



Latin American Journal of Energy Research – Lajer (2026) v. 13, n. 1, p. 17–28
<https://doi.org/10.21712/lajer.2026.v13.n1.p17-28>

**Análise da simulação numérica de um reservatório heterogêneo inclinado
utilizando o modelo *black oil***
*Analysis of the numerical simulation of a tilted heterogeneous reservoir using
the black oil model*

Guilherme Souza Santos^{1,*}, Marlon Schmidt de Souza¹

¹ Aluno de Graduação em Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Espírito Santo – Ufes, campus São Mateus, ES, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: guilhermesouzasantos59@gmail.com

Received: 4 February 2026 | Accepted: 15 April 2026 | Published online: 29 April 2026

Resumo: A simulação numérica é uma ferramenta fundamental para a engenharia de reservatórios, ela permite a otimização da produção em reservatórios de hidrocarbonetos. O presente estudo tem como objetivo analisar o comportamento dinâmico de um reservatório heterogêneo utilizando o modelo trifásico *Black Oil*, por meio do simulador de código aberto *Open Porous Media (OPM Flow)*, com a visualização dos resultados por meio do software *ResInsight*. O modelo utilizado foi o SPE9. Composto por 25 poços produtores e 1 poço injetor de água, abrangendo uma malha cartesiana de 9.000 blocos, com profundidades de topo variando de 9.000 e 10.216 pés e com uma porosidade de 0,08 a 0,17. A metodologia utilizada foi dividida em 3 etapas sendo elas: pré-processamento, processamento e pós-processamento, com a implementação de leis de conservação da massa e da lei de Darcy. O modelo numérico foi discretizado por volumes finitos e solucionado pelo método de Newton. A análise dos resultados mostrou variações na pressão ao longo do tempo de simulação. Os resultados mostram a importância da simulação para a tomada de decisão na engenharia de reservatórios.

Palavras-chave: SPE9, simulação numérica, *Open Porous Media*, engenharia de reservatórios, modelo *black oil*.

Abstract: Numerical simulation is a fundamental tool for reservoir engineering, as it allows the optimization of production in hydrocarbon reservoirs. This study aims to analyze the dynamic behavior of a heterogeneous reservoir using the three-phase *Black Oil* model, through the open source simulator *Open Porous Media (OPM Flow)*, with the visualization of the results through the *ResInsight* software. The model used was SPE9. Composed of 25 producing wells and 1 water injection well, covering a Cartesian grid of 9,000 blocks, with top depths ranging from 9,000 and 10,216 feet and with a porosity of 0.08 to 0.17. The methodology used was divided into 3 stages: pre-processing, processing and post-processing, with the implementation of mass conservation laws and Darcy's law. The numerical model was discretized by finite volumes and solved by Newton's method. The analysis of the results showed variations in pressure over the simulation time. The results show the importance of simulation for decision-making in reservoir engineering.

Keywords: SPE9, numerical simulation, *Open Porous Media*, reservoir engineering, black oil model.

1 Introdução

A simulação numérica tem se consolidado, nos últimos anos, como um recurso de suma importância na engenharia. Na área da engenharia de petróleo é uma ferramenta essencial no processo de otimização do desenvolvimento de campos, tomada de decisões e previsão da produção. No contexto da modelagem de reservatórios heterogêneos, a complexidade do problema aumenta significativamente devido à distribuição heterogênea das propriedades petrofísicas, como porosidade e permeabilidade, que impactam diretamente o escoamento dos fluidos no meio poroso.

Os avanços do método computacional fazem com que a capacidade de modelar sistemas complexos do reservatório seja possível, mesmo que ainda haja uma diferença entre o real e o calculado. Através de uma abordagem sistemática, buscamos com o trabalho analisar os parâmetros que impactam as possíveis tomadas de decisão do engenheiro.

Neste estudo, os dados de simulação gerados por meio do modelo SPE9 serão objeto de análise, sendo processados no simulador de código aberto *Open Porous Media* e a visualização dos resultados obtidos será conduzida no *software* gratuito *ResInsight*.

2 Descrição do problema

2.1 Fenômeno de interesse

O fenômeno de interesse neste estudo consiste em determinar as variações de pressão ao longo de um reservatório de petróleo, levando em consideração os processos de produção e escoamento de fluido em meio poroso. O estudo será realizado para uma escala macroscópica.

O estudo analisa consiste em analisar a variação de pressão e produção de fluidos ao longo do tempo. A simulação é baseada nos dados contidos nos arquivos SPE9.DATA, TOPSVALUES.DATA e PERMVALUES.DATA, que definem a geometria da malha, propriedades petrofísicas, condições iniciais e estratégias de produção. A simulação e observação do modelo permitiu a análise da saturação, pressão e o desempenho do poço em escala macroscópica.

2.2 Modelo físico

O modelo em questão se trata de um reservatório tridimensional inclinado, com um mergulho de 10° na direção X, formado por uma malha cartesiana estruturada por $24 \times 25 \times 15$ elementos (24 células na direção X, 25 células na direção Y e 15 camadas na direção Z), totalizando 9.000 blocos. O topo da primeira e a última camada estão localizadas, respectivamente, a 9.000 e 10.216 pés de profundidade, somado a isso às 15 camadas apresentam um mergulho uniforme de 10 graus ao longo da direção X.

O sistema é trifásico (óleo, água e gás) com comportamento PVT não-linear. A pressão inicial foi de 3.600 psi localizado a 9.950 pés no contato óleo-água. A configuração do reservatório foi de 25 poços produtores e 1 poço injetor de água. Os poços produtores operam inicialmente a uma vazão de 1.500 STB/d (*Stock Tank Barrels/dia*), sofrendo uma redução após 300 dias, passando para uma vazão de 100 STB/d, e retornando para a vazão inicial aos 360 dias de simulação, mantendo-se assim até o fim da simulação de 900 dias.

Os poços produtores possuem uma pressão mínima de 1.000 psi (*pound-force per square inch*), já o injetor opera com pressão máxima de 4.000 psi, e uma taxa de injeção máxima de 5.000 STB/d. A representação do modelo físico do reservatório pode ser visualizada na Figura 1.

