



# Estudo de convergência de malha para análise de recuperação de óleo em reservatório estratificado utilizando o método *Grid Convergence Index*

Mesh convergence study for oil recovery analysis in stratified reservoir using the Grid Convergence Index method

F. N. R. P. Santana<sup>1\*</sup>; G. F. da Silva<sup>2</sup>; H. L. C. Galvão<sup>2</sup>; S. T. A. Maciel<sup>3</sup>;  
J. P. L. Santos<sup>2</sup>; L. C. L. Santos<sup>4</sup>; R. L. Pagano<sup>1</sup>; A. L. Cunha<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de Sergipe, 49100-000, São Cristóvão-SE, Brasil

<sup>2</sup>Departamento de Engenharia de Petróleo, Universidade Federal de Sergipe, 49100-000, São Cristóvão-SE, Brasil

<sup>3</sup>Departamento de Química/Laboratório de Análises Cromatográfica, Universidade Federal de Sergipe, 49100-000, São Cristóvão-SE, Brasil

<sup>4</sup>Programa de Pós-Graduação de Engenharia Química, Universidade Federal da Bahia, 40210-630, Salvador-BA, Brasil

\*fernandanayara17@yahoo.com.br

(Recebido em 17 de maio de 2024; aceito em 27 de novembro de 2024)

Os combustíveis fósseis continuam sendo essenciais para suprir a demanda energética mundial, tornando crucial o avanço em tecnologias de recuperação de petróleo. O uso de softwares de Fluidodinâmica Computacional (Computational Fluid Dynamics, CFD), é essencial nesse processo. No entanto, para que a análise seja isenta de erros de discretização, é necessário avaliar a convergência da malha utilizada na simulação. Neste trabalho foi realizado um estudo de convergência da malha de um reservatório de petróleo estratificado em simulações tridimensionais usando o Grid Convergence Index (GCI), sugerido pela American Society of Mechanical Engineers (ASME). O objetivo é permitir análises futuras de recuperação de petróleo em reservatórios estratificados, garantindo que a discretização do domínio de estudo não afete os resultados. Foram utilizadas três malhas diferentes, geradas no ICFM CFD, para simular a injeção de água visando a recuperação de óleo em um reservatório sintético composto por três camadas de 2 metros de profundidade. O esquema de poços utilizado foi o five spot invertido, com um poço injetor central e quatro poços produtores. A saturação de óleo foi monitorada em pontos ao longo do reservatório entre o poço injetor e um dos poços produtores. Os resultados obtidos com o Ansys CFX Solver 14.0 revelaram uma convergência satisfatória nas malhas intermediária e mais refinada, com um GCI médio de 1,42%. Este estudo pode proporcionar uma base sólida para investigações futuras sobre a recuperação de petróleo em reservatórios estratificados.

Palavras-chave: reservatórios de petróleo, simulação fluidodinâmica, Grid Convergence Index.

Fossil fuels remain essential for meeting global energy demand, making advancements in oil recovery technologies crucial. The use of Computational Fluid Dynamics (CFD) software is essential in this process. However, to ensure error-free discretization analysis, it's necessary to evaluate mesh convergence in simulations. This study conducted a mesh convergence analysis of a stratified oil reservoir in three-dimensional simulations using the Grid Convergence Index (GCI) suggested by the American Society of Mechanical Engineers (ASME). The aim is to enable future oil recovery analyses in stratified reservoirs, ensuring that domain discretization does not affect results. Three different meshes generated in ICFM CFD were used to simulate water injection for oil recovery in a synthetic reservoir with three layers each 2 meters deep. A five-spot inverted well scheme was used, with one central injector well and four producer wells. Oil saturation was monitored at points along the reservoir between the injector well and one of the producer wells. Results from Ansys CFX Solver 14.0 showed satisfactory convergence in the intermediate and finer meshes, with an average GCI of 1.42%. This study can provide a solid foundation for future investigations into oil recovery in stratified reservoirs.

Keyword: oil reservoir, fluid dynamics simulation, Grid Convergence Index.

## 1. INTRODUÇÃO

Dado o aumento significativo na demanda por energia e a previsão de que o petróleo bruto continuará sendo a principal fonte de energia nas próximas duas décadas, é essencial aprimorar a produção de petróleo para atender às necessidades energéticas globais. Isso pode ser alcançado explorando novos campos de petróleo para extrair óleo bruto ou utilizando tecnologias de recuperação de petróleo para recuperar o óleo remanescente de campos marginais já existentes [1].

Vários métodos de recuperação de petróleo já foram desenvolvidos e muitos estão sendo empregados em diversos campos de petróleo do mundo, como os métodos especiais térmicos, miscíveis e químicos de recuperação de petróleo, sendo a injeção de água o método convencional mais utilizado em todo o mundo, devido, principalmente, ao baixo custo e maior abundância [2].

Uma das formas mais eficientes de se prever o comportamento de produção de um reservatório de petróleo, candidato ao emprego de um determinado método de recuperação, é através da simulação computacional e modelagem de reservatórios. Essas técnicas empregam métodos matemáticos avançados para avaliar a extração de hidrocarbonetos, permitindo uma previsão precisa da recuperação de petróleo sob diversas técnicas [3].

A modelagem de reservatórios é uma técnica altamente eficaz que permite a integração de informações e expertise de diversas áreas, como geologia, petrofísica, geofísica e engenharia de reservatórios. Além disso, é indispensável para antecipar a produção de hidrocarbonetos, calcular a pressão e a saturação, planejar a localização dos poços e o desenvolvimento do campo, entre outras aplicações. O objetivo primordial é prever o comportamento do reservatório ao longo do tempo e empregar essas informações para otimizar a extração de hidrocarbonetos nas condições operacionais existentes [4].

