

Método de quantificação do residual de ácido naftênico em água produzida sintética após adsorção com fibra têxtil

Method for quantification of naphthenic acid residual in synthetic produced water after adsorption with textile fiber

DOI:10.34117/bjdv6n12-299

Recebimento dos originais:14/11/2020

Aceitação para publicação:14/12/2020

Ederson Stiegelmaier

Mestrando em Engenharia Têxtil pela Universidade Federal de Santa Catarina
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina
Avenida Getúlio Vargas, 830 - Centro, Jaraguá do Sul - SC, Brasil
E-mail: ederson.stiegelmaier@ifsc.edu.br

Tamires C. Costa

Mestre em Engenharia Química pela Universidade Federal de Santa Catarina
Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-graduação em Engenharia Química
Campus Universitário, Trindade, Florianópolis – SC, Brasil
E-mail: tamirescosta.eq@hotmail.com

Luciana P. Mazur

Doutora em Engenharia do Ambiente pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-graduação em Engenharia Química
Campus Universitário, Trindade, Florianópolis – SC, Brasil
E-mail: luciana.przs@yahoo.com.br

Selene M. A. Guelli Ulson de Souza

Doutora em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina
Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Eng. Química e Eng. de Alimentos
Campus Universitário, Trindade, Florianópolis – SC, Brasil
E-mail: selene.guelli.souza@gmail.com

Antônio Augusto Ulson de Souza

Doutor em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal de Santa Catarina
Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Eng. Química e Eng. de Alimentos
Campus Universitário, Trindade, Florianópolis – SC, Brasil
E-mail: antonio.augusto.ulson.souza@gmail.com

Ana Paula S. Immich

Doutora em Engenharia Química pela Universidade Federal de Santa Catarina
Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Eng. Química e Eng. de Alimentos
Campus Universitário, Trindade, Florianópolis – SC, Brasil
E-mail: ana.immich@ufsc.br

RESUMO

A água produzida (AP) na extração de petróleo representa um potencial impacto ambiental devido ao seu descarte, muitas vezes sem tratamentos adequados para a remoção de contaminantes. O objetivo deste trabalho é propor um método de quantificação de ácido naftênico (AN) em AP sintética. O método desenvolvido baseou-se na extração do AN em meio orgânico seguido de leituras em FTIR. O método proposto demonstrou reprodutibilidade com curva de calibração com coeficiente de correlação acima de 0,99.

Palavras-chave: Poliamida 6, FTIR, Extração líquido-líquido, N-Heptano, Ácido Ciclohexanocarboxílico

ABSTRACT

The water produced (PA) in oil extraction represents a potential environmental impact due to its disposal, often without adequate treatment to remove contaminants. The objective of this work is to propose a method of quantification of naphthenic acid (AN) in synthetic PA. The method developed was based on the extraction of AN in organic medium followed by FTIR readings. The proposed method demonstrated reproducibility with a calibration curve with a correlation coefficient above 0.99.

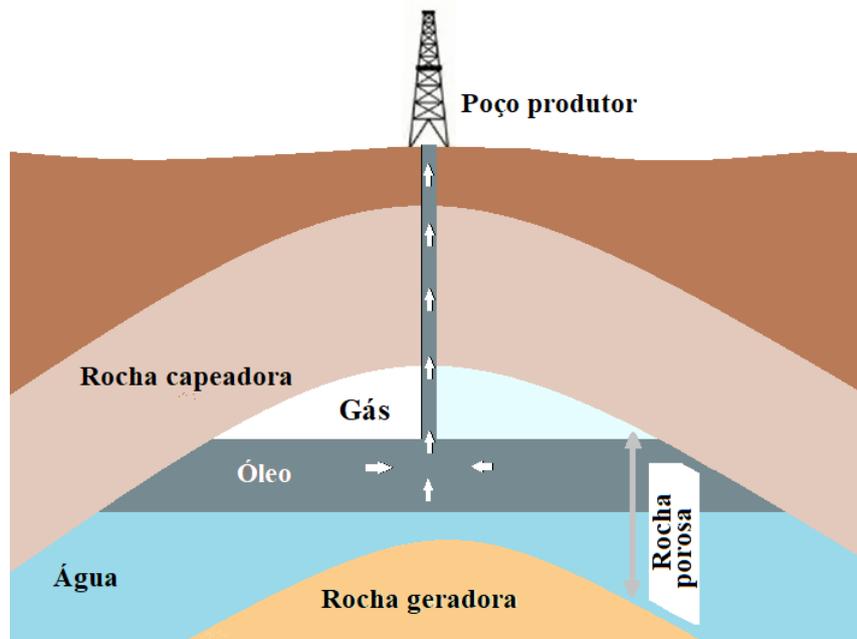
Keywords: Polyamide 6, FTIR, Liquid-liquid Extraction, N-Heptane, Cyclohexanecarboxylic Acid.

1 INTRODUÇÃO

Segundo Hsu e Robison (2019), há duas fases muito importantes que antecedem a extração do petróleo, que são a prospecção e a exploração. A prospecção é a busca de locais com potencial para formação de depósitos, chamados de armadilhas, ou reservatórios, utilizando tecnologias para obtenção dos dados como gravimetria (BAHMANI; RIAHI; RAMIN, 2020), métodos sísmicos (GONÇALVES; LEITE, 2019), magnetometria (DOMINGUES, 2019; LEFFLER; PATTAROZZI; STERLING, 2011), entre outros. Já a exploração consiste em comprovar a existência de petróleo nesses locais reunindo informações que comprovem existência e a viabilidade comercial. Esses dados são obtidos principalmente pela perfuração exploratória, onde se coleta amostras de rocha e fluido para análise. Na perfuração exploratória também ocorre o refinamento do mapa da estrutura da armadilha através da leitura das vibrações causadas pela perfuração (HSU; ROBINSON, 2019).

