

# 12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



## **TÍTULO DO TRABALHO:**

**ANÁLISE NUMÉRICA DA PERDA DE INJETIVIDADE DEVIDO AO COMPORTAMENTO NÃO-NEWTONIANO DA INJEÇÃO DE POLÍMERO EM CAMPO MADURO**

## **AUTORES:**

Narailson Barreto, Paulo Gustavo C. Lins, Luiz Carlos L. dos Santos, Júlio César S. Nascimento

## **INSTITUIÇÃO:**

Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia

## **ANÁLISE NUMÉRICA DA PERDA DE INJETIVIDADE DEVIDO AO COMPORTAMENTO NÃO-NEWTONIANO DA INJEÇÃO DE POLÍMERO EM CAMPO MADURO**

### **Resumo**

A injeção de polímero, é um método de recuperação avançada que visa melhorar a eficiência de varrido através da redução de mobilidade do fluido injetado por meio do aumento da viscosidade da água. A eficiência deste método depende da propagação do polímero no meio poroso que, por sua vez, depende da degradação do polímero gerado pela adsorção do polímero aos poros da formação, e controle de viscosidade do fluido injetado. O aumento indiscriminado da viscosidade do fluido injetado pode causar a perda de injetividade do poço e, consequentemente, o aumento dos custos de operação do método. Testes de campo e de laboratório indicam que solução polimérica se comporta como um fluido não newtoniano. Tal comportamento é caracterizado por uma dependência da viscosidade da mistura com a concentração do polímero e taxa de deformação do fluido, isto é, a viscosidade dependente da vazão de injeção. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo avaliar a influência da injeção de polímero com características de um fluido não newtoniano, dilatante e tixotrópico, na perda de injetividade em reservatório com propriedades petrofísicas típicas de um campo maduro utilizando simulação numérica de reservatórios. Além disso, um refinamento local de malha ao redor do poço injetor é realizado para avaliar a influência no cálculo da perda de injetividade. As simulações são obtidas por meio do simulador comercial tNavigator. Foi considerado um reservatório sintético de óleo típico da bacia do Recôncavo, produzindo sob um esquema de um quarto de five-spot. Os resultados obtidos mostram que a perda de injetividade é observada apenas quando o fluido injetado se comporta como fluido dilatante. Por fim, o refinamento local mostrou que a injetividade sofreu pouca influência pela densidade da malha ao redor dos poços injetores.

Palavras-chave: injeção de polímero, perda de injetividade, recuperação avançada

### **Abstract**

Polymer flooding is an enhanced oil recovery method that aims to improve sweep efficiency by reducing the of the injected fluid through increased water viscosity. The efficiency of this method depends on polymer propagation in the porous medium, which in turn depends on polymer degradation caused by adsorption to formation pores and control of the injected fluid. Indiscriminate increase in injected fluid viscosity can lead to injectivity loss and consequently higher operation costs. Field and laboratory tests indicate that polymer solution behaves as a non-Newtonian fluid, characterized by a dependence of mixture viscosity on polymer concentration and fluid deformation rate, i.e., viscosity dependent on injection flow rate. This work aims to evaluate the influence of injecting a non-Newtonian, dilatant and thixotropic, polymer solution on the injectivity loss in a reservoir with typical petrophysical properties of a mature field using reservoir numerical simulation. In addition, a local grid refinement around the injector well is performed to assess its impact on injectivity loss calculation. The simulations are conducted using the commercial simulator tNavigator. A synthetic oil reservoir typical of the Recôncavo Basin producing under a quarter five-spot scheme was considered. The results show that injectivity loss is observed only when the injected fluid behaves as a dilatant fluid. Finally, local refinement showed that injectivity was minimally influenced by mesh density around injector wells.

Key-words: polymer flooding, loss of injectivity, Enhanced oil recovery.

## 1. Introdução

A injeção de água em reservatório é o método de recuperação suplementar mais utilizado para recuperar petróleo, pois a água é facilmente acessível, barata e pode ser injetada com facilidade. Além disso, a água tem se mostrado eficaz na melhoria da recuperação de óleo. No entanto, esse método apresenta uma desvantagem em relação à baixa eficiência de deslocamento e varredura em reservatórios de óleo pesado (alta viscosidade) e reservatórios heterogêneos (SORBIE, 1991; ROSA; CARVALHO; XAVIE, 2006; BAO *et al*, 2017).