O método *Computational Fluid Dynamics* (CFD) tem sido usado para pesquisar e simular problemas de fluxo multifásico em meios porosos sob uma variedade de cenários [5]. Nos últimos anos, houve um notável progresso desta técnica, graças aos avanços em métodos de solução numérica e tecnologia computacional, principalmente relacionados às melhorias na velocidade computacional, tecnologia de paralelização e aperfeiçoamento de software e algoritmos multifásicos [6].

Vários autores reportaram na literatura trabalhos envolvendo a simulação numérica de reservatórios visando à recuperação de óleo utilizando-se o pacote comercial Ansys CFX para o estudo fluidodinâmico [2, 7-10], reforçando que o emprego de modelos numéricos para simular reservatórios tem sido indispensável para garantir a eficácia na escolha das estratégias de produção.

Ademais, é importante garantir que a solução obtida não seja influenciada pela quantidade de pontos estabelecidos para a discretização do domínio. Ou seja, faz-se necessário um estudo de convergência de malha, garantindo, assim, que esta não tenha interferência sobre os resultados.

Neste contexto, diversos estudos têm utilizado o *Grid Convergence Index* (GCI), proposto pela *American Society of Mechanical Engineers* (ASME), para avaliar a independência da malha. Baker et al. (2020) [11], examinaram o efeito da estrutura da malha na precisão da solução numérica do perfil médio de velocidade do fluxo de ar em ambientes internos, concluindo que a malha hexaédrica estruturada produziu resultados similares à malha hexaédrica não estruturada usando outro modelo de turbulência. Pinilla et al. (2021) [12] utilizaram o GCI em conjunto com uma análise do número de *Courant-Friedrichs-Lewy* (CFL) em uma modelagem de *Viscous Fingering* (VF) em reservatórios de petróleo. Foram simulados experimentos de injeção de fluidos 3D em nove diferentes malhas concluindo-se que a modelagem deveria ser feita usando um número CFL médio de 0,25. De Jesus Santos et al. (2022) [13] estudaram a convergência de diferentes malhas em análises de escoamento gás-líquido obtendo-se resultados apropriados para a malha intermediária com GCI médio de 2,03%. Aycan et al. (2023) [14] adotaram uma abordagem sistemática usando o método GCI para avaliar incertezas em simulações CFD de aortas. Os resultados do estudo destacaram a superioridade da malha poliédrica em relação a outros tipos de malha, levando em consideração as incertezas e os custos computacionais associados a diferentes estilos de malha. Esses estudos destacam a importância do GCI na seleção da malha adequada em diferentes aplicações.

Com base no exposto, o objetivo deste estudo consiste em investigar a convergência da malha do reservatório de petróleo estratificado por meio do *Grid Convergence Index*, conforme proposto pela *American Society of Mechanical Engineers* (ASME), em uma simulação tridimensional. Essa abordagem visa viabilizar investigações posteriores voltadas à recuperação de óleo em reservatórios estratificados, garantindo que a solução obtida não seja afetada pela discretização do domínio.

## 2. MATERIAL E MÉTODOS

Para a realização deste trabalho, foram construídas três malhas estruturadas, composta por elementos hexaédricos, para simular a injeção de água para recuperação de óleo em um reservatório estratificado com dimensões quadráticas (400m x 400m x 6m) composto por três camadas de 2 metros de profundidade cada, conforme representado na Figura 1. Com raio dos poços igual a 0,1 metros.

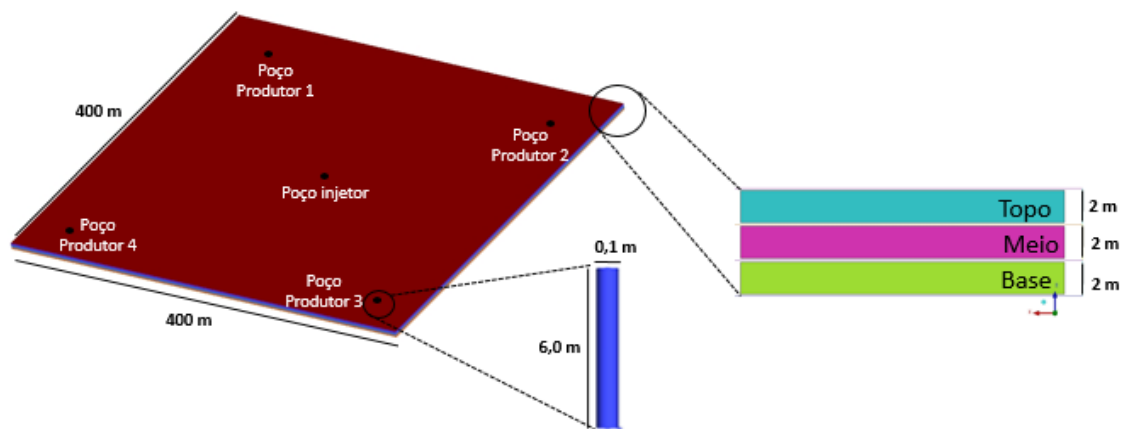


Figura 1: Representação esquemática do reservatório em três camadas.

O arranjo de poços adotado foi o *five-spot* invertido, caracterizado por um poço injetor central e quatro poços produtores, como ilustrado na Figura 2. Nessa figura, são apresentadas as três malhas analisadas, sendo a primeira composta por 132.636 elementos, a segunda por 299.976 elementos e a terceira por 550.956 elementos.