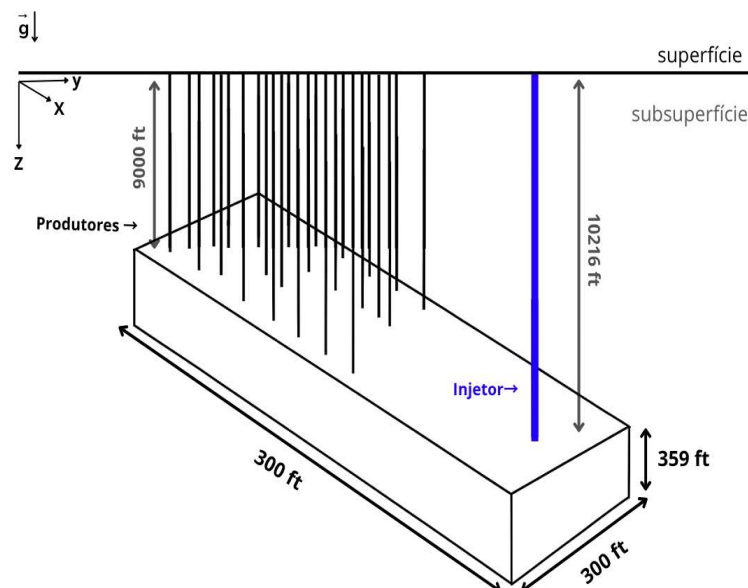


Figura 1. Representação esquemática do reservatório 3D no domínio contínuo.

Há grande variação das propriedades petrofísicas entre as camadas na direção de Z. A porosidade varia de 0,08 e 0,17, e a espessura de 8 a 100 pés, o que pode ser visto na Figura 2a e Figura 2b, juntamente com o número de células em cada camada (600 células). A heterogeneidade do meio poroso é complexa, tendo a permeabilidade gerada geoestatisticamente apresentando variações na magnitude, fazendo com que caminhos preferenciais de fluxo irregulares sejam criados, tais dados estão armazenados em um módulo do *deck* nomeado de PERMVALUES.DATA.

```

PORO
-- Porosity in each level is contant
-- The values are specified in table
a) 600 *0.087
    600 *0.097
    600 *0.111
    600 *0.16
    600 *0.13
    600 *0.17
    600 *0.17
    600 *0.08
    600 *0.14
    600 *0.13
    600 *0.12
    600 *0.105
    600 *0.12
    600 *0.116
    600 *0.157 /

-- The thicknesses of the layers are
-- In each layer there are 600 cells
b) 600 *20
    600 *15
    600 *26
    600 *15
    600 *16
    600 *14
    600 *8
    600 *8
    600 *18
    600 *12
    600 *19
    600 *18
    600 *20
    600 *50
    600 *100 /
  
```

Figura 2. Dados da porosidade (item a) e da espessura (item b).

3 Metodologia

A simulação numérica para diversas áreas é estruturada em três etapas principais: pré-processamento, processamento e pós-processamento. Essas etapas são fundamentais na construção e análise dos modelos computacionais que serão detalhadas nos tópicos subsequentes: modelo matemático, modelo numérico, modelo computacional.

O pré-processamento destaca-se como uma etapa inicial, ele envolve a obtenção e tratamento de dados necessários para alimentar o simulador (*upscaling*).

O processamento é a etapa que transforma os dados brutos de entrada através de algoritmos (simuladores) em informações de saída que possibilitem a análise.

O pós-processamento é a etapa em que os dados óbitos pelo simulador são avaliados e transformados em tomada de decisão.

3.1 Modelo matemático

De acordo com Baxendale (2022), as equações que governam o escoamento de fluidos usando o modelo *black oil em* meios porosos. Este, baseia-se na premissa de haver três fases fluidas diferentes (aquosa, oleosa e gasosa) e três pseudo componentes (água, óleo e gás).

De fato, a utilização deste modelo contribui significativamente para a simplificação da simulação, já que o óleo e gás, principalmente, podem variar em vários componentes dependendo das suas propriedades. Assim, essas fases são implementadas como apenas um único componente sendo utilizado as letras W, O e G para representar água, óleo e gás, respectivamente.

A saturação de cada fase (S_w , S_o , S_g) representa a fração do volume poroso ocupada por água, óleo e gás, respectivamente, e a soma dessas saturações deve ser igual a 1, dada pela Eq. 1:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (1)$$

Neste trabalho, o escoamento multifásico em meios porosos é tridimensional, transiente, heterogêneo e anisotrópico, fazendo-se necessário a introdução de leis que dominem o sistema. É destacada a lei da conservação da massa, que descreve a variação da quantidade de massa do sistema. A equação de conservação de massa para um pseudocomponente α (pode ser óleo, gás ou água) é dada pela Eq. 2

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi_{ref} A_{\alpha}] + \nabla u_{\alpha} + q_{\alpha} = 0 \quad (2)$$

sendo: ϕ_{ref} a porosidade de referência do meio, que pode ser constante ou transiente; A_{α} o termo de acumulação para o pseudocomponente; u_{α} o vetor de fluxo do pseudocomponente; e q_{α} a vazão de injeção ou produção.

A lei de Darcy descreve a relação entre a permeabilidade do meio, a viscosidade das fases fluidas e o gradiente de pressão, elementos diretamente ligados à dinâmica de produção. Dada pela Eq. 3

$$u_{\alpha} = \lambda_{\alpha} K (\nabla P_{\alpha} - \rho_{\alpha} g) \quad (3)$$

onde: u_{α} o fluxo de fase; λ_{α} a mobilidade da fase α ; K o tensor de permeabilidade do meio poroso; ∇P_{α} o gradiente de pressão da fase α ; ρ_{α} a massa específica da fase α ; e g o vetor da aceleração gravitacional.

As condições de contorno e condições iniciais (as pressões e saturações) estão descritas no arquivo *SPE9.DATA*. O modelo é composto por 25 poços produtores, sendo denominados de PROD1 a PROD25, e um poço injetor de água denominado INJ1. O poço injetor está localizado nas coordenadas (X=24, Y=25), completado nas camadas de 11 a 15 na direção Z. Já os poços produtores estão sendo completados entre as camadas 2 e 4 na direção Z.

As localizações dos poços produtores estão distribuídas ao longo do reservatório da seguinte forma (X,Y): PROD1 (5,1), PROD2 (8,2), PROD3 (11,3), PROD4 (10,4), PROD5 (7,4), PROD6 (8,6), PROD7 (11,6), PROD8 (9,8), PROD9 (12,9), PROD10 (10,11), PROD11 (10,10), PROD12 (8,13), PROD13 (13,15), PROD14 (15,15), PROD15 (14,17), PROD16 (12,17), PROD17 (10,19), PROD18 (11,21), PROD19 (14,21), PROD20 (16,23), PROD21 (12,23), PROD22 (15,24), PROD23 (10,24), PROD24 (13,25), e por fim o PROD25 (17,25). Todos esses poços seguem o mesmo padrão de controle por taxa de produção de óleo, permitindo a simulação do comportamento do reservatório sob regime de extração contínua.

