DESLOCAMENTO DE ÓLEO MEDIANTE INJEÇÃO CONTINUA E PULSANTE DE ÁGUA NA ESCALA MACROSCÓPICA

Clarissa Oliveira Souto [1] (claraosouto@gmail.com), Alexandre Persuhn Morawski [2] (morawski.em@gmail.com), Carlos Eduardo Rambalducci Dalla [3] (carloseduardodalla@gmail.com), Oldrich Joel Romero [4] (oldrich.guzman@ufes.br)

[1] Baker Hughes; Trainee; Macaé; RJ; Brasil
[2] Universidade Federal do Espírito Santo (Ufes); Pesquisador Visitante do PRH-ANP 53.1 Ufes; Brasil
[3] Centro de Pesquisa em Reologia e Fluidos Não Newtonianos (CERNN), Pesquisador, UFTPR; Brasil
[4] Universidade Federal do Espírito Santo (Ufes); Professor do Programa de Pós-graduação em Energia; Brasil

RESUMO: *A injeção de água, tradicionalmente realizada a vazão constante, é o método de recuperação de óleo mais utilizado e pode ser implementado ainda no início da vida produtiva do reservatório de petróleo, especialmente por ter uma boa relação custo-benefício. Quando a injeção de água ocorre com a vazão alternando ciclicamente em torno de um valor constante, benefícios adicionais a forma tradicional são observados. Utilizando o software de simulação OPM Flow, foi possível analisar a recuperação de óleo de um reservatório do tipo ¼ de five-spot através de um comparativo entre as injeções convencional e pulsante de água. Para a injeção contínua de água, a taxa de injeção se manteve a 100.000 Mscf/d ao longo de toda a simulação, já para a injeção pulsante, a taxa variou ciclicamente em 50% em torno do valor definido para a injeção contínua. Ao final dos 20 anos simulados, a injeção pulsante de água se mostrou mais efetiva ao obter um fator de recuperação de óleo superior em 1% quando comparado ao fator de recuperação apresentado pela injeção contínua. Já a produção total de água se manteve similar em ambos os tipos de injeção, sendo sutilmente superior (0,4%) ao final da simulação para a injeção pulsante de água.*

PALAVRAS-CHAVE: *MÉTODO DE RECUPERAÇÃO DE ÓLEO, INJEÇÃO DE ÁGUA, SIMULAÇÃO NUMÉRICA, MACROESCALA, OPM FLOW.*

OIL DISPLACEMENT USING CONTINUOUS AND PULSATING WATER INJECTION ON THE MACROSCOPIC SCALE

ABSTRACT: *Water injection, traditionally performed at a constant flow, is the most used recovery method and can be implemented even at the beginning of the reservoir's productive life, especially as it has a good cost-benefit ratio. When water injection occurs with the flow rate alternating cyclically around a constant value, additional benefits to the traditional form are observed. Using the OPM Flow simulation software, it was possible to analyze the oil recovery from ¼ five-spot type reservoir through a comparison between conventional and pulsating water injections. For continuous water injection, the injection rate remained at 100,000 Mscf/d throughout the simulation, whereas for pulsating injection the rate varied cyclically by 50% around the value defined for continuous injection. At the end of the 20 years simulated, pulsating water injection proved to be more effective by obtaining an oil recovery factor higher by 1% when compared to the recovery factor presented by continuous injection. Total water production remained similar for both types of injection, being slightly higher (0.4%) at the end of the simulation for pulsating water injection.*

KEYWORDS: *Oil recovery method, water injection, numerical simulation, macroscale, OPM Flow.*

1. INTRODUÇÃO

Os primeiros indícios da existência do petróleo ocorreram nas antigas civilizações. Apesar disso, foi com a perfuração do primeiro poço, em 1859, nos Estados Unidos, que as relações geopolíticas e econômicas começaram a ser afetadas. A crescente importância do petróleo para a base energética mundial influenciou diretamente na sua demanda e, consequentemente, no aumento da sua exploração e comercialização com o passar do tempo (Freret *et al.*, 2018).

Devido à dependência da sociedade em relação ao petróleo, diversos métodos para maximizar sua recuperação foram desenvolvidos. Embora o Brasil tenha alcançado a autossuficiência na produção de petróleo, o contínuo estudo dos métodos de recuperação é necessário para garantir que a produção atual seja mantida ou incrementada (Barillas, 2008).

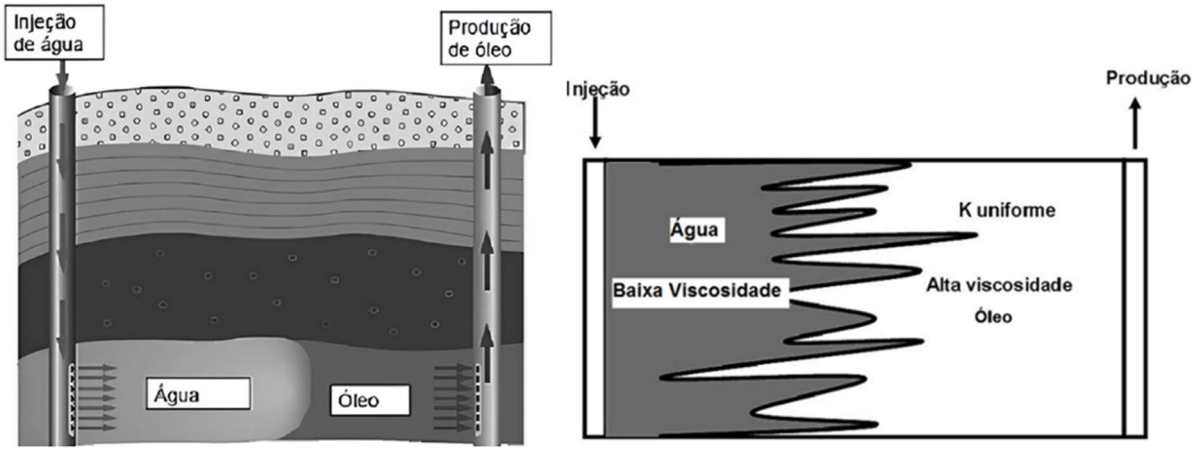
Após ser originado na rocha geradora, o petróleo migra e se acumula nos poros da rocha-reservatório. Este óleo, quando descoberto, é extraído mediantes operações complexas. Um dos pré-requisitos para garantir uma maior extração desse óleo é o conhecimento obtido através de estudos sobre o escoamento do fluido no meio poroso (Renha, 2015). Neste contexto, os métodos de recuperação podem ser implementados antes mesmo do início do declínio na produção de petróleo e são classificados como métodos convencionais e métodos especiais de recuperação de petróleo (Rosa *et al.*, 2006).