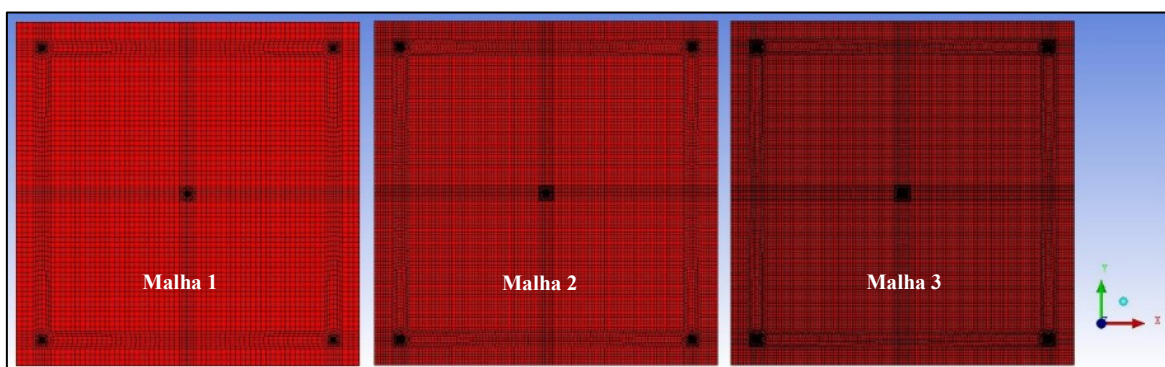


Figura 2: Representação esquemática do reservatório representado nas três malhas estudadas.

As simulações fluidodinâmicas computacionais foram realizadas utilizando o *software* do pacote comercial Ansys CFX, versão 14.0 disponível no Laboratório de Modelagem e Simulação (LAMSIM) do Departamento de Engenharia Química da UFS. A malha foi criada utilizando o

aplicativo ICEM-CFD 14.0 que faz parte do pacote de softwares da Ansys. Posteriormente, foi utilizado o CFX-Pre para definição do modelo matemático/numérico e inclusão das condições iniciais e de contorno. Os dados foram, então, exportados para o CFX-Solver através do qual os modelos ajustados foram resolvidos.

As condições de contorno utilizadas na simulação estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1: Condições de contorno e iniciais aplicadas ao domínio de estudo.

Propriedades físicas	Unidade	Descrição	Fonte
Pressão estática / psi	2000	Poço produtor	[15]
Pressão estática / psi	2600	Poço injetor	[2]
Fração volumétrica da água	1	Poço injetor	[15]
Fração volumétrica do óleo	0	Poço injetor	[15]
Pressão média / psi	2400	Reservatório	[2]
Fração volumétrica inicial da água	0	Reservatório	[15]
Fração volumétrica inicial do óleo	1	Reservatório	[15]
Condição de não escorregamento ( <i>no slip</i> )	-	Paredes do reservatório	[16]

Além disso, O conhecimento e a definição das propriedades dos fluidos e do meio poroso são essenciais para o desenvolvimento do estudo, sendo essas propriedades apresentadas nas Tabelas 2 e 3. Na Tabela 3, o valor da permeabilidade absoluta da camada 1 do reservatório foi obtido a partir do estudo conduzido por De Souza et al. (2019) [15], servindo como referência para a determinação dos valores correspondentes às camadas 2 e 3.

Tabela 2: Propriedades do óleo e da água.

Propriedades físicas	Fase contínua (petróleo)	Fonte	Fase contínua (água)	Fonte
Massa molar / kg/kmol	105,47	[15]	18,02	[16]
Densidade / kg/m <sup>3</sup>	855	[17]	997	[16]
Viscosidade dinâmica / centipoise (cP)	2	[15]	0,8899	[16]
Condutividade térmica / W/m.K	0,143	[15]	0,6069	[16]
Calor específico / J/kg.K	2092	[15]	4181,7	[16]

Tabela 3: Propriedades do meio poroso.

Propriedades físicas	Meio poroso	Fonte
Permeabilidade /m <sup>2</sup> - camada 1	1.10 <sup>-13</sup>	[15]
Permeabilidade /m <sup>2</sup> - camada 2	2.10 <sup>-13</sup>	Este trabalho
Permeabilidade /m <sup>2</sup> - camada 3	3.10 <sup>-13</sup>	Este trabalho
Porosidade camada 1	0,25	[18]
Porosidade camada 2	0,25	[18]
Porosidade camada 3	0,25	[18]
Coefficiente de perda de resistência (K <sub>loss</sub> )	0	[16]

Para realizar a modelagem matemática foram utilizadas as equações de conservação para descrever o escoamento em meios porosos que correspondem a uma generalização das equações de Navier-Stokes e da lei de Darcy, utilizadas pelo Guia Teórico do Ansys CFX-Solver 14.0. A equação de conservação de massa que define o escoamento em meios porosos está demonstrada na equação 1.

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) + \nabla \cdot (\rho\mathbf{K} \cdot \mathbf{U}) = 0 \quad (1)$$

onde  $t$  é o tempo,  $\phi$  é porosidade volumétrica,  $\rho$  é a densidade volumétrica,  $\mathbf{K}$  tensor porosidade de área e  $\vec{U}$  a velocidade [16].

O primeiro termo descreve o acúmulo de massa no volume de controle e o segundo termo indica o fluxo de massa que sai do volume de controle.

