] \left[\begin{array}{ccc} \left(\frac{\partial r_{o_{i+1}}}{\partial p_{o_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_{i+1}}}{\partial S_{w_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_{i+1}}}{\partial S_{g_i}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{w_{i+1}}}{\partial p_{o_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_{i+1}}}{\partial S_{w_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_{i+1}}}{\partial S_{g_i}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{g_{i+1}}}{\partial p_{o_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_{i+1}}}{\partial S_{w_i}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_{i+1}}}{\partial S_{g_i}} \right)^v \end{array} \right] \left[\begin{array}{ccc} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{array} \right] \\
 & \left[\begin{array}{ccc} \left(\frac{\partial r_{o_{i+1}}}{\partial p_{o_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_{i+1}}}{\partial S_{w_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{o_{i+1}}}{\partial S_{g_{i+1}}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{w_{i+1}}}{\partial p_{o_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_{i+1}}}{\partial S_{w_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{w_{i+1}}}{\partial S_{g_{i+1}}} \right)^v \\ \left(\frac{\partial r_{g_{i+1}}}{\partial p_{o_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_{i+1}}}{\partial S_{w_{i+1}}} \right)^v & \left(\frac{\partial r_{g_{i+1}}}{\partial S_{g_{i+1}}} \right)^v \end{array} \right] \left[\begin{array}{ccc} \delta p_{o_{i-1}} \\ \delta S_{w_{i-1}} \\ \delta S_{g_{i-1}} \\ \delta p_{o_i} \\ \delta S_{w_i} \\ \delta S_{g_i} \\ \delta p_{o_{i+1}} \\ \delta S_{w_{i+1}} \\ \delta S_{g_{i+1}} \end{array} \right] = \\
 & \left[\begin{array}{c} r_{o_{i-1}}^{n+1^v} \\ r_{w_{i-1}}^{n+1^v} \\ r_{g_{i-1}}^{n+1^v} \\ r_{o_i}^{n+1^v} \\ r_{w_i}^{n+1^v} \\ r_{g_i}^{n+1^v} \\ r_{o_{i+1}}^{n+1^v} \\ r_{w_{i+1}}^{n+1^v} \\ r_{g_{i+1}}^{n+1^v} \end{array} \right]. \tag{3}
 \end{aligned}$$

A Equação 3 é a equação a ser resolvida pelo simulador para o escoamento unidimensional trifásico. Para o caso tridimensional abordado neste trabalho, o sistema matricial é ainda mais complexo. O processo de iteração v é realizado até que a convergência seja atingida. Também foi necessária a definição do valor do passo de tempo, nesta etapa. O passo de tempo adotado foi igual a 30 dias.

2.5 Procedimento adotado

Este trabalho possui como objetivo comparar a aplicação de diferentes técnicas de *upscaling*, por meio da simulação computacional de reservatórios. Para isto, foi necessária a definição de nove diferentes casos, cujos dados foram inseridos no simulador através de *decks*, como mencionado. Cada seção de um *deck* lista as características do problema estudado, tais como os fluidos envolvidos, as dimensões do domínio e sua discretização no espaço, a quantidade e a distribuição dos poços, a distribuição das propriedades petrofísicas, entre outras.

2.5.1 Malhas

A primeira definição realizada foi a discretização do domínio tridimensional do reservatório, a partir do modelo da Figura 3. Esta etapa foi cumprida por meio da determinação da quantidade de elementos a compor as três malhas projetadas para a homogeneização da permeabilidade. Primeiramente, foi escolhida uma configuração com padrão vastamente utilizado na indústria para a malha mais fina, cujos elementos possuem dimensões horizontais iguais a 5 m e vertical igual a 1 m, a ser utilizada como base para a concepção das demais malhas.

Dessa forma, foi gerada uma malha fina contendo 64.000 elementos. Com o intuito de se manter uma razão numérica entre as quantidades de elementos nas três malhas, as malhas grossa 1 e grossa 2 foram compostas com um montante de 8.000 e 1.000 elementos, respectivamente, distribuídos no domínio de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1: Distribuição dos elementos nas malhas projetadas.