Uma alternativa eficaz é a injeção de polímeros em água, o que aumenta a viscosidade do fluido e melhora a razão de mobilidade entre o fluido injetado e o fluido do reservatório. Como resultado, consegue-se melhorar significativamente a eficiência de varredura e deslocamento, resultando em uma recuperação mais eficaz de óleo (SORBIE, 1991; LUO *et al*, 2016).

Embora a injeção de polímeros tenha demonstrado uma eficiência de varredura superior à injeção de água, é crucial realizar estudos e análises aprofundados para garantir que sua implementação não cause danos à formação ao reservatório ou diminua a eficiência do método. A perda de injetividade pode reduzir a vazão de injeção ou exigir um aumento na pressão, tornando essencial um controle preciso da pressão/vazão de injeção para preservar a eficácia do método (SORBIE, 1991).

Para prever a perda de injetividade, precisamos conhecer a natureza dos danos e seu impacto na injetividade do poço (PANG; SHARMA, 1997). Entre os diversos fatores responsáveis pela perda de injetividade, um deles ocorre devido a reologia da solução polimérica que se comporta como um fluido não-newtoniano pseudoplástico. Este comportamento é caracterizado por uma dependência da viscosidade da mistura com a concentração do polímero e a taxa de deformação do fluido (isto é, viscosidade dependente da vazão de injeção) (LUO *et al*, 2016).

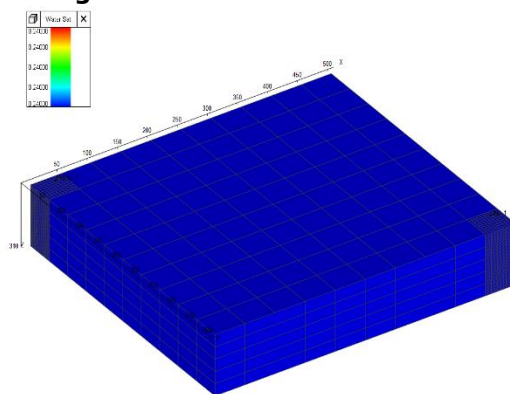
Neste contexto, este trabalho tem como objetivo avaliar a influência do comportamento não-newtoniano da solução polimérica na perda de injetividade em um reservatório sintético com características que reproduz a de um campo maduro do Recôncavo Baiano utilizando simulação numérica de reservatório. Além disso, será realizado um refinamento local da malha (*Local Grid Refinement* - LGR) ao redor do poço injetor para analisar seu impacto no cálculo da perda de injetividade.

## 2. Metodologia

O fenômeno de perda de injetividade proposto neste trabalho foi investigado usando simulação numérica de reservatórios através do simulador comercial tNavigator, da empresa Rock Flow Dynamics. A metodologia aplicada foi desenvolvida em três etapas: construção do modelo de reservatório, análise de convergência de malhas, seleção e análise paramétrica com as variáveis críticas da reologia polimérica e LGR.

### 2.1 Modelagem do reservatório

O estudo foi realizado considerando um fluxo bifásico (óleo-água) em um reservatório sintético, homogêneo com dimensões de 500m x 500m x 10m (x-y-z), com configuração de propriedades petrofísicas, modelo de fluido, condições de produção e de injeção típicos de campos maduros do Recôncavo Baiano. O esquema um quarto de five-spot, com distância diagonal igual a 707 m entre poços, conforme ilustra a Figura 1, foi o escolhido para recuperação do campo. Este esquema foi escolhido com intuito de analisar com maior objetividade os fatores que influenciam a perda de injetividade do polímero. O volume de óleo original in situ foi de aproximadamente 2,4 milhões de barris. Em todas as simulações foi considerado um esquema de malhas cartesianas com saturação inicial de óleo conforme distribuição da Figura 1 e pressão estática inicial igual a 27 bar.

**Figura 1** – Modelo de reservatório simulado

**Fonte:** Elaborado pelos autores

Uma análise de convergência de malha considerando tamanhos de bloco de 100x100x2, 50x50x2, 20x20x2 e 10x10x2 m em x-y-z foi realizada a fim de definir a modelo base de simulação. Assim, a discretização escolhida foi de 50x50x2 como modelo principal, pois demonstrou o menor erro percentual no balanço de materiais e resultou em ganhos significativos de tempo na execução da simulação. Adicionalmente, foi utilizado um passo de tempo inicial de sete dias.