Os métodos convencionais possibilitam a manutenção da produção por meio da suplementação de energia, garantindo que a pressão continue com níveis elevados (Lima, 2013), sendo a injeção de água o mais utilizado nesta categoria (Silva, 2016). Com uma boa relação custo-benefício, grande parte dos projetos atuais implementam a injeção de água no reservatório ainda no início da sua vida produtiva. As principais fontes para captar a água de injeção são os mares, rios, lagos e a própria água produzida juntamente com o petróleo. Essa água precisa ser tratada para que se adeque tanto à rocha reservatório quanto aos fluidos presentes (Zampieri, 2012).

A injeção de água, tradicionalmente realizada a vazão constante, tem o objetivo de pressurizar o reservatório e auxiliar no deslocamento do óleo, no sentido do poço injetor para o poço produtor (Romero *et al.*, 2022). O deslocamento considerado ideal é o tipo pistão, como pode ser observado na Figura 1a (Júnior, 2016). Entretanto, o que normalmente ocorre é a formação da digitação viscosa, em que a água injetada tende a perfurar o banco de óleo (Figura 1b), e uma vez alcançado o poço produtor, a ineficiência do processo torna-se evidente.

Apesar de seu amplo uso, a injeção constante de água não consegue empurrar todo o óleo em direção ao poço produtor, regiões de maior permeabilidade na rocha-reservatório e a digitação viscosa contribuem para que parte desse óleo permaneça trapeado nos poros da rocha.

FIGURA 1. a) Injeção de água no meio poroso com deslocamento tipo pistão. b) Digitação viscosa.



(a) (b)

Fonte: Júnior (2016) e Guimarães (2014).

Uma opção para aumentar a retirada desse óleo é o uso da injeção pulsante de água. Este método apresenta uma frente de deslocamento mais uniforme, conforme observado na escala microscópica mediante simulação numérica (Figura 2a, b) por Romero *et al*. (2022), e capturado em laboratório por Garner e Warren (2010) (Figura 2c, d). Como resultado tem-se uma recuperação de óleo superior em relação a injeção convencional de água.

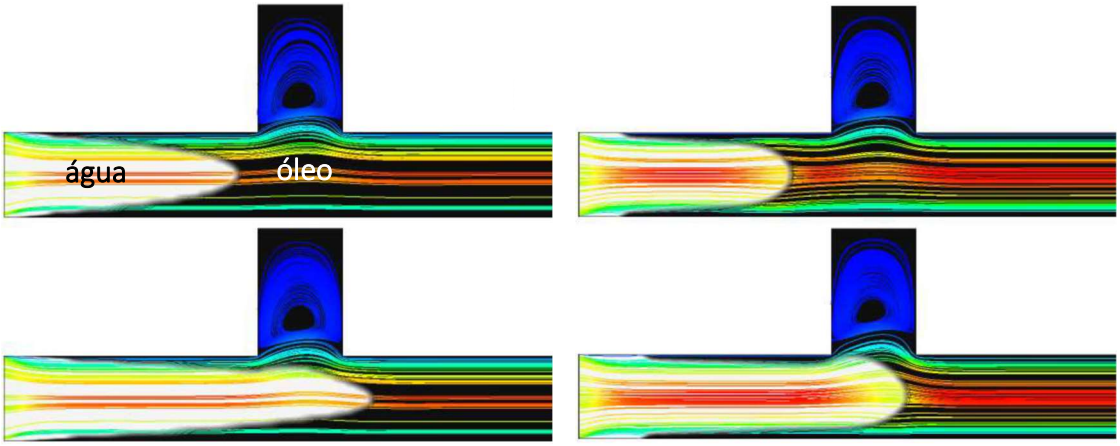
O controle da mobilidade estabilizando a interface mostrada na Figura 2, é também característica identificada na injeção de soluções poliméricas aquosas, sendo que o custo dos polímeros utilizados nessa técnica, assim como a infraestrutura demandada, é bastante elevado. A injeção pulsante de água se destaca por ser de aplicação mais simples e econômica.

A injeção pulsante de água se baseia na alteração da vazão de injeção e mudança dos padrões de injeção de água. A taxa de injeção, que é diretamente proporcional à pressão de injeção, varia sistematicamente entre taxas de injeção alta/normal e baixa/interrompida (Langdalen, 2014). Conforme apontado por Costa (2017), o método "consiste na geração de ciclos de abertura e fechamento da passagem da água injetada gerando ondas de pressão que se propagam pela água e pela rocha reservatório. [...] Na injeção pulsada, os pulsos provocam a expansão dos poros, proporcionando uma melhor distribuição dos fluidos injetados e diminuindo os possíveis *fingers* de uma injeção tradicional".

Enquanto a água é injetada o reservatório será pressurizado (ciclo de pressurização). Em seguida a taxa de injeção é reduzida, ou interrompida, sendo este o ciclo de despressurização (Langdalen, 2014). Esse processo é repetido ciclicamente ao longo do tempo. Na despressurização, parte do óleo irá se deslocar no sentido oposto ao do ciclo de pressurização, retornando

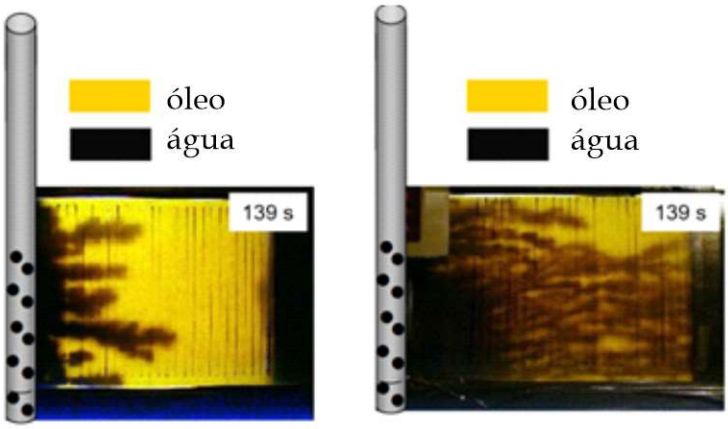
parcialmente em direção ao poço injetor. Esse óleo recentemente mobilizado voltará a ser empurrado na direção do poço produtor durante o próximo ciclo de pressurização.

FIGURA 2. Estabilização da frente de avanço água/óleo capturado na microescala.



(a) Injeção continua, numérico (b) Injeção pulsante, numérico

Fonte: Romero *et al.* (2022).