Malha	Nx	Ny	Nz	Número de elementos
Fina	40	40	40	64.000
Grossa 1	20	20	20	8.000
Grossa 2	10	10	10	1.000

A discretização do modelo físico foi realizada três vezes, sendo a malha grossa 1 gerada com uma razão de engrossamento igual a 8 a partir da malha fina e a malha grossa 2 gerada com razão de engrossamento igual a 64. Estes valores foram escolhidos de modo a se manter a proporção entre as razões e se promoverem comparações razoáveis.

2.5.2 Técnicas de homogeneização

Os valores iniciais de permeabilidade escolhidos entre 100 mD e 200 mD foram distribuídos de maneira uniforme entre os 64.000 elementos da malha fina. Para se obterem os valores a serem aplicados nas malhas grossa 1 e grossa 2 anteriormente à simulação de seus respectivos casos, se aplicaram quatro técnicas de homogeneização, sendo estas as médias aritmética, geométrica e harmônica e a técnica *flow-based* sob as condições de contorno fixas.

2.5.3 Casos simulados

As configurações de malha e as técnicas de homogeneização selecionadas deram origem ao total de nove casos, como mencionado. O primeiro caso foi considerado padrão de comparação e consiste na simulação do escoamento a partir da malha fina. Esta e as demais definições estão contidas na Tabela 2.

Tabela 2: Definição dos casos simulados.

Caso	Malha	Técnica
1	Fina	-
2	Grossa 1	Harmônica
3		Aritmética
4		Geométrica
5		<i>Flow-based</i>
6	Grossa 2	Harmônica
7		Aritmética
8		Geométrica
9		<i>Flow-based</i>

Os casos 2 a 5 correspondem à malha grossa 1 em cujos elementos estão distribuídos valores de permeabilidades calculados por meio de diferentes técnicas. O Petrel, pré-processador usado neste trabalho, permite esta distribuição mediante a escolha da distribuição de origem, a nova malha e a técnica de harmonização desejada. Os casos referentes à malha grossa 2 foram numerados de 6 a 9.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A primeira análise realizada se deu acerca da redução do tempo de simulação para cada caso da Tabela 2. O caso 1, utilizado como padrão de comparação por se referir à malha fina, retornou resultados após 53 min, enquanto as simulações dos demais casos tiveram durações diferentes entre si. Na Figura 4, estão dispostos graficamente todos os tempos de simulação.

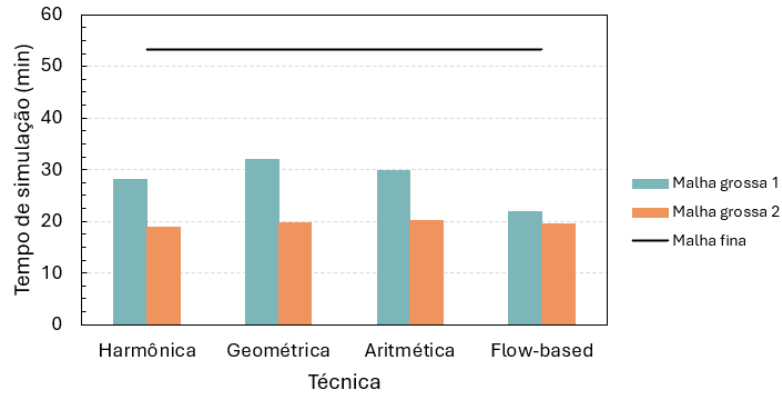


Figura 4: Tempos totais de simulação para todos os casos.

No geral, notou-se que a redução do tempo de simulação foi tanto maior quanto a redução do número de células, como esperado [7]. Isso significa que as simulações com a malha grossa 2 retornaram resultados em menor tempo se comparado à malha grossa 1 e esta, por sua vez, apresentou o mesmo comportamento descrito em relação à malha fina. Ainda, houve diferenças entre as técnicas, com destaque para a técnica *flow-based*, que ofereceu maior redução para a malha grossa 1.

Esta também foi a técnica que apresentou menor discrepância entre os valores obtidos das malhas grossa 1 e grossa 2. Dadas observações podem levar à falsa conclusão de que ambas são igualmente capazes de fornecer resultados confiáveis com a redução considerável de custo computacional. Porém, para que seja dado um veredito correto, é necessário que sejam feitas comparações entre dados de produção.

