

REMOÇÃO DE ÓLEOS E TURBIDEZ DA ÁGUA PRODUZIDA DO PETRÓLEO UTILIZANDO POLIELETRÓLITOS COMERCIAIS

Valécia Dantas de Souza¹; João Luiz Porfirio da Silva²; Márcio Murinelly Josino Filho³;
Rafael Oliveira Batista⁴; Andrea Francisca Fernandes Barbosa⁵;

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido, valeciadantas@hotmail.com

²Universidade Federal Rural do Semi-Árido, jl_porfirio@hotmail.com

³Universidade Federal Rural do Semi-Árido, marciomurinelly@gmail.com

⁴Universidade Federal Rural do Semi-Árido – Departamento de Engenharia e ciências ambientais,
rafaelbatista@ufersa.edu.br

⁵Universidade Federal Rural do Semi-Árido – Centro de Engenharias, andrea.barbosa@ufersa.edu.br

Resumo: A produção de petróleo gera diversos impactos ambientais, um destes é a associação de água na extração de hidrocarbonetos, conhecida como água produzida ou água conata, representando o contaminante mais comum e mais problemático para essa indústria, devido ao seu volume. Na água produzida, mesmo após diversas etapas de remoção deste da fase oleosa, encontram-se ainda frações de óleo e graxas dispersos, dentre outros. Portanto, empresas trabalham para melhorar a recuperação dessas frações e promover determinada qualidade a esse efluente para sua reutilização posterior. Neste trabalho foi avaliada a eficiência de polieletrólitos comerciais na remoção de óleos e graxas e turbidez em água produzida do petróleo. Nos ensaios experimentais utilizou-se o equipamento comercial JAR TEST e cinco polieletrólitos comerciais nas concentrações de 0 e 40ppm. Os resultados indicaram que o polieletrólito comercial 4 foi o mais eficaz na remoção de óleos e graxas e turbidez para a amostra de água produzida do petróleo.

Palavras-chave: Água produzida, Petróleo, Teor de óleos e graxas, polieletrólito.

1. INTRODUÇÃO

Na exploração e produção do petróleo, a água está presente na rocha reservatória juntamente com o as frações do petróleo (óleo e gás), sendo estes separados por camadas, de acordo com sua densidade (GROTZINGER, 2013).

Segundo a resolução do CONAMA Nº 393 de 2007, entende-se por água produzida, toda água que é normalmente produzida junto a extração de petróleo. Também conhecida como água conata, é comum sua produção quando da extração de petróleo. Durante essa extração, o principal intuito comercial das empresas exploradoras de petróleo é sempre recuperar o máximo de hidrocarbonetos economicamente viáveis com o menor custo possível, logo, busca-se alternativas/produtos/equipamentos que garantam maior remoção de óleos, estes que possam estar dispersos/emulsionados na água.

De acordo com informações de boletins e publicações da ANP e Petrobras, dentre outros publicados por diversas agências reguladoras, nacionais e internacionais, estes volumes de água tendem a aumentar de acordo com a demanda de exploração e desenvolvimento de novos

campos no Brasil e no mundo. O plano de negócio da Petrobras 2018-2022 parte da meta já cumprida em 2017 de 2,75 milhões de bpd em 2017, recentemente aprovado com novas metas com previsão de 3,5 milhões de boe/d (Figura 1). Logicamente com este planejamento de produção crescente, cresce também o volume de água produzida. Ao longo da vida produtiva de um reservatório pode coexistir a produção de hidrocarbonetos e água, podendo chegar até 100% em volume de água, em virtude do decaimento da produção de óleo e gás (DEYAB e EL-REHIM, 2014).

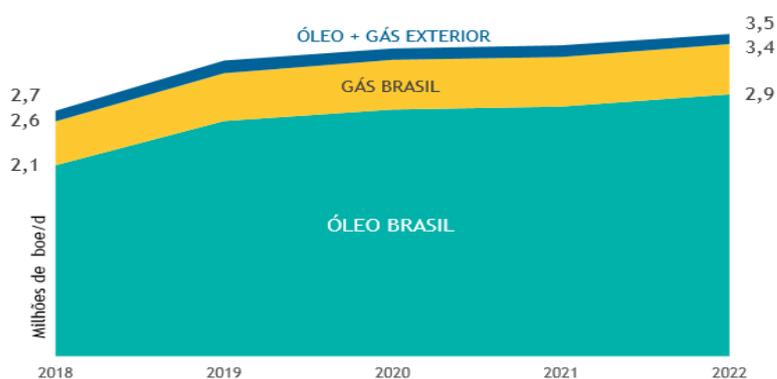


Figura 1 - Aumento da produção de óleo e gás (previsão Petrobras)

Fonte: Plano de negócio Petrobras 2018-2022

A qualidade da água produzida está intimamente ligada à composição do petróleo, tendo como principais compostos constituintes o óleo, minerais dissolvidos da formação, compostos químicos residuais da produção, sólidos da produção, gases dissolvidos e microrganismos (AL-HALEEM et al., 2010).