As rochas do reservatório com potencial para depósito são rochas porosas com uma capa de rocha de selamento (FIGURA 1). A rocha porosa captura o petróleo no momento que

Figura 1. Reservatório de petróleo / recuperação primária.

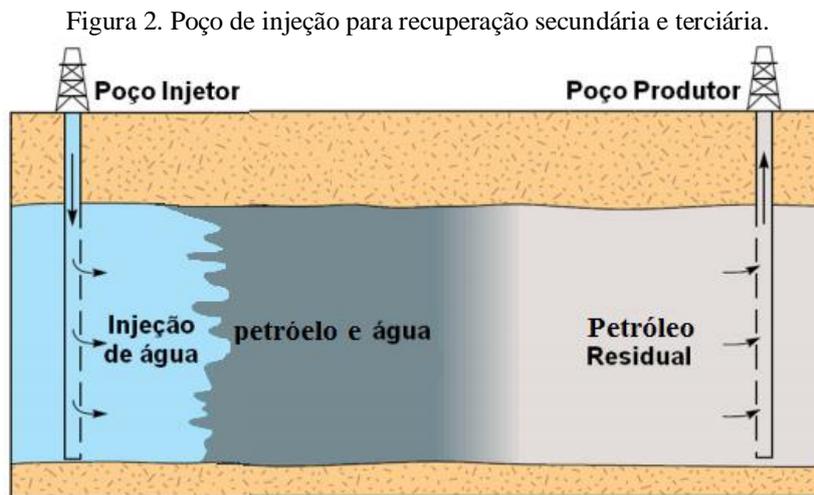


Fonte: adaptado de (HSU; ROBINSON, 2019)

ele está migrando da rocha geradora, local mais abaixo onde ocorreu a deposição e transformação do material orgânico, para a superfície. Caso não exista uma armadilha no caminho do petróleo, não ocorre o depósito e ele aflora para a superfície (HSU; ROBINSON, 2019).

Com o mapeamento dos locais de depósito, pode se iniciar a fase de exploração comercial com a construção dos poços de extração e poços de injeção. Os poços de injeção são importantes para a manutenção da taxa de extração e servem para injetar água e produtos químicos ou misturas de gás para aumentar a produtividade do poço ou para manter a pressão do reservatório (HSU; ROBINSON, 2019).

Após a instalação de toda infraestrutura necessária é iniciada a extração. Esta pode ocorrer em três fases. A recuperação primária, que esgota de 5 a 15% do reservatório, a recuperação secundária, que esgota de 20 a 40%, e recuperação terciária, que esgota de 30 a 60%. Na recuperação primária, os fluidos são empurrados para superfície pressionados pelas forças naturais da pressão causada pela expansão natural do gás e/ou da água do aquífero que ocorre após a perfuração (FIGURA 1). Na recuperação secundária é acrescentado um meio artificial, uma bomba, para elevar os fluidos e a injeção de água ou gás (FIGURA 2) para manter a pressão do reservatório e, por consequência, a produtividade. Já na recuperação terciária (também conhecida como recuperação aprimorada), é realizada a injeção de água ou vapor ou gás, misturados ou não a outros produtos, todos com a finalidade de melhorar/aumentar a remoção de fluidos e a produtividade do poço (HSU; ROBINSON, 2019).



Fonte: adaptado de (LAKE; SCHMIDT; VENUTO, 1992).

Porém há riscos com relação à exploração do petróleo. O processo pode gerar danos ao meio ambiente, que dependendo da forma de exploração apresenta diferentes graus. Esses danos podem ter sua origem em acidentes, práticas inapropriadas e/ou descarte de rejeitos. Como por exemplo, podem ocorrer contaminações provenientes de derramamentos ou destinação inadequada de rejeitos. E um dos rejeitos de maior volume é a água produzida, que está diretamente ligada ao tema deste trabalho.

Segundo Gabardo (2007), a água produzida é um dos principais subprodutos da extração de petróleo e gás. O seu volume de produção pode ser igual ou superior ao de hidrocarbonetos (GABARDO, 2007). Por exemplo, a média global atual dessa proporção, segundo Wenzlick e Siefert (2020), é de cerca de três barris de água para cada barril de petróleo.

A água produzida é uma mistura da água presente naturalmente na formação geológica do reservatório e da água de injeção. Inicialmente a sua produção é baixa, mas conforme o petróleo se esgota no reservatório a produção aumenta, principalmente porque é necessário efetuar a injeção de água para manter a pressão e consequentemente a produtividade do poço (GABARDO, 2007).

A água produzida é extraída misturada ao petróleo (óleo cru) e ao gás. Ela pode ser composta pela água presente naturalmente no reservatório e pela água injetada para recuperação do petróleo (AMAP, 2010; GABARDO, 2007). Inicialmente o volume de água produzida gerada tende a ser baixo, mas com o envelhecimento do reservatório esse valor comumente aumenta. Esse aumento pode ocorrer pela presença da água que naturalmente vai ocupando o espaço no reservatório conforme o óleo cru e/ou gás vão sendo drenados, como ilustra a Figura 1, e/ou pela água injetada para recuperar/melhorar a produtividade do poço, como ilustra a Figura 2 (GABARDO, 2007; HSU; ROBINSON, 2019).