O gráfico do fator de recuperação de óleo da Figura 5, cujos dados foram avaliados entre os anos de 2025 e 2105 com a aplicação da técnica *flow-based* em conjunto com as malhas grossa 1 e grossa 2, torna possível constatar que, à medida que o tempo avança, todas as curvas assumiram valores crescentes até se estabilizarem em determinado ano de produção. A estabilização do fator de recuperação indicou o momento em que o óleo parou de ser produzido, restando um resíduo no reservatório.

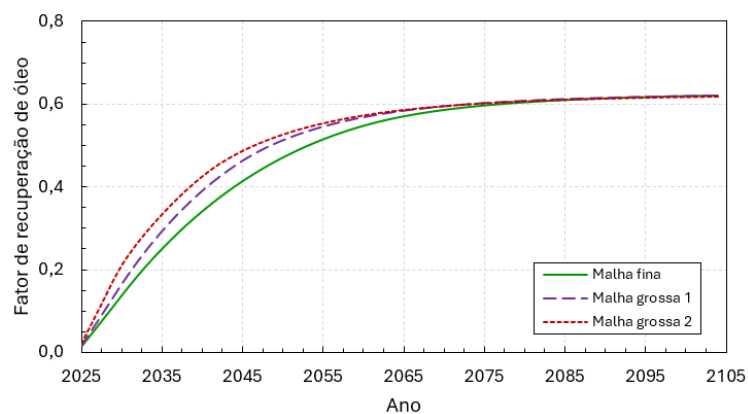


Figura 5: Fator de recuperação de óleo ao longo do tempo para a malha fina e para os casos referentes à técnica *flow-based*.

Além da estabilização, nos últimos anos de avaliação dos resultados, observou-se a tendência de se subestimar a produção, com a diminuição do número de elementos projetando as curvas mais para baixo. Ainda que a ordem das diferenças não seja tão grande em porcentagem, as diferenças finais se mostram expressivas em termos de campo. Em 2105, por exemplo, a malha grossa 2 foi capaz de prover diferença de cerca de 0,45% em relação à malha fina, o que corresponde a 77.042 m^3 ou, em termos de campo, mais de 500.000 bbl de óleo subestimados.

O oposto ocorreu nos anos iniciais, até por volta do ano de 2070, quando a diminuição do número de elementos superestimou a produção. Tomando-se como base o ano de 2045, as diferenças para a malha grossa 1 e para a malha grossa 2 com a técnica *flow-based* foram iguais a 12% e 17%, correspondendo a $1,49\text{E}6 \text{ m}^3$ e a $2,15\text{E}6 \text{ m}^3$ de óleo, respectivamente. A Figura 6 mostra essa ocorrência na fase inicial da produção, mais especificamente no ano de 2045, a fim de permitir sua visualização.

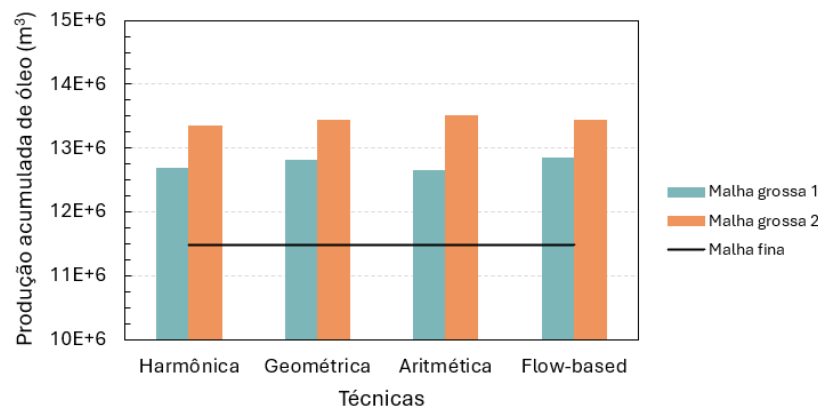


Figura 6: Produção acumulada de óleo para todos os casos no ano de 2045.

Cumprе ressaltar, então, que a aplicação das demais técnicas demonstrou a mesma tendência em superestimar a previsão da produção nos primeiros anos de produção conforme a diminuição da quantidade de elementos na malha. Essa ocorrência está de acordo com o que foi encontrado por Rios et al. (2021) [8] e Zhou et al. (2020) [9], cujos trabalhos consideram tempo de produção relativamente baixo, seja na ordem de dias ou de poucos anos.

