

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



TÍTULO DO TRABALHO:

INFLUÊNCIA DA SALINIDADE NA INJEÇÃO DE POLÍMEROS PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA EM RESERVATÓRIO CARACTERÍSTICO DO PRÉ-SAL

AUTORES:

João Victor Da Silva Coelho¹
Luis Glauber Rodrigues²

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Ceará

INFLUÊNCIA DA SALINIDADE NA INJEÇÃO DE POLÍMEROS PARA RECUPERAÇÃO AVANÇADA EM RESERVATÓRIO CARACTERÍSTICO DO PRÉ-SAL

Resumo

A injeção de polímeros visa aumentar a viscosidade da água e diminuir a razão de mobilidades entre o fluido injetado e o fluido deslocante, de modo que uma alta viscosidade pode resultar em uma frente de avanço mais estável, reduzindo o efeito de digitação viscosa e aumentando a recuperação de óleo. Tal processo tem sido conduzido ao longo dos anos majoritariamente em reservatórios areníticos. No entanto, visando otimizar a recuperação de óleo nos campos do Pré-sal cujos reservatórios são carbonáticos, se faz importante o estudo de métodos químicos de recuperação avançada, como a injeção de polímeros, e dos fenômenos que impactam o processo produtivo. Dessa forma, utiliza-se simulação numérica a fim analisar o efeito da salinidade na injeção de polímeros em um modelo de reservatório característico das condições petrofísicas e de fluidos do Pré-sal. Dentro disso, de maneira generalizada, à medida que a concentração de sal aumenta, a viscosidade da solução polimérica diminui, de tal modo que em ambientes de baixa salinidade, a poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM), polímero mais utilizado, possui íons carboxilatos que tendem a se repelir, aumentando o volume hidrodinâmico e consequentemente a viscosidade da solução. No entanto, em altas concentrações de sais como NaCl, a blindagem eletrostática enfraquece essa repulsão, reduzindo a viscosidade ao permitir que as cadeias poliméricas se aproximem e se enrolem. Com isso, sabendo-se da alta salinidade presente no Pré-sal, com valores entre 50.000 ppm e 200.000 ppm, os desafios operacionais dos poços de injeção e das condições de alta heterogeneidade, o estudo demonstrou que as diferentes condições de salinidade impactaram diretamente nas condições operacionais dos poços injetores como também a eficiência de varrido.

Palavras-chave: Injeção de polímeros, Salinidade, Pré-sal, Recuperação de óleo.

Abstract

Polymer injection aims to increase the viscosity of water and decrease the mobility ratio between the injected fluid and the displacing fluid, resulting in a more stable advancing front, reducing viscous fingering, and enhancing oil recovery. This process has predominantly been conducted in sandstone reservoirs over the years. However, to optimize oil recovery in Pre-salt fields with carbonate reservoirs, it is essential to study advanced chemical recovery methods, such as polymer injection, and the phenomena impacting the production process. Thus, numerical simulation is used to analyze the effect of salinity on polymer injection in a reservoir model characteristic of the petrophysical conditions and fluids of the Pre-salt. Generally, as salt concentration increases, the viscosity of the polymer solution decreases. In low salinity environments, partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM), the most commonly used polymer, has carboxylate ions that tend to repel each other, increasing the hydrodynamic volume and consequently the solution's viscosity. However, in high salt concentrations such as NaCl, electrostatic shielding weakens this repulsion, reducing viscosity by allowing polymer chains to come closer and coil. Given the high salinity in the Pre-salt, ranging from 50,000 ppm to 200,000 ppm, and the operational challenges of injection wells and high heterogeneity conditions, the study demonstrated that different salinity conditions directly impacted the operational conditions of injection wells as well as sweep efficiency.

Keywords: Polymer injection, Salinity, Pre-salt, Oil recovery.

