

TRATAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO ATRAVÉS DA MISTURA: ÓLEO DE COCO E QUEROSENE DE AVIAÇÃO

Ana Flávia Figueiredo Galvão; Anie Gabriela Morais Guimarães; Samuel da Silva Guedes;
Wyksonn Ramonn da Silva Aguiar; Ana Karla Costa de Oliveira.

*Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte – Campus Natal Central. E-mail:
wyksonnramonn@gmail.com.br*

Resumo: Tendo ciência da importância do petróleo para o modelo econômico brasileiro, bem como os impactos causados pela Água Produzida, na sua indústria, (AP) ao meio ambiente é de extrema importância a utilização de novos métodos e tecnologias que visem o tratamento e reaproveitamento desse subproduto. Desse modo, o presente trabalho tem como objetivo avaliar a eficácia do processo de tratamento da AP a partir da adição de óleo de coco e querosene de aviação (QAV), adotando como referência os parâmetros estabelecidos pela resolução nº 430/2011, do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA). Os resultados foram obtidos por meio de análises físico-químicas da água antes e após o tratamento: pH, turbidez, condutividade e Teor de Óleos e Graxas (TOG). Tomando como fundamento a análise dos valores obtidos, foi possível concluir que esse método pode ser bastante útil no processo de tratamento da AP, quando aliado a outras técnicas.

Palavras-chave: água produzida, indústria petrolífera, tecnologia de tratamento, óleo de coco, querosene de aviação.

INTRODUÇÃO

Nos processos que estão associados, principalmente, à extração de petróleo e gás; a Água Produzida (AP) surge como subproduto durante o processamento primário, no qual ocorre a separação desses fluídos para que adquiram um valor comercial (Motta, et al., 2013). A quantidade de AP que é extraída está ligada diretamente com a idade do poço de onde ocorreu a extração, quanto mais velho maior será a proporção água/óleo e em alguns casos essa relação chega a ser de 90% de água (Silva, 2005).

Para Figueiredo, et al. (2014); a AP possui um enorme potencial de poluição, porque tem uma composição embasada na complexa mistura de compostos orgânicos, inorgânicos e aditivos químicos envolvidos na produção (Ferreira, 2016). Dessa forma, segundo Dowdall & Lepland (2009), o descarte e o reuso da AP são dois pontos de grande relevância na conjuntura do meio petrolífero, visto que há um grande volume produzido e em sua composição existem potenciais riscos ao meio (Freitas, 2016).

O anseio por novas tecnologias que possam ser usadas no tratamento da AP é recorrente quando se observa que indústria de petróleo é configurada como uma das atividades econômicas mais importantes, já

(83) 3322.3222

contato@conadis.com.br

www.conadis.com.br

estabelecidas, no território brasileiro. Segundo o Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, em julho de 2017, foram produzidos em média 2,623 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d) de petróleo e os royalties arrecadados, nesse mesmo mês, somaram R\$ 1,16 bilhão, (Ministério de Minas e Energia – MME, 2017).

Por conseguinte, nessas circunstâncias, a mistura – óleo de coco (*in natura*) e querosene de aviação (QAV), se apresenta como forma de tratamento da AP. Em consonância, o objetivo desse artigo é verificar se esse tratamento apresenta resultados que possam ser comparados com alguns dos parâmetros estabelecidos pela resolução nº 430/2011, do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) e pelos dados fornecidos por Carvalho (2011).

METODOLOGIA

Condições Operacionais dos Testes em Bancada

Para a realização dos testes, foram estabelecidas condições a partir dos resultados de trabalhos realizados por Santana, 2008 (Tabela 1).

Tabela 1 – Proporções das substâncias envolvidas

Soluções (Fase orgânica/ Fase aquosa)	Relação Fase orgânica/água produzida (V:V)	Porcentagem de óleo de coco em QAV (% Base volúmica)
OLEO DE COCO <i>IN</i> <i>NATURA</i> + PRODUZIDA QAV/ÁGUA	1/2, 1/3 e 1/6	0.25% - 0.5% - 1.0%

Realização dos testes

Durante a realização dos testes, foi possível verificar a interação dos elementos participantes da mistura – QAV + Extratante/ água produzida (Figura 1). Além disso, água bruta teve os parâmetros pH, condutividade elétrica, turbidez e TOG medidos antes do tratamento.



Figura 1: Amostra de água produzida cedida pela PETROBRAS.