A derivada numérica do fator de recuperação de óleo foi proposta como forma de se identificar etapas essenciais à produção. As curvas resultantes permitiram a definição mais precisa do momento em que se inicia a produção de água, chamado de *breakthrough* (BT), comparando-se os casos com as malhas fina, grossa 1 e grossa 2, e a melhor visualização da estabilização, quando a água está sendo produzida de maneira exclusiva (Figura 7).

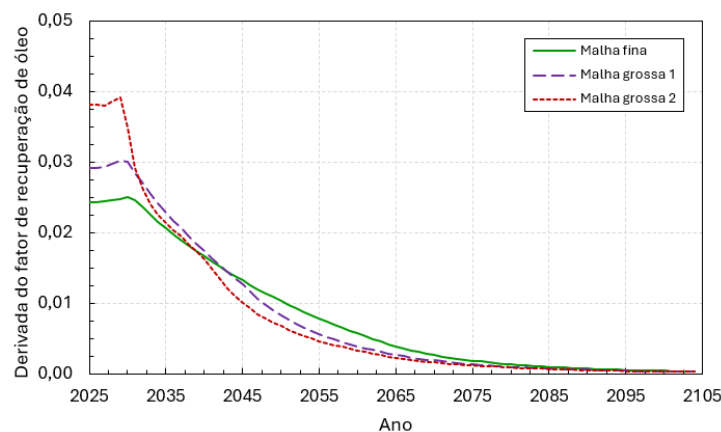


Figura 7: Derivada do fator de recuperação de óleo ao longo do tempo para a malha fina e para os casos referentes à técnica *flow-based*.

Na porção inicial do gráfico, isto é, na parte esquerda, as curvas assumem comportamento predominantemente horizontal, uma vez que o aumento da produção de óleo é constante antes do BT. Como as malhas grossa 1 e grossa 2 tendem, conforme discutido, a superestimar a produção nesta etapa, as inclinações das suas curvas de fator de recuperação são maiores e isso resulta em derivadas com valores também maiores, em relação à derivada da malha fina.

Ainda observando-se os primeiros anos de produção, se confirma que os anos nos quais ocorre o BT são diferentes para cada caso. Os resultados da malha fina estimam este momento para o ano 2030, enquanto o aumento do grau de engrossamento da malha o antecipa. A partir dessa ocorrência, as curvas das derivadas decrescem, indicando a perda de inclinação da curva de fator de recuperação de óleo devido ao aumento da produção de água após o BT. Essa queda é mais acentuada para a malha grossa 2, por ser ela a que mais superestimou a produção de óleo nesta fase.

Desse modo, a curva referente à malha grossa 2 perde ainda mais sua inclinação no avanço do tempo, chegando ao encontro das outras curvas e se estabilizando primeiro. O momento da estabilização das curvas é representado pela derivada nula em que o fator de recuperação se torna constante. A curva da malha grossa 2 é seguida primeiramente pela malha grossa 1 e depois pela malha fina, as quais se estabilizam mais tardiamente, pelos mesmos motivos mencionados.

Outro parâmetro analisado neste estudo foi o *water cut*, indicativo da produção de água no montante total, através do gráfico da Figura 8. Conforme discutido, o momento do BT indica quando a água começou a ser produzida. A previsão desse momento é necessária para que seja estudada a viabilidade financeira, possibilitando o controle da produção, uma vez que não é desejável produzir água prioritariamente. Ambas as malhas grossa 1 e grossa 2 prejudicaram a previsão, verificando-se que as curvas partem de pontos diferentes no eixo das abscissas, conforme detalhe da Figura 8b.

