

## **BLOCO: RESERVATÓRIO**

# ESTUDO EXPERIMENTAL DA RECUPERAÇÃO AVANÇADA DE ÓLEO ATRAVÉS DA INJEÇÃO DE ÁGUA PROJETADA

*Data de aceite: 02/06/2023*

### **Ladislane S. Bastos**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

### **Maiara S. Silva**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

### **Fabio P. Nascimento**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

### **Darllen G. Silva**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

### **Gloria M. N. Costa**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

### **Silvio A.B. Vieira de Melo**

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

Centro Interdisciplinar em Energia e Ambiente, Campus Universitário da Federação/Ondina, Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, Brasil

**ABSTRACT:** Within the scope of Reservoir Engineering, several experimental tests are applied to investigate enhanced oil recovery methods, including smart water injection. The smart water (saline solutions) aims to change the equilibrium initially existing in the system with the presence of formation brine (170 kppm), through interaction with both the oil and the porous medium (rock). In this work, a sequence of experiments was carried out to evaluate the performance of desulfated seawater injection for recovering oil from the Brazilian pre-salt in carbonate cores, including coreflooding and spontaneous imbibition tests, in addition to contact angle, oil-brine interfacial tension and zeta potential at the brine-oil and brine-rock interfaces measurements. During the coreflooding test, 59.8% of the oil volume

present in the porous medium was recovered. For the imbibition test, oil recovery was 43.8%. Compared to the system with formation water, there was a reduction in contact angle for the system with desulfated seawater, which indicates a weakening of the interaction between oil and rock, favoring recovery. Furthermore, there is also a reduction in the oil-brine interfacial tension when desulfated seawater is injected instead of formation water, decreasing the capillary forces that retain the oil in the pores. The zeta potential results revealed slight electrostatic repulsion between oil and rock when desulfated seawater was used.

**KEYWORDS:** Enhanced oil recovery; desulfated sea water; pre-salt; experimental study.

## 1. INTRODUÇÃO

Injeção de água tem sido um dos principais métodos utilizados em reservatórios para aumento do fator de recuperação de óleo. Embora seja um método convencional, muitos estudos têm sido desenvolvidos para melhorar sua aplicação à recuperação avançada de petróleo (Bastos et al., 2023).

Estudos recentes têm investido na utilização de água projetada, que se constitui de salmouras preparadas com uma composição específica capaz promover o desequilíbrio químico do sistema e modificar as interações óleo/salmoura/rocha, gerando um aumento do fator de recuperação de óleo. No contexto do pré-sal, a água do mar é um fluido com alta disponibilidade e seu uso ocorre após um processo de dessulfatação para minimizar os riscos de deposição de sulfato. Variações de composição da água projetada, a partir da água do mar ou sua diluição, também têm sido investigadas (Bastos et al., 2023).

Neste contexto, o entendimento das interações das diferentes salmouras com o óleo e com a rocha é crucial para avaliação dos mecanismos envolvidos e, como consequência, para busca de maiores fatores de recuperação de óleo. A literatura relata tanto estudos experimentais que avaliam a recuperação de óleo através da injeção em meio poroso e da embebição espontânea, quanto experimentos específicos que analisam os mecanismos de recuperação de óleo (Dandekar, 2013; McPhee, Reed e Zubizarreta, 2015). Medições de ângulo de contato permitem identificar a tendência de molhabilidade da rocha e determinar a fase com interação mais significativa com a superfície sólida em um sistema com duas fases imiscíveis. Dessa forma, ajuda a avaliar a facilidade ou não de recuperação do óleo adsorvido na rocha (Ramanathan, Shehata e Nasr-El-Din, 2016).