Os parâmetros gerais dos poços envolvem a profundidade de referência com o valor de 9110 ft (*feet*), o raio de drenagem de todos os poços é de 60 ft.

O modelo físico do reservatório é caracterizado por uma geometria espacial inclinada, com um mergulho na direção X, e por parâmetros como permeabilidade e espessura das camadas. Para o modelo matemático, foram considerados um diâmetro de poço de 1 ft, uma temperatura de 100 °F e as características dos fluidos presentes. As condições de contorno estabelecidas incluem o contato água-óleo (WOC) a 9.950 ft abaixo da superfície e o contato gás-óleo (GOC) a 8.800 ft, ambos com pressão capilar nula. A razão gás-óleo (GOR) inicial é de 1,39 MSCF/STB (Thousand Standard Cubic Feet/Stock Tank Barrels), sendo mantida constante ao longo da simulação.

3.2 Modelo numérico

Na etapa do processamento as equações do modelo matemático foram discretizadas no espaço, pelo método de volumes finitos a montante, utilizando uma aproximação de fluxo em dois pontos, e no tempo, pelo método de Euler implícito (reverso). As equações resultantes são resolvidas simultaneamente em uma formulação totalmente implícita por meio de uma linearização do tipo Newton, combinada a um solucionador linear iterativo devidamente pré-condicionado (Baxendale, 2022). Após a implementação da Eq. (3), Eq. (2) e Eq. (1), são aplicados os métodos de discretização para a equação resultante, assim obtém-se a seguinte forma final, Eq. 4

$$R_{\alpha,i} = \frac{\phi_{ref,i} V_i}{\Delta t} (A_{\alpha,i} - A_{\alpha,i}^0) + \sum_{j \in C(i)} u_{\alpha,ij} + q_{\alpha,i} = 0 \quad (4)$$

sendo: $R_{\alpha,i}$ o resíduo da equação da conservação da massa na fase α ; V_i o volume da célula; Δt o intervalo de tempo; e $A_{\alpha,i}^0$ o acúmulo da fase no tempo anterior, indicado pelo super índice 0 do acúmulo.

O domínio do reservatório foi discretizado com uma malha estruturada cartesiana tridimensional composta por 24×25×15 células nas direções x, y e z, respectivamente. As células apresentam espessuras variáveis por camada, como ilustrado na Figura 3. Além disso, considera-se que o topo do reservatório possui um mergulho de 10° na direção x, o que também pode ser observado na figura.

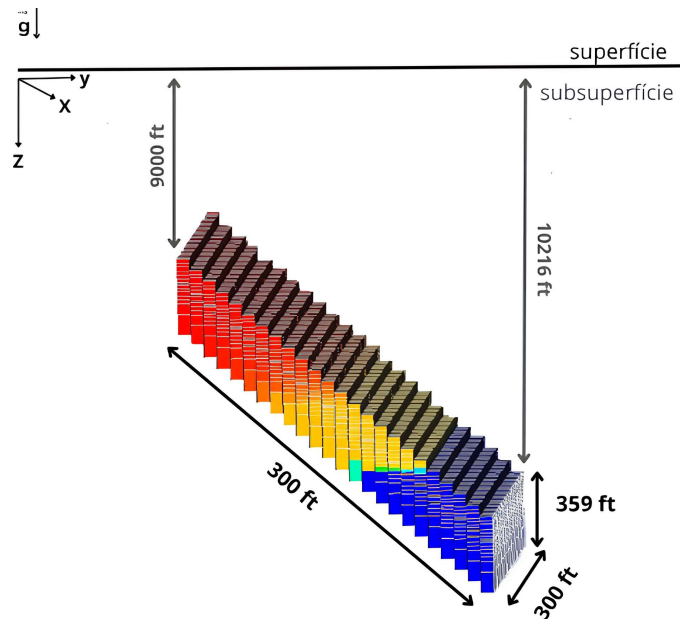


Figura 3. Representação esquemática do reservatório 3D no domínio discreto.

O tempo de simulação é dividido em 3 etapas de produção com 300, 60 e 540 dias respectivamente, que são definidas por alterações da vazão de produção, e discretizado em intervalos de 10 dias, na Figura 4 isso é observado, onde partimos das condições iniciais.

```

TSTEP Etapa 1
30*10 /
  Intervalo de tempo
-- At 300 days, the max oil rate for all producers is lowered
-- to 100 STBO per D:
WCONPROD
-- #: 1 2 3 4 9
   'PRODU*' 'OPEN' 'ORAT' 100 4* 1000 /
/
  Vazão
TSTEP Etapa 2
6*10 /
  Intervalo de tempo
-- At 360 days, the max oil rate for all producers is changed
-- back to 1500 STBO per D:
WCONPROD
-- #: 1 2 3 4 9
   'PRODU*' 'OPEN' 'ORAT' 1500 4* 1000 /
/
  Vazão
Etapa 3
TSTEP Intervalo de tempo
54*10 /
-- End of simulation at 900 days
  
```

Figura 4. Definição das etapas e intervalos de tempo de simulação.

3.3 Modelo computacional

De acordo com o OPM *Flow Reference Manual* e conforme descrito por Killough, o arquivo de entrada da simulação é composto por seções padronizadas que organizam e definem os parâmetros necessários para a execução, sendo as seções principais: RUNSPEC, GRID, EDIT, PROPS, SOLUTION, SUMMARY e SCHEDULE.

A seção RUNSPEC inicia o arquivo de simulação e estabelece os parâmetros fundamentais do modelo, como: as definições das dimensões do modelo (através da palavra-chave DIMENS), as fases fluidas presentes (OIL, WATER, GAS e DISGAS), sistema de unidades (FIELD), Também define as dimensões de poço e grupo para a execução (WELLDIMS), a data inicial da simulação (START). O modelo estudado considera 26 poços (1 injetor e 25 produtores), com até 5 blocos conectados a cada poço e 1 grupo principal. A seção é finalizada pela palavra-chave GRID.

A seção GRID define as propriedades básicas da malha de simulação, incluindo estrutura, falhas e diversas propriedades estáticas das rochas (porosidade, permeabilidade, etc.). São definidos o tamanho das

células (DX, DY, DZ), profundidade de topo das células (TOPS), porosidade (PORO), permeabilidade (PERMX, PERMY, PERMZ). Os dados de permeabilidade utilizados são lidos diretamente de arquivos externos por meio da palavra-chave INCLUDE, que permite a inclusão de arquivos como PERMVALUES.DATA e TOPSVALUES.DATA.