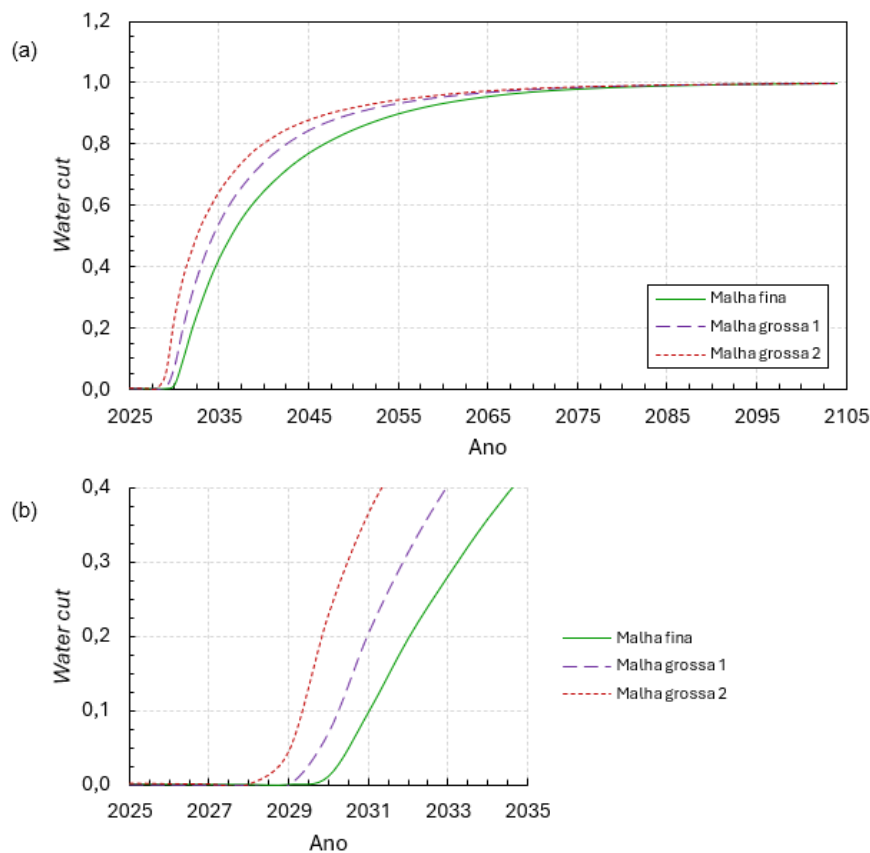


Figura 8: Water cut ao longo do tempo para a malha fina e para os casos referentes à técnica flow-based.

O retardo do BT é essencial para aumentar a eficiência do processo extrativo, pois, quando se inicia a produção de água, sua tendência apresenta crescimento constante. Isso ocorre em detrimento da produção de óleo, a qual começa a diminuir até atingir seu limite econômico e forçar a parada e o abandono do poço ou, ainda, a aplicação de técnicas adicionais que permitam a revitalização da produção de óleo. Logo, a correta previsão do momento do BT é importante estrategicamente para as empresas produtoras.

Assim como no gráfico do fator de recuperação, a tendência de subestimar os valores nos primeiros anos de acordo com o aumento do grau de engrossamento da malha se apresentou verdadeira no gráfico de *water cut*, pelos mesmos motivos. Nos últimos anos de produção, as curvas se estabilizaram quando este parâmetro chegou a 1,0, reforçando que, neste momento, o sistema reservatório/poço está produzindo água de forma exclusiva.

Cabe ressaltar que nenhuma empresa produtora busca produzir água de forma prioritária e exclusiva, sendo importante adotar um valor de tolerância para o *water cut*. Supondo-se que a fração de água produzida seja tolerável até 0,8, o processo extrativo deve sofrer parada nos anos 2048 para a malha fina, 2043 para a malha grossa 1 e 2040 para a malha grossa 2. Se forem levadas em conta as duas últimas previsões, a empresa produzirá menos água do que o tolerável, o que é economicamente indesejável, pois isso também diminui a produção de óleo, devido à interrupção precoce da produção.

A Figura 9 auxilia a visualização dos perfis de saturação nos momentos do BT previstos, ou seja, nos anos 2030, 2029 e 2028 para as malhas fina, grossa 1 e grossa 2, e ao final dos 80 anos de produção sob a técnica *flow-based*. No primeiro contexto, devido à diferença entre as massas específicas do óleo e da água, em vermelho e em azul, respectivamente, apenas foi possível visualizar o BT a uma profundidade de 3.039,5 m. Notou-se que o engrossamento consecutivo da malha prejudicou a definição da interface entre os fluidos, que escoam no sentido do poço injetor (I) para o poço produtor (P).