## 2.2 Propriedades das rochas e fluidos

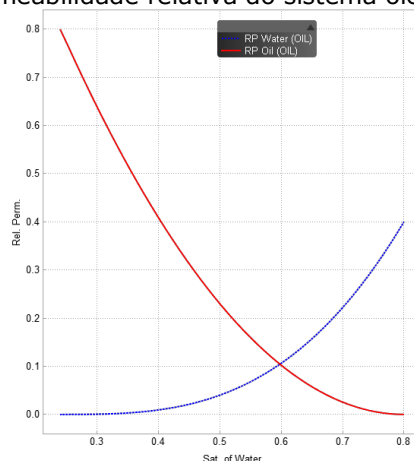
A Tabela 1 apresenta os dados das condições petrofísicas do reservatório, modelo de fluido e propriedades rocha-fluido característicos do Recôncavo, adquiridos por meio do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE) da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Para a modelagem da permeabilidade relativa, foi utilizado os parâmetros característicos da bacia do recôncavo, e utilizado o modelo de Corey bifásico de acordo com o manual do TNavigator.

**Tabela 1** – Propriedades petrofísicas do reservatório e dados da condição inicial

| <b>Parâmetros</b>                             | <b>Valor</b>          |
|-----------------------------------------------|-----------------------|
| Porosidade ( $\phi$ ), fração                 | 0,22                  |
| Permeabilidade direção x, mD                  | 525                   |
| Permeabilidade direção y, mD                  | 525                   |
| Permeabilidade direção z, mD                  | 52,5                  |
| Densidade da rocha, kg/m <sup>3</sup>         | 2500                  |
| Compressibilidade da rocha, bar <sup>-1</sup> | 4,84x10 <sup>-5</sup> |
| Densidade óleo, kg/m <sup>3</sup>             | 930                   |
| Viscosidade óleo, cP                          | 10,00                 |
| Compressibilidade do óleo, bar <sup>-1</sup>  | 1x10 <sup>-5</sup>    |
| Fator volume formação óleo (@ 60 bar)         | 1,001                 |
| Viscosidade da água, cP                       | 1,00                  |
| Espaço poroso inacessível, fração             | 0,05                  |
| Pressão inicial de reservatório, bar          | 27,00                 |
| Todd & Longstaff ( $\omega$ )                 | 1                     |
| Saturação de água conata, fração              | 0,24                  |
| Saturação residual do óleo                    | 0,20                  |

**Fonte:** Elaborado pelos autores

A permeabilidade relativa indica como um fluido consegue se deslocar através de um meio poroso em comparação com sua capacidade máxima de movimento quando apenas esse fluido está presente. Para os casos simulados foram usadas as curvas mostradas na Figura 2.

**Figura 2** – Permeabilidade relativa do sistema óleo e água

**Fonte:** Elaborado pelos autores

No simulador, foram inseridos, de início, os dados para condições iniciais petrofísicos e dados de fluidos de um campo *onshore* sumarizados na Tabela 1. As condições operacionais de injeção e produção são: vazão constante de injeção de ( $Q_{inj}$ )=50 m<sup>3</sup>/d com restrição de pressão de fratura igual de 60 bar (OVELAR; COSTA,2021), a ser atingido este valor a condição de operação do injetor é alterada de vazão para pressão de injeção constante. O poço produtor opera com pressão fluxo mínima de 5 bar. Foi assumido um tempo de 25 anos de produção, onde nos 13 primeiros anos é feita apenas a injeção de água e a partir do 14º ano é feita a injeção de contínua de polímeros com concentração de 1 kg/m<sup>3</sup>. A tabela 2 apresenta a relação da concentração polimérica com a viscosidade do fluido injetado.

**Tabela 2** - Relação viscosidade do fluido injetado como função da concentração do polímero

| $c$ (kg/sm <sup>3</sup> ) | $\mu_p$ (cp) |
|---------------------------|--------------|
| 0                         | 1            |
| 0,5                       | 3            |
| 1,0                       | 6            |
| 1,5                       | 12           |
| 2,0                       | 24           |
| 3,0                       | 48           |

**Fonte:** Adaptado de (BAO et al., 2017)

A viscosidade da solução polimérica injetada, está intrinsecamente relacionada a velocidade de escoamento do fluido injetado no reservatório. Desta forma, implicando diretamente nos efeitos da injeção polimérica e consequentemente no valor do afinamento ou engrossamento do polímero. A tabela 3, apresenta parâmetros da interação polímero rocha, que são imprescindíveis para simulação.