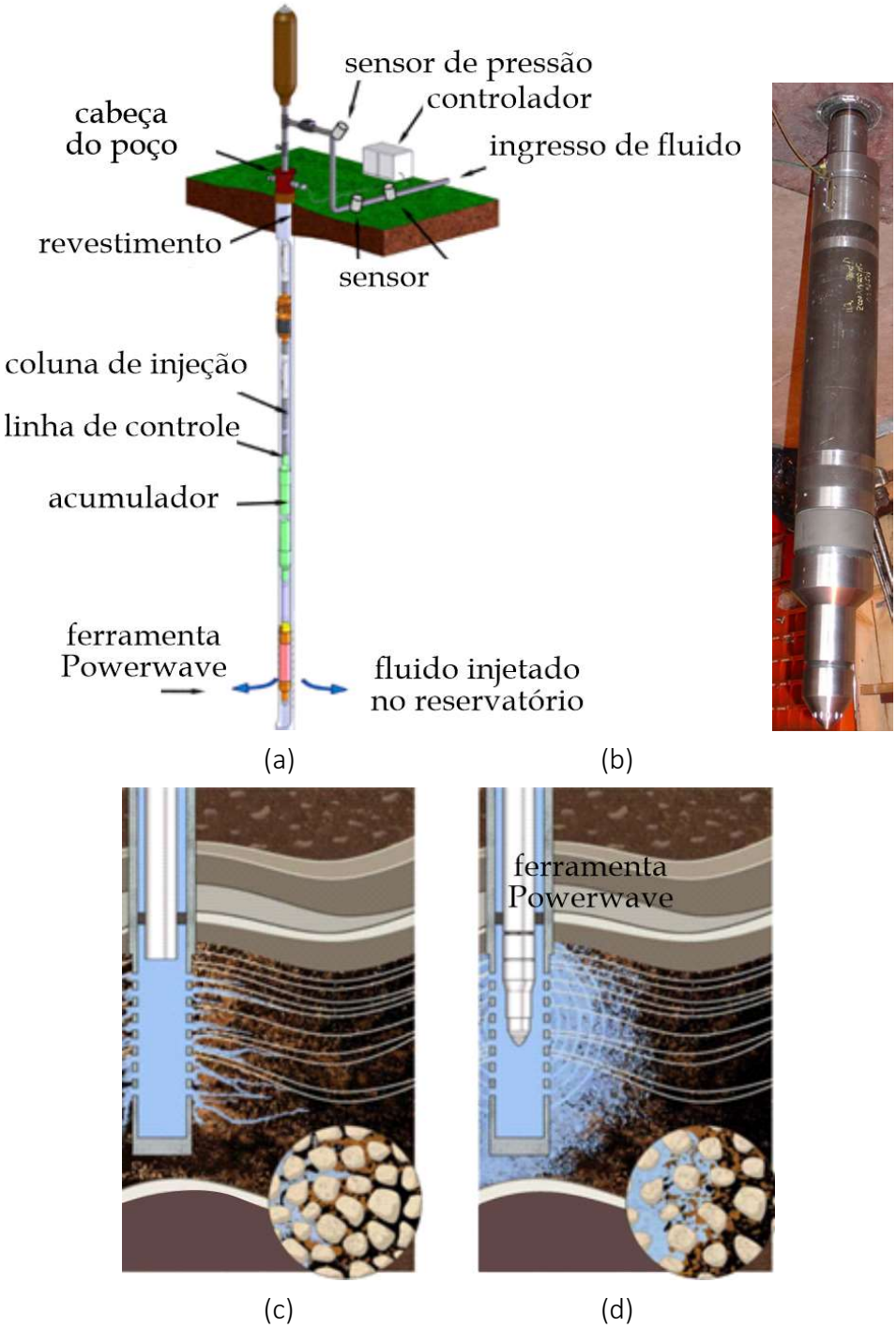


(c) Injeção continua, laboratório (d) Injeção pulsante, laboratório

Fonte: Adaptado de Garner e Warren (2010).

A técnica foi patenteada pela empresa Canadense Wavefront, identificando a tecnologia como PowerWave (Wavefront, sem data). Os elementos utilizados para criar os pulsos são representados na Figura 3. A água ingressa na cabeça do poço injetor e é conduzida até o fundo do poço pela coluna de injeção (Figura 3a), nesta posição se encontra a ferramenta Powerwave (Figura 3b) encarregada de gerar os pulsos de injeção da água que penetra o meio poroso. A Figura 3c representa a invasão da água com injeção constante, e a Figura 3d o efeito causado pela injeção pulsante. A frente de deslocamento água/óleo torna-se mais uniforme com os pulsos, o que é condizente com os resultados apresentados na Figura 2. Maiores detalhes do funcionamento do PowerWave não estão disponíveis na literatura aberta, pelo menos até esta data.

FIGURA 3. Componentes principais da ferramenta Powerwave.



Fonte: Adaptado de Garner e Warren (2010).

A Petrobras, através do Cenpes, contratou em 2015 a empresa Wavefront para aplicar o método no campo de Fazenda Malaquias na bacia Potiguar, Rio Grande de Norte (Costa, 2017). Os

resultados dessa operação não estão publicados, entretanto existem registros da aplicação da técnica em diversos lugares do mundo (RIGZONE, sem data; TB PETROLEUM, 2014).

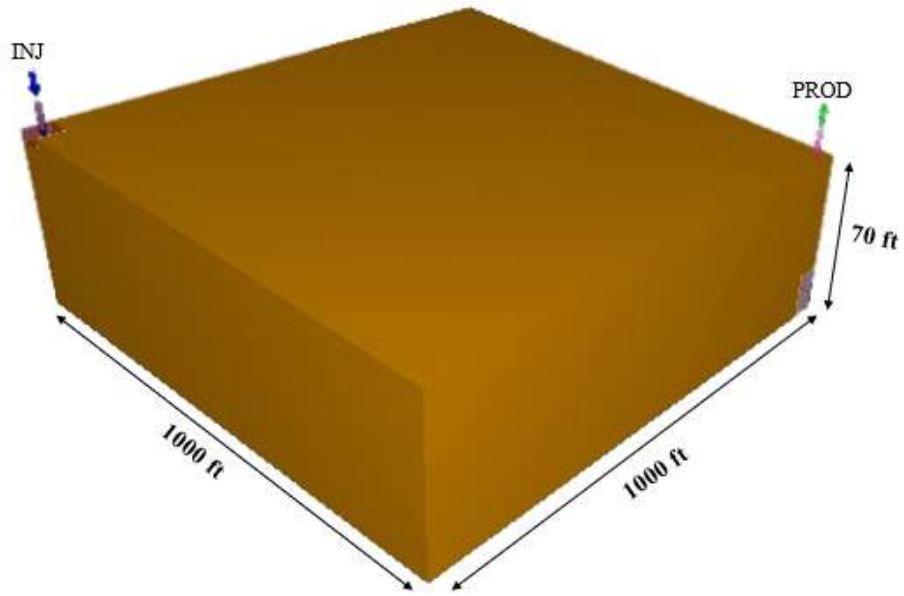
Neste contexto, o objetivo deste artigo é analisar a recuperação de óleo, na escala de reservatório, comparando as injeções convencional e pulsante de água, apontando os parâmetros que favorecem o melhor desempenho de uma técnica em relação a outra. Para isso, será utilizado o *software* de simulação de código aberto *OPM Flow* com pós-processamento dos resultados no *software ResInsight*. É esperado que a injeção pulsante apresente uma maximização na recuperação de óleo em relação a injeção constante de água.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1. Especificação do problema

Para entender os mecanismos de recuperação de óleo, será utilizado um reservatório do tipo ¼ de *five-spot*, com 1000 ft de largura, 1000 ft de comprimento e 70 ft de espessura, completado com um poço produtor e um injetor nas quinas diagonalmente opostas, como esquematizado na Figura 4.