Junto com o volume, a composição é um aspecto importante da água produzida. A água produzida é uma mistura complexa de produtos químicos orgânicos e inorgânicos dissolvidos e

particulados, com propriedades físicas e químicas variando de acordo com a idade geológica, profundidade e geoquímica da formação de hidrocarbonetos, bem como da composição química das fases no reservatório, assim como também pelos produtos químicos adicionados durante a produção. Entre os produtos são encontrados sais inorgânicos, metais, radioisótopos, compostos orgânicos, principalmente hidrocarbonetos (KABYL et al., 2020; LEE; NEFF, 2011). Usualmente apresentam elevadas concentrações de metais pesados e compostos orgânicos solúveis, incluindo fenóis, hidrocarbonetos aromáticos (benzeno, tolueno, etilbenzeno, xilenos - BTEX) e hidrocarbonetos aromáticos policíclicos (HPAs), ácidos naftênicos (ANs) (DA MOTTA et al., 2013; LESHUK et al., 2016).

Em função da composição da água produzida, uma destinação inadequada ou tratamento incorreto pode representar riscos ao meio ambiente e ao ser humano. É relatado que os compostos orgânicos contidos na água produzida pela extração da areia betuminosa são responsáveis pela maior parte da toxicidade para os organismos aquáticos, sendo os ácidos orgânicos uma das principais fontes, incluindo os ácidos naftênicos (LESHUK et al., 2016; MORANDI et al., 2017).

Os ácidos naftênicos ocorrem em altas concentrações em petróleos biodegradados por bactérias durante a formação do petróleo (SKAARE et al., 2007). Estes apresentam solubilidade em água, dessa forma também estão presentes na água produzida. Em pesquisas com águas residuárias geradas pelo processo de extração de betume, realizada no Canadá, se encontrou quantidades de 24 a 68 mg.L⁻¹ de ácidos naftênicos totais (HOLOWENKO; MACKINNON; FEDORAK, 2002).

Outro estudo relata que os compostos orgânicos da água produzida causam distúrbios reprodutivos, perda de integridade da membrana, e danos ao DNA de espécies marinhas (KABYL et al., 2020). Hansen e colaboradores demonstram que a exposição embrionária do bacalhau à água produzida causa deformações craniofacial e mandibular com grau variando de severo (diluição de 50 vezes na região da descarga) a leves (diluições de 5000 vezes) (HANSEN et al., 2019).

Quanto aos metais, por exemplo, o chumbo e o mercúrio são tóxicos. O chumbo afeta órgãos do ser humano como rim e cérebro e sua contaminação ocorre pela ingestão, inalação e absorção da pele. E o mercúrio pode gerar irritação da pele e a morte de animais. (KABYL et al., 2020). Estudo com diversas plantas, cultivadas em vasos, demonstrou que a água produzida, mesmo após 10 diluições, causa grandes impactos às plantas no nível de crescimento, gerando morte da maioria delas e acúmulo de metais pesados (ATIA et al., 2019).

Também existem os aditivos químicos que são adicionados ao fluxo de produção, na reinjeção e/ou tratamento do petróleo extraído e/ou da água produzida, como os biocidas, inibidores de corrosão,

inibidores de parafina e detergentes. Quando em altas concentrações podem ser tóxicos para os organismos marinho (NEFF, 2002). Camus e colaboradores (2015) sugerem a possibilidade dos produtos químicos adicionados poderem ter contribuição importante na toxicidade da água produzida.

Dessa forma, por apresentar risco ao meio ambiente e à saúde humana, a água produzida deve passar por tratamentos específicos para redução de teores de óleos e graxas, antes do descarte ou da injeção. Nas plataformas brasileiras (offshore) da Bacia de Campos, de acordo com Silva (2018), são usados principalmente hidrociclones e flotores, mas também são encontrados tanques (que funcionam como separador gravitacional), separadores de água/óleo, desgaseificadores e sistemas de filtro. No LABSIN-LABMASSA – Laboratório de Transferência de Massa, EQA/UFSC, laboratório onde foi realizado esse trabalho, também são desenvolvidos estudos, em outros processos com o objetivo de obter uma melhor remoção do TOG, com tratamentos de extração líquido-líquido (KLEMMZ et al., 2020), de ultrafiltração (PASINI, 2014; REGIS, 2020) e de adsorção (HENDGES, 2020; HENDGES et al., 2021; OLIVEIRA, 2015; OLIVEIRA; SOUZA; SOUZA, 2019; OLIVEIRA et al., 2015).

Para o tratamento adequado, deve-se seguir o que determina a legislação. A Resolução CONAMA 393 estabelece para descarte o TOG máximo diário (42 mg.L-1), o TOG médio mensal (29 mg.L-1), também estabelece a necessidade de monitoramento semestral da água produzida quanto a compostos inorgânicos (arsênio, bário, cádmio, cromo, cobre, ferro, mercúrio, manganês, níquel, chumbo, vanádio, zinco), radioisótopos (rádio-226 e rádio -228), compostos orgânicos (hidrocarbonetos policíclicos aromáticos-HPA, benzeno, tolueno, etilbenzeno e xilenos-BTEX, fenóis e avaliação de hidrocarbonetos totais de petróleo-HTP), toxicidade crônica da água produzida padronizado com organismos marinhos, e parâmetros complementares (carbono orgânico total-COT, pH, salinidade, temperatura e nitrogênio amoniacal total) (CONAMA, 2007). E conforme o artigo 3º, enquanto não houver enquadramento específico, deve-se enquadrar o descarte das plataformas offshore nas “Águas salinas de classe 1” da Resolução 357 do CONAMA (CONAMA, 2007).