A seção EDIT define os principais dados de propriedades de fluidos e rochas para o simulador, permitindo ajustes nas propriedades estáticas ou carregamento de novos dados antes da simulação. Pode incluir comandos de correção, como redefinir transmissibilidades ou recalcular volumes porosos com base em novas propriedades inseridas.

A seção PROPS define os principais dados de propriedades de fluidos e rochas para o simulador. As propriedades da água (PVTW), as propriedades do óleo (PVTO), as propriedades do gás (PVDG), SWOF e SGOF fornecem tabelas de permeabilidade relativa e pressão capilar para sistemas água-óleo e gás-óleo, respectivamente. A densidade dos fluidos (DENSITY) e a compressibilidade da rocha (ROCK) também são incluídas nesta etapa.

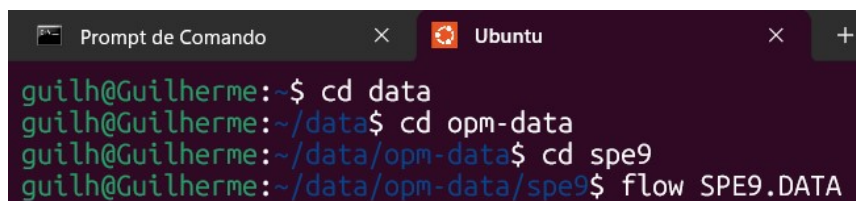
A seção SOLUTION define as condições iniciais do reservatório, incluindo distribuição de pressões, saturações de fluidos e propriedades dos fluidos em equilíbrio. No caso do SPE9, ela contém duas palavras-chave principais o EQUIL (equilíbrio hidrostático) e o RSVD (define a relação óleo-gás vaporizado versus tabelas de profundidade para cada região de equilíbrio). É possível incluir parâmetros como profundidades de contato entre fluidos (WATCONT, GASCONT) e as respectivas pressões capilares (WATCAP, GASCAP).

A seção SUMMARY indica o fim da seção SOLUTION, onde são definidas as variáveis a serem registradas durante a simulação para relatórios e gráficos. As variáveis podem ser relativas ao campo (FOPR, FWPR, FGPR), a blocos (BPR, BWSAT) ou a poços individuais (WOPR, WWIR, WBHP).

A seção SCHEDULE define os grupos, poços, restrições operacionais e econômicas, além dos controles numéricos que podem variar ao longo do tempo. Não exige dados adicionais. Palavras-chave como WELSPECS, COMPDAT, WCONPROD e WCONINJE estabelecem as localizações, conexões e metas de produção/injeção dos poços. Alterações operacionais, como mudanças de taxa ou de pressão ao longo do tempo, são feitas via TSTEP. A simulação do SPE9, por exemplo, realiza ajustes nas metas de produção aos 300 e 360 dias, encerrando aos 900 dias.

Para a obtenção dos dados, foi utilizado o *software* de código aberto *Open Porous Media* (OPM *Flow*) na etapa do processamento. Esse simulador torna viável resolver problemas de escoamento multifásico em reservatórios, o modelo de base utilizado foi o *Black-oil* trifásico sendo executado em ambiente Linux, o qual oferece suporte para o *software* e possibilita um melhor desempenho computacional, tornando os comandos para execução mais fáceis de serem realizados.

O procedimento utilizado no ambiente Linux (Ubuntu) pode ser visualizado na Figura 5, onde o comando “cd (*change directory*)” é utilizado para acessar o diretório específico e o comando flow é utilizado para a execução, no nosso caso executar o simulador OPM *Flow* para o arquivo de entrada (SPE9.DATA), o resultado gerado é analisado no pós-processamento.



```

Prompt de Comando x Ubuntu x +
guilh@Guilherme:~$ cd data
guilh@Guilherme:~/data$ cd opm-data
guilh@Guilherme:~/data/opm-data$ cd spe9
guilh@Guilherme:~/data/opm-data/spe9$ flow SPE9.DATA
  
```

Figura 5. Procedimento utilizado no ambiente Linux.

4 Resultados e discussões

4.1 Dados do pós-processamento

Após a simulação do OPM *Flow* foram gerados 6 arquivos de saída, o processamento do *deck* demorou cerca de 46 segundos, sendo 14 segundos para as entradas de dados, com 322 linearizações, 230 iterações do tipo Newton e 385 iterações lineares. Esses arquivos gerados fazem parte da saída padrão de uma simulação numérica baseada em um modelo de fluxo em meios porosos.

Arquivos esses, SPE9.PRT (principal relatório da simulação), SPE9.DBG (registra mensagens detalhadas para depuração), SPE9.SMSPEC (define as variáveis a serem salvas no SPE9.UNSMRY),

SPE9.UNRST (armazena o estado completo do modelo ao longo do tempo), SPE9.EGRID (descreve a malha e geometria do reservatório, onde este pode ser lido pelo *Resingth*), mostrados na Figura 6.

SPE9.DBG	22/06/2025 15:19	Arquivo DBG	112 KB
SPE9.PRT	22/06/2025 15:19	Arquivo PRT	45 KB
SPE9.SMSPEC	22/06/2025 15:19	Arquivo SMSPEC	6 KB
SPE9.UNSMRY	22/06/2025 15:19	Arquivo UNSMRY	78 KB
SPE9.UNRST	22/06/2025 15:19	Arquivo UNRST	742 KB
SPE9.EGRID	22/06/2025 15:18	Arquivo EGRID	451 KB

Figura 6. Arquivos gerados pelo simulador.

4.2 Variações da pressão ao longo do reservatório ao longo do tempo

Com o avanço da simulação, observa-se uma redução progressiva do diferencial de pressão em todos os poços. As regiões mais afastadas dos poços apresentam um comportamento de escoamento mais lento, com queda de pressão gradual ao longo do tempo. No caso do modelo SPE9, a anisotropia de permeabilidade exerce influência significativa, de modo que o comportamento do fluido e as variações de pressão passam a depender fortemente da localização espacial das células em relação à orientação das propriedades do meio poroso.