Introdução

A injeção de polímeros visa aumentar a viscosidade da água e diminuir a razão de mobilidades entre o fluido injetado e o fluido deslocante. Conforme Druetta et al. (2019), a alta viscosidade do fluido injetado pode resultar em uma frente de avanço mais estável reduzindo o efeito de digitação viscosa de modo a aumentar a recuperação de óleo. Praticamente todas as aplicações de recuperação avançada de óleo utilizando químicos têm sido conduzidas em reservatórios areníticos (Sheng, 2013), uma vez que em reservatórios carbonáticos, a aplicação do método químico tem sido um desafio devido às condições encontradas que incluem complexa heterogeneidade, molhabilidade neutra, permeabilidade abaixo de 100 mD, altas temperaturas acima de 85 °C, salinidades acima de 100.000 ppm e dureza superior à 1000 ppm (Chen e Mohanty, 2013; Diab e Al-Shalabi, 2019; Adila et al., 2020). Dentro disso, o HPAM apresenta baixa estabilidade sob as altas temperaturas e altas salinidades (Diab and AlShalabi, 2019; Jouenne, 2020).

Em ambientes de baixa salinidade, a solução aquosa de poliacrilamida parcialmente hidrolisada (HPAM), os grupos de ácido acrílico podem ionizar para formar íons carboxilato carregados negativamente (COO^-). Assim, as cadeias poliméricas estendem-se ainda mais na solução aquosa devido à repulsão eletrostática entre os íons carboxilato (Stevens, M.J., 1995). Dessa forma, as moléculas de polímero assumem um volume hidrodinâmico maior, aumentando a viscosidade da solução polimérica (Sheng, 2011). Por um lado, os cátions metálicos de sais como NaCl ou KCl podem enfraquecer a repulsão eletrostática devido à blindagem eletrostática, em que há uma redução na força do campo elétrico entre as moléculas de polímero e consequente diminuição na repulsão eletrostática, permitindo que as cadeias moleculares do polímero se aproximem e se enrolem. Isso diminui o volume hidrodinâmico e consequentemente a viscosidade das soluções poliméricas (Feng, J.G.). Kakati et al. (2020) investigaram a injeção de salmoura e PAM (2000 ppm) em meios porosos areníticos com diferentes salinidades. Eles concluíram que a redução da salinidade desenrola as cadeias poliméricas, aumenta a viscosidade in-situ e diminui a injetividade, apesar de melhorar a mobilidade no deslocamento de óleo. Rosado-Vázquez et al. (2022) descobriram que maior salinidade reduz a eficiência de recuperação de óleo. Kakati et al. também observaram que uma solução polimérica com 10% de água do mar recuperou menos óleo do que uma com 25%, sugerindo um grau de salinidade ótimo para a melhor eficiência de varrido.

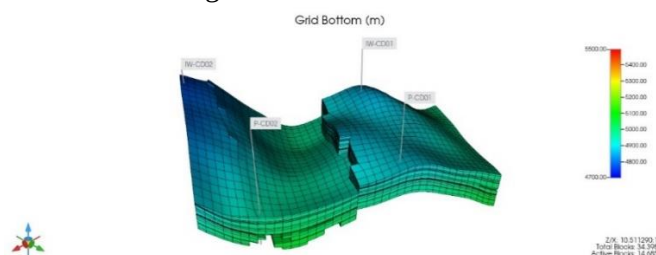
Percebendo a complexidade da aplicação desse método químico nas condições supracitadas, urge a necessidade de investigar os efeitos salinos em reservatórios carbonáticos. Para isso, o modelo de reservatório no presente estudo se baseia nas condições petrofísicas de rochas carbonáticas e de fluidos do Pré-sal. Além disso, conforme Beltrão (2009), o teor de cloreto do Pré-sal está acima de 50.000 ppm, dessa forma, os testes numéricos conduzidos utilizam soluções poliméricas com 50.000 ppm, 100.000 ppm e 200.000 ppm de concentração salina. Com isso, o objetivo do presente trabalho é realizar um estudo inicial de uma injeção polimérica sob comportamento pseudoplástico dentro das premissas supracitadas, verificando o efeito salino sobre as condições operacionais de poço e a eficiência de varrido.