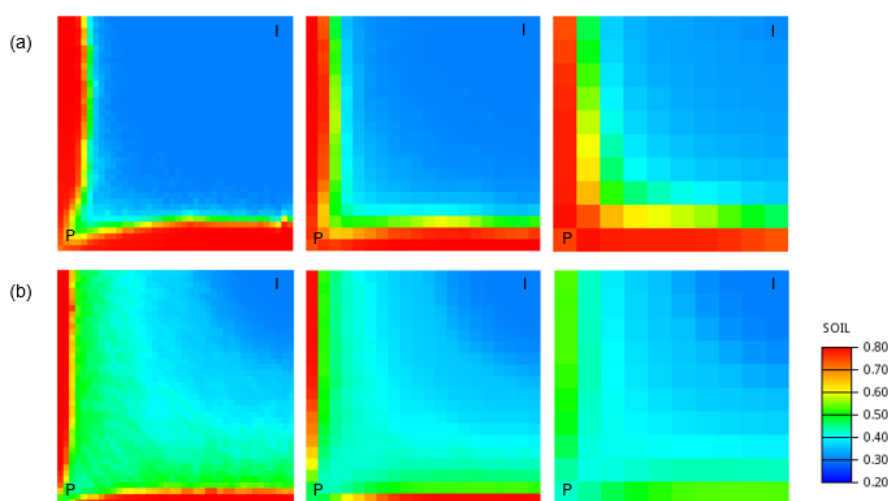


Figura 9: Saturação do óleo nas malhas fina, grossa 1 e grossa 2 (a) no BT, a uma profundidade de 3039,5 m e (b) após 80 anos de produção.

Na malha fina, à esquerda, a frente de avanço e a faixa de transição entre as fases água e óleo é mais definida, com a melhor demarcação da área que não foi atingida, em cor vermelha, pelo fluido injetado e, portanto, não foi recuperada ao final dos 80 anos de produção. Com o aumento do grau de engrossamento da malha, essa área deixa de ser visível com o valor correto de saturação, devido à falta de resolução.

Quando se estuda a homogeneização, é preciso avaliar a manutenção das heterogeneidades naturais da rocha, isto é, o ajuste dos valores de permeabilidade no novo modelo. Como dito, os valores aplicados no modelo com a malha mais fina residem entre 100 mD e 200 mD. O mapa

de cor com a distribuição nas direções horizontais está apresentado na Figura 10, em vista superior do topo do reservatório.

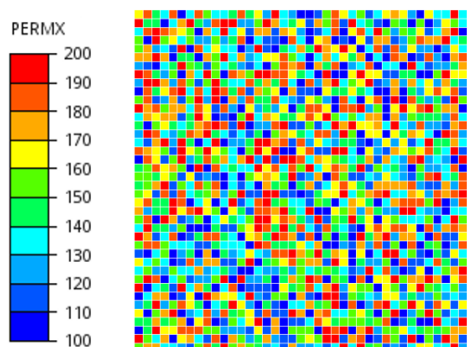


Figura 10: Distribuição da permeabilidade no plano horizontal na malha fina.

A aplicação do *upscaling* ajustou os valores de permeabilidade, diminuindo os valores máximos e aumentando os valores mínimos aplicados na malha fina. A Figura 11 mostra a vista superior para ambos os modelos de malha grossa 1, na primeira fila, e grossa 2, logo abaixo, com os perfis obtidos após a utilização das quatro técnicas de homogeneização sobre os valores de permeabilidade impostos.