A equação de conservação de momento linear para meios pode ser descrita através da equação 2:

$$\frac{\partial(\rho\phi\vec{U})}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho\phi(\mathbf{K}\vec{U}) \otimes \vec{U}) = -\nabla \cdot (\mu_e\mathbf{K}(\nabla\vec{U} + \nabla\vec{U}^T) + S_i^M) \quad (2)$$

onde  $\mu_e$  é a viscosidade efetiva e  $S_i^M$  a fonte de quantidade de movimento linear. No Ansys CFX 14.0,  $S_i^M$  é dado pela equação 3:

$$S_i^M = -C^{R1}U_i - C^{R2}|\vec{U}|\vec{U}_i + S_i^{spec} \quad (3)$$

onde  $C^{R1}$  é o coeficiente linear de resistência,  $C^{R2}$  é o coeficiente de resistência quadrática e  $S_i^{spec}$  representa outras fontes de quantidade de movimento e  $U$  e  $U_i$  as velocidades superficiais [16].

## 2.1 Método Grid Convergence Index

Após a realização das simulações, os resultados foram analisados conforme o *Grid Convergence Index* [19, 20], em um processo estruturado em sete etapas que visaram garantir a precisão e a confiabilidade dos dados. Inicialmente, determinou-se o tamanho característico de uma célula em uma malha mais grosseira. Em seguida, definiu-se um fator de refinamento de malha para selecionar três malhas com diferenças significativas no número de elementos. A partir dos dados de saturação de óleo em pontos específicos do reservatório, foram realizadas as comparações entre as malhas, permitindo a determinação da ordem aparente do método e dos valores extrapolados para cada par de malhas. Após isso, calcularam-se os erros relativos aproximados e extrapolados, e, finalmente, foi obtido o índice de convergência para verificar se a malha é precisa o suficiente para evitar refinamentos adicionais.

O método pode ser entendido de forma mais detalhada seguindo-se as seguintes etapas:

Etapas 1: Baseando-se na equação 4, foi calculado o tamanho ( $h$ ) de uma célula representativa em uma malha mais grosseira, ou seja, com menor número de elementos.

$$h = \left[ \frac{1}{N} (\sum_{i=1}^N \Delta V_i) \right]^{1/3} \quad (4)$$

em que  $N$  é o número total de elementos e  $\Delta V_i$  é o volume do  $i$ -ésimo elemento de volume.

Etapas 2: O fator de refinamento de malha ( $r$ ), determinado pela equação 5, foi utilizado para selecionar três malhas com diferente número de elementos. O valor de ( $r$ ) foi escolhido para garantir  $r > 1,3$ , permitindo a comparação significativa entre as malhas.

$$r = \frac{h_{\text{mais grosseira}}}{h_{\text{mais refinado}}} > 1,3 \quad (5)$$

Etapas 3: Para análise dos resultados, foi estabelecida a variável  $\varphi$ , que representa a saturação de óleo. Esse parâmetro foi medido em 10 pontos distintos entre o poço injetor e um dos poços produtores, em uma profundidade de 5m, correspondente à terceira camada do reservatório, conforme apresentado na Figura 3. Os dados foram coletados após 4800 horas do processo de injeção.

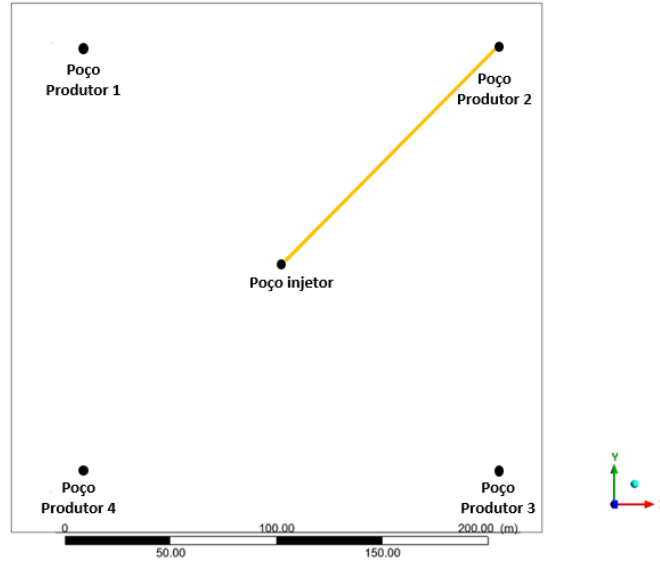


Figura 3: Representação dos pontos utilizados para análise de resultados.

Etapa 4: As malhas foram divididas em pares (malha 1 e malha 2; malha 2 e malha 3), e a ordem aparente  $p$  foi calculada usando as equações 6, 7 e 8:

$$p = \frac{1}{\ln r_{23}} |\ln |\varepsilon_{12}/\varepsilon_{23}| + q(p)| \quad (6)$$

$$q(p) = \ln \left( \frac{r_{23}^p - s}{r_{12}^p - s} \right) \quad (7)$$

$$s = \operatorname{sgn} \left( \frac{\varepsilon_{12}}{\varepsilon_{23}} \right) \quad (8)$$

sendo  $\varepsilon_{23} = \varphi_2 - \varphi_3$ ,  $\varepsilon_{12} = \varphi_1 - \varphi_2$  e a função  $\operatorname{sgn}(x)$  uma função que gera o valor  $-1$ , caso  $x < 0$ , valor igual a  $0$  se  $x = 0$  e igual a  $1$  se  $x > 0$ . O valor de  $p$  foi encontrado para cada um dos pontos, e então foi calculada a ordem aparente média que foi utilizada no cálculo do GCI.