FIGURA 4. Representação esquemática do reservatório do tipo ¼ de *five-spot*.



Fonte: Autores (2024).

Inicialmente, a recuperação de óleo é avaliada para a injeção constante de água. Os valores utilizados como dados de entrada foram baseados nos dados presentes nos arquivos

SPE1CASE2.DATA e SPE9.DATA dos casos SPE1CASE2 e SPE9 disponibilizados no projeto de solução comparativa da SPE e estão indicados na Tabela 1.

Em seguida foi realizada a simulação para a injeção pulsante de água em um reservatório com as mesmas características mencionadas anteriormente. A variação da taxa de injeção e a frequência em que esta taxa iria alternar foram definidas após análises de diversos cenários. Em um primeiro momento foi analisado as variações de 15, 25, 50 e 100%. As variações de 25 e 100% apresentaram resultados similares, a de 15% obteve a menor taxa de produção de óleo e a variação de 50% obteve a maior recuperação de óleo em relação aos demais cenários.

Definida a porcentagem de variação da taxa de injeção de água, a etapa seguinte foi definir a frequência com a qual ela iria variar. Para isso foi analisado os cenários nos quais a taxa de injeção variava semanal, quinzenal, mensal, bimestral, trimestral e semestralmente. Entre esses cenários, a maior otimização de óleo recuperado foi apresentada em uma variação semanal.

TABELA 1. Dados do reservatório.

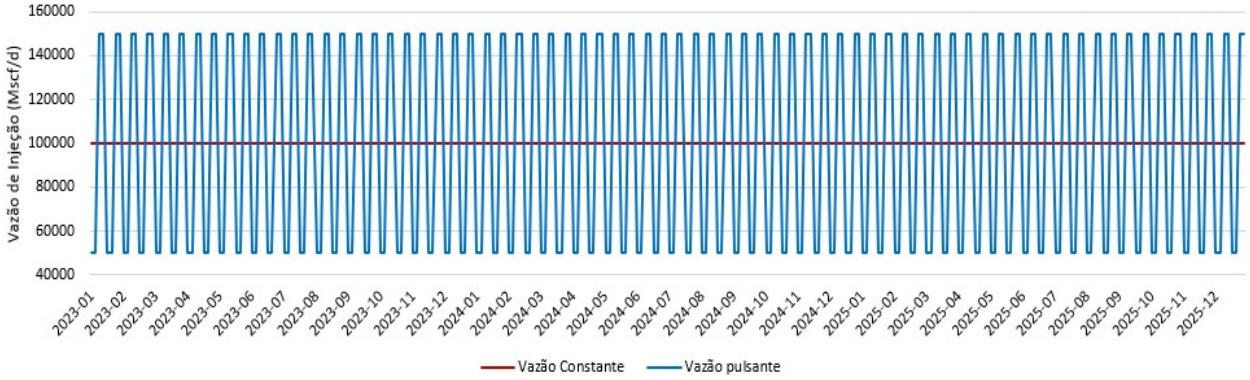
Característica	Valores
Fluidos presentes no reservatório	óleo, água, gás e gás dissolvido
Quantidade de poços presentes	dois: um injetor e um produtor
Porosidade	0.3
Permeabilidade na direção x (do topo até a base)	Diversos valores
Permeabilidade na direção y (do topo até a base)	Diversos valores
Permeabilidade na direção z (do topo até a base)	Diversos valores
Fator volume formação da água (*Bw*)	1,038 rb/stb
Compressibilidade da água (*Cw*)	3,22e-6 psi^{-1}
Viscosidade da água na pressão referência	0,318 cP
Compressibilidade da rocha	3e-6 psi^{-1}
Densidade do óleo	53,66 lb/ft^3
Densidade da água	64,46 lb/ft^3
Densidade do gás	0,0533 lb/ft^3
Valor máximo da taxa de injeção de água	100.000 Mscf/d
Valor máximo da taxa de produção de óleo de superfície	400.000 Mscf/d

Fonte: Adaptado de *OPM Flow Reference Manual* (2023).

Dessa forma, para a injeção pulsante de água, o valor máximo e mínimo da taxa de injeção variou em 50% em relação ao valor utilizado na simulação com injeção de água a vazão contante. Ou seja, a taxa alternou semanalmente de 50000 Mscf/d para 150000 Mscf/d e retornando para

50000 Mscf/d durante todo o tempo simulado. A Figura 5 mostra um comparativo das taxas de injeção de água nos primeiros 3 anos.

FIGURA 5. Injeção de água constante (vermelho) e pulsante (azul) nos primeiros três anos.



Fonte: Autores (2024).

2.2. Formulação matemática

O fator de recuperação de óleo (FR), obtido da Equação 1, auxilia a quantificar a capacidade máxima de aproveitamento de um poço em produção, já que relaciona o volume total produzido com o volume inicial do óleo presente no reservatório (Neto, 2021).

$$FR = \frac{Volume\ total\ de\ óleo\ produzido}{Volume\ inicial\ de\ óleo\ presente\ no\ reservatório} \quad (1)$$

O escoamento no meio poroso é descrito pelo modelo composicional *black oil* com gás dissolvido e óleo vaporizado. Este modelo utiliza três fases fluidas e três pseudo componentes, sendo estes o óleo, a água e o gás (Ribeiro e Santos, 2019). As equações podem ser deduzidas da conservação de massa para cada componente, da lei de Darcy, e das condições iniciais e de contorno, considerando: óleo e água como fluidos imiscíveis; gás solúvel no óleo; e reações químicas desprezíveis. As equações do modelo *black oil* se encontram disponíveis no *OPM Flow Reference Manual* (2023) e não são apresentadas neste trabalho pela limitação de espaço.

2.3. Abordagem numérica: *software* OPM Flow

As equações são discretizadas pelo método de diferenças finitas e resolvidas numericamente através do *software OPM Flow*. O *OPM Flow* é um simulador *black-oil* implícito capaz de executar modelos de simulação padrão da indústria de petróleo. O arquivo de entrada é

compatível com simuladores comerciais, assim como os arquivos de saída, com a exceção dos arquivos de impressão e depuração (*OPM Flow Reference Manual*, 2023).

O *software*, que funciona no Linux, é utilizado no ambiente *Windows* 10 através da máquina virtual *Oracle VirtualBox*.

Para a troca de arquivos entre ambos sistemas operacionais foi preciso criar uma pasta compartilhada entre a máquina virtual e a máquina hospedeira. Após o processamento é utilizado o *software ResInsight* para melhor visualização e interpretação dos resultados.

O arquivo de entrada é do tipo texto, chamado de *deck*, separado por seções que objetivam minimizar, ou até mesmo evitar, os erros, além de facilitar a sua interpretação. Os dados do reservatório são especificados na Tabela 2, estes são traduzidos através de palavras-chave no *deck*.