A tensão interfacial entre o óleo e outras fases está diretamente relacionada ao número capilar, sendo uma propriedade muito aplicada para investigar a recuperação e o deslocamento do óleo aprisionado nos poros da rocha (Ramanathan, Shehata e Nasr-El-Din, 2016). Além disso, medidas de potencial zeta revelam a carga superficial nas interfaces rocha-óleo e rocha-salmoura. A depender da polaridade pode ser observada a atração ou repulsão destas interfaces, o que indiretamente permite avaliar a estabilidade do filme de água em torno da rocha e a interação entre o óleo e a rocha (Almeida da Costa et al., 2020).

No estudo dessas propriedades, importantes fatores devem ser avaliados, tais como composição mineralógica da rocha, salinidade da salmoura e informações relacionadas aos componentes polares do óleo, que são os agentes atuantes na interface do óleo com a rocha e outros fluidos. A maioria das reservas de petróleo, por exemplo, está em rochas carbonáticas, sendo a calcita, um dos minerais predominantes.

O presente estudo tem como objetivo avaliar de forma ampla o desempenho da injeção de água do mar dessulfatada para recuperação de óleo do pré-sal brasileiro em plugue carbonático composto majoritariamente por calcita, utilizando para isso diferentes ensaios experimentais: teste de injeção em testemunho, embebição espontânea, determinação do ângulo de contato e tensão interfacial, além de medição do potencial zeta.

## 2 . MATERIAIS E MÉTODOS

### 2.1 Materiais

Óleo morto proveniente dos campos do pré-sal brasileiro foi inicialmente homogeneizado para ser utilizado neste trabalho. Trata-se de um óleo parafínico-naftênico, conforme classificação sugerida por Farah (2006). O óleo morto foi recombinação com gás associado (mistura equimolar de  $\text{CO}_2$  e  $\text{CH}_4$ ) em uma célula PVT da Sanchez-CoreLab, modelo PVT400/1000FV (Figura 1a). Duas salmouras sintéticas foram preparadas para os experimentos através da diluição dos sais em água ultrapura conforme composição apresentada na Tabela 1. Plugues carbonáticos do tipo *Indiana Limestone*, provenientes de afloramento, foram adquiridos junto a *Kocurek Industries*. A amostra de rocha foi inicialmente caracterizada pela técnica de difratometria de raio X (DRX), indicando composição mineralógica majoritária de calcita.

Tabela 1 – Composição das salmouras

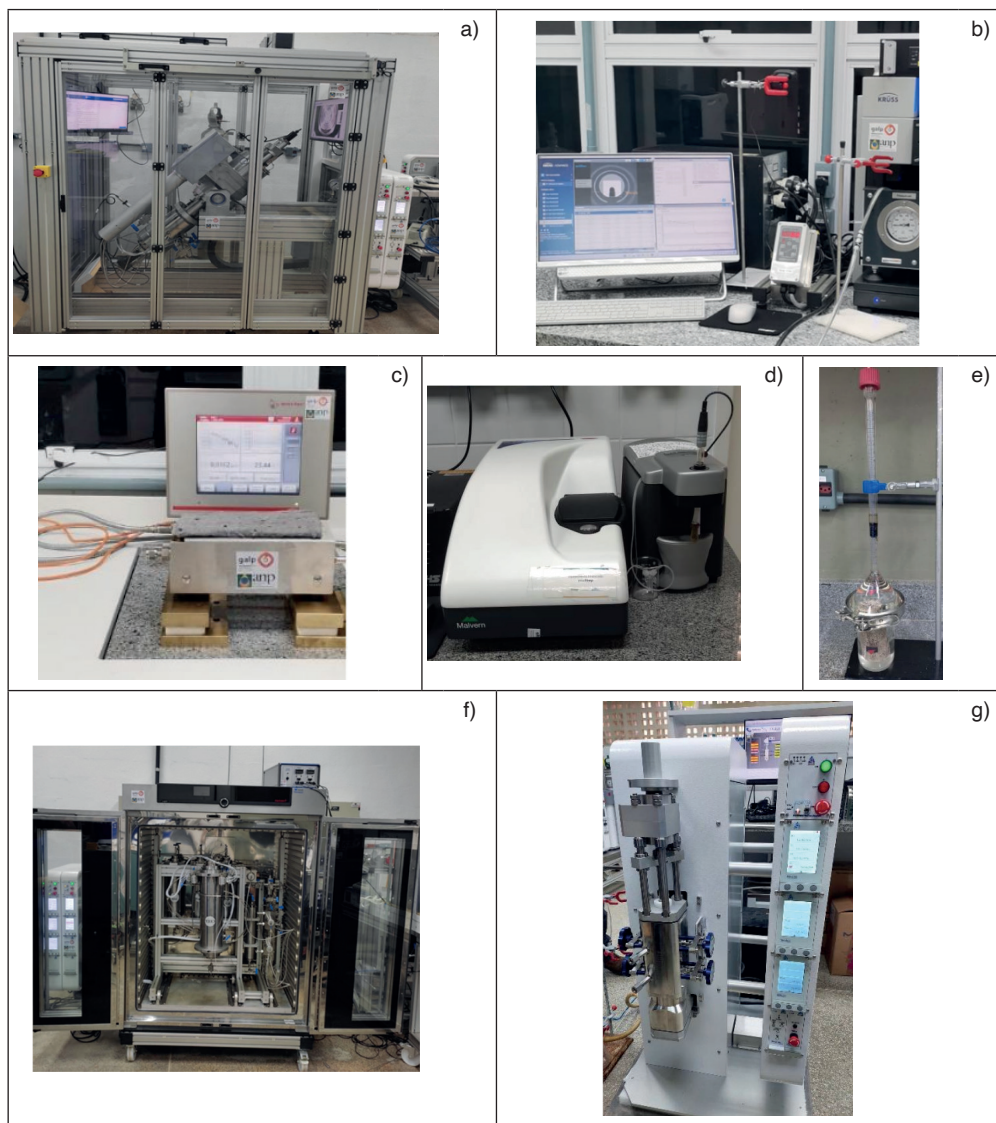
Modelo	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	K <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
Água de formação	64982	2011	-	-	103739	57	-
Água do mar dessulfatada	11200	355	395	670	20109	52	100

Fonte: produzido pelo autor.

### 2.2 Métodos

Os métodos dos experimentos realizados são detalhados a seguir. Imagens dos equipamentos utilizados, disponíveis no EOR LAB/UFBA, são apresentados na Figura 1.

Figura 1 – Aparato experimental utilizado neste trabalho: a) Célula PVT Sanchez-CoreLab, modelo PVT400/1000FV; b) Tensiômetro Krüss/Eurotechnica, DSA100; c) Densímetro Anton Paar, DMA HPM; d) Analisador de Partículas Zetasizer Nano ZS, da Malvern; e) Célula Amott; f) Sistema *coreflooding* Sanchez-CoreLab, modelo CFS 700 e g) Viscosímetro Sanchez-CoreLab modelo CVL 10/1000.



Fonte: produzido pelo autor.

### 2.2.1 Tensão interfacial - IFT

As medidas de tensão interfacial (IFT, do inglês *interfacial tension*) óleo-salmoura foram realizadas no tensiômetro DSA100, marca Krüss/ Eurotechnica (Figura 1b). A câmara de alta pressão foi preenchida com a salmoura de interesse (água de formação ou água do mar dessulfatada) e após atingir as condições do teste foi formada uma gota de óleo

recombinado através de um tubo capilar, utilizando a técnica da gota ascendente. A forma da gota de óleo foi monitorada por 30 horas através da câmera acoplada ao equipamento e a IFT determinada através do software *Advance* (Krüss), utilizando-se a equação de Young-Laplace (McPhee, Reed e Zubizarreta, 2015). A massa específica dos fluidos, requerida nesses cálculos, foi previamente determinada no densímetro de alta pressão e alta temperatura da Anton Paar, modelo DMA HPM (Figura 1c).