Metodologia

O modelo geológico 3D utilizado no presente trabalho, Figura 1, parte de uma modelagem adaptada a partir do modelo reservatório carbonático sintético UNISIM-II criado pela UNSIM-CEPETRO-Unicamp que disponibiliza publicamente este conjunto de dados. Esse reservatório é baseado em uma combinação das características do Pré-sal e das informações do campo de Ghawar,

dadas suas características diagenéticas e de fluxo semelhantes ao pré-sal (M. Correia et al., UNICAMP, 2015). Além disso, algumas das informações de campo levadas em consideração para o UNISIM-II são a alta heterogeneidade vertical na permeabilidade, altas taxas de fluxo sem indicação de barreiras, zonas finas de alta permeabilidade. (Adaptado, M. Correia et al., UNICAMP, 2015).

Figura 1. Modelo estático.



Fonte: CMG, 2024.

Tabela 2. Características do modelo de reservatório.

Propriedade	Valor			
Espessura do grid (m)	Média	81,22	Desvio Padrão	0,83
Net Pay por célula(m)	Média	4,29	Desvio Padrão	3,38
Base (m)	4.770,4			
Topo (m)	5.067,9			
Porosidade média (%)	7,5			
Contato óleo-água (m)	5.115,0			
Pressão de referência (kPa)	55.378,2			
Densidade do óleo (Kg/m³)	731,45			
Volume de óleo in place (m³)	1,21*10 ⁸			
Volume de gás in place (m³)	0			
Volume poroso (m³)	1,72*10 ⁸			
Compressibilidade da rocha (1/kPa)	5,10*10 ⁷			
Temperatura do reservatório (°C)	58,7			

Fonte: CMG, 2024.

A saturação irreduzível de água S_{wi} é igual a 30% e a saturação residual de óleo S_{or} igual a 36%. Além disso, $K_{rw}(S_{w,máx})$ é igual a 49,5% e S_w em $K_{ro} = K_{rw}$ é igual a 37%. Diante disso, de acordo com a Regra de Craig (1971) se configura como sistema molhável ao óleo.

O modelo de fluidos foi baseado no artigo “CO2 Injection in Vertical and Horizontal Cores: Measurements and Numerical Simulation, Joachim Moortgat, Abbas Firoozabadi, and Zhidong Li, RERI; and Rogério Espósito, Petrobras. SPE Journal 2013.” A pressão original do reservatório é de 55.548 kPa, enquanto a pressão de bolha do modelo é de 38.390 kPa, ambos à temperatura constante de 58,7 °C.

A viscosidade original da água in situ $\mu_{inicial}$ é igual a 0,65 cP. A partir do início da aplicação do método químico de recuperação avançada, o cálculo da viscosidade segue um sequenciamento:

1. Computação da viscosidade do componente puro para H₂O;
2. Computação das viscosidades dos componentes aquosos puros (Polímero e Sal no presente trabalho);
3. Obtenção da viscosidade da fase aquosa;
4. Modificação da viscosidade devido ao efeito salino;
5. Modificação da viscosidade devido ao efeito cisalhante.

Nos passos 1 e 2, a viscosidade é interpolada a partir de uma tabela de viscosidade em relação aos valores de temperatura. No passo 3, a viscosidade da fase aquosa μ_{aq} segue uma regra de mistura em que há a contribuição dos componentes da fase aquosa (Polímero e Sal) e da água. De acordo com o User's Guide GEM, a salinidade geralmente reduz com o aumento da viscosidade da solução polimérica. Dessa forma, GEM (Compositional and Unconventional Simulator) fornece um modelo para computar o efeito da salinidade na viscosidade da solução polimérica, conforme a Equação 1 ou Equação 2.

$$\mu_p = \mu_p^0 \left(\frac{x_{NaCl}}{x_{min}} \right)^{sp} \text{ para } x_{NaCl} > x_{min} \quad \text{Equação 1.}$$

$$\mu_p = \mu_p^0 \text{ para } x_{NaCl} \leq x_{min} \quad \text{Equação 2.}$$

Fonte: User's Guide GEM: Compositional and Unconventional Simulator, CMG.