Etapa 5: Os valores extrapolados para  $\varphi$  foram calculados para cada par de malhas usando a equação 9 para par de malhas 1-2 ( $\varphi_{ext}^{12}$ ) e a equação 10 para o par de malhas 2-3 ( $\varphi_{ext}^{23}$ ).

$$\varphi_{ext}^{12} = \frac{(r_{12}^p \varphi_2 - \varphi_1)}{(r_{12}^p - 1)} \quad (9)$$

$$\varphi_{ext}^{23} = \frac{(r_{23}^p \varphi_3 - \varphi_2)}{(r_{23}^p - 1)} \quad (10)$$

Etapa 6: Os erros relativos aproximados ( $e_a$ ) foram calculados através das equações 11 e 12, enquanto os erros relativos extrapolados ( $e_{ext}$ ) foram determinados através das equações 13 e 14.

$$e_a^{12} = \left| \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{\varphi_2} \right| \quad (11)$$

$$e_a^{23} = \left| \frac{\varphi_3 - \varphi_2}{\varphi_3} \right| \quad (12)$$

$$e_{ext}^{12} = \left| \frac{\varphi_{ext}^{12} - \varphi_2}{\varphi_{ext}^{12}} \right| \quad (13)$$

$$e_{ext}^{23} = \left| \frac{\varphi_{ext}^{23} - \varphi_3}{\varphi_{ext}^{23}} \right| \quad (14)$$

Etapa 7: O índice de convergência de malha (GCI) foi calculado para cada par de malhas, conforme descrito nas equações 15 e 16.

$$GCI_{12} = \frac{1,25e_a^{12}}{r_{12}^p - 1} \quad (15)$$

$$GCI_{23} = \frac{1,25e_a^{23}}{r_{23}^p - 1} \quad (16)$$

Quando o Índice de Convergência de Malha (GCI) entre as malhas fina e média apresenta um valor inferior a 5%, considera-se que a malha média possui precisão suficiente, evitando um esforço computacional excessivo devido à relação entre a quantidade de equações a serem resolvidas e o número de elementos ou volumes de controle que compõem a malha representativa do domínio de estudo. Caso os resultados obtidos com o par de malhas mais refinado não sejam satisfatórios, torna-se necessária a geração de novas malhas com maior refinamento, seguida da realização de novos cálculos.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para a realização deste estudo, foram criadas três malhas com diferentes níveis de refinamento, utilizando o *software* ICFM CFD 14.0. As características dessas malhas estão detalhadas na Tabela 4.

Tabela 4: Conjunto de malhas e respectivos fatores e refinamento.

Malha	h (m)	N	r
1	1,9344	132636	-
2	1,4737	299976	$r_{12} = 1,31$
3	1,2033	550956	$r_{23} = 1,22$

Recomenda-se que o fator de refinamento de malha (r) seja maior que 1,3 para assegurar que as malhas sejam suficientemente diferentes umas das outras. Esse valor é empiricamente estabelecido e não derivado formalmente [19, 20]. No entanto, conforme exposto na Tabela 4, para o segundo par de malhas, o fator de refinamento foi ligeiramente reduzido para permitir a execução das simulações sem um custo computacional excessivo. No caso do primeiro par, o fator de refinamento foi mantido acima do mínimo recomendado pela ASME.

A Tabela 5 apresenta os resultados para saturação de óleo ao longo dos 10 pontos escolhidos para cada uma das malhas estudadas, sendo a distância 0 m um ponto no poço injetor e 240 m um ponto no poço produtor.

Tabela 5: Saturação de óleo obtida nas três malhas com 4800h de simulação.

Ponto	Distâncias entre o poço injetor e produtor (m)	Saturação de óleo		
		Malha 1	Malha 2	Malha 3
1	0	0,0000	0,0000	0,0000
2	27	0,0000	0,0000	0,0000
3	53	0,0004	0,0000	0,0000
4	80	0,1721	0,0609	0,0482
5	107	0,5595	0,4574	0,4520
6	134	0,7852	0,6993	0,6942
7	160	0,9270	0,8489	0,8442
8	187	0,9982	0,9461	0,9413
9	214	0,9999	0,9979	0,9971
10	240	1,0000	1,0000	1,0000

A saturação de óleo foi escolhida como variável a ser analisada por ser um dos principais parâmetros a serem estudados em um sistema de recuperação de óleo em reservatórios. Os

resultados dos cálculos dos erros absolutos e dos valores extrapolados para a saturação de óleo assim como o resultado do  $p$  médio são exibidos na Tabela 6.

Tabela 6: Erros absolutos e saturações de óleo extrapoladas.

Ponto	$\varepsilon_{12}$	$\varepsilon_{23}$	$P_{\text{médio}} = 8,24$	
			$\varphi_{\text{ext}}^{12}$	$\varphi_{\text{ext}}^{23}$
1	0,00000	0,00000	0,0000	0,0000
2	0,00000	0,00000	0,0000	0,0000
3	0,00041	0,00001	0,0000	0,0000
4	0,11118	0,01272	0,0447	0,0447
5	0,10218	0,00534	0,4513	0,4513
6	0,08584	0,00512	0,6934	0,6934
7	0,07808	0,00473	0,8435	0,8435
8	0,05206	0,00482	0,9402	0,9402
9	0,00198	0,00077	0,9961	0,9961
10	0,00000	0,00000	1,0000	1,0000

A análise da Tabela 6 revelou que as malhas apresentaram uma convergência significativa nos pontos 1, 2, 3 e 10, indicando que alcançaram uma solução adequada nestes pontos. Segundo Celik et al. (2008) [20], se  $\varepsilon_{12}$  ou  $\varepsilon_{23}$  apresentarem um valor muito próximo de zero, o método GCI pode não funcionar de maneira apropriada. Tal fato pode ser uma indicação de convergência oscilatória ou que a solução exata foi encontrada. Portanto, levando em conta o logaritmo neperiano na Equação 6 para o cálculo da ordem aparente  $p$ , os pontos 1, 2, 3 e 10 não foram considerados para o cálculo de  $p$  e do CGI médio.