Diante dessas informações, com intuito de obter um procedimento que possa contribuir nas pesquisas e desenvolvimentos, o objetivo deste trabalho é propor uma metodologia para quantificar o ácido naftênico residual em água produzida sintética.

2 MATERIAL E MÉTODOS

2.1 METODOLOGIA DE QUANTIFICAÇÃO DO ÁCIDO NAFTÊNICO

Os experimentos consistiram no preparo de 10 soluções (C1, C2, C3, C4, C5, C6, C7, C8, C9 e C10) com água produzida sintética com concentrações conhecidas de ácido naftênico, extração do ácido naftênico em fase orgânica (N-Heptano), filtragem da água residual contida no extrato e leitura do ácido naftênico contido no N-Heptano utilizando Espectrofotômetro de Infravermelho por Transformada de Fourier (FTIR). O procedimento foi baseado no método 5520 Oil and Grease (BAIRD; RICE; POSAVEC, 2017) e na pesquisa de Klemz e colaboradores (2020). Também foi elaborado gráfico com as curvas nas diversas concentrações e uma regressão linear relacionando os picos de absorbância para esse ácido naftênico, com as concentrações conhecidas, no software Microsoft Excel.

A água produzida sintética foi preparada com 500 mg.L⁻¹ de ácido ciclohexanocarboxílico (ácido naftênico, da SigmaAldrich, 98%), 100 g.L⁻¹ de NaCl (Dinâmica, PA 99%) e 0,05 mol.L⁻¹ de NaOH (Dinâmica, PA 98%). A solução foi preparada com água deionizada.

As 10 soluções de água produzida sintética com concentração conhecida de ácido naftênico foram preparadas dentro de balões volumétricos de 50mL, com concentrações 500 (C1), 450 (C2), 400 (C3), 350 (C4), 300 (C5), 250 (C6), 200 (C7), 150 (C8), 100 (C9) e 50 (C10) mg.L⁻¹. Em seguida foi ajustado o pH para 2,00 (variando mais ou menos 0,02), utilizando HCL (Dinâmica, PA 37%) e NaOH (Dinâmica, PA 98%).

A extração foi realizada em funil de separação de 250 mL com 3 mL de n-heptano (Neon, PA 99,5%), agitado vigorosamente por 15 s. Após o repouso, as fases aquosas e orgânicas foram separadas. Em seguida, o solvente extraído foi filtrado em balão de 10mL, usando funil com papel filtro qualitativo e 1 g de sulfato de sódio anidro (Dinâmica, PA 99%).

Os dados de concentração do ácido orgânico foram obtidos por FTIR em um equipamento da marca PerkinElmer, modelo Spectrum Two, utilizando célula de líquido com janelas de KBr e 1 mm de caminho ótico. Os espectros foram coletados a 25 °C na faixa de 1600-1800 cm⁻¹, com resolução 4 cm⁻¹. Para cada espectro obtido foram realizadas 12 varreduras.

2.2 EXPERIMENTO DE ADSORÇÃO PARA A QUANTIFICAÇÃO DO ÁCIDO NAFTÊNICO RESIDUAL

Inicialmente, realizaram-se 4 ensaios de adsorção com quantidades diferentes de fibra de poliamida 6 (Título 2/78/24 Denier), como adsorvente, para identificação da concentração ideal de

adsorvente para futuros experimentos de adsorção. Esse experimento ocorreu em 4 etapas: preparação do adsorvente, ensaios de adsorção, filtração com funil e papel qualitativo, ajuste de pH, extração em fase orgânica (N-Heptano) e leitura no FTIR. A partir das leituras obtidas foi elaborado gráfico, em software Microsoft Excel, com as concentrações calculadas com equação da regressão linear. Também foi calculado a quantidade de soluto adsorvido na fase sólida conforme equação (1) (IMMICH, 2006).

$$q = \frac{(C_0 - C_{eq}) \cdot V}{W} \quad (1)$$

onde:

q = a quantidade de soluto adsorvido na fase sólida (mg/g); C₀ = concentração de adsorbato inicial (mg/L); C_{eq} = concentração de equilíbrio do adsorbato (mg/L); V = volume da solução (L) e W = massa de adsorvente (g).

A preparação do adsorvente (fibra de poliamida 6) foi realizada com purga das fibras, adaptado de Karmakar (1999), para melhorar a hidrofiliidade e eliminar possíveis contaminantes. A purga foi realizada em banho de 500 mL de água deionizada aquecida e detergente/umectante (Meta Química) industrial. Após a purga, cada fibra sofreu 3 lavagens com 500 mL de água deionizada fria, com posterior secagem em rama da marca Mathis (modelo D-HE).

O ensaio de adsorção foi realizado em batelada no equipamento de banho-maria (DIST) com agitação recíproca de 150 rpm em temperatura ambiente durante 20 h, utilizando 50 mL de água produzida sintética e 20 g.L⁻¹ de adsorvente. Os ensaios foram realizados em pH 4, ajustado com ácido acético (Dinâmica, PA 99,7%).

Ao término dos ensaios, as soluções foram filtradas, para separar as fibras da solução.

Na sequência foi realizado, conforme metodologia proposta, ajuste do pH para 2,00; extração na fase orgânica; filtração e leitura em FTIR.