Concluída a montagem do *deck,* o *OPM Flow* é executado na máquina virtual mediante comandos específicos. Para a resolução das equações que envolvem o modelo composicional, o simulador utiliza de processos iterativos de etapas que consistem em um método externo, do tipo Newton-Raphson, e um conjunto interno de iterações lineares (*OPM Flow Reference Manual*, 2023).

TABELA 2. Dados utilizados para alimentar o simulador.

Característica	Valores
Quantidade de células nas direções *x*, *y* e *z*	20x20x6
Comprimento de cada célula	50 ft
Largura de cada célula	50 ft
Espessura de cada célula (do topo até a base)	5 ft, 5 ft, 10 ft, 10 ft, 20 ft
Profundidade da face superior da célula	8325 ft
Permeabilidade na direção *x* (do topo até a base)	500 mD, 500 mD, 50 mD,
Permeabilidade na direção *y* (do topo até a base)	500 mD, 500 mD, 50 mD,
Permeabilidade na direção *z* (do topo até a base)	500 mD, 500 mD, 50mD,
Início da simulação	01 de janeiro de 2023
Tempo total da simulação	20 anos
Passo do tempo da simulação	1 dia

Fonte: Adaptado de *OPM Flow Reference Manual* (2023).

O método de Newton-Raphson determina as raízes de funções não lineares. Tem como característica uma convergência quadrática quando a estimativa inicial se encontra perto da solução.

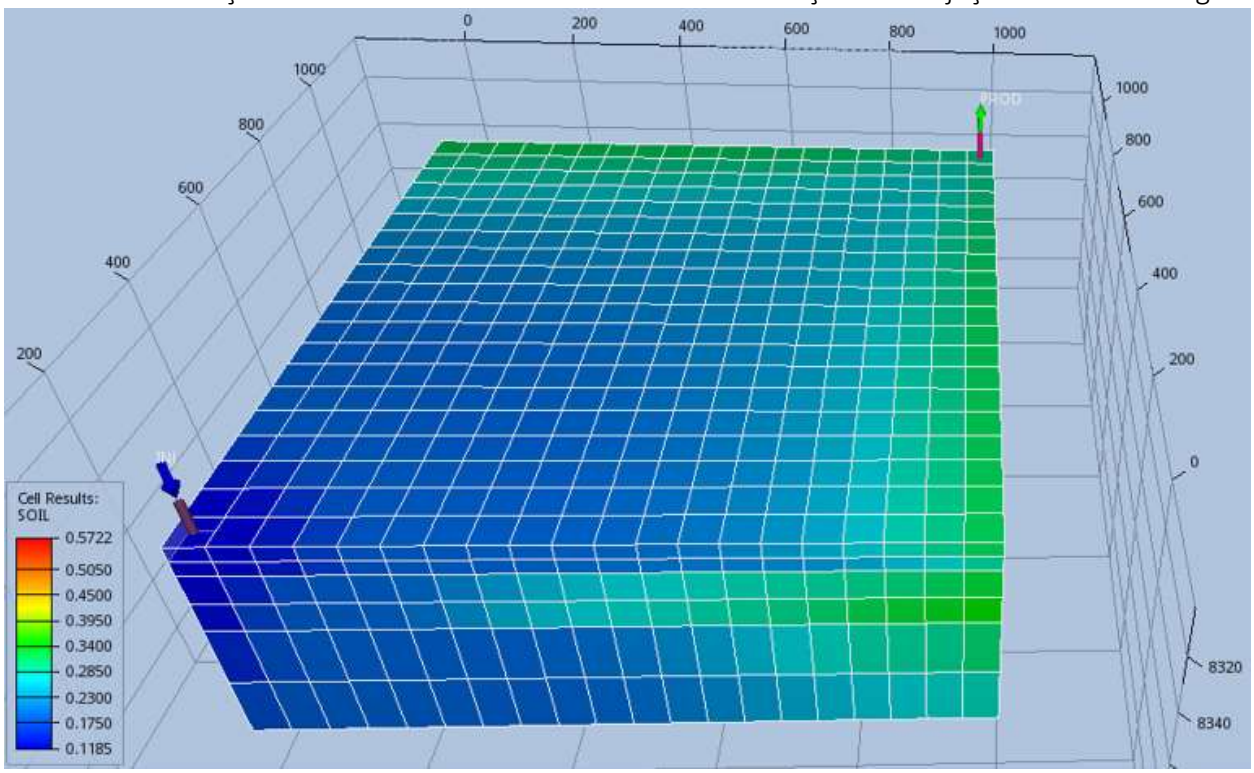
Após o término da simulação para a injeção contínua de água, o *OPM Flow* apontou que foram necessárias 228 linearizações, 196 iterações de Newton e 3060 iterações lineares. Para isso,

a simulação ocorreu ao longo de aproximadamente 9 segundos. Já para a injeção pulsante de água, a simulação ocorreu ao longo de aproximadamente 31 segundos com 3066 linearizações, 2105 iterações de Newton e 2901 iterações lineares.

3. RESULTADOS

Para a análise do resultado da simulação foi utilizado o pós-processador *ResInsight*. Inicialmente o reservatório está saturado com óleo, a injeção de água ocorre no vértice esquerdo na Figura 6, tal que ao final dos 20 anos de extração, é possível notar a presença de apenas frações de óleo residual no reservatório, sendo o fluido predominante água injetada, cor azul na figura.

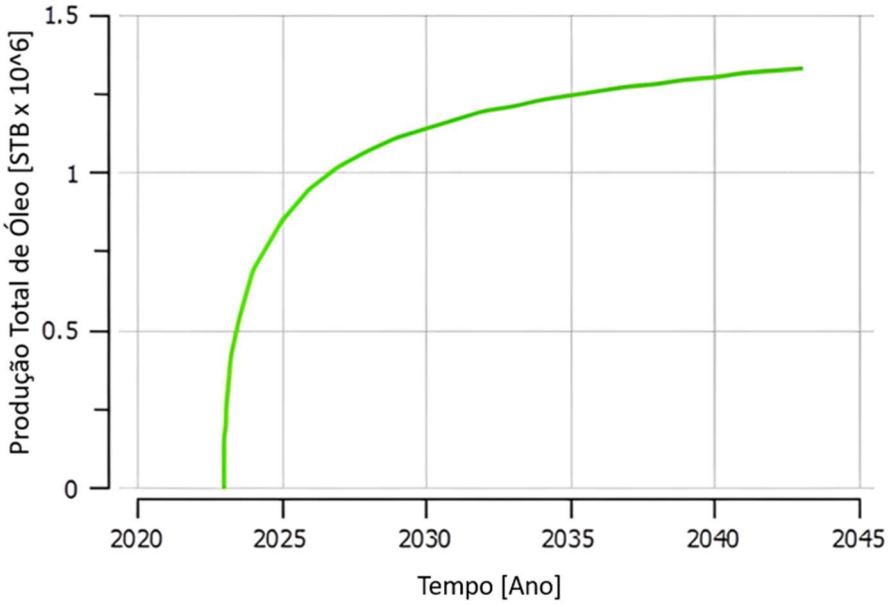
FIGURA 6. Saturação de óleo no reservatório ao final da simulação com injeção contínua de água.



Fonte: Autores (2024).

Ao final da simulação, o reservatório produziu 1332057.9 stb de óleo o qual representa um fator de recuperação de 55%. Nos primeiros anos, a quantidade total de óleo produzido sobe bruscamente, visto que o poço injetor está aberto desde o primeiro dia. Isso garante uma boa manutenção de pressão no reservatório, auxiliando no escoamento do óleo no sentido do poço produtor. A Figura 7 apresenta a produção total de óleo.

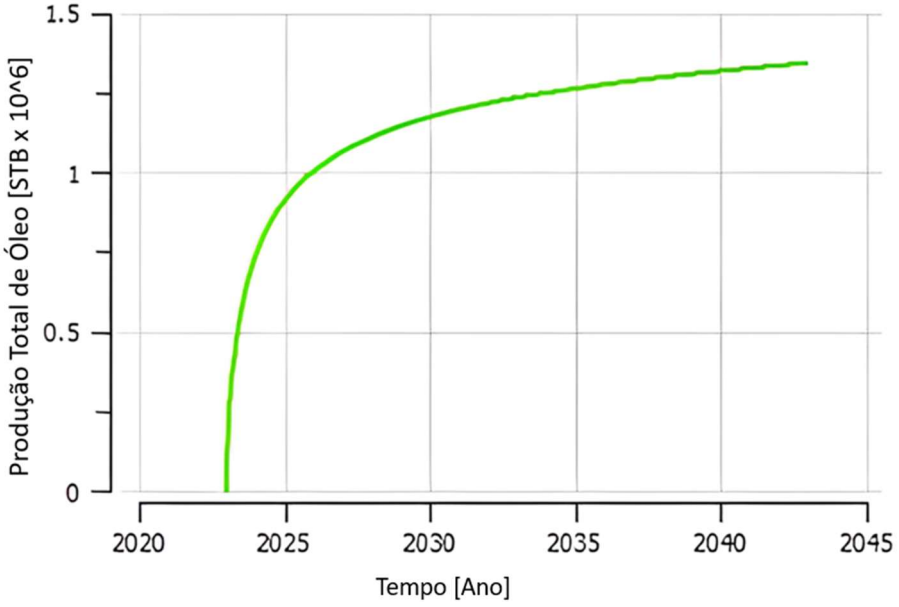
FIGURA 7. Produção total de óleo ao longo do tempo na injeção contínua de água.



Fonte: Autores (2024).

No segundo teste, com a vazão oscilando em torno de um valor constante foi produzido 1345346.8 stb de óleo, em termos de eficiência do processo extrativo tem-se um fator de recuperação de aproximadamente 56%. O comportamento do reservatório ao longo da simulação manteve o padrão estabelecido durante a injeção de água a vazão constante, com o ápice da produção de óleo nos primeiros anos simulados (Figura 8).

FIGURA 8. Produção total de óleo ao longo do tempo na injeção de água a vazão pulsante.

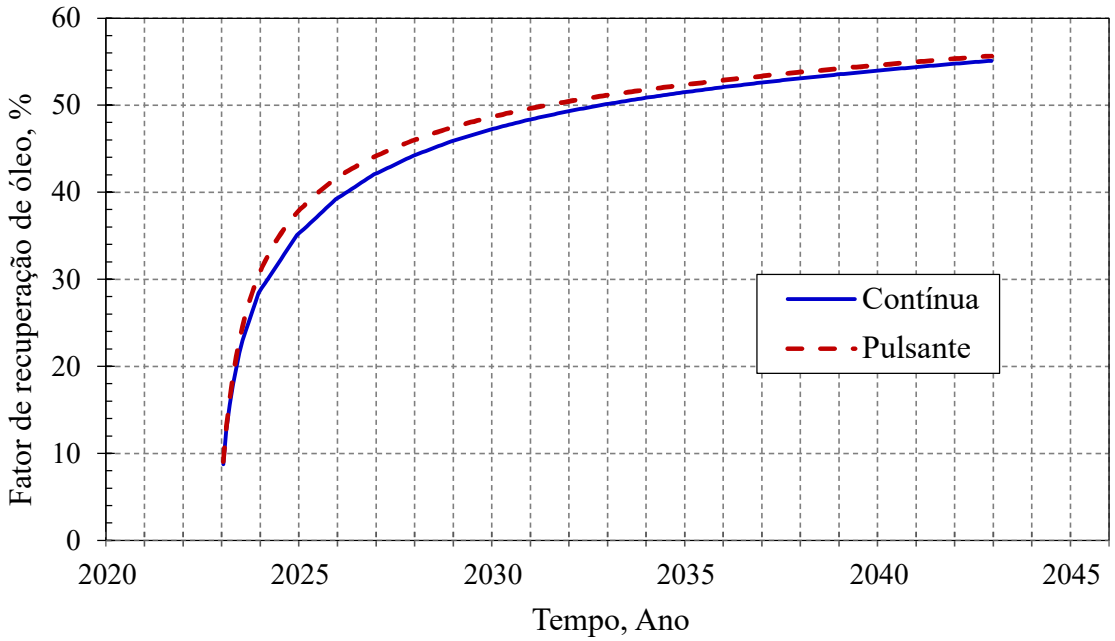


Fonte: Autores (2024).

Tanto a injeção constante quanto a pulsante de água, tratadas neste trabalho, apresentam o comportamento descrito pela literatura. A sua implementação desde o início da vida útil do reservatório auxilia na recuperação do óleo, garantindo uma maior produção nos primeiros anos da operação.

O fator de recuperação de óleo, Equação 1, para os dois processos foi calculado mediante um pós-processamento no MS-Excel dos resultados obtidos via *ResInsight* e apresentados na Figura 9. Apesar de apresentarem tendencias semelhantes, com um aumento acentuado nos primeiros anos, tendendo a uma estabilização após 7 anos, a injeção pulsante de água se mostrou mais efetiva já que, ao final dos 20 anos, produziu cerca de 1% (13288.9 stb) a mais de óleo quando comparado com a injeção contínua de água.

FIGURA 9. Fator recuperação com injeção contínua (azul) e pulsante (vermelho) de água.

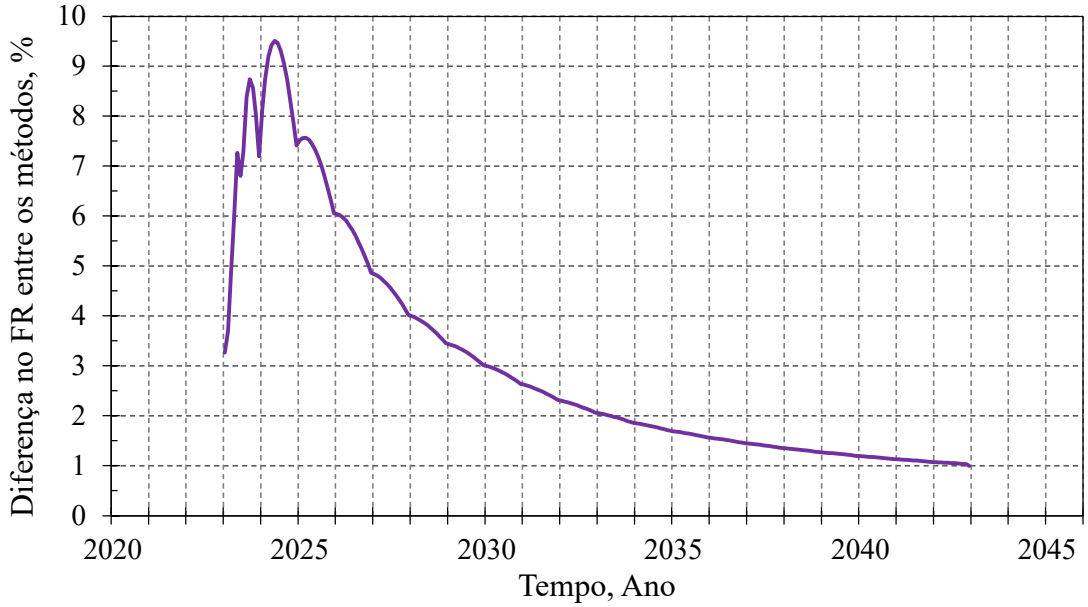


Fonte: Autores (2024).

Para comparar melhor o desempenho dos dois métodos, foi proposta a Equação 2, que permite calcular a diferença entre os fatores de recuperação de óleo obtidos por injeção pulsante e por injeção contínua de água (ΔFR) ao longo do tempo. Essa diferença está representada na Figura 10.

$$\Delta FR = \frac{FR\ injeção\ pulsante - FR\ injeção\ continua}{FR\ injeção\ continua} \quad (2)$$

FIGURA 10. Diferença no fator de recuperação por injeções contínua e pulsante de água.

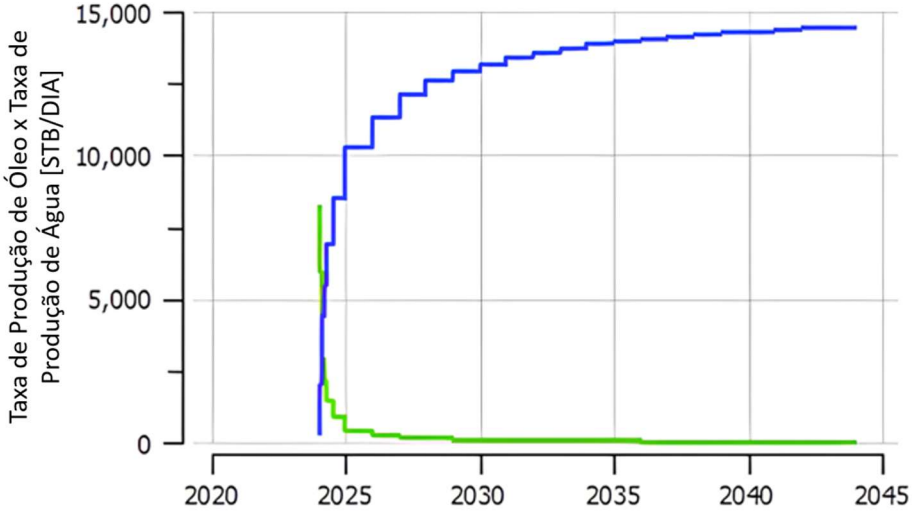


Fonte: Autores (2024).

A injeção cíclica é mais eficiente nos primeiros anos da produção. No cenário de 20 anos, o pico de eficiencia é $\Delta FR = 9\%$ na Figura 10, que ocorre entre o primeiro e segundo ano. Deste ponto em diante, as diferenças diminuem seguindo uma curva de decrescimento constante até alcançar um mínimo de 1% nos 20 anos.

Uma das características da injeção contínua é o aumento da produção de óleo como a de água. Esse comportamento foi observado e apresentado na Figura 11.

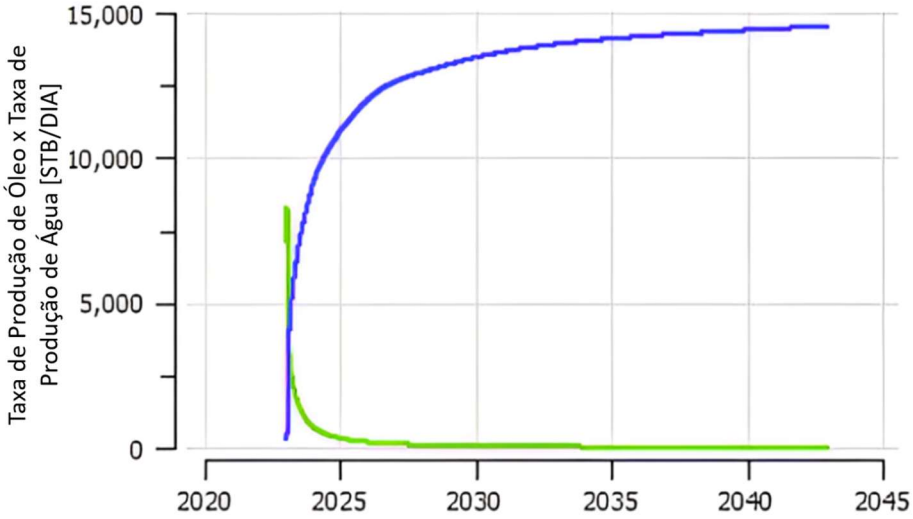
FIGURA 11. Vazão de óleo (verde) e de água (azul) na injeção contínua.



Fonte: Autores (2024).

Nos dois primeiros anos a injeção pulsante de água se encontra em seu período de maior eficiência quando comparado a injeção contínua de água. A partir do terceiro ano, a taxa de produção de óleo decai bruscamente enquanto a taxa de produção de água aumenta de forma abrupta, como ilustrado na Figura 12. Ou seja, além de maximizar a produção de óleo de um reservatório, a injeção pulsante de água também potencializou a produção de água, caraterística também apontada por Langdalen (2014).

FIGURA 12. Vazão de óleo (verde) e de água (azul) na injeção pulsante.



Fonte: Autores (2024).

Apesar de apresentarem valores similares, a taxa de produção total de água para a injeção pulsante ao final da simulação foi sutilmente superior, como apontado na Tabela 3. Esse fator também reflete nas curvas do fator de recuperação de óleo apresentadas na Figura 9, já que seus valores se aproximam com o passar do tempo.

TABELA 3. Valores da produção total de água no início e após 20 anos.

Período da simulação, anos	Produção de água Injeção contínua (stb)	Produção de água Injeção pulsante (stb)	Diferença, %
t = 0	1237	1109	↓ 10
t = 20	3141547	3153583	↑ 0,4

Fonte: Autores (2024).

O comportamento do reservatório durante toda a simulação pode ser explicado pelos mecanismos apontados por Langdalen (2014), previamente explicados. A contínua pressurização

e despressurização do reservatório possibilita o deslocamento do óleo tanto no sentido do poço injetor quanto no do poço produtor, realizando um segundo arraste na região, o que maximiza a recuperação total de óleo.

4. CONCLUSÕES

Os dados utilizados nos dois tipos de injeção foram construídos com a mesma estrutura e dados de reservatório, divergindo apenas na determinação do passo de tempo e na taxa de injeção. Essa diferença resultou em um aumento significativo no número de linearizações necessárias para realizar a simulação, saindo de 228 (injeção contínua de água) para 3066 (injeção pulsante de água).

Ambos os tipos de injeção aumentam tanto a produção de óleo quanto a produção de água. Contudo, a injeção pulsante apresentou um fator de recuperação de óleo final superior em 1% em relação à injeção contínua de água. Esse melhor desempenho se fundamenta na estabilização da interface de deslocamento, e é uma das grandes vantagens dessa técnica em relação à injeção de soluções poliméricas que apresentam também como princípio o controle da mobilidade, entretanto exigindo consumo de recursos em maior escala.

No cenário de 20 anos considerado neste trabalho, a máxima eficiencia da injeção cíclica ocorre entre o primeiro e segundo ano, representado pela diferença de 9% no fator de recuperação. Deste ponto em diante, as diferenças diminuem seguindo uma curva de decrescimento constante até alcançar um mínimo de 1% ao final da operação. Significa que o método é apropriado quando se pretende acelerar o aumento das receitas da empresa.

Os resultados obtidos com a simulação numérica são condizentes com a argumentação da empresa que aplica a técnica em campo.

Nesta pesquisa ainda estão pendentes a avaliação de outros parâmetros, como combinações de diversas amplitudes e frequências dos pulsos de injeção, assim como o refinamento da malha para captura da interface. Estas são demandas que serão explorados em futuros trabalhos.

DECLARAÇÃO DE RESPONSABILIDADE

Os autores são os únicos responsáveis por este trabalho.

REFERÊNCIAS

BARILLAS, J. L. M. Estudo da recuperação de óleo por drenagem gravitacional assistida por injeção de vapor. Tese de Doutorado em Ciências, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 184 p., 2008.

COSTA, A. P. Desafios e oportunidades visando o aumento de FR em campos terrestres. Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação no Brasil, ANP, 23 e 24 de março de 2017, Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2017/seminario-aumento-do-fator-de-recuperacao-brasil/ana_paula_costa_petrobras.pdf>. Acesso em: 12 agosto 2024.

FRERET, V. A. C., CHAVES, H. A. F. E JONES, C. M. Análise cronológica da indústria petrolífera. *Terræ Didatica*, p. 25-32, 2018.

GARNER, L.; WARREN, J. Powerwave – waterflood: case history, Alberta, Canada. Disponível em: <https://www.eoriwyoming.org>. Acesso em: 12 agosto 2024.

GUIMARÃES, J. O. Simulação Numérica de Viscous Fingering em Escoamento em Meios Porosos Utilizando OpenFOAM. Dissertação de Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 96p., 2014.

JÚNIOR, G. A. G. Estudo da injeção de água e gás em um reservatório com características do pré-sal brasileiro. Dissertação de Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 128 p., 2016.

LANGDALEN, H. *Cyclic Water Injection A Simulation Study*. Norwegian University of Science and Technology, 2014.

LIMA, N. M. D. Métodos de recuperação em reservatórios carbonáticos. Monografia de Graduação em Engenharia de Petróleo – Universidade Federal Fluminense, 70 p., 2013.

MARSILI, M. D. Simulação numérica da injeção de água como método de recuperação suplementar para um campo com alto grau de explotação. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia do Petróleo- Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 84 p., 2008.

NETO, A. A. S. Simulação da recuperação de óleos pesados em modelo de reservatório da bacia Sergipe-Alagoas. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia de Petróleo- Universidade Federal de Alagoas, 114 p., 2021.

OPM Flow Reference Manual, 2023, 2678 p. Disponível em: https://opm-project.org/wp-content/uploads/2023/06/OPM_Flow_Reference_Manual_2023-04_Rev-0_Reduced.pdf. Acesso em: 2 julho 2024.

RENHA, J. F. Simulação do processo de injeção de soluções poliméricas viscoelásticas na escala de reservatório. Dissertação de Mestrado- PUC-Rio, 2015.

RIBEIRO, J. A., SANTOS, T. M. Estudo sobre aplicação do fraturamento hidráulico em modelo com características do campo de Norne. Trabalho de conclusão de curso em Engenharia de Petróleo- Universidade Federal Fluminense, 80 p., 2019.

RIGZONE. *Wavefront: Alberta-based oil and gas producer to apply Powerwave*. Disponível em: <https://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/57468/wavefront_albertabased_oil_and_gas_producer_to_apply_powerwave/>. Acesso em: 12 agosto 2024.

ROMERO, O. J., SOARES, I. L., CRUZ, S. F. R. D., AZEREDO, M. M. E HUNT, J. D. Modelagem em escala de poro do deslocamento de óleo mediante injeção pulsante de água. *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2022*, 13 p., 2022.

ROSA, A. J., CARVALHO, R. D. S. e XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatório de petróleo. Editora Interciência, 2006.

SILVA, M. V. A. Desenvolvimento de um campo de petróleo utilizando a injeção de água como método de recuperação suplementar. Trabalho de conclusão de curso – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2016.

TB PETROLEUM. *Wavefront provides update on Powerwave activities for oil well stimulations*. 2014. Disponível em: <https://www.tbpetroleum.com.br/noticia/wavefront-provides-update-on-powerwave-activities-for-oil-well-stimulations/>. Acesso em: 12 agosto 2024.

WAVEFRONT. Disponível em: <https://onthewavefront.com/wavefront-technology/powerwave/>. Acesso em: 12 agosto 2024.

ZAMPIERI, M. F. Injeção Contínua e Alternada de Água e de Polímeros para a Recuperação de Petróleo. Dissertação de Mestrado – Universidade Estadual de Campinas, p. 128, 2012.

AGRADECIMENTOS

O Pesquisador Alexandre Persuhn agradece o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI, por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor de Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI (PRH-ANP 53.1 Ufes) gerido pela Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – Fapesp. O Prof. Oldrich Joel agradece o suporte financeiro da Fapes – Fundação de Amparo à Pesquisa e Inovação do Espírito Santo através do Edital Fapes Nº 6/2021 – Bolsa Pesquisador Capixaba, termo de outorga 356/2022.