Na Figura 4, está ilustrada a variação de saturação de óleo ao longo da distância do poço injetor ao produtor. Pode-se verificar um desvio mais acentuado dos resultados obtidos na malha 1 em relação às malhas 2 e 3, indicando que o refinamento das malhas 2 e 3 está próximo de uma convergência de resultado.

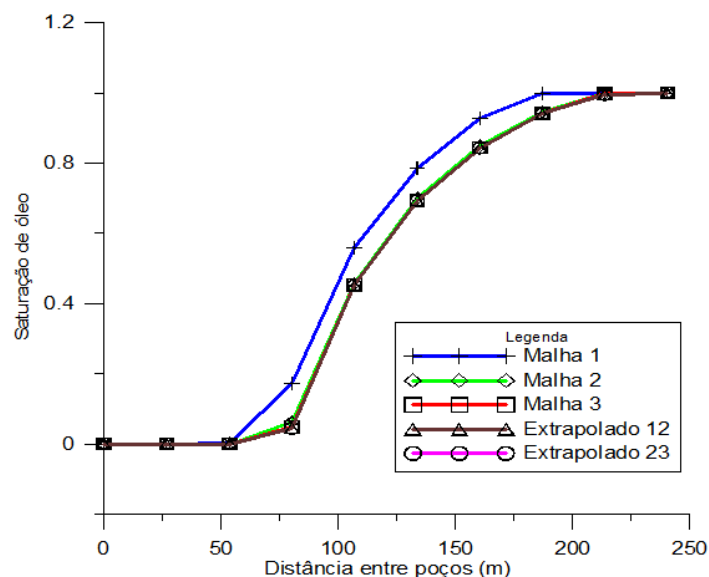


Figura 4: Perfil da saturação de óleo em relação à distância poço injetor-produtor.

A Tabela 7 apresenta os resultados obtidos para os erros relativos aproximados, extrapolados e para os índices convergência de malha (GCI) para cada par de malha estudado.



Tabela 7: Erros relativos e índices de convergência de malha.

Ponto	$e_a^{12}$	$e_a^{23}$	$e_{ext}^{12}$	$P_{médio} = 8,24$		$GCI_{12}$	$GCI_{23}$
				$e_{ext}^{23}$			
1	79,2124	0,0000	0,0000	0,0000		1177,92%	0,00%
2	33645,3096	1372,4215	3276,3167	1,3862		500319,12%	39771,81%
3	34,8944	17,0996	63,2774	4,4408		518,89%	495,54%
4	1,8248	0,2637	0,3622	0,0779		27,14%	7,64%
5	0,2234	0,0118	0,0134	0,0016		3,32%	0,34%
6	0,1227	0,0074	0,0085	0,0011		1,83%	0,21%
7	0,0920	0,0056	0,0065	0,0008		1,37%	0,16%
8	0,0550	0,0051	0,0063	0,0011		0,82%	0,15%
9	0,0020	0,0008	0,0018	0,0011		0,03%	0,02%
10	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000		0,00%	0,00%

Ao analisar os resultados dos valores de GCI para malhas 2 e 3, e desconsiderando-se os pontos 1, 2, 3 e 10 anteriormente citados, observa-se um  $GCI_{médio\ 12}$  de 5,75%, enquanto o  $GCI_{médio\ 23}$  foi de 1,42%, indicando que a convergência das malhas 2 e 3 está próxima da assíntota. Portanto, a malha 2 com 299.976 elementos demonstra ser adequada para a simulação de injeção de água em reservatório analisado neste trabalho.

Na Figura 5, é possível verificar a diferença entre os perfis de saturação de óleo para as malhas 1, 2 e 3 no tempo de 4800h de injeção de água. Os resultados obtidos estão sobre um plano horizontal que passa pelos poços produtores e injetor na mesma profundidade que foram coletados os 10 pontos de saturação de óleo.

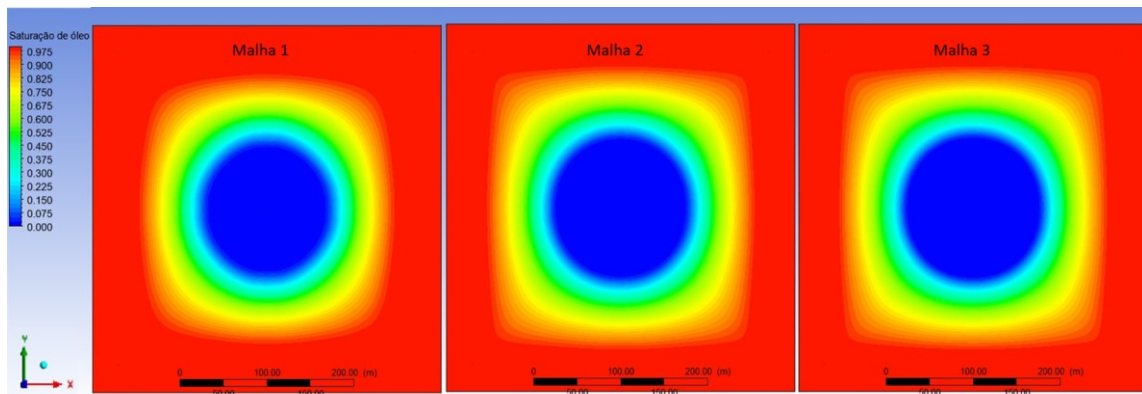


Figura 5: Comparação dos perfis da saturação de óleo no tempo de 4800h de simulação para as três malhas.