Em que:

μ_p : Viscosidade do polímero sob efeito da salinidade;

μ_p^0 : Viscosidade do polímero antes da aplicação do efeito da salinidade;

x_{NaCl} : Concentração do sal;

x_{min} : Concentração do sal abaixo do qual a viscosidade do polímero não é afetada pela salinidade;

sp : Inclinação do plot log-log da viscosidade do polímero pela razão (x_{NaCl}/x_{min}) .

Por último, se tratando dos poços, o modelo contou com 4 poços, sendo 2 produtores (P-CD01, P-CD02) e 2 injetores (IW-CD01 e IW-CD02). No presente trabalho, os poços foram denominados de Poço Produtor Injetor n , sendo n correspondente à numeração do poço. Os poços produtores P-CD01 e P-CD02 apresentaram condições operacionais de pressão de fundo de poço mínima de 35.116,8 kPa, vazão mínima de 100 m³/dia e corte de água de 95%. Já os poços injetores foram condicionados a pressão de fundo de poço máxima de 70.000 kPa e vazão máxima de 2.000 m³/dia. Pelo modelo ser bastante heterogêneo e isso impactou diretamente nas condições operacionais dos poços. Apesar disso, todos os poços foram posicionados em zonas de boa permeabilidade com algumas finas camadas de alta permeabilidade que, pela Lei de Darcy, contribuiu para condições operacionais mais estáveis.

Resultados e Discussão

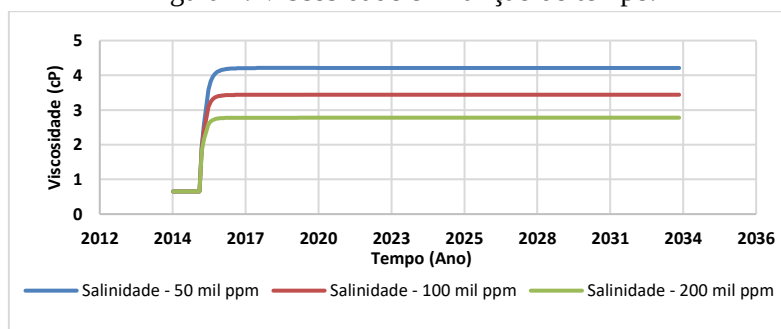
Antes da análise dos resultados, destaca-se que todos os poços foram configurados para injetar a mesma quantidade de fluidos caso não houvesse nenhuma restrição de fluxo. Além disso, ressalta-se que os cenários de injeção de polímeros serão denominados pelo grau de salinidade, ou seja, 50.000, 100.000 e 200.000 ppm.

Verificou-se que os casos de injeções de água e 200.000 ppm exibiram o mesmo volume injetado acumulado $W_{inj} = 26,300,000 \text{ m}^3$ e indicaram problemas de restrição de vazão e, portanto, injetaram fluido nas suas capacidades máximas. Por outro lado, para 50.000 e 100.000 ppm o W_{inj} foi menor, 24,388,134 m³ e 25,909,630 m³ respectivamente, indicando problemas de injetividade. Dessa forma, isso mostrou que sob diferentes salinidades, o W_{inj} que depende da vazão dos poços, ou seja, da injetividade, sofreu influência da salinidade. Para o Poço Injetor 1, a vazão de 50.000 ppm reduziu desde o início da simulação, enquanto para 100.000 ppm isso ocorreu na segunda metade do período de injeção. Esse comportamento deve-se ao simulador tentar manter a vazão constante ajustando o BHP, que possuía limites máximos. Quando esses limites foram ultrapassados, o simulador forçou a redução

da vazão para obedecer às restrições operacionais. No Poço Injetor 2, o mesmo fenômeno ocorreu para 50.000 ppm, mas de forma menos expressiva. Notou-se que o Poço Injetor 2 apresentou melhor injetividade devido à maior quantidade de camadas de alta permeabilidade, permitindo um fluxo mais eficiente. Assim, o BHP permaneceu abaixo da restrição durante quase toda a simulação.