### *2.2.2 Ângulo de contato*

As medidas de ângulo de contato também foram realizadas utilizando o tensiômetro DSA100 (Figura 1b). Pastilhas de rocha foram inicialmente limpas e envelhecidas em água de formação e óleo morto. A pastilha envelhecida foi colocada em um suporte na câmara de alta pressão do tensiômetro, que foi preenchida com a salmoura de interesse. Após atingir as condições do teste, uma gota de óleo recombinado foi cuidadosamente colocada na superfície da pastilha de rocha, utilizando um capilar posicionado na entrada inferior da câmara (método da gota cativa). O ângulo de contato foi medido por 72 horas, através da captura do formato da gota de óleo sobre a superfície da rocha, usando o software *Advance*.

### *2.2.3 Potencial zeta*

As medidas de potencial zeta foram feitas no analisador de partículas Zetasizer Nano ZS, da Malvern (Figura 1d). As amostras foram preparadas considerando a mistura de 0,1 g de pó de rocha para 10 mL da salmoura a ser avaliada para o sistema rocha-salmoura, enquanto a proporção de 0,1 mL de óleo morto para 10 mL da salmoura foi adotada para o sistema óleo-salmoura. As medidas foram realizadas utilizando a equação de *Smoluchowski* (Sze et al., 2003).

### *2.2.4 Embebição espontânea*

Inicialmente, um plugue de rocha *Indiana Limestone*, de 4" de comprimento e 1,5" de diâmetro, foi limpo e saturado com água de formação. Após 24 horas, o plugue foi mergulhado em óleo morto para envelhecimento por 15 dias. Por fim, o plugue foi transferido para a célula de Amott (Figura 1e), sendo submerso na água do mar dessulfatada. Esta etapa de embebição espontânea foi conduzida por 15 dias. O volume de óleo recuperado foi contabilizado no final deste período.

### *2.2.5 Teste de injeção em escala de testemunho*

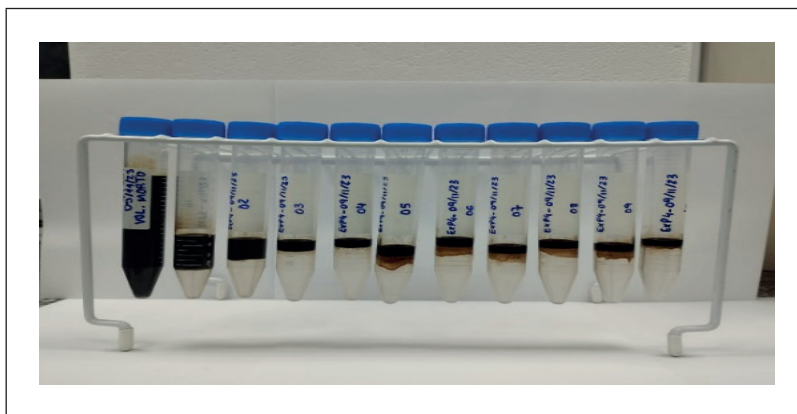
As etapas iniciais do teste de injeção são as mesmas do teste de embebição espontânea. O plugue de rocha *Indiana Limestone* de 8" de comprimento e 1,5" de diâmetro, foi limpo e, saturado com salmoura de formação durante 24 horas. Em seguida o plugue foi

transferido para o *core holder* do Sistema de injeção em testemunho (Sanchez-CoreLab, modelo CFS 700, Figura 1f). A permeabilidade do plugue de rocha à água foi determinada no CFS 700 através da injeção de água de formação à vazão constante e aplicação da lei de Darcy (McPhee, Reed e Zubizarreta, 2015). O dado de viscosidade da água de formação, necessário nesta etapa, foi determinado previamente utilizando um viscosímetro Sanchez-CoreLab modelo CVL 10/1000 (Figura 1g). Posteriormente, o plugue passou por envelhecimento dinâmico com óleo recombinado por 15 dias. Após este período, foi feita a injeção de 6 volumes porosos de água do mar dessulfatada, à vazão constante de 0,5 mL/min. Os fluidos produzidos foram expandidos para pressão atmosférica e alíquotas dos efluentes líquidos foram coletadas a cada 0,1 PV injetado, para determinação do volume de óleo e água produzidos.