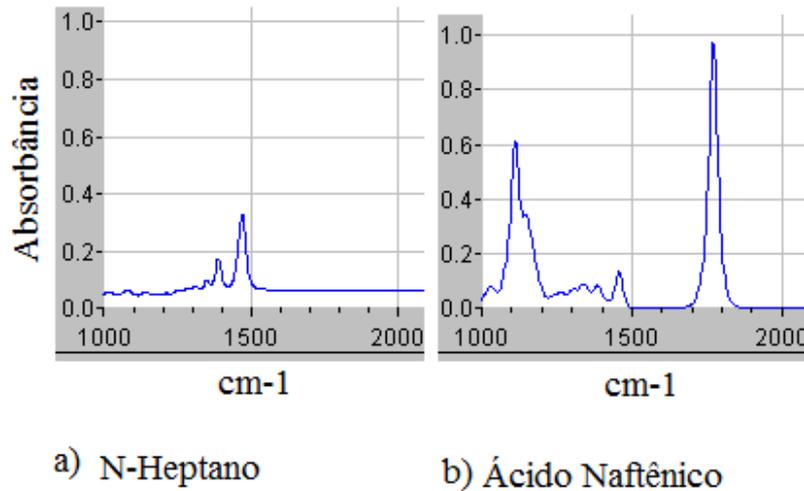
3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 METODOLOGIA DE QUANTIFICAÇÃO DO ÁCIDO NAFTÊNICO

Na extração do ácido naftênico da água produzida, a concentração do extrato resultante de cada solução, de C1 a C10, foi medida no espectrômetro de IFTR. O pico de absorvância encontrado foi em 1709 cm⁻¹. O ácido naftênico apresenta algumas regiões de absorvância que funcionam como uma impressão digital que permite a sua identificação. A região em torno de 1700 cm⁻¹ (FIGURA 3b) foi escolhida para análise, porque não é sobreposta por picos do N-heptano (FIGURA 3a), o que é uma

condição necessária para se realizar a quantificação do ácido naftênico, conforme recomenda Pereira (2016). O grupo funcional carbonila, C=O, é responsável pelo pico na região de 1700 cm⁻¹ (SILVERSTEIN; WEBSTER; KIEMLE, 2005).

Figura 3. Espectros FTIR de absorvância do (a) N-Heptano e do (b) Ácido Naftênico.

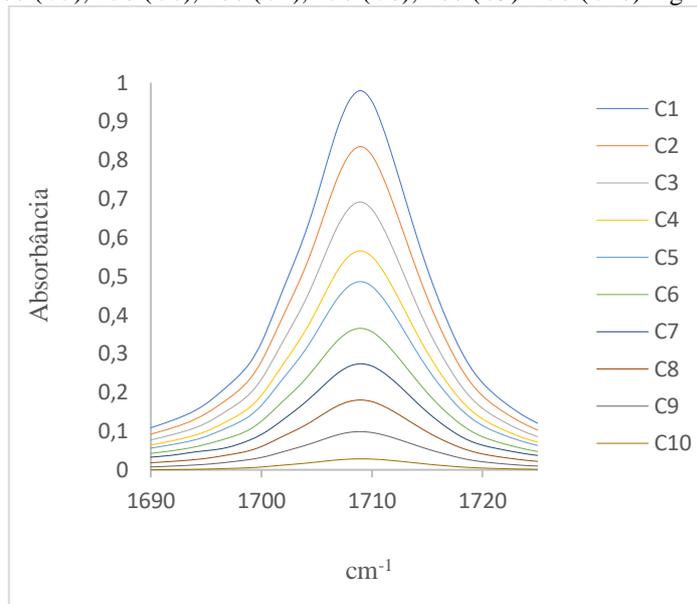


Fonte: Adaptado de (NIST, 2018a, 2018b).

Os espectros resultantes das leituras foram usados para construir o gráfico da Figura 4, que mostram um alinhamento entre os picos de absorvância encontrados.

A leitura das amostras C1-C10 para quantificação do ácido naftênico gera os espectros apresentados na Figura 4.

Figura 4. Espectros de absorvância no infravermelho médio para o ácido naftênico, nas concentrações de 500 (C1), 450 (C2), 400 (C3), 350 (C4), 300 (C5), 250 (C6), 200 (C7), 150 (C8), 100 (C9) e 50 (C10) mg.L-1



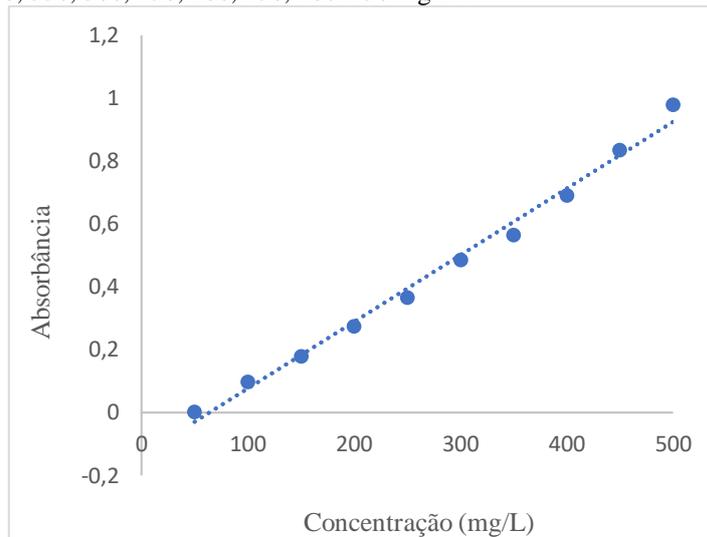
Fonte: (Autor, 2020).