**Tabela 3** – Propriedades da interação polímero/rocha

| Espaço poroso inacessível | Fator de resistência residual | Máxima adsorção polimérica (ppm) | Tipo de adsorção | Densidade da rocha     |
|---------------------------|-------------------------------|----------------------------------|------------------|------------------------|
| 0,05                      | 1                             | 1,0e-04                          | Irreversível     | 2500 kg/m <sup>3</sup> |

**Fonte:** Adaptado de (BAO et al., 2017)

## 2.3 Seleção dos parâmetros críticos

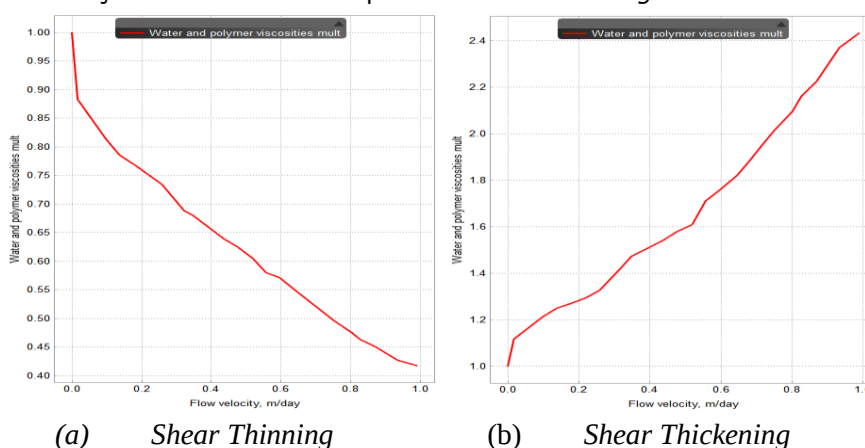
A modelagem e implementação da injeção de polímeros envolveram a os seguintes parâmetros:

- **Concentração do polímero:** Uma variável de entrada, está diretamente relacionada a viscosidade do fluido injetado.

- **Modelo de reológico do polímero:** Uma das características de fluido não-newtoniano é variação da viscosidade com a taxa de cisalhamento: Neste trabalho serão testados dois tipos fluidos: a) fluido pseudoplástico, caracterizado pela diminuição da viscosidade com o aumento do cisalhamento, denominado de “*Shear Thinning*”, ver Figura 3(a).; e b) fluido dilatante, caracterizado pelo aumento na viscosidade aparente à medida que a tensão de cisalhamento aumenta, denominado de “*Shear Thickening*”, ver Figura 3(b).

Para modelar os efeitos de fluido não-newtoniano foi usado os dados de fluido pseudoplástico e dilatante de Bao et al. (2017) conforme apresenta os gráficos da Figura 3.