Pode-se observar que, à medida que se injeta água na formação, forma-se uma região invadida, que reduz a saturação de óleo gradativamente, com máxima saturação de água próximo ao poço injetor. Como os fluidos são imiscíveis, o processo de aumento da produção de óleo ocorre devido ao aumento da energia do sistema (pressão), e deslocamento mecânico do óleo pela água. Desta forma, pode-se observar que o avanço do fluido injetado no reservatório está fisicamente coerente com o aumento de água no domínio para as três malhas estudadas.

Além disso, pode-se observar que uma área maior foi invadida pela água de injeção nas malhas 2 e 3 em comparação com a malha 1, o que corrobora com os resultados de CGI para o par de malhas 2 e 3. Sendo assim, o método GCI fornece uma segurança quantitativa à avaliação de convergência de malha, o que não seria possível apenas com uma avaliação qualitativa visual.

Na Figura 6 é possível observar a incerteza numérica a partir de barras de erro para as malhas 1, 2 e 3.

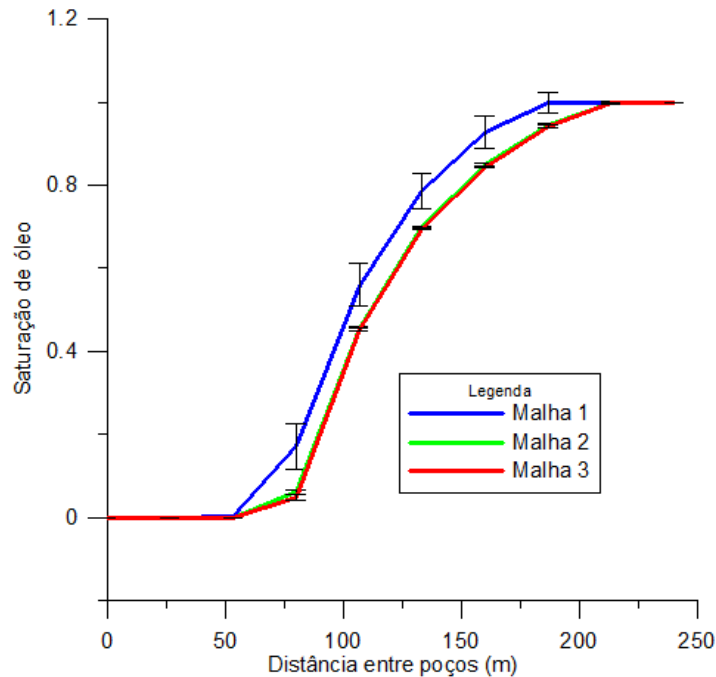


Figura 6: Saturação de óleo das malhas 1, 2 e 3 com barras de erro. Fonte: Autores (2024).

Pode-se perceber que há uma diminuição dos erros decorrentes da discretização numérica na malha 2, o que contribui para a conclusão de que esta malha é suficientemente refinada.

O *Grid Convergence Index* (GCI) é amplamente utilizado em estudos de convergência de malha devido à estrutura padronizada, facilidade de implementação e capacidade de fornecer uma métrica quantitativa da incerteza associada à malha em simulações de dinâmica de fluidos computacional (CFD). Ele se diferencia de métodos alternativos por oferecer uma métrica percentual clara que avalia o impacto do refinamento da malha sobre os resultados, eliminando a subjetividade comum em análises visuais ou gráficos comparativos. O GCI ajusta-se a diferentes níveis de refinamento de malha, garantindo maior precisão e confiabilidade, mesmo em cenários onde outros métodos, como análises residuais ou métodos qualitativos, enfrentam limitações práticas ou teóricas [21, 22].

#### 4. CONCLUSÃO

Este estudo demonstrou a importância da aplicação de métodos de convergência de malha, como o GCI, em análises de Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) relacionadas à recuperação de óleo em reservatórios de petróleo por meio da injeção de água. Os resultados obtidos revelaram uma convergência satisfatória entre as malhas 2 e 3. Especificamente, a malha 2, com um tamanho de célula representativa ( $h$ ) de 1,4737, e menor número de elementos, demonstrou ser adequada para a simulação em questão, com um GCI médio de 1,47% em comparação com a malha 3, reduzindo assim o esforço computacional, sem influenciar nos resultados.

Para estudos que exijam uma precisão ainda mais elevada, justificar-se-ia um refinamento adicional da malha e, conseqüentemente, a utilização da malha 3, o que implicaria um maior esforço computacional.

Este estudo pode ser considerado como um ponto inicial para investigações mais abrangentes voltadas à análise da recuperação de óleo através da injeção de fluidos em reservatórios estratificados. O propósito principal é avaliar a eficiência de varrido e outros parâmetros nas diversas camadas do reservatório, fornecendo insights cruciais para aprimorar as operações de recuperação de petróleo. Essa abordagem pode contribuir significativamente para o desenvolvimento de estratégias mais eficientes e sustentáveis na indústria petrolífera.

## 5. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer o apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq no projeto 409783/2021-8 e pela concessão da bolsa de estudos e aos membros do Laboratório de Modelagem e Simulação do departamento de Engenharia Química da Universidade Federal de Sergipe (UFS).