Em seguida, apesar dos efeitos de cisalhamento provocarem variações na viscosidade de fluido não newtonianos, como é caso do fluido de injeção no presente estudo, o impacto final na viscosidade é devido à concentração salina, conforme às Equações 1 e 2. A Figura 2 apresenta a variação da viscosidade in situ no reservatório em função do tempo nas proximidades de um poço injetor. Devido a isso, a $\mu_{inicial} = 0,65$ cP atinge rapidamente os valores para os respectivos cenários, $\mu_{50.000\text{ ppm}} = 4,21$ cP, $\mu_{100.000\text{ ppm}} = 3,44$ cP e $\mu_{200.000\text{ ppm}} = 2,78$ cP.

Figura 2. Viscosidade em função do tempo.



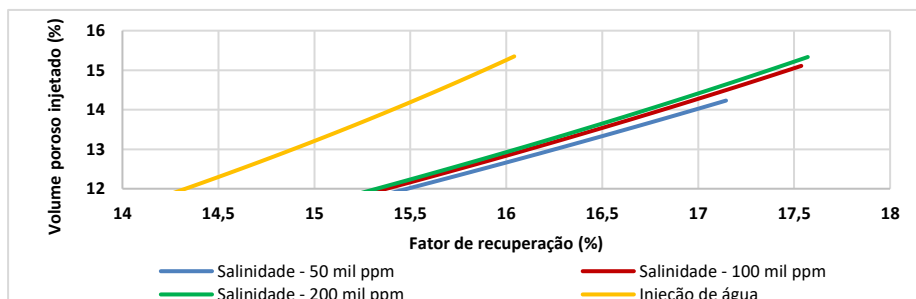
Fonte: CMG, 2024.

Para 50.000 e 100.000 ppm, a viscosidade in situ aumentou com a diminuição da salinidade. Para 200.000 ppm, apesar da mesma concentração no fluido injetado e no reservatório, as viscosidades diferiram devido à interação entre substâncias poliméricas e salinas, que diminuiu a repulsão entre cadeias poliméricas e reduziu a resistência ao movimento. A salinidade impactou significativamente a capacidade de injeção. Em alta salinidade, a menor repulsão entre cadeias poliméricas permitiu que mais moléculas atravessassem os poros simultaneamente. Em baixa salinidade, a maior repulsão aumentou a resistência ao fluxo. Cenários com maior salinidade mostraram melhor injetividade e maior volume acumulado injetado, mas menor eficiência de varrido. O estudo focou nos efeitos da salinidade na viscosidade da solução polimérica e sua influência na eficiência de varrido. Resultados mostraram que viscosidade final foi menor com maior salinidade do fluido injetado. Viscosidades de 50.000 e 100.000 ppm aumentaram conforme a injeção ocorria, devido à salinidade do reservatório ser maior. Conclui-se que a variação da viscosidade depende diretamente da salinidade.

Se tratando da eficiência de recuperação de óleo, o fator de recuperação de óleo FR final (%) para injeção de água, salinidade – 50 mil, 100 mil e 200 mil ppm foi respectivamente 15,94%, 17,15%, 17,54% e 17,57%. Os casos de injeção de polímeros apresentaram resultados semelhantes. Para os casos de 100.000 e 200.000 ppm foi quase indistinguível a diferença de óleo recuperado e, por outro lado, o caso de 50.000 ppm apresentou o menor FR (%). No entanto, para uma análise correta da eficiência de varrido, foi necessário verificar a relação entre volume poroso injetado VPI (%) e FR (%). Diante disso, analisando a Figura 3, para um VPI igual a 10%, o FR para injeção de água, 50 mil ppm, 100 mil ppm e 200 ppm foi, respectivamente, 13,10%, 13,86%, 13,75% e 13,73% e para um VPI igual a 14%, o FR foi 15,40%, 16,99%, 16,82% e 16,74%. Dessa forma, através dessa relação que para um mesmo VPI, conforme a salinidade diminuiu, o FR aumentou, corroborando com o descrito por Druetta e Picchioni (2019), em que uma viscosidade mais alta da água de injeção pode resultar em uma frente de propagação