Os testes consistiram de inserção de 500mL da mistura, em funis de decantação de 1000mL, variando-se as proporções O/A (orgânico/aquoso), e a concentração de extratante em QAV. Inicialmente, a água produzida, com uma concentração de 21ppm (pré-tratamento por Medeiros, 2008) foi homogeneizada e inserida em tambor de 5L. Foi preparado o óleo de coco em QAV, misturando-se em um béquer com agitador magnético marca QUIMIS.

Os testes foram subdivididos em 9 funis de decantação contendo no máximo 500mL de amostra cada, sendo: óleo de coco *in natura* o extratante que variou em 0,25%, 0,5% e 1% (V:V). Obtendo-se, no final, 9 experimentos realizados em duplicata. Na realização destes experimentos, para cada extratante em uso, a relação orgânico – aquoso foi variada entre 1/6, 1/3 e 1/2. Na figura 2 são mostrados os funis de separação utilizados nos testes de bancada:



Figura 2: Funis de separação apresentando fases não separadas totalmente.

A relação orgânico/aquoso (1/3;1/2;1/6) foi definida (calculada) e medida em proveta de 100mL e 1000mL de capacidade, respectivamente, e transferida para béquer de 500mL. Em relação ao extratante/solvente utilizado (QAV), as

quantidades de extratante utilizados (0,25%; 0,5% e 1%) foram calculadas e medidas com pipetas graduadas com capacidade de 5mL e 1mL. O solvente, junto com o extratante foram submetidos à agitação com barra magnética em agitador, durante 15min para homogeneização das fases. Em seguida, adicionou-se a água contendo o petróleo, agitando-se por mais 20 min. Os funis foram preparados e deixados no suporte para separação total das fases. Uma parte da fase mais densa dos funis (água tratada) foi submetida a análises físico-químicas: pH, em pHmetro da marca TECNAL; condutividade, em condutivímetro da marca Digimed; turbidez, em turbidímetro HACH e TOG em equipamento Infracal TOG/TPH da Wilks Interprise Corp – MODELO HATR - T. A (figura 3).

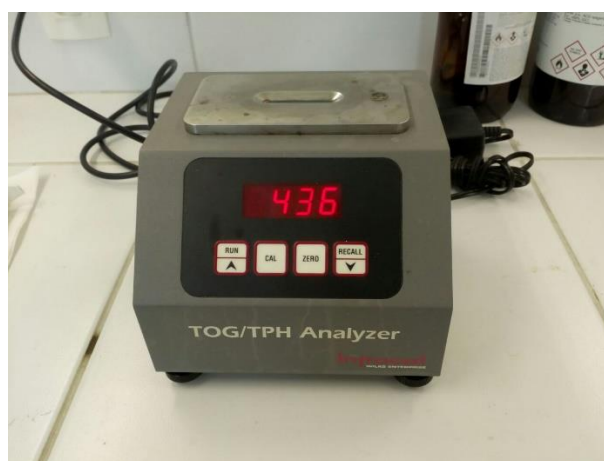


Figura 3: Aparelho TOG INFRACAL.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados dos testes de bancada foram realizados utilizando como extratante o óleo de coco in natura. Variaram-se nesse caso a concentração de extratante diluído em QAV e a relação volumétrica orgânico / aquoso. Foram determinados parâmetros físico-químicos (pH, condutividade elétrica, turbidez e TOG) da água de entrada (bruta), de acordo com a tabela 2, e de saída (água tratada) dos funis de decantação, de acordo com a tabela 3.

As amostras foram etiquetadas como uma matriz, onde as variáveis mudavam com as linhas e colunas. A porcentagem em volume do óleo de coco no QAV variou de 0,25 a 1,00% e relações orgânico (óleo de coco +QAV) /aquoso de 1/2, 1/3 e 1/6. A amostra de água passou por um pré-tratamento no protótipo de laboratório do MDIF (Misturador –decantador à inversão de fases) - UFRN. Para uma entrada de água bruta com 21 mg/L de concentração (amostra pré-tratada no MDIF por Medeiros, 2008),

observou-se uma considerável retenção do petróleo no extratante, confirmada pela extração realizada pelo óleo de coco diluído em QAV, que mostrou uma porcentagem de separação (90,45%) alta de petróleo para uma relação O/A de 1/6 e com 0,25% de extratante.