**Figura 3** – Relação velocidade e multiplicador *Shear Thinning* e *Shear Thickening*



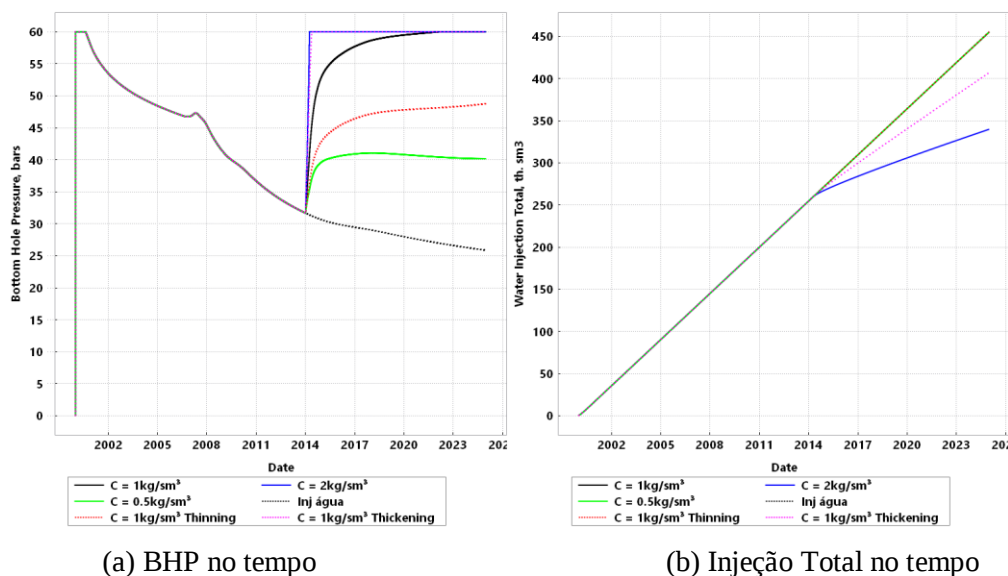
Fonte: Elaborado pelos autores

### 3. Resultados e Discussão

#### 3.1 Análise de concentração e reologia

Foram simulados 3 casos com diferentes concentrações poliméricas, a saber: 0,5 kg/sm<sup>3</sup>, 1kg/sm<sup>3</sup>, e 2kg/sm<sup>3</sup>, somente de injeção de água; e injeção de fluido não-newtoniano (*Shear Thinning* e *Shear Thickening*) com concentração de 1kg/sm<sup>3</sup> durante 25 anos. Na Figura 4 são apresentados os gráficos de pressão de fundo (BHP) no poço injetor e injeção acumulada para cada valor de concentração simulada e fluido com efeito cisalhante.

Nota-se na Figura 4(a) que apesar de as reologias que estão modeladas com efeito cisalhante, apresentarem mesma concentração 1kg/sm<sup>3</sup>, tem comportamentos totalmente distintos. O efeito de afinamento, “*thinning*”, diminui a pressão necessária para injeção, enquanto o efeito engrossamento, “*thickening*” exige uma maior capacidade do injetor, atingindo rapidamente o platô e influenciando na perda de injetividade do fluido. Na Figura 4(a) é possível observar que a injeção de polímero contribui para uma maior manutenção do reservatório quando comparada com a injeção de água. Entretanto, quanto maior a concentração do polímero maior é a pressão no injetor para manter a vazão de injeção, que evidencia a perda de injetividade com o aumento da concentração de polímero na solução, até que a pressão limite de fratura seja atingida e o poço passe operar com pressão constante. O comportamento da injeção quando considerado fluido não-newtoniano mostra que os fluidos simulados apresentam comportamentos totalmente distintos. Conforme esperado, o efeito de “*thinning*”, diminui a pressão necessária para injeção. Por outro lado, o efeito “*thickening*” exige uma maior capacidade do injetor, atingindo rapidamente o platô e influenciando na perda de injetividade do fluido. A Figura 4(b) ilustra o comportamento da injeção acumulada, como esperado, quanto maior a perda de injetividade menor é a vazão de injeção acumulada.

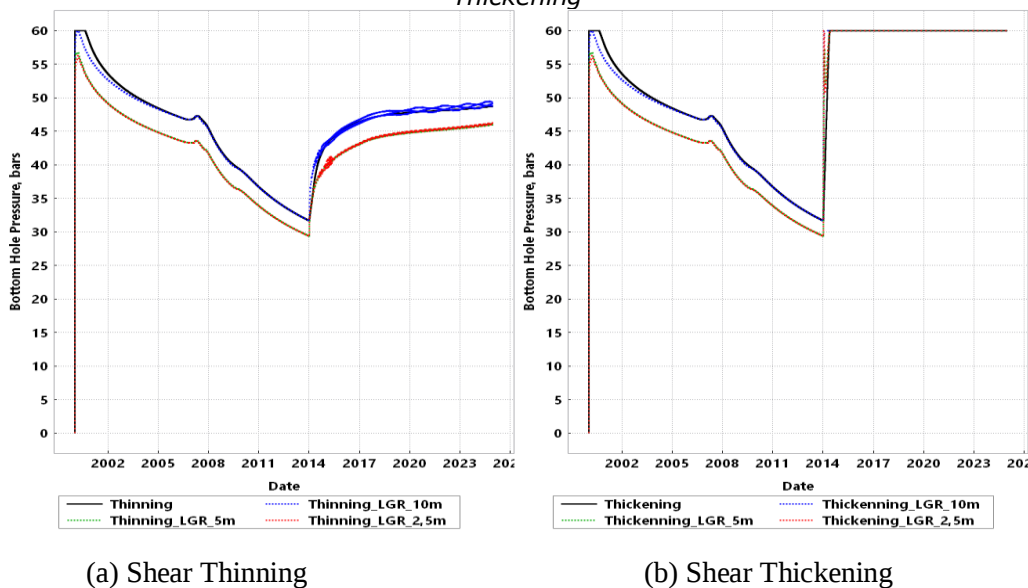
**Figura 4** – Concentração e efeitos *Shear Thinning* e *Shear Thickening*