Com base no resultado dos picos das absorvâncias da Figura 4, foi construída uma curva de calibração, concentração do ácido naftênico X absorvância, conforme Figura 5. A equação da reta gerada pela curva é apresentada na equação (2)

$$y = 0,0021x - 0,1353 \quad (2)$$

onde y é a absorvância da amostra medida no espectrômetro FTIR; x é a concentração de ácido naftênico conhecida previamente.

Figura 5. Curva de calibração resultante da absorvância lida no comprimento de onda 1709 cm⁻¹ nas concentrações conhecidas de 500, 450, 400, 350, 300, 250, 200, 150, 100 e 50 mg.L⁻¹.



Fonte: (Autor, 2020).

A curva obtida pelo método de regressão linear mostra a habilidade de um modelo de gerar resultados que sejam diretamente proporcionais para um analito na faixa de concentração determinada (INMETRO, 2016; PEREIRA, 2016).

A curva de calibração (Figura 5) também permitiu calcular o coeficiente de correlação (R^2) que foi 0,99. Este valor permite avaliar a dispersão dos pontos obtidos no gráfico e a incerteza dos coeficientes de regressão estimados, apresentados pela Equação 2. E de acordo com Pereira (2016), quanto mais próximo de 1 é o valor do R^2 maior é a qualidade da curva, ou seja, indica menor dispersão e menor incerteza dos coeficientes. Além disso, o R^2 atende à recomendação sobre validação de método analítico da ANVISA (2017), que menciona que o R^2 deve ser acima de 0,99.

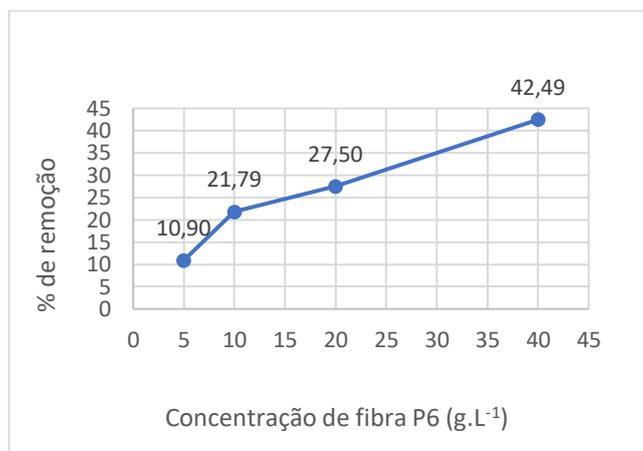
O coeficiente de correlação e a linearidade da curva de calibração indicam que o método tem capacidade de calcular a concentração de ácido naftênico através do sinal obtido do espectrômetro de FTIR com precisão, confiabilidade e reprodutibilidade, apresentando limite de detecção de 30,9 mg.L⁻¹ e limite de quantificação 103,1 mg.L⁻¹.

3.2 EXPERIMENTO DE ADSORÇÃO PARA QUANTIFICAÇÃO DO ÁCIDO NAFTÊNICO RESIDUAL

Na Figura 6 é apresentado o percentual de remoção do ácido naftênico (adsorbato) da água produzida sintética, pelo processo de adsorção com fibras de poliamida 6 como adsorvente. As concentrações de adsorvente utilizadas foram de 5, 10, 20 e 40 g.L⁻¹. Nestas concentrações foram removidas 54, 109, 137 e 212 mg.L⁻¹ de ácido naftênico da água produzida, respectivamente. E a

quantidade de soluto, ácido naftênico, adsorvida na fase sólida, fibra de poliamida 6, (q) foi de 10,9; 10,8; 6,8 e 5,3 mg.g⁻¹, respectivamente.

Figura 6. Percentual de ácido naftênico removido da água produzida sintética pela fibra de poliamida 6.



Fonte: (Autor, 2020).

Desta forma houve um aumento na quantidade de material removido conforme a concentração do adsorvente foi ampliada, porém o “q” diminuiu para próximo da metade a partir da concentração de 20 g.L⁻¹.

Assim, de forma geral, as taxas de remoção da fibra de poliamida 6 foram baixas. Porém os experimentos são preliminares e buscam otimizar o método de quantificação com objetivo de realizar estudos para desenvolver a capacidade adsortiva da fibra têxtil.

4 CONCLUSÃO

O presente trabalho demonstra, através da linearidade e do consequente coeficiente de determinação, que a metodologia proposta reúne condições para ser uma alternativa para quantificação do ácido naftênico na água produzida sintética na faixa de concentração de 50 a 500mg.L⁻¹.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Empresa Textipan Indústria E Comércio Ltda., pela doação de fibras têxteis, ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia (IFSC) – Câmpus Jaraguá do Sul Centro, pelo uso do Laboratório de Química Têxtil – do Departamento Têxtil, do Laboratório de Espectrometria Atômica e Molecular – LAES e do Laboratório de Ensino e Pesquisa do Curso Técnico em Química, à Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), pelo uso dos laboratórios LABSIN-LABMASSA – Laboratório de Transferência de Massa, do Departamento de Engenharia Química e Engenharia de Alimentos (EQA) e dos laboratório, LABENE – Laboratório de Beneficiamento e LABMAM – Laboratório de Meio Ambiente, do Departamento de Engenharia Têxtil e à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) – Código de financiamento 001, pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

AMAP, Arctic Monitoring and Assessment Programme. Assessment 2007: Oil and Gas Activities in the Arctic - Effects and Potential Effects. Oslo, Norway: Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP), 2010. v. 2.