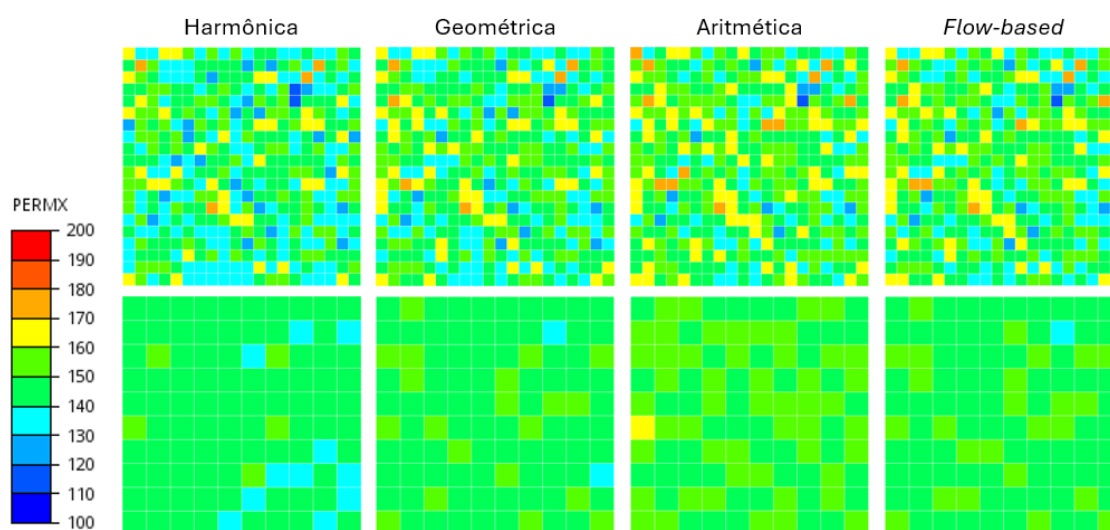


Figura 11: Distribuição da permeabilidade no plano horizontal das malhas grossas 1, na linha superior, e 2, na linha inferior, após a aplicação de quatro técnicas de *upscaling*.

Como se observa na linha inferior, para a malha grossa 2, a média harmônica preservou os valores mais baixos do parâmetro avaliado, por volta de 130 mD a 160 mD. O contrário foi visualizado na média aritmética, cujos valores variam entre 140 mD e 170 mD. Também se notou que os dados obtidos pelas técnicas de média geométrica e *flow-based* são muito próximos, conforme o esperado [3, 5], sendo as camadas descontínuas ou variáveis, ou seja, com distribuição aleatória.

Voltando-se à discussão acerca do limite referente à tolerância para produção de água, os dados de produção nos anos em que foi prevista a parada do processo extrativo ou a mudança da estratégia de produção por parte das empresas para cada caso mostraram a proximidade entre os valores fornecidos pela média geométrica e pela técnica *flow-based*. Em conjunto com a malha grossa 1, ambas foram as que também apresentaram menor desvio em comparação à malha fina, como pode ser visualizado na Figura 12.

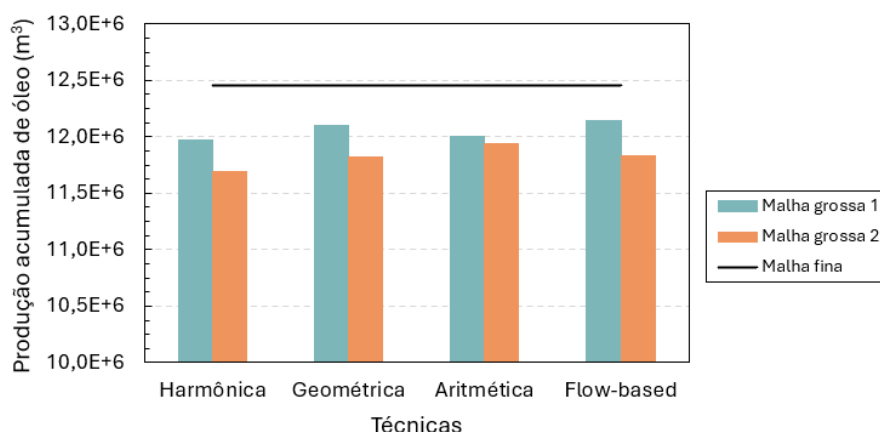


Figura 12: Produções acumuladas de óleo nos anos com *water cut* igual a 0,8, fornecidas por todas as técnicas, em comparação com o resultado da malha fina.

Notou-se que, no geral, as previsões nos referidos anos são subestimadas em relação à malha fina. As maiores diferenças em ambas as malhas grossas foram fornecidas pela técnica de média harmônica, com valores em torno de 524.000 m³ e 827.000 m³. Em termos de campo, poderiam ser perdidos entre 3,3 Mbbl e 5,2 Mbbl de óleo. Isso pode levar a empresa à falsa ideia de que a produção não é viável, dentro dos parâmetros econômicos fixados.

A média aritmética também retornou, no caso da malha grossa 1, diferença relativamente alta, com cerca de 493.000 m³ ou 3,1 Mbbl de óleo subestimados. Quando se observa a malha grossa 2, no entanto, este método ainda se mostrou melhor que a média geométrica. Contudo, as técnicas de média geométrica e *flow-based* foram as que mantiveram melhor representação dos valores de permeabilidade, não os projetando para baixo ou para cima, mas os mantendo em torno de uma média.