A Figura 7 apresenta a evolução da pressão de fundo dos poços ao longo da simulação. Observa-se uma queda progressiva da pressão em todos eles, refletindo a depleção do reservatório. Alguns poços, como PRODU14, PRODU6 e PRODU26, exibem redução mais rápida, indicando menor conectividade ou permeabilidade local. Outros, como PRODU13 e PRODU17, mantêm pressões mais elevadas por mais tempo, sugerindo regiões mais favoráveis ao escoamento. No geral, as diferenças entre as curvas evidenciam a influência da heterogeneidade e da anisotropia do modelo no comportamento de pressão dos poços.

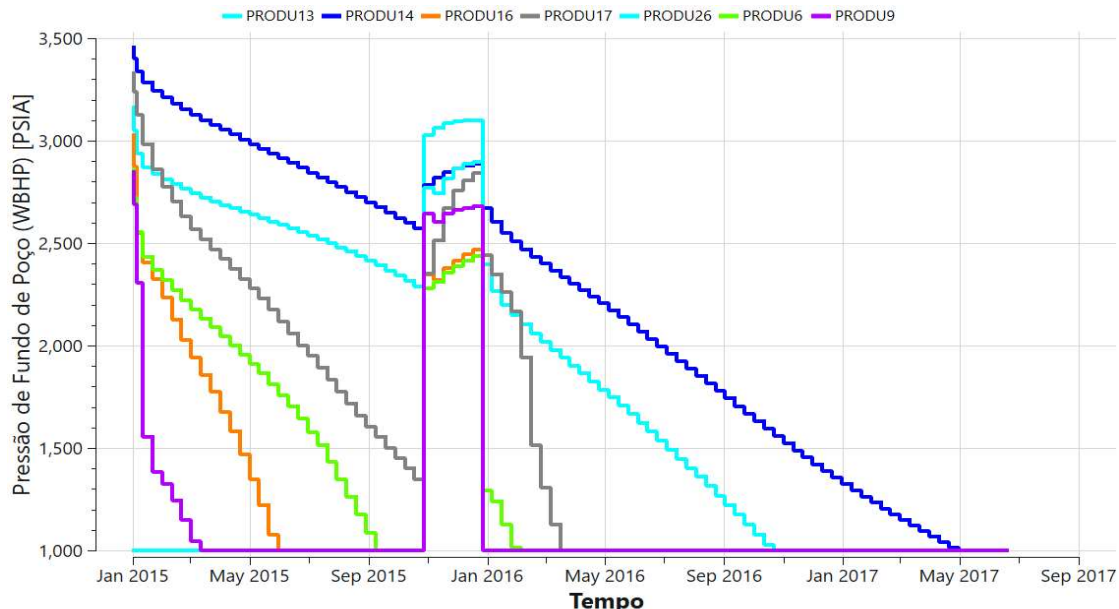


Figura 7. Pressão de fundo de poço dos poços 6, 9, 13, 14, 16, 17 e 26.

Para construção gráfica foram observados alguns poços produtores de maior discrepância (PRODU6, PRODU9, PRODU13, PRODU14, PRODU16, PRODU17, PRODU26), na coordenada horizontal temos o tempo de simulação de 900 dias, na coordenada vertical a pressão de fundo de poço.

4.3 Produção de fluidos ao longo do tempo

Com o auxílio do *ResInsight* para visualizar os resultados da simulação, é possível estudar a produção dos diferentes fluidos presentes no nosso reservatório. A Figura 8, apresenta a taxa de produção de óleo de todo

o campo, ela segue o comportamento esperado para um reservatório em produção (declínio da taxa).

Ao analisar o deck, observa-se que, ao final do primeiro passo/etapa de tempo (TSTEP) a vazão de produção de todos os poços é ajustada para 100 STBO/d (*Stock Tank Barrels of Oil/dia*). Essa redução impacta diretamente a eficiência da taxa de produção dos fluidos, reduzindo o seu desempenho.

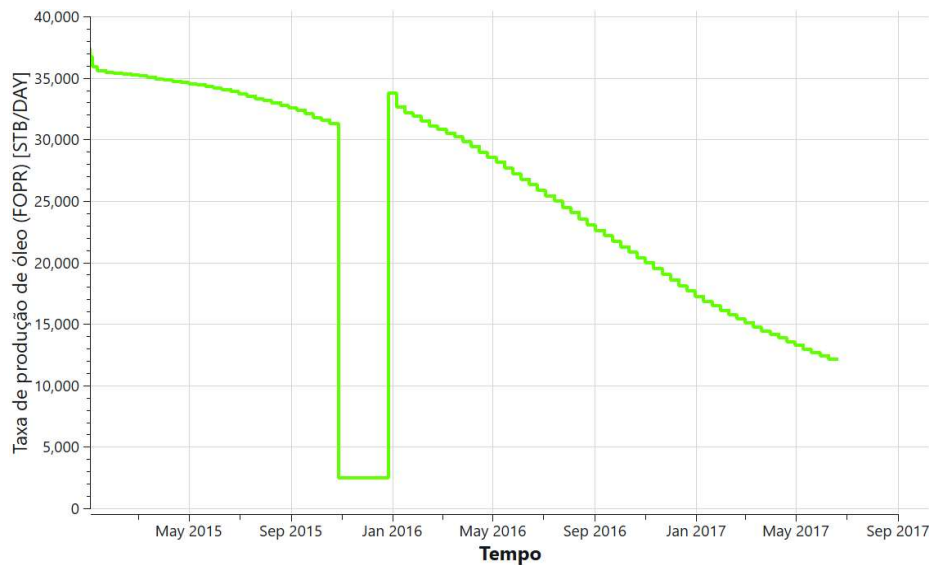


Figura 8. Taxa de produção do óleo de todo o campo.

À medida que a produção avança, a pressão do reservatório tende a diminuir. Com essa redução, o gás que em condições iniciais estava dissolvido no óleo começa a se separar, aumentando a razão gás-óleo do hidrocarboneto, *Gas-Oil Ratio (GOR)*. Na Figura 9, essa variação da razão gás-óleo (eixo vertical) ao longo do tempo (eixo horizontal) é apresentada.