Fonte: Elaborado pelos autores

### 3.2 Análise de refinamento de malha

Para a análise do efeito do tamanho das malhas no cisalhamento, foram simulados 3 casos com diferentes malhas, foram analisados no poço produtor e injetor, a redução da malha de 50x50 para as de 5x(10x10), 10x(5x5) e 20x(2,5x2,5), aumentando drasticamente a sensibilidade aos efeitos locais.

A Figura 5 mostra a comparação das pressões de injeção usando diferentes refinamentos e modelo de fluido. Observa-se que os resultados são sensíveis a discretização do modelo numérico. Para o fluido pseudoplástico, nota-se uma diferença significativa nos resultados, já para o fluido dilatante os resultados são similares. Este efeito ocorre devido a imprecisão no cálculo da viscosidade do fluido injetado, quanto maior o tamanho dos blocos maior é a velocidade do fluido injetado, consequentemente, maior é a imprecisão no cálculo da pressão de injeção.

**Figura 5** – Análise de sensibilidade do LGR na injetividade dos fluidos *Shear Thinning* e *Shear Thickening*

Fonte: Elaborado pelos autores

#### 4. Conclusões

Neste trabalho a perda de injetividade causada durante a injeção de polímero em reservatório de óleo com características do Recôncavo Baiano foi investigada sob a ótica do efeito cisalhante dos polímeros utilizando simulação numérica de reservatórios. A análise de sensibilidade da concentração de injeção de polímero mostrou uma relação diretamente proporcional com a perda de injetividade, ou seja, quanto maior o valor da concentração, maior é a perda de injetividade. A análise dos efeitos de cisalhamento demonstrou que a reologia do fluido injetado é um parâmetro que influencia de forma significativa na injetividade. Os limites de injetividade foram alcançados injeção de polímeros com de concentração 2kg/sm<sup>3</sup>, fluido newtoniano; e 1kg/sm<sup>3</sup> fluido não-newtoniano dilatante. Além disso, os resultados do refinamento local demonstraram que o tamanho da malha teve influência significativa apenas para o caso de fluido pseudoplástico. Por fim, destaca-se que os resultados obtidos mostram clara relação entre os parâmetros estudados e os efeitos colaterais relacionados a perda de injetividade no poço injetor e produtor, ao decorrer do tempo, como a parada de injeção em decorrência do reservatório atingir o limite de máximo de pressão, caso não seja tomado as devidas precauções.

#### Agradecimentos

Os autores agradecem ao apoio financeiro do Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (PRH/ANP – PRH36/UFBA), suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de PD&I da Resolução ANP nº 50/2015; e Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPq (Chamada CNPq/MCTI/FNDCT nº 18/2021, processo nº 409783/2021-8). Os autores agradecem também à Rock Flow Dynamics por fornecer as licenças do simulador de reservatórios tNavigator

#### Referências Bibliográficas

- Bao, K. *et al.* Fully implicit simulation of polymer flooding with MRST. *Comput Geosci* 21, 1219–1244 (2017). Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s10596-017-9624-5>>. Acesso em: 16/07/2024
- LUO, H. *et al.* Numerical simulation of the impact of polymer rheology on polymer injectivity using a multilevel local grid refinement method. *Petroleum Science*, Springer, v. 13, n. 1, p. 110–125, 2016.
- VELAR, A. COSTA, L. Análise da janela operacional de um projeto de poço de petróleo da bacia do recôncavo. *Anais do IV CONEPETRO E VI WEPETRO...* Campina Grande: Realize Editora, 2021. Disponível em: <<https://editorarealize.com.br/artigo/visualizar/75308>>. Acesso em: 11/07/2024 09:54
- PANG, S; SHARMA, M. "A Model for Predicting Injectivity Decline in Water-Injection Wells." *SPE Form Eval* 12 (1997): 194–201. Disponível em: doi: <https://doi.org/10.2118/28489-PA>. Acesso em: 21 março de 2024.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. de S.; XAVIE, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Editora Interciência, 2006.
- SORBIE, K. S. "Polymer-Improved Oil Recovery". (1991). Springer. 37-82. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>. Acesso: 21 março de 2024.