O tratamento da água produzida se dá através da remoção de óleo, que pode estar presente na água sob as formas livre, em emulsão (ou emulsionada) e dissolvido. O óleo sob a forma emulsionada é a que mais preocupa, devido ao elevado grau de dificuldade encontrado para a sua remoção (MOTTA et al., 2013).

O tratamento da água produzida pode ser feito da seguinte forma: 1) remoção de compostos orgânicos solúveis; 2) desinfecção, para remoção de bactérias e algas; 3) remoção de sólidos suspensos, turbidez e areia; 4) remoção de gases dissolvidos, como gases de hidrocarbonetos leves, CO₂ e H₂S; 5) dessalinização, para remoção de sais dissolvidos, sulfatos, nitratos e agentes de incrustação; 6) abrandamento, para remoção de dureza em excesso; 7) remoção de compostos diversos, como os materiais radioativos de ocorrência natural (MRON), e ajuste da razão de adsorção de sódio (RAS). Nesse último caso, é adicionado cálcio ou

magnésio para o reuso da água na irrigação (ARTHUR et al., 2005).

Para remoção dos compostos citados, são usados vários processos físicos, químicos e biológicos. As tecnologias para tratamento de água produzida podem ser agrupadas em quatro diferentes estágios, dependendo da capacidade de tratar águas oleosas, bem como o nível de exigência, considerando a qualidade da água afluyente (FAKHURU'L-RAZI et al., 2009).

A concentração de óleo total na água produzida pode variar desde valores relativamente baixos, como de 50 a 600 mg L⁻¹ (QIAO et al., 2008; TIBBETTS et al., 1992), até mais elevados, superiores a 1000 mg L⁻¹ (CHAKRABARTY et al., 2008). Entre os fatores que influenciam nesses teores estão a eficiência de desemulsificação (no processo de tratamento primário), o tipo de óleo (CHAKRABARTY et al., 2008) e o processo utilizado na extração do petróleo (QIAO et al., 2008).

Neste trabalho foi avaliada a influência de 5 polieletrólitos catiônicos, comerciais, cujas densidades variam entre 1,05 e 1,2 g. cm⁻³, na eficiência de remoção dos óleos e graxas.

2. METODOLOGIA

A pesquisa realizada consiste em analisar uma amostra de água produzida oriunda de um campo produtor de petróleo comercial no estado do Rio Grande do Norte. O teste foi realizado seguindo as normas ASTM D2035, que trata dos procedimentos para o teste de floculação-coagulação utilizando a técnica do JAR TEST (teste de jarra), a norma internacional ASTM D7678, que padroniza os procedimentos adotados para a análise total de óleos e graxas e de hidrocarbonetos totais presentes em amostras de água produzida e nos efluentes com extração por solventes usando a espectrometria, e a norma Internacional ASTM N° D7726, que trata dos parâmetros necessários para análises de turbidez em amostras de água. Os ensaios foram realizados nos laboratórios do curso de Engenharia de Petróleo e de Engenharia Química da Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA). A fim de garantir sigilo sobre as informações pertinentes as empresas que cederam as amostras de água produzida e de polieletrólitos, seus dados não serão divulgados.

2.1 PARTE EXPERIMENTAL

2.1.1 Materiais

- Polieletrólitos comerciais cedidos por uma empresa especializada em produtos químicos para indústria do petróleo (produto de base polimérica, de origem orgânica, fortemente catiônicos, ácidos e com densidade variando de 1,050 até 1,20 g cm⁻³).

- Água produzida cedida por uma empresa produtora.

2.1.3. Teste de eficiência com polieletrólito – JAR TESTE

A análise foi feita utilizando o equipamento comercial JAR TEST MICROPROCESSADO, disponível em nosso laboratório de Engenharia de Petróleo, onde as jarras foram previamente limpas com água destilada, a fim de garantir a menor presença possível de partículas que viessem a comprometer a análise, posteriormente foi adicionado 1000mL de amostras de água produzida em cada uma das jarras, em seguida, o processo se deu na adição do floculante comercial nas proporções de 0 e 40 μ L, considerada a dosagem ótima (Figura 2).



Figura 2 - Disposição das jarras no JAR TEST nas diversas concentrações de polieletrólito

Por seguinte, o equipamento foi ligado e utilizou-se a programação pré-definida no aparelho, onde consiste em inicialmente deixar a amostra por três (3) minutos a uma rotação de 120rpm, depois por quinze (15) minutos à 20rpm e por fim, as amostras foram colocadas em repouso por quinze (15) minutos.