De modo ideal, como afirmaram Lie (2019) [3] e Ringrose e Bentley (2015) [5], na prática, a heterogeneidade de reservatório seria representada razoavelmente pelo mínimo da média harmônica e pelo máximo da média aritmética. Logo, após os resultados apresentados, concluiu-se que a melhor configuração de homogeneização foi combinação entre a técnica *flow-based* e a malha grossa 1.

4. CONCLUSÃO

Os resultados apresentados demonstraram que a homogeneização é uma etapa intrínseca à simulação de reservatórios, buscando o equilíbrio entre confiabilidade e custo computacional. Observou-se que o aumento do grau de engrossamento da malha diminuiu o tempo de simulação em todas as técnicas de homogeneização da permeabilidade aplicadas. No entanto, os gráficos permitiram a visualização do deslocamento das curvas nos anos iniciais, em que a produção foi superestimada.

Foram utilizados gráficos de derivada numérica do fator de recuperação de óleo para se entender as diversas fases do escoamento. Em conjunto com os gráficos de *water cut*, tais dados mostraram que a diminuição do número de elementos na malha antecipa o momento do BT, prejudicando as previsões para marcos estratégicos no que diz respeito ao desenvolvimento do campo. Ainda, ao se fixar um valor tolerável para a fração de produção de água, a indicação para a parada de produção também se antecipa, o que diminui a produção de óleo.

Para os casos estudados, as técnicas de média geométrica e *flow-based* se aplicaram melhor, pois preservaram os valores médios de permeabilidade e forneceram resultados mais próximos ao computado para a malha fina, especialmente considerando-se a malha grossa 1. Já a malha grossa 2 apresentou resultados melhores com a distribuição proveniente da média aritmética. A análise fica completa quando se avaliam os tempos de simulação, que permitiram concluir que a técnica *flow-based* na malha grossa 1 forneceu o melhor equilíbrio dentre os casos considerados.

5. AGRADECIMENTOS

Agradecimentos à Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Espírito Santo (Fapes) pelo apoio fornecido através do termo de outorga 135/2023.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Mielnik O. O mercado do petróleo: oferta, refino e preço. Rio de Janeiro (RJ): FGV; 2012. Disponível em: <https://repositorio.fgv.br/items/abaf9ae1-df03-4525-a01b-3562c97fcf8c>.
2. Chen Z, Huan G, Ma Y. Computational methods for multiphase flow in porous media. 1st ed. Philadelphia (PA): SIAM; 2006. doi: 10.1137/1.9780898718942
3. Lie KA. An introduction to reservoir simulation using MATLAB/GNU Octave: user guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST). 1st ed. Cambridge (UK): Cambridge University Press; 2019. doi: 10.1017/9781108591416
4. Machado MVB. Modelagem numérica de reservatórios de petróleo: prática integrada de simulação. 1. ed. Rio de Janeiro (RJ): Petrobras; 2023.
5. Ringrose P, Bentley M. Reservoir model design: a practitioner's guide. 1st ed. Dordrecht (Netherlands): Springer; 2015. doi: 10.1007/978-94-007-5497-3
6. Hussen A, Munshi, TA, Jahan, LN, Hashan, M. Advanced machine learning approaches for predicting permeability in reservoir pay zones based on core analyses. *Heliyon*. 2024;10(12):e32666. doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e32666
7. Milad B, Ghosh S, Slatt R, Marfurt K, Fahes M. Practical aspects of upscaling geocellular geological models for reservoir fluid flow simulations: a case study in integrating geology, geophysics, and petroleum engineering multiscale data from the Hunton Group. *Energies*. 2020;13(7):1604. doi: 10.3390/en13071604
8. Rios VS, Schiozer DJ, Santos LOS, Skauge A. Improving coarse-scale simulation models with a dual-porosity dual-permeability upscaling technique and a near-well approach. *J Petrol Sci Eng*. 2021;198:108132. doi: 10.1016/j.petrol.2020.108132
9. Zhou M, Soga K, Yamamoto K. Upscaling techniques for fully coupled THM simulation and application to hydrate gas production tests. *Comput Geotech*. 2020;124:103596. doi: 10.1016/j.compgeo.2020.103596
10. Ertekin T, Abou-Kassem JH, King GR. Basic applied reservoir simulation. 1st ed. Richardson (TX): SPE; 2001. doi: 10.2118/9781555630898