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Mahajan S, Yadav H, Rellegadla S, Agrawal A. Polymers for enhanced oil recovery: fundamentals and selection criteria revisited. *Appl Microbiol Biotechnol.* 2021 Oct;105(21-22):8073-90. doi: 10.1007/s00253-021-11618-y
2. Fernandes GC, de Souza BG, Vidal DB, Santana Rocha KD, Mendes HUS. Análise da injeção de água quente em um reservatório de óleo leve com configurações em linhas diretas e linhas esconsas. *J Eng Exact Sci.* 2019 Abr;5(2):0168-73. doi: 10.18540/jcecvl5iss2pp0168-0173
3. Pandey A, Kesarwani H, Saxena A, Azin R, & Sharma S. Effect of heterogeneity and injection rates on the recovery of oil from conventional sand packs: A simulation approach. *Petroleum Res.* 2023 Mar;8(1):96-102. doi: 10.1016/j.ptlrs.2022.05.005
4. Bhattacharyya S, Vyas A. A novel methodology for fast reservoir simulation of single-phase gas reservoirs using machine learning. *Heliyon.* 2022 Dec;8(12):e12067. doi: 10.1016/j.heliyon.2022.e12067
5. Iyi D, Balogun Y, Oyenyin B, Faisal N. A numerical study of the effects of temperature and injection velocity on oil-water relative permeability for enhanced oil recovery. *Int J Heat Mass Transfer.* 2022 Ago;191:122863. doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2022.122863
6. Zhang K, Feng Y, Schwarz P, Wang Z, Cooksey M. Computational fluid dynamics (CFD) modeling of bubble dynamics in the aluminum smelting process. *Ind Eng Chem Res.* 2013 Ago;52(33):11378-90. doi: 10.1021/ie303464a
7. Alves HG, Magalhães HLF, do Nascimento Simões V, dos Santos WRG, da Silva DAR, de Lima AGB, et al. Influência da vazão de injeção contínua de água no processo de recuperação de óleos: modelagem e simulação. *Braz J Develop.* 2021 Apr;7(4):39963-74. doi: 10.34117/bjdv7n4-454
8. Jafari A, Hasani M, Hosseini M, Gharibshahi R. Application of CFD technique to simulate enhanced oil recovery processes: Current status and future opportunities. *Petroleum Sci.* 2020 Apr;17:434-56. doi: 10.1007/s12182-019-00363-7
9. Moura YA, Cunha AL, Santos JPL, Silva GF. Numerical simulation of a petroleum reservoir: a case study of water injection by the application of isothermal and thermal methods for heavy oils. *Braz J Petroleum Gas.* 2018;12(1): 21-33. doi: 10.5419/bjpg2018-0003
10. Silva G, Correia B, Cunha A, Santos B, Lima A. Water injection for oil recovery by using reservoir simulation via CFD. *Int J Multiphys.* 2017 Dec;11(1):83-96. doi: 10.21152/1750-9548.11.1.83
11. Baker N, Kelly G, O'Sullivan PD. A grid convergence index study of mesh style effect on the accuracy of the numerical results for an indoor airflow profile. *Int J Ventilation.* 2020;19(4):300-14. doi: 10.1080/14733315.2019.1667558
12. Pinilla A, Ramirez L, Asuaje M, Ratkovich N. Modelling of 3D viscous fingering: Influence of the mesh on coreflood experiments. *Fuel.* 2021 Mar;287:19441. doi: 10.1016/j.fuel.2020.119441
13. De Jesus Santos PH, dos Santos GO, de Carvalho Andrade M, de Santana PL, Pagano RL. Estudo de convergência de malha para análise de escoamento gás-líquido utilizando o método GCI Mesh convergence study for gas-liquid flow analysis using GCI method. *Braz J Develop.* 2022 Abr;8(4):32586-99. doi: 10.34117/bjdv8n4-645
14. Aycan O, Topuz A, Kadem L. Evaluating uncertainties in CFD simulations of patient-specific aorta models using Grid Convergence Index method. *Mech Res Commun.* 2023 Nov;133:104188. doi: 10.1016/j.mechrescom.2023.104188
15. De Souza BG, Rocha KDS, Mendes HUS, Cunha AL. Comparação do uso do método térmico de recuperação para óleos de diferentes graus API a partir de simulação computacional. In: Andrade DF. *Petróleo e outros combustíveis.* Belo Horizonte (MG): Poisson; 2019. p 47-52. doi: 10.36229/978-85-7042-171-5
16. ANSYS I. ANSYS CFX-Solver Theory. 2011;15317:90-110.
17. Yang B, He J, Lyu D, Tang H, Zhang J, Li X, et al. Production optimization for water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir – from Laboratory Physical Model to Reservoir Operation. *J Petroleum Scid Eng.* 2020 Jan;184:106520. doi: 10.1016/j.petrol.2019.106520

18. Alzaabi MA, Jacobsen JG, Masalmeh S, Sumati AA, Pettersen Ø, Skauge A. Polymer injectivity test design using numerical simulation. *Polymers*. 2020 Abr;12(4):801. doi: 10.3390/polym12040801
19. American Society of Mechanical Engineers. V&V 20 - Standard for verification and validation in computational fluid dynamics and heat transfer: An American National Standard. American Society of Mechanical Engineers. New York (US): ASME; 2009.
20. Celik IB, Ghia U, Roache PJ, Freitas CJ. Procedure for estimation and reporting of uncertainty due to discretization in CFD applications. *J fluids Eng-Trans ASME*. 2008 Jul;130(7):0780011-14. doi: 10.1115/1.2960953
21. Baker N, Kelly G, O'Sullivan PD. A grid convergence index study of mesh style effect on the accuracy of the numerical results for an indoor airflow profile. *Int J Ventilation*. 2020 Abr;19(4):300-14. doi: 10.1080/14733315.2019.1667558
22. CFD University. How to manage uncertainty in CFD: the grid convergence index [Internet]; c2024 [citado em 22 set 2024]. Disponível em: <https://cfd.university/blog/how-to-manage-uncertainty-in-cfd-the-grid-convergence-index/>