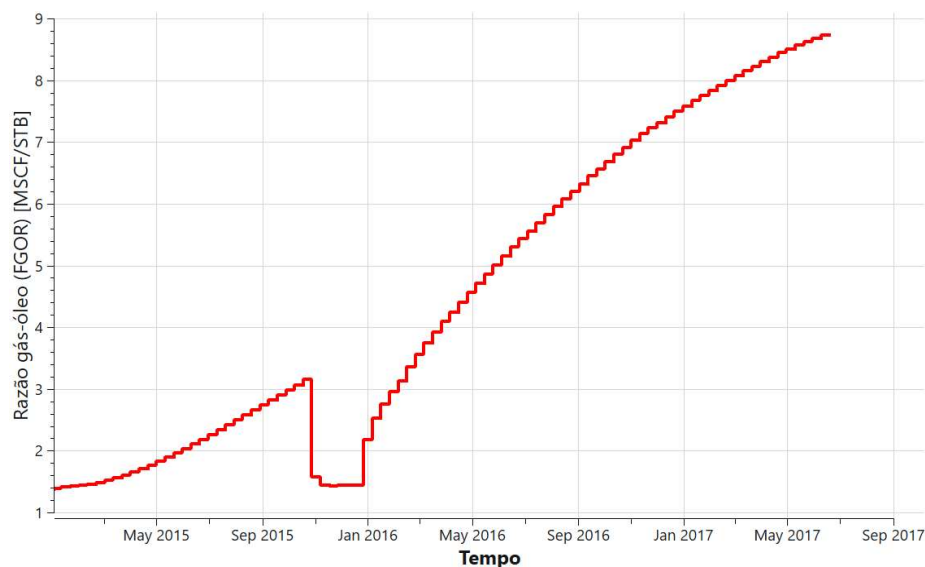


Figura 9. Razão Gás-óleo de todo o campo.

Com o aumento da *GOR*, observa-se também um crescimento na taxa de produção de gás. Esse comportamento é interrompido durante o período de ajuste da vazão e retomado após 360 dias de simulação. Na Figura 10, também é possível observar um platô da taxa de produção de gás em torno de setembro de 2016, seguido por um declínio, o qual está relacionado à perda de energia do reservatório, atrelada à redução da pressão de fundo de poço.

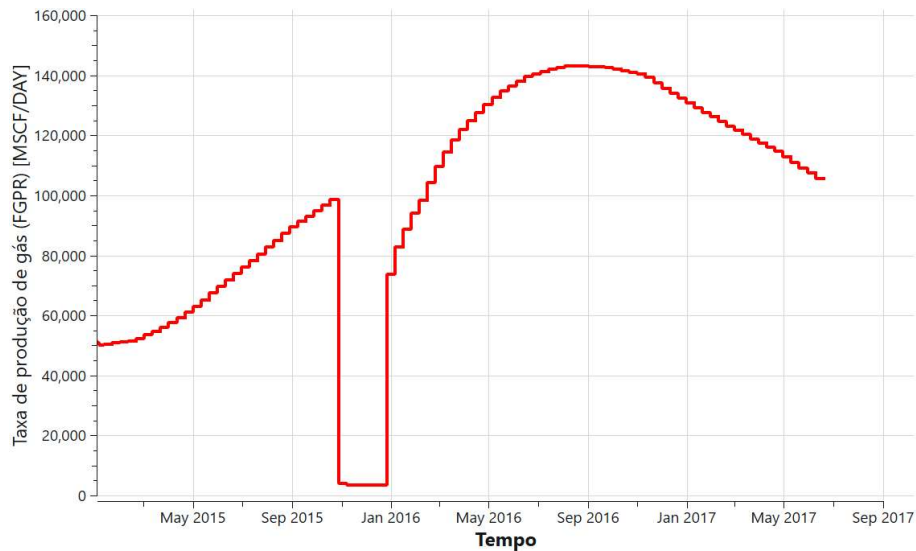


Figura 10. Taxa de produção do gás de todo o campo.

O método utilizado para recuperar a energia do reservatório e otimizar a produção do fluido de interesse consiste na injeção de água a uma taxa constante, limitada por uma pressão máxima de 4000 psia. Na Figura 11, observa-se uma elevada taxa de injeção, potencialmente associado a um elevado diferencial de pressão e à porosidade efetiva na vizinhança do poço injetor. Em seguida, ocorre uma rápida queda da taxa, causada pela redução do diferencial de pressão, pela saturação da rocha e consequente redução da permeabilidade efetiva. Após esse declínio inicial, a taxa estabiliza em um valor mínimo.

Com o avanço da zona de água e a redistribuição da pressão nos poros, há uma recuperação da taxa de injeção. Essa etapa é marcada pela provável melhora na conectividade entre zonas do reservatório.

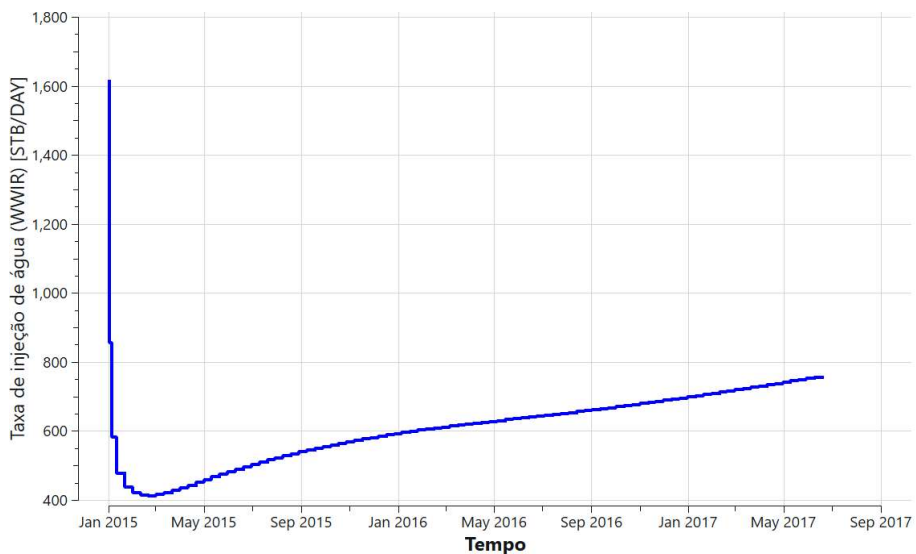


Figura 11. Taxa de injeção de água.

Com o avanço da zona de água a taxa de produção de água pode aumentar, como visto na Figura 12, reduzindo a eficiência da extração do fluido de interesse. Por isso, ao longo do processo produtivo, tornam-se necessários métodos de recuperação para estimular a produção e prolongar a vida útil do campo.