Tabela 2 – Resultados das análises da água bruta

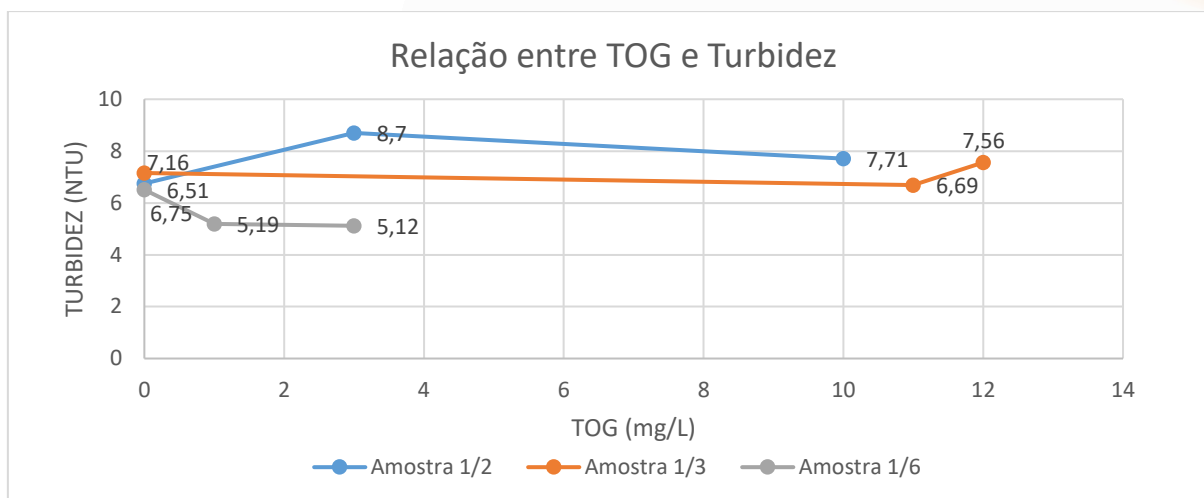
RESULTADOS DA ÁGUA BRUTA (ENTRADA)	
PH	8,68
TURBIDEZ (NTU) DA ÁGUA BRUTA	18
CONDUTIVIDADE ($\mu\text{s}/\text{cm}$)	780
TOG (mg/L)	21

Tabela 3 – Resultados das análises da água tratada

CONDIÇÕES DOS TESTES									
AMOSTRA	B11	B12	B13	B21	B22	B23	B31	B32	B33
EXTRATANTE/ QAV (%)	0,25	0,5	1	0,25	0,5	1	0,25	0,5	1
RELAÇÃO O/A	1/2			1/3			1/6		
RESULTADOS DAS ANÁLISES FÍSICO- QUÍMICAS DA ÁGUA TRATADA (SAÍDA)									
PH	8,88	8,79	8,69	8,59	8,71	8,77	8,60	8,60	8,60
TURBIDEZ (NTU) DA ÁGUA TRATADA	8,7	6,75	7,71	7,56	6,69	7,16	5,19	5,12	6,51
CONDUTIVIDADE E ($\mu\text{s}/\text{cm}$)	612	639	653	683	706	712	644	730	726
TOG (mg/L)	3,0	0,0	10,0	12,0	11,0	0,0	1,0	3,0	0,0

A turbidez é resultado da presença de materiais em suspensão que dificultam a passagem da luz, assim, quanto menor o TOG, mais fácil a luz irá transpassar. Em relação a amostra, foi notado que para o extratante 1/6 foram apresentados os menores valores para turbidez e TOG, de acordo com o gráfico 1.

Gráfico 1: TOG e turbidez



O PH ideal segundo os padrões da legislação deve estar dentro do intervalo de 5 a 9, sendo idealmente neutro ou de moderado ácido/alcalino, nas análises realizadas todos os valores para PH obtidos estiveram dentro dos padrões, sendo o menor PH na relação 1/6. Para o TOG, os valores obtidos nas amostras estiveram bem abaixo do máximo permitido de 20mg/L, sendo o valor mais alto o de 7,67 mg/L na relação 1/3. Esses padrões estão reunidos na tabela 4, na qual há uma comparação dos valores médios obtidos nas relações O/A com a Resolução nº 430/2011 do CONAMA. A turbidez não pode ser comparada, pois não há uma legislação que a quantifique como parâmetro.

Tabela 4 – Media do PH e TOG

	RELAÇÃO O/A			LEGISLAÇÃO Nº 430/2011 CONAMA
	1/2	1/3	1/6	
PH	8,79	8,69	8,60	5 a 9
TOG (mg/L)	4,33	7,67	1,33	até 20 mg/L
TURBIDEZ (NTU)	7,72	7,13	5,60	-

CONCLUSÕES

Tendo em vista a importância da área petrolífera para diversos setores da sociedade, as análises realizadas e os resultados obtidos são conhecimentos de ampla importância e demonstram a eficácia da técnica utilizada como tratamento da AP. Além disso, ela se mostra como uma forma alternativa que pode ser combinada com outras técnicas, já existentes, para que possa potencializar os resultados e garantir o devido padrão de qualidade e segurança da água.

De acordo com os as medidas de entrada e saída das análises físico-químicas foi possível analisar o comportamento de alguns parâmetros, dentre eles: pH, turbidez, condutividade elétrica e TOG. A partir da obtenção dos valores médios de cada parâmetro nas três relações O/A, foi verificado uma diminuição desses valores comparados aos números que caracterizam a amostra antes do tratamento. Desse modo, a turbidez e o TOG, inicialmente, eram 18 NTU e 21 mg/L, respectivamente. Consequentemente, diminuindo os valores médios de turbidez e TOG, que estão na tabela 4, dos valores de entrada para as razões de 1/2, 1/3 e 1/6 foram encontrados, respectivamente, 10,28; 10,87 e 12,4 para turbidez e 16,67; 13,34 e 19,67 para TOG. Já o pH e a condutividade não apresentaram alterações significativas de valores. Assim, pode-se concluir que a fração 1/6 de O/A foi a que apresentou os melhores rendimentos no processo de extração do petróleo, pois obteve um aproveitamento de 93,66 % para TOG e 68,88% para turbidez.

Comparando os valores obtidos através dos experimentos com os números da Resolução nº 430/2011 do CONAMA, pode-se verificar que os resultados médios das amostras referentes as proporções 1/2; 1/3 e 1/6 de O/A para pH da água de saída foram 8,78; 8,69 e 8,6, estando dentro do indicado, que é entre 5,0 e 9,0, para Condições e Padrões de Lançamento de Efluentes; bem como a presença de 4,33; 7,67 e 1,33 mg/L de TOG restante na água, após o tratamento, a deixa em conformidade com o padrão, que exige no máximo 20mg/L de TOG.

Com relação aos valores de saída da condutividade, de acordo com Mota (1997), o risco de salinidade é classificado como médio quando os valores de condutividade estão entre 250 e 750 $\mu\text{S}/\text{cm}$ (Carvalho, 2011). Sendo assim, ao comparar com os dados obtidos nas análises foi possível concluir que as amostras apresentam risco médio de salinidade de acordo com as referências citadas, pois os dados médios de saída nas frações 1,2; 1,3 e 1,6 O/A foram, respectivamente, 634,6; 700,3 e 700. Por fim, a mudança na turbidez apresentou diferenças significativas; no entanto, não há segundo a resolução nº 410/2011 do CONAMA, valores máximos e/ou mínimos para a turbidez.

REFERÊNCIAS

BOLETIM DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. Ministério de Minas e Energia. Minas Gerais: Ed. DEPG, n. 65, set. 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/0/Boletim+DEPG+edi%C3%A7%C3%A3o+65+-+set2017____.pdf/c4864446-aa86-4db8-9e96-b387b410b8da>. Acesso em: 14 de maio de 2018.

CONAMA 430, RESOLUÇÃO CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) nº 430, de 13 de maio de 2011. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res11/res43011.pdf>. Acesso em: 10 de maio de 2018.

FERREIRA, Bárbara Helinska. **Estudos dos processos de tratamento de água produzida de petróleo.** UFRN Natal, novembro de 2016. Disponível em: <https://monografias.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/3067/1/TCC-2016%20%20BARBARA%20HELINSKA%20FERREIRA.pdf>. Acesso em: 10 de maio de 2018.

MOTTA, A. R. P. et al. **Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão.** Eng Sanit Ambient | v.18 n.1 | jan/mar 2013 | 15-26. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/esa/v18n1/a03v18n1>>. Acesso em: 11 de maio de 2018.

FREITAS, J. I. S. **Tratamento de água produzida utilizando a técnica combinada floculação/flotação por ar dissolvido com mistura de polieletrólitos e *Moringa Oleífera*.** UFRN Natal, julho de 2016. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/21876/1/JessicaIsabelleDeSouzaFreitas_DISSERT.pdf>. Acesso em: 14 de maio de 2018.

SILVA, S. R.; TONHOLO, J. e ZANTA, C. L. P. S. **Aplicação de Processos Oxidativos avançados no tratamento de água produzida de petróleo.** In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 3., 2005, Salvador. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0630_05.pdf>. Acesso em: 14 de maio de 2018.

CARVALHO, P. C. A. P. **Caracterização de água produzida na indústria de petróleo para fins de descarte e otimização do processo de separação óleo/água.** UFRN Natal, março de 2011. Disponível em: <http://repositorio.ufrn.br:8080/jspui/bitstream/123456789/15808/1/PatriciaCAPC_DISSERT.pdf>. Acesso em: 21 de maio de 2018.