ANVISA. RES. RDC No 166, de 24 de julho de 2017. 141. Brasil: Ministério da Saúde / AGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA, 2017. Disponível em: http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/19194581/doi-2017-07-25-resolucao-rdc-n-166-de-24-de-julho-de-2017-19194412. Acesso em: 24 nov. 2020.

ATIA, Fathy A. M. et al. Removal of toxic pollutants from produced water by phytoremediation: Applications and mechanistic study. *Journal of Water Process Engineering*, Qatar, Doha, v. 32, n. September, p. 100990, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jwpe.2019.100990>. Acesso em: 8 jul. 2020.

BAHMANI, Ali Asghar; RIAHI, Mohammad Ali; RAMIN, Nikrouz. Detection of stratigraphic traps in the Asmari Formation using seismic attributes, petrophysical logs, and geological data in an oil field in the Zagros basin, Iran. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Tehran, Iran, v. 194, n. May, p. 107517, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107517>. Acesso em: 7 jul. 2020.

BAIRD, Rodger B.; RICE, Eugene W.; POSAVEC, Steven. *Standard Methods For The Examination Of Water And Wastewater*. Washington, D.C.: Amer Public Health Assn, 2017.

CAMUS, L. et al. Comparison of produced water toxicity to Arctic and temperate species. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, Tromsø, Norway, v. 113, p. 248–258, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ecoenv.2014.12.007>. Acesso em: 8 jul. 2020.

CONAMA, CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. Res. CONAMA 393, de 8 de agosto de 2007. Brasil: Ministério do Meio Ambiente, 2007. Disponível em: <http://www2.mma.gov.br/port/conama/res/res07/res39307.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2020.

DA MOTTA, Albérico Ricardo Passos et al. Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão. *Engenharia Sanitaria e Ambiental*, Salvador, BA, v. 18, n. 1, p. 15–26, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S1413-41522013000100003>. Acesso em: 19 fev. 2020.

DOMINGUES, Nuno. Prospection techniques for Oil and shale gas. *International Journal of Petrochemistry and Research*, Lisbon, Portugal, v. 3, n. 1, p. 243–248, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.18689/ijpr-1000142>. Acesso em: 21 jul. 2020.

GABARDO, Irene Terezinha. Caracterização química e toxicológica da água produzida descartada em plataformas de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar. 2007. Tese (Doutorado Química) - Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal - RN, 2007. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/jspui/handle/123456789/17798>. Acesso em: 29 jan. 2020.

GONÇALVES, Maiara Moreira; LEITE, Emilson Pereira. Cooperative inversion of seismic reflection and gravity data: An object-based approach. *Journal of Applied Geophysics*, Campinas - São Paulo - Brazil, v. 167, p. 42–50, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2019.05.006>. Acesso em: 7 jul. 2020.

HANSEN, Bjørn Henrik et al. Embryonic exposure to produced water can cause cardiac toxicity and deformations in Atlantic cod (*Gadus morhua*) and haddock (*Melanogrammus aeglefinus*) larvae. *Marine Environmental Research*, Trondheim - Norway, v. 148, n. May, p. 81–86, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.marenvres.2019.05.009>. Acesso em: 8 jul. 2020.

HENDGES, Letiane Thomas. MECANISMOS DE ADSORÇÃO E DESSORÇÃO DE COMPOSTOS ORGÂNICOS SOLÚVEIS PRESENTES EM ÁGUA PRODUZIDA. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/216716>. Acesso em: 4 nov. 2020.

HENDGES, Letiane Thomas et al. Adsorption and desorption of water-soluble naphthenic acid in simulated offshore oilfield produced water. *Process Safety and Environmental Protection*, Florianópolis - SC - Brazil, v. 145, p. 262–272, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.08.018>. Acesso em: 19 set. 2020.

HOLOWENKO, Fervone M.; MACKINNON, Michael D.; FEDORAK, Phillip M. Characterization of naphthenic acids in oil sands wastewaters by gas chromatography-mass spectrometry. *Water Research*, Edmonton - AB. - Canada, v. 36, n. 11, p. 2843–2855, 2002. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0043-1354\(01\)00492-4](https://doi.org/10.1016/S0043-1354(01)00492-4). Acesso em: 21 jul. 2020.

HSU, Chang Samuel; ROBINSON, Paul R. *Petroleum Science and Technology*. 1. ed. Cham: Springer International Publishing, 2019.

IMMICH, Ana Paula Serafini. Remoção de corantes de efluentes têxteis utilizando folhas de *Azadirachta indica* como adsorvente. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/88917>. Acesso em: 29 set. 2020.

INMETRO. Orientação sobre validação de métodos analíticos: Doc. de caráter orient., DOQ-CGCRE-008. Revisão 05 ed. Rio de Janeiro: Inst. Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, 2016. Disponível em: http://www.inmetro.gov.br/Sidoq/Arquivos/CGCRE/DOQ/DOQ-CGCRE-8_05.pdf. Acesso em: 15 jul. 2020.

KABYL, Almat et al. A risk-based approach to produced water management in offshore oil and gas operations. *Process Safety and Environmental Protection*, Nur-Sultan - Republic of Kazakhstan, v. 139, p. 341–361, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2020.04.021>. Acesso em: 7 jul. 2020.