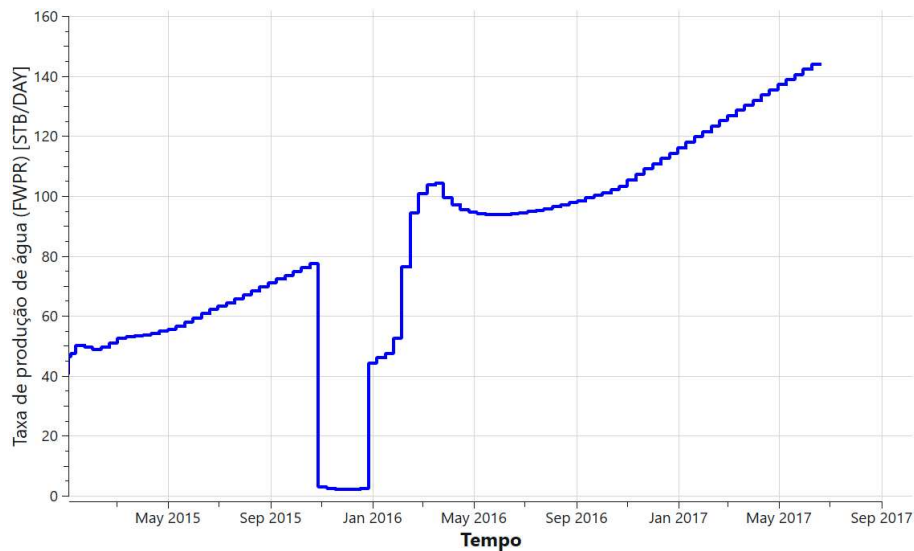


Figura 12. Taxa de produção de água de todo o campo.

4.4 Análise da saturação

A saturação de óleo é representada por uma escala de cores, onde tons vermelhos indicam alta saturação e tons azuis, baixa saturação, refletindo áreas invadidas pela água injetada durante o processo de recuperação secundária, visto na Figura 13a. Segundo Dake (1978), nessa etapa, a frente de deslocamento começa a se desenvolver, representado na Figura 13b.

Por fim, na Figura 13c, verifica-se uma expansão das regiões com baixa saturação de óleo, resultado da contínua injeção de água. Esse comportamento é semelhante a uma varredura, com a água cumprindo o papel de empurrar o óleo em direção aos poços produtores, enquanto áreas mais distantes ou de menor conectividade, ainda em tons quentes, permanecem com saturação elevada, demonstrativo da heterogeneidade do meio poroso e sua permeabilidade anisotrópica. Segundo Lake (1989), para contornar esse problema, estratégias de recuperação terciária devem ser estudadas no futuro.

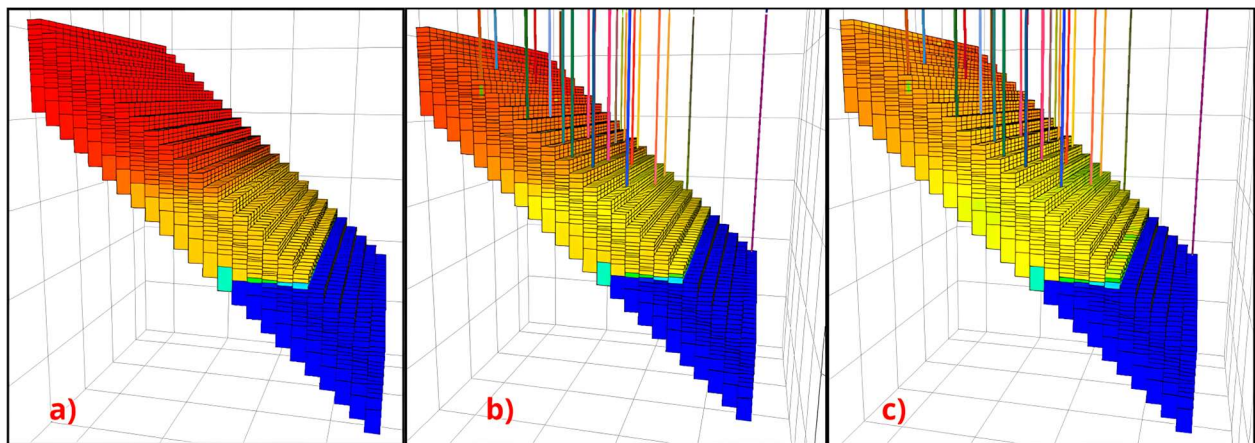


Figura 13. Evolução temporal da saturação de óleo.

4.5 Alterações no deck

Com o objetivo de ampliar a análise do comportamento do reservatório e fornecer parâmetros adicionais de interesse para o engenheiro de reservatório, foram realizadas alterações no *deck* SPE9.DATA. Essas alterações permitiram simular a produção total do fluido de interesse, nesse caso o óleo, estimar o fator de recuperação do campo e o volume de água total que deverá ser injetado, visando maximizar a produção.

A inclusão das palavras-chave FOPT, FOE e FWIT, na seção SUMMARY do *deck* possibilitaram a construção de curvas representativas dos parâmetros adicionais, como a Figura 14 que fornece a estimativa da produção total do nosso fluido de interesse, 22 MSTB de óleo no último dia da simulação. O processamento do *deck* alterado demorou cerca de 65 segundos, com 322 linearizações, 230 iterações do tipo Newton e 385 iterações lineares.

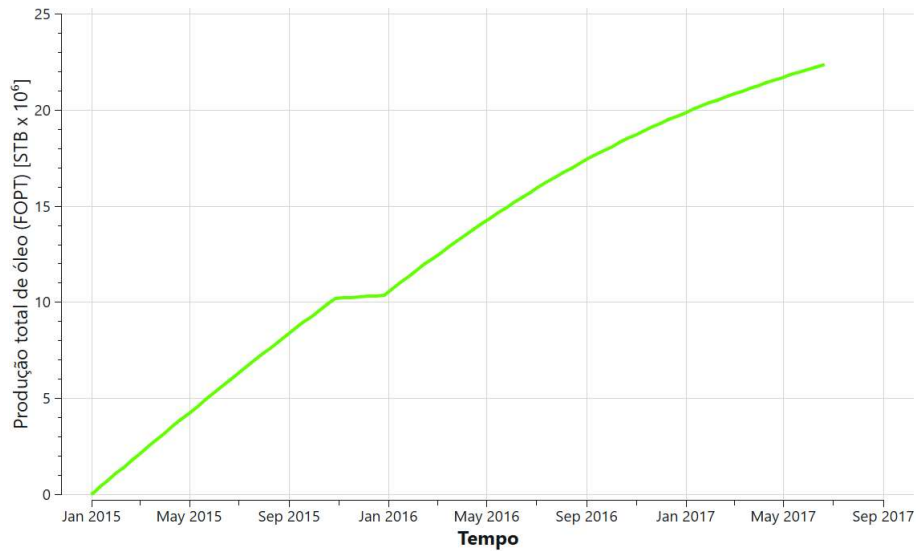


Figura 14. Produção total de óleo de todo o campo.