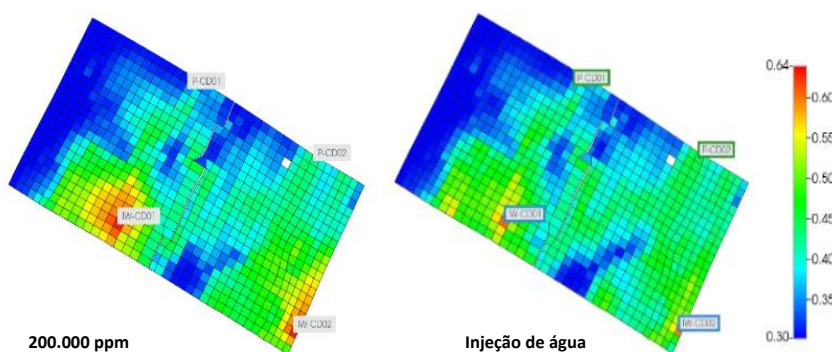
estável ou uniforme, desprovida de canais viscosos, aumentando assim a recuperação de petróleo. Ademais, demonstrou-se que apesar do aumento da salinidade resultar em maiores FR finais, a eficiência de recuperação foi melhor à medida que a salinidade diminuiu. Diante disso, os resultados obtidos alinharam-se aos estudos desenvolvidos por Kakati et. al (2020), Shiran et al. (2013) e Mohammadi et al. (2012).

Figura 3. Fator de recuperação de óleo por volume poroso injetado.



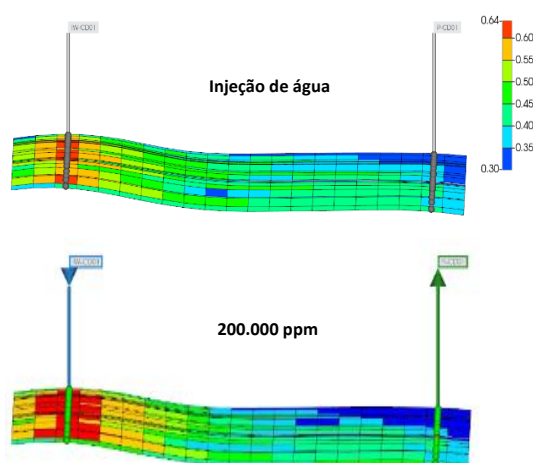
Fonte: CMG, 2024.

Figura 4. Mapa areal de saturação de fluido deslocante.



Fonte: CMG, 2024.

Figura 5. Mapa vertical de saturação de fluido deslocante.



Fonte: CMG, 2024.

Visualmente é possível verificar o impacto da injeção de polímeros na eficiência de varrido. Como os cenários de Injeção de água e 200.000 ppm apresentaram mesmo o W_{inj} , foi possível obter os mapa horizontais de saturação do fluido deslocante, Figura 4 e 5, ao final do período de simulação a fim de comparar o varrido areal entre os casos. Além disso, é notório um varrido mais eficiente próximo aos poços injetores no cenário de 200.000 ppm devido ao efeito polimérico está mais concentrado nessa área. Além disso, foi observado o mesmo comportamento nos mapa verticais de saturação do fluido deslocante.