KARMAKAR, S. R. *Chemical Technology in the Pre-treatment Processes of Textiles*. 1. ed. Amsterdam, The Netherlands: Academic Press, Elsevier, 1999. v. 12

KLEMZ, Ana Caroline et al. The use of oilfield gaseous byproducts as extractants of recalcitrant naphthenic acids from synthetic produced water. *Separation and Purification Technology*, Florianópolis - SC - Brazil, v. 248, n. May, p. 117–123, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2020.117123>. Acesso em: 26 jul. 2020.

LAKE, Larry W.; SCHMIDT, Raymond L.; VENUTO, Paul B. A Niche for Enhanced Oil A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s. *Oilfield Review*, Netherlands, v. 4:1, n. Janeiro, p. 55–61, 1992. Disponível em: <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/5574133>. Acesso em: 14 jul. 2020.

LEE, Kenneth; NEFF, Jerry. *Produced Water: Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies*. 1. ed. New York, NY: Springer, 2011.

LEFFLER, William L.; PATTAROZZI, Richard; STERLING, Gordon. *Deepwater Petroleum Exploration & Production: A Nontechnical Guide*. 2. ed. Oklahoma: PennWell Corporation, 2011.

LESHUK, Tim et al. Solar photocatalytic degradation of naphthenic acids in oil sands process-affected water. *Chemosphere*, Waterloo - Ontario - Canada, v. 144, p. 1854–1861, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2015.10.073>. Acesso em: 19 maio. 2020.

MORANDI, Garrett D. et al. Elucidating mechanisms of toxic action of dissolved organic chemicals in oil sands process-affected water (OSPW). *Chemosphere*, Nanjing - China, Saskatoon - SK - Canada, v. 186, p. 893–900, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2017.08.025>. Acesso em: 7 jul. 2020.

NEFF, JERRY M. *BIOACCUMULATION IN MARINE ORGANISMS: Effect of Contaminants from Oil Well Produced Water*. 1a ed. London: Elsevier Science, 2002.

NIST, National Institute of Standards and Technology. Cyclohexanecarboxylic acid. United States of America: NIST Chemistry WebBook, 2018 a. Disponível em: <https://doi.org/10.18434/T4D303>. Acesso em: 23 jul. 2020.

NIST, National Institute of Standards and Technology. Heptane. United States of America: NIST Chemistry WebBook, 2018b. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/je000236i>. Acesso em: 23 jul. 2020.

OLIVEIRA, Leonardo Henrique de. *TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA CONTAMINADA COM ÓLEO DIESEL UTILIZANDO ADSORVENTES FUNCIONALIZADOS*. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Química) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

Disponível em: <https://doi.org/10.1198/jasa.2001.s411>

OLIVEIRA, Leonardo Henrique de; SOUZA, Selene M. A. Guelli Ulson de; SOUZA, Antônio Augusto Ulson de. Aplicação de adsorventes para o tratamento de emulsões óleo/água. *Brazilian Journal of Development*, Curitiba, v. 4, n. apr, p. 2641–2661, 2019. Disponível em: <https://www.brazilianjournals.com/index.php/BRJD/article/view/1347>. Acesso em: 19 set. 2020.

OLIVEIRA, L. H. et al. Aplicação De Carvão Ativado No Tratamento Da Água Produzida Sintética Na Indústria Petroquímica. In: 2015, Florianópolis - sc. XX Congresso Brasileiro de Engenharia

Química. Florianópolis - sc: Blucher Chemical Engineering Proceedings, 2015. p. 15195–15203. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/chemeng-cobeq2014-0783-23990-177596>

PASINI, Sarah Mozzaquatro. REMOÇÃO DE HIDROCARBONETO DE ÁGUA PRODUZIDA SINTÉTICA UTILIZANDO TENSOATIVO E MEMBRANAS. 2014. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/129384>. Acesso em: 4 nov. 2020.

PEREIRA, Elaine. Desenvolvimento e validação de metodologia analítica para quantificação de urânio em compostos do ciclo do combustível nuclear por espectroscopia no infravermelho com transformada de Fourier (FTIR). 2016. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.11606/T.85.2016.tde-04032016-112713>. Acesso em: 17 jul. 2020.

REGIS, Renata Jaeger. Application of micellar enhanced ultrafiltration for the removal of soluble organic compounds present in produced water. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/215882>. Acesso em: 4 nov. 2020.

SILVA, Élide Santos da. Efluentes de 66 plataformas de produção de petróleo e gás natural, Bacia de Campos, Brasil: monitoramento, diagnóstico e avaliação de tendências. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) - Programa de Pós - Graduação em Engenharia Ambiental, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.peamb.eng.uerj.br/trabalhosconclusao/2018/Peamb-2018-Elida-Santos-Silva.pdf>. Acesso em: 28 ago. 2020.

SILVERSTEIN, Robert M.; WEBSTER, Francis X.; KIEMLE, David J. SPECTROMETRIC IDENTIFICATION OF ORGANIC COMPOUNDS ROBERT. 7. ed. Hoboken, N.J: WILEY, 2005. SKAARE, B. Barman et al. Alteration of crude oils from the Troll area by biodegradation : Analysis of oil and water samples. Organic Geochemistry, Bergen - Norway, Potsdam - Germany, v. 38, n. 11, p. 1865–1883, 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.07.007>. Acesso em: 21 jul. 2020.

WENZLICK, Madison; SIEFERT, Nicholas. Techno-economic analysis of converting oil & gas produced water into valuable resources. Desalination, Albany - USA, Pittsburgh - USA, v. 481, n. February, p. 114381, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.desal.2020.114381>. Acesso em: 4 mar. 2020.