### 3 . RESULTADOS E DISCUSSÃO

O plugue utilizado no teste de injeção foi caracterizado nas etapas iniciais do experimento. A porosidade e a permeabilidade foram 17,8% e 57,4 mD, respectivamente. O ensaio de injeção em meio poroso contemplou a injeção da água do mar dessulfatada. Imagens de tubos contendo efluentes líquidos produzidos durante este tipo de experimento são apresentados na Figura 2.

Figura 2 –Efluentes coletados durante teste de injeção



Fonte: produzido pelo autor.

Os resultados de produção acumulada de óleo indicam um fator de recuperação de 59,81%. O teste de injeção em meio poroso é o experimento mais representativo quando se almeja reproduzir a recuperação de óleo em um reservatório. Neste ensaio, foram estabelecidas as mesmas condições de reservatório. Além dos mecanismos de recuperação na escala de interação fluido-fluido e rocha-fluido, são observados os mecanismos macroscópicos que decorrem dos efeitos das propriedades do plugue (porosidade e

permeabilidade) no escoamento da salmoura injetada, além do deslocamento provocado pelo diferencial de pressão gerado entre a entrada e a saída do plugue, devido ao fluxo do fluido injetado.

Por sua vez, o experimento de embebição espontânea, conduzido na pressão atmosférica, possibilita a avaliação do desempenho da salmoura para recuperação de óleo levando em consideração apenas as interações fluido-fluido e rocha-fluido e forças gravitacionais e capilares. Os resultados deste experimento levaram a um fator de recuperação de óleo de 43,8%.

Tanto o teste de injeção quanto o de embebição espontânea mostraram que a injeção da água do mar dessulfatada promoveu a recuperação de óleo. Embora forneçam uma visão macroscópica do processo de recuperação, outros ensaios (medidas de ângulo de contato, tensão interfacial e potencial zeta) foram realizados para investigar os mecanismos que levam a este desempenho da água do mar dessulfatada na recuperação de óleo. Este conjunto de experimentos permite entender como as propriedades de interação rocha-fluido e fluido-fluido são alteradas ao se injetar a água do mar dessulfatada, tendo como referência a condição inicial (com água de formação).

Embora tenha sido monitorado por mais tempo, o valor de IFT entre o óleo recombinado e as salmouras foi determinado para um tempo de contato de 8 horas, que corresponde ao tempo do ensaio de injeção em meio poroso. Os resultados indicam que há uma redução da IFT quando se compara o sistema óleo recombinado/água de formação (19,45 mN/m) com o sistema óleo recombinado/água do mar dessulfatada (17,39 mN/m). A redução da IFT quando se utiliza a água do mar dessulfatada é um dos fatores que favorecem a recuperação de óleo, porque implica em menor intensidade das forças capilares que retêm o óleo nos poros da rocha.

Em relação as medidas de potencial zeta, os resultados indicaram que, para os sistemas com água de formação, o potencial zeta da salmoura-rocha apresentou valor positivo, enquanto o potencial zeta da salmoura-óleo apresentou valor negativo. Como as cargas apresentam polaridade contrária, existe uma tendência a atração entre o óleo e a rocha na condição inicial do sistema com água de formação. Em contrapartida, para os sistemas com água do mar dessulfatada, a carga superficial da interface salmoura-óleo permaneceu negativa e o potencial zeta da salmoura-rocha também. Por apresentarem mesma polaridade, existe uma repulsão eletrostática entre o óleo e a rocha, reduzindo a interação, o que favorece a recuperação de óleo.