Conclusões

Esse estudo visa investigar o efeito isolado da salinidade na solução polimérica injetada a fim de analisar o impacto na injetividade e no fator de recuperação. As conclusões obtidas a partir desse estudo são:

1. Em processos de recuperação avançada de óleo envolvendo injeção de polímeros, tanto a salinidade da solução polimérica quanto a do reservatório impactarão a viscosidade do fluido deslocante;
2. A viscosidade da solução polimérica diminui à medida que a salinidade aumenta, devido à blindagem eletrostática, permitindo que as cadeias moleculares do polímero se aproximem e se enrolem;
3. Devido à heterogeneidade, os poços podem apresentar problemas de injetividade para solução poliméricas com menor salinidades, mesmo sendo completados em zonas de alta permeabilidade, já que algumas camadas não possuem permeabilidade o suficiente para compensar o efeito viscoso da solução polimérica, sendo importante a realização de simulações a fim de otimizar as condições de vazão e pressão de fundo do poço;
4. Os cenário de maior salinidade apresentaram melhores condições de injetividade, permitindo um maior volume de fluido injetado que resultou em um maior fator de recuperação final. No entanto, a eficiência de varrido volumétrica foi melhor para o cenário de menor salinidade, apesar dos problemas de injetividade devido à maior viscosidade. Por fim, a injeção de água obteve piores eficiências de varrido areal e vertical;

Agradecimentos

Os agradecimentos vão para o Programa de Recursos Humanos PRH 31.1 ANP/FINEP/UFC pelo apoio institucional e financeiro e ao meu orientador Luis Glauber Rodrigues.

Referências Bibliográficas

1. Adila, A. S., Al-Shalabi, E.W., and AlAmeri, W., 2020. Recent Developments in Surfactant Flooding for Carbonate Reservoirs under Harsh Conditions. Paper SPE 30318-MS, Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia.
2. Chen, P. and Mohanty, K. K., 2013. Surfactant-Mediated Spontaneous Imbibition in Carbonate Rocks at Harsh Reservoir Conditions. SPE Journal, 18: 124–133.
3. CMG, User's Guide GEM: Compositional and Unconventional Simulator, Computer Modelling Group Ltd., Calgary, Alberta, Canada, 2023.
4. CRAIG, F.F, Jr.: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding," Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Dallas (1971).

5. Druetta, P.; Picchioni, F. Polymer and nanoparticles flooding as a new method for Enhanced Oil Recovery. *J. Pet. Sci. Eng.* 2019, 177, 479–495.
6. Feng, J.G.; Lu, F.S.; Chen, T.T.; Zhang, S.Q.; Li, H. Effect of Copolymer Dispersant on the Dispersion Stability of Flufenoxuron Suspension Concentrate, *Chem, J. Chin, Univ*, 2010, 31, 1386–1390.
7. Francisco Javier Rosado-Vázquez, José Luis Bashbush-Bauza, Simón López-Ramírez, Practical Mathematical Model for the Evaluation of Main Parameters in Polymer Flooding: Rheology, Adsorption. Permeability Reduction, and Effective Salinity, *ACS Omega* 2022, 7 (29) ,24982-25002, <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c00277>
8. Kakati, A.; Kumar, G.; Sangwai, J.S. Low Salinity Polymer Flooding – Effect on Polymer Rheology, Injectivity, Retention and Oil Recovery Efficiency, *Energy Fuels* 2020,34,5715–5732.
9. Mohammadi, H.; Jerauld, G. R. Mechanistic modeling of benefit of combining polymer with low salinity water for enhanced oil recovery, Presented at the Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, Apr 14–18, 2012; Paper SPE 153161.
10. SHENG, J.J.; Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice, Elsevier, 2011.
11. Sheng, J. J. Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant Polymer ASP Flooding. Presented at SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference, Monterey, CA, April 19–25, 2013.
12. Skaue A., Zamani N., Gausdal Jacobsen J., Shaker Shiran B., Al-Shakry B., Skaue T. Polymer Flow in Porous Media—Relevance to
13. Stevens, M.J.; Kremer, K. The nature of flexible linear polyelectrolytes in salt free solution: A molecular dynamics study, *J. Chem, Phys*, 1995, 103, 1669–1690.