Ao término, foi realizada purga e posteriormente foram coletadas amostras com volume de 50mL em garrafa de vidro âmbar com tampa de vidro, para que viesse a ser feito os ensaios para o teste do teor de óleos e graxas (TOG) e turbidez (UNT - Unidades Nefelométricas de Turbidez).

2.1.4. Construção da Curva de Calibração

A curva de calibração foi construída a fim de determinar as concentrações de contaminantes no meio, a partir de óleo do mesmo campo. Um espectrofotômetro na região do UV-visível, modelo UV-340G da marca GEHAKA foi utilizado na identificação quantitativa

do percentual de contaminante adsorvido na matriz (comprimento de onda de 400 nm) gerando o fator de correlação $R^2=0,9989$.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Inicialmente, durante o teste com o JAR TEST foi possível observar a imediata mudança no aspecto das amostras com polieletrólito em comparação com a referência (amostra sem a adição de produto), onde, pelo menos no aspecto visual, a medida em que era adicionado maiores concentrações de polieletrólitos a amostra apresentava uma maior translucidez, quando comparada as de menores concentrações. Já neste momento foi possível realizar comparação entre os produtos e selecionar a melhor dosagem.

A curva padrão foi utilizada para identificar a concentração das amostras oleosas testadas na dosagem de 0 e 40 ppm de polieletrólito das amostras comerciais. Fazendo a comparação da amostra com concentração de 0 ppm de eletrólito e as amostras de 40 ppm, foi observada que nas dosagens de 40 mgL^{-1} houve uma melhor remoção de teores de óleos e graxas (Figura 3).

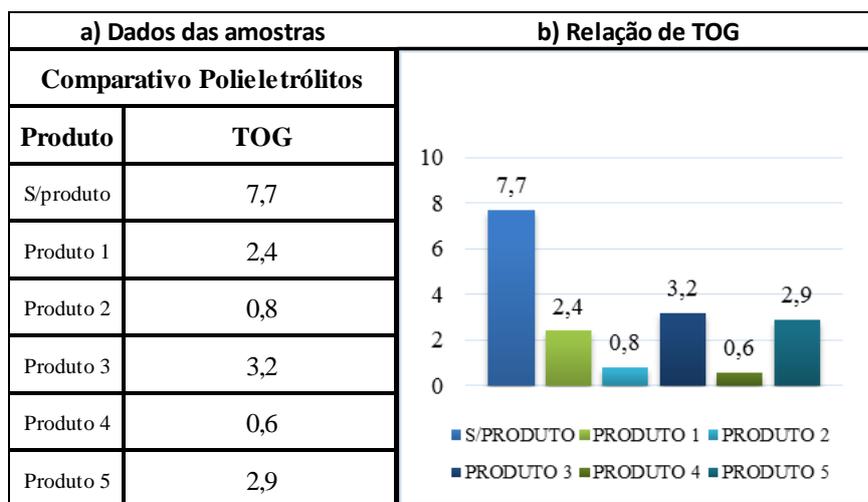


Figura 3 - Em a) comparativo de polieletrólitos para mesma dosagem e em b) relação de TOG

Durante os testes foram executadas leituras de turbidez, também no intuito de verificar o efeito do polieletrólito sob este parâmetro. É notório o efeito associado a qualidade de água com a turbidez e o TOG de acordo com aumento da dosagem do aditivo químico para floculação a turbidez reduz de forma inversamente proporcional (Figura 4-a).

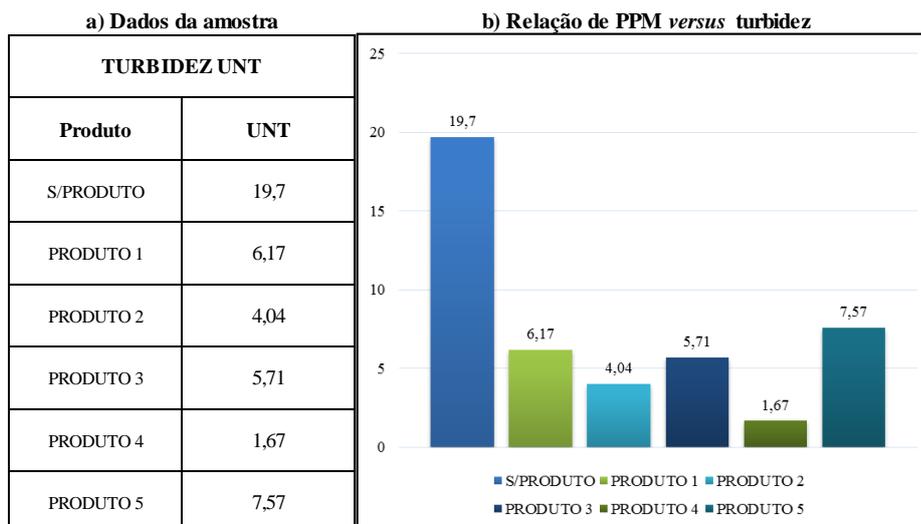


Figura 4 – Em (a) Dados da turbidez em Unidade Nefelométrica de Turbidez (UNT) e em (b) Relação de PPM versus turbidez de PPM versus turbidez

4. CONCLUSÕES

Foi possível observar que o Teor de Óleos e Graxas apresentou resultados compatíveis com a verificação visual do teste e também com os valores finais de turbidez, o que confirma a relação muito próxima de redução de óleo e graxas e valores de turbidez devido a dosagem de polímeros para tratamento de água produzida. O único fator variável neste teste foram os produtos químicos, portanto a confirmação de que há produtos com melhor eficiência para essa água, o produto sugerido foi o de número 4 seguido pelo de número 2 como as melhores opções para este tratamento, o resultado sugere que cada água tem suas particularidades e o produto mais adequado para cada condição e características.

5. AGRADECIMENTOS

A Universidade Federal Rural do Semi-Árido – UFRSA, a Professora Dsc Kalyanne Keyly Pereira Gomes, ao colega Talles M. de Albuquerque, e as técnicas de laboratório da UFRSA: Daianni Ariane da Costa Ferreira e Cristiane Ribeiro Lucas.

6. REFERÊNCIAS

AL-HALEEM, A. A.; ABDULAH, H. H.; SAEED, E. A. J. **Components and treatments of oilfield produced water**. Al-Khwarizmi Engineering Journal, v. 6, p.24-30, 2010

ANUÁRIO ESTATÍSTICO 2016. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/2441-anuario-estatistico-2016>. Acesso em: Maio de 2016;

ARTHUR, J. D.; LANGHUS, B.G.; PATEL, C. **Technical summary of oil and gas produced water treatment technologies**. Tulsa: ALL CONSULTING-LLC, 2005. 53p. Disponível em: <http://www.rrc.state.tx.us/commissioners/williams/environment/produced_water_trtmnt_Tech.pdf>, Acesso em: 4 julho 2018.

ASTM D2035-13, **Standard Practice for Coagulation-Flocculation Jar Test of Water**, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2013, www.astm.org

ASTM D7678-17, **Standard Test Method for Total Oil and Grease (TOG) and Total Petroleum Hydrocarbons (TPH) in Water and Wastewater with Solvent Extraction using Mid-IR Laser Spectroscopy**, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2017, www.astm.org;

ASTM D7726-11(2016)e1, **Standard Guide for The Use of Various Turbidimeter Technologies for Measurement of Turbidity in Water**, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2016, www.astm.org;

CHAKRABARTY, B.; GHOSHALAND A.K.; PURKAIT, M.K. **Ultrafiltration of stable oil-in-water emulsion by polysulfone membrane**. Journal of Membrane Science, v. 325, n. 1, p. 427-437, 2008.

CONAMA 393/2017. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=541>. Acesso em 09 Julho de 2018;

DEYAB, M.A; EL-REHIM S.S. **Effect of Succinic Acid on Carbon Steel Corrosion in Produced Water of Crude Oil**. Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers.v 45, p. 1065–1072, 2014.

FAKHRU’L-RAZI, A.; ALIREZA, P.; LUQMAN, C. A.; DAYANG, R. A. B; SAYED, S. M.; ZURINA, Z. A. **Review of Technologies for oil and gas produced water treatment**. Journal of Hazardous Materials, v. 170, p. 530-551, 2009.

GROTZINGER, J. J. (2013). **Para entender a terra** (6ª ed.). Porto Alegre: Bookman.

MOTTA, A. R. D. P. D. et al. **Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão**, 2013. 15-26. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/esa/v18n1/a03v18n1> . Acesso em: 2 de julho de 2018.

PLANO DE NEGÓCIOS E GESTÃO DA PETROBRAS 2018 – 2022. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>
Acesso 10/07/2018;

PLANO ESTRATÉGICO PETROBRAS 2020. **Plano de Negócio e Gestão 2013-2017**. 23 de Maio de 2013;

QIAO, X.; ZHANG, Z.; YU, J.; YE, X. **Performance characteristics of a hybrid membrane pilot-scale plant for oilfield-produced wastewater**. Desalination, v. 225, p. 113-122, 2008.