Medidas de ângulo de contato auxiliam a interpretação dos resultados de recuperação do óleo, porque a molhabilidade indica qual fluido tem maior interação com a rocha. O critério adotado para classificar a molhabilidade da rocha foi o mesmo proposto por Dandekar (2013). Pelos valores de ângulo de contato obtidos, o sistema comportou-se como molhável à água (ângulo menor que 75°) para as duas salmouras, sendo que a salmoura dessulfatada apresentou menor ângulo (41,5°) em relação à salmoura de formação (58,1°).



Os resultados obtidos permitiram avaliar de forma comparativa dois sistemas contemplando água de formação e água do mar dessulfatada. Futuros trabalhos pretendem comparar o desempenho destas com outras salmouras projetadas, visando identificar aquelas que levam à maior recuperação de óleo, bem como os mecanismos envolvidos.

#### 4 . CONCLUSÕES E/OU CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os experimentos utilizados para avaliação da injeção de água do mar dessulfatada na recuperação avançada de óleo do pré-sal em rocha *Indiana Limestone* foram divididos em dois grupos: os que reproduzem a recuperação de óleo do meio poroso (injeção em testemunho e embebição espontânea) e os que auxiliam no entendimento dos mecanismos de recuperação envolvidos (medidas de ângulo de contato, potencial zeta e tensão interfacial).

- O teste de embebição espontânea e de injeção em testemunho indicaram uma recuperação de óleo de 43,8% e 59,81%, respectivamente.

- A tensão interfacial óleo recombinado/salmoura foi reduzida com a diminuição da salinidade da salmoura utilizada no experimento, indicando o decréscimo da intensidade das forças capilares que retêm o óleo nos poros;

- Os resultados do potencial zeta indicaram leve repulsão eletrostática entre o óleo e a rocha quando se utilizou água do mar dessulfatada, o que reduz a interação óleo-rocha e favorece a recuperação;

- Para os fluidos e condições utilizados nos experimentos, os resultados de ângulo de contato indicam que a calcita apresenta molhabilidade a água já no cenário inicial com água de formação. Entretanto, foi observada uma redução do ângulo de contato, e consequentemente da interação óleo recombinado-rocha, quando utilizada a água do mar dessulfatada.

#### 5 . REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA DA COSTA, A., TRIVEDI, SOARES, J., ROCHA, P., COSTA, G. M. N., EMBIRUÇU, MARCELO. **An experimental evaluation of low salinity water mechanisms in a typical Brazilian sandstone and light crude oil with low acid/basic number.** Fuel, v. 273, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117694>.

BASTOS, L. S., LINS, I. E. S., ROSA, P. T. V., COSTA, G. M. N., VIEIRA DE MELO, S. A. B. **An experimental assessment of seawater alternating near-miscible CO<sub>2</sub> for EOR in pre-salt carbonate reservoirs.** Geenergy Science and Engineering, v.230, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212227>.

DANDEKAR, A.Y. **Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties**, 2ª Ed. CRC Press, Boca Raton. 2013.

FARAH, M. A. **Caracterização de frações de petróleo pela viscosidade.** Tese de doutorado – Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.

MCPHEE, C.; REED, J.; ZUBIZARRETA, I. **Best Practice in Coring and Core Analysis**. 1º Ed. Amsterdam: Elsevier, 2015.

RAMANATHAN, R.; SHEHATA, A.M.; NASR-EL-DIN, H.A. **Effect of Rock Aging on Oil Recovery during Water-Alternating-CO2 Injection Process: An Interfacial Tension, Contact Angle, Coreflood, and CT Scan Study**. In Proceedings of the SPE Improved Oil Recovery Conference; SPE, April 2016.

SZE, A.; ERICKSON, D.; REN, L.; LI, D. **Zeta-potential measurement using the Smoluchowski equation and the slope of the current–time relationship in electroosmotic flow**. Journal of Colloid and Interface Science, 261, 2003, [https://doi.org/10.1016/S0021-9797\(03\)00142-](https://doi.org/10.1016/S0021-9797(03)00142-)

## 6 . AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio recebido da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da PETROBRAS S.A., associado ao investimento de recursos oriundos das Cláusulas de PD&I.