Um dos principais fatores para a tomada de decisões na utilização de estratégias para a máxima recuperação e indicador de desempenho do reservatório é o fator de recuperação. Este apresenta a razão entre volume de hidrocarboneto efetivamente produzido e o volume originalmente presente no reservatório. Com o uso da palavra-chave FOE pode ser visualizado esse indicador que no presente trabalho alcançou o valor de 0,104016 em 19 de junho de 2017 (último dia de simulação) como mostra a Figura 15.

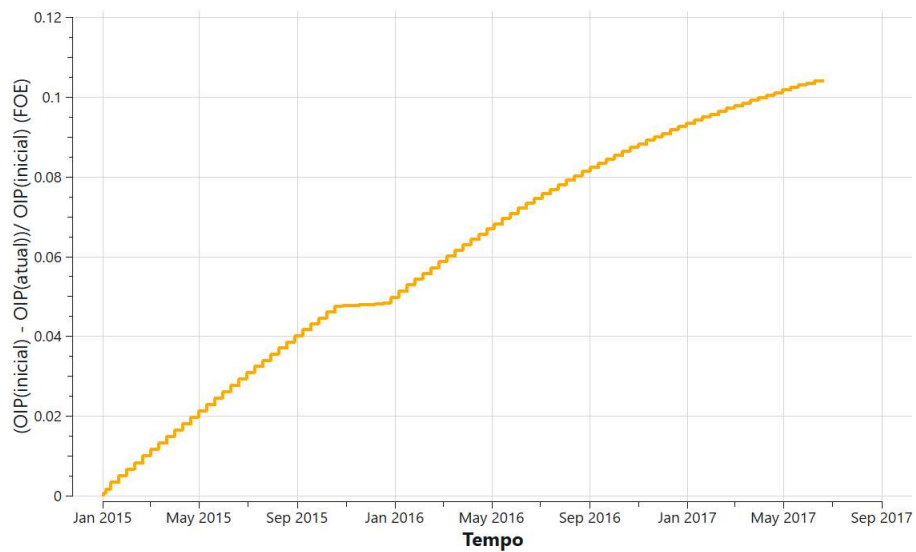


Figura 15. Estimativa do fator de recuperação do campo.

Para possibilitar a produção de 22 MSTB de óleo, que pode ser observado na Figura 14, a manutenção da energia do campo é essencial. Neste contexto, o volume de água injetado torna-se um parâmetro importante para a simulação, para se otimizar a produção. No modelo SPE9 o volume de água total injetado é de aproximadamente 544.464 STB até o último dia de simulação, conforme mostrado na Figura 16.

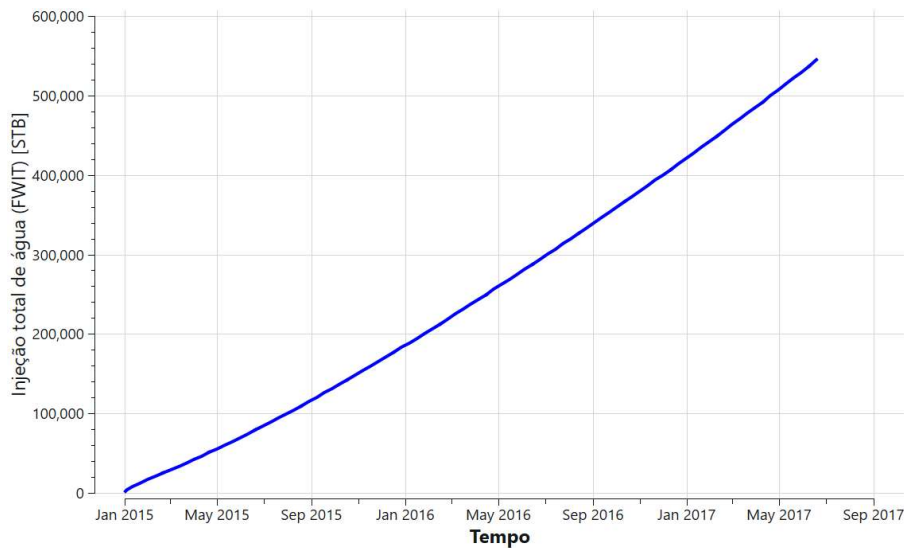


Figura 16. Injeção total de água do poço.

5 Conclusões

O presente estudo ressalta a importância da simulação numérica como ferramenta na análise do comportamento dinâmico de reservatórios heterogêneos e anisotrópicos. Com as informações pré-processadas no arquivo SPE9, e com as equações implementadas no simulador *OPM Flow* foi possível realizar o processamento dos dados e apresentá-los neste trabalho com o auxílio do software *ResInsight*.

A abordagem adotada permitiu o aprendizado do uso das palavras-chave, do simulador e avaliar o desempenho de poços, o efeito da injeção de água e a evolução da razão gás-óleo (GOR). Também foi possível obter os resultados desejados de pressões e saturações ao longo do tempo, levando em consideração as incertezas do método.

As adições realizadas no deck tiveram como foco ampliar a análise do comportamento do reservatório e fornecer parâmetros adicionais de interesse para o engenheiro de reservatório como: o total de óleo produzido de 22 MSTB, o total de injeção de água no valor de 544.464 STB e o fator de recuperação com 10%. Esses são essenciais para a tomada de decisões técnicas no desenvolvimento e gerenciamento de campos petrolíferos.

Agradecimentos

Gostaríamos de expressar nossos sinceros agradecimentos ao Professor Doutor Oldrich Joel Romero pelos ensinamentos e orientações sobre os conceitos teóricos relacionados à simulação numérica, os quais foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho. Estendemos nossos agradecimentos à aluna de mestrado Isabella Mantegazini, pelo apoio essencial no aprendizado e na aplicação prática dos softwares *OPM Flow* e *ResInsight*, cruciais para a realização das simulações e análise dos resultados aqui apresentados. Agradecemos também aos alunos Edimar Duarte de Souza Junior e Luiz Fellipe Dolence, pelo suporte dedicado no passo a passo da instalação do Linux, contribuindo diretamente para o bom andamento das atividades. A todos, nosso profundo reconhecimento pela valiosa colaboração.

Referências bibliográficas

- Baxendale, D (2022). *OPM Flow Reference Manual* - Equinor ASA. Oslo: Heyerdahlsvei
- Dake, L. P (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier.
- Lake, L. W (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs.