

## Caracterização Físico-Química da Água Produzida em um Campo Petrolífero do Nordeste Brasileiro

Renaly Lira Dantas (IFPB, *Campus* Campina Grande), José Júlio César de Lima Silva Soares (IFPB, *Campus* Campina Grande), Tarcísio Valério Pereira Alves da Silva (IFPB, *Campus* Campina Grande), Clarice Oliveira da Rocha (IFPB, *Campus* Campina Grande).

E-mails: [renaly.lira@academico.ifpb.edu.br](mailto:renaly.lira@academico.ifpb.edu.br), [lima.julio@academico.ifpb.edu.br](mailto:lima.julio@academico.ifpb.edu.br), [tarcisio.valerio@academico.ifpb.edu.br](mailto:tarcisio.valerio@academico.ifpb.edu.br), [clarice.rocha@ifpb.edu.br](mailto:clarice.rocha@ifpb.edu.br)

Área de conhecimento (Tabela CNPq): 3.07.04.04-9 Qualidade do Ar, das Águas e do Solo

Palavras-chave: Teor de óleos e graxas; Poluente; Petróleo.

### 1. Introdução

O petróleo ainda é uma importante fonte de energia para a maioria dos países, e estima-se que o consumo diário de petróleo no mundo aumentará de 85 milhões de barris em 2006 para 106,6 milhões de barris até 2030. A produção de petróleo gera de 3 a 5 barris de água produzida (AP) para cada barril de petróleo. Para reduzir a pegada ambiental da indústria, a separação do petróleo com a água deve ser eficiente e o tratamento da água é essencial. A AP é extraída dos reservatórios juntamente com os hidrocarbonetos, sua composição é altamente complexa e depende da localização, idade e histórico de produção do reservatório. Tipicamente, a AP contém uma ampla variedade de componentes dissolvidos e dispersos. Os componentes dispersos podem ser gotículas de óleo, vários tipos de partículas inorgânicas e bolhas formadas pela nucleação e crescimento de gás dissolvido mediante redução da pressão. Os constituintes dissolvidos podem ser íons inorgânicos, componentes de óleo solúveis em água e diversos produtos químicos de produção adicionados para otimizar as operações de extração do petróleo (Piccioli *et al.*, 2020).

A composição da água produzida é qualitativamente semelhante à da produção de petróleo e/ou gás. Os principais compostos da água produzida incluem: compostos de óleo dissolvidos e dispersos; minerais de formação dissolvidos; produção de compostos químicos; sólidos de produção (incluindo sólidos de formação, produtos de corrosão e incrustações, bactérias, ceras e asfaltenos) e gases dissolvidos. Essa água contém uma ampla gama de cátions e ânions. Todos eles apresentam padrões semelhantes de concentração para diferentes metais. Cátions, como  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$  e ânions, como  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$  afetam a química da AP em termos de capacidade de tamponamento, salinidade e potencial de incrustação. A salinidade, portanto, pode variar de valores abaixo dos usualmente requeridos para a água potável ( $250 \text{ mg.L}^{-1}$  para cloretos) até muito maiores do que o da água do mar ( $35.000 \text{ mg.L}^{-1}$ ) (Ahmadun *et al.*, 2009; Motta *et al.*, 2013).

Segundo esses mesmos autores, os limites permitidos de óleo e graxa (O&G) para descarga de água produzida tratada offshore na Austrália são de 30 mg/L em média diária e 50 mg/L instantâneo. Com base nos regulamentos da Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos (USEPA) e aqui no Brasil pelo CONAMA (2011), o limite máximo diário para O&G é de 42 mg/L e o limite médio mensal é de 29 mg/L. No que diz respeito à questão significativa de preocupação ambiental, muitos países implementaram padrões regulatórios mais rigorosos para a descarga de água produzida.

A alternativa a ser adotada para tratamento e destino da AP depende de vários fatores, tais como: localização da base de produção, legislação, viabilidade técnica, custos e disponibilidade de infraestrutura e de equipamentos. O descarte deve ser realizado de modo a atender a legislação. Por isso, a importância de caracterizar a AP e assim saber qual melhor destino, como o reuso, a reinjeção ou o descarte.

Esse trabalho tem como objetivo analisar físico-quimicamente a água produzida, com o intuito de quantificar a quantidade de matéria orgânica e os teores dos principais íons.

### 2. Materiais e métodos

#### 2.1 Análises Físico-Químicas

A amostra de AP foi coletada em um poço produtor onshore, doada pela empresa Phoenix O&G, no município de Mossoró - RN. A pesquisa realizou-se em laboratórios do *Campus* Campina Grande – IFPB. Essas parcerias são fundamentais para a realização do trabalho.

Todos os parâmetros físico-químicos foram analisados em triplicata, de acordo com metodologias descritas no Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater- 22 ed. (Apha, 2012), entre eles:

As análises da alcalinidade, acidez e dureza foram utilizadas as titulações potenciométricas.

##### 2.1.1 Alcalinidade

Alcalinidade de uma água é sua capacidade em neutralizar ácidos, em outras palavras, é sua capacidade de tamponamento. Usualmente, as substâncias mais comuns encontradas em águas de superfície causadoras de alcalinidade são os carbonatos ( $\text{CO}_3^{2-}$ ), bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ) e hidróxidos ( $\text{OH}^-$ ). Uma água pode ter baixa alcalinidade e alto valor de pH e vice-versa.

### 2.1.2 Acidez

Acidez de uma água é a capacidade de ela reagir quantitativamente com uma base forte até um valor estipulado de pH. Tal parâmetro contribui para a ocorrência de processos corrosivos e influência as taxas de reações químicas, especialmente os processos biológicos.

### 2.1.3 Dureza

A dureza da água refere-se à concentração de minerais dissolvidos, principalmente íons de cálcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ) e magnésio ( $\text{Mg}^{2+}$ ), na água. Essa concentração é medida em miligramas por litro (mg/L) ou em partes por milhão (ppm).

### 2.1.4 pH

O pH representa a concentração de íons hidrogênio em uma solução e corresponde ao logaritmo do inverso da concentração de íons  $\text{H}^+$  na solução. É fator primordial nos processos de coagulação, desinfecção e abrandamento das águas, no controle da corrosão e no tratamento dos esgotos e despejos industriais. O método utilizado foi o potenciométrico.

### 2.1.5 Condutividade

Refere-se à sua capacidade de conduzir corrente elétrica, que é determinada pela presença de íons (cátions e ânions) dissolvidos na água. Utilizou-se a Titulação condutivimétrica.

### 2.1.6 Turbidez

A turbidez da água é atribuída principalmente às partículas sólidas em suspensão que diminuem a sua transparência e reduzem a transmissão da luz no meio. Utilizou-se o método Nefelométrico.

### 2.1.7 Cloreto

Os cloretos estão distribuídos na natureza geralmente na forma de sais de sódio (NaCl), de potássio (KCl), e sais de cálcio ( $\text{CaCl}_2$ ). O método utilizado foi a Titulação de Mohr.

### 2.1.8 Teor de óleo

O teor de óleo da água, frequentemente referenciado como Teor de Óleo e Graxa (TOG), refere-se à quantidade de material orgânico, incluindo hidrocarbonetos, que está presente na água. O método utilizado foi o espectrofotometria.

## 3. Resultados e discussão

De acordo com os resultados analisados da Tabela 1, associados à exploração de petróleo, revelaram-se características típicas de efluentes oriundos da indústria petrolífera, indicando a necessidade de tratamento adequado antes do descarte ou reúso.

Tabela 1 – Resultados das análises físico-químicas da água produzida

PARÂMETROS	RESULTADOS
ALCALINIDADE (mg $\text{CaCO}_3/\text{L}$ )	540,0
ACIDEZ (mg $\text{CaCO}_3/\text{L}$ )	188,5
DUREZA (mg $\text{CaCO}_3/\text{L}$ )	1120,0
pH	7,6
CONDUTIVIDADE (mS/cm)	29,2
TURBIDEZ (NTU)	46,5
CLORETO (mg/L)	7990,0
TEOR DE ÓLEO (mg/L)	35,5

FONTE: autoria própria

Conforme a Tabela 1, o valor estabelecido pela Resolução n° 430/2011 do CONAMA, o resultado do pH das amostras de água produzida estão dentro da faixa estabelecida – de 5,00 e 9,00; o pH obtido foi de 7,6 indicando que a água é neutra.

Segundo o Ministério da Saúde, em sua Portaria n°. 36/ de 19.01.90, o teor máximo de cloreto permissível, em águas de abastecimento, é de 250 mg/L, e como dito anteriormente, a salinidade em AP é devido ao sódio e cloreto dissolvidos, a concentração de sal na água produzida pode variar de 1000–250.000 mg/L, por isso o valor encontrado é tão elevado de cloretos ser muito acima das águas de consumo humano.

A acidez e a dureza são maiores nas águas de produção em campos de petróleo, podendo causar ou agravar corrosão e incrustações nas tubulações de produção, transporte e refino, a água pode ser classificada como água dura.

A alcalinidade da amostra analisada foi de 540,00 mg de  $\text{CaCO}_3 \cdot \text{L}^{-1}$ , que conforme Libânio (2005) há três formas da alcalinidade, que se manifestam em função do pH, as águas com pH entre 4,4 e 8,3, a alcalinidade será devido apenas bicarbonatos, pH entre 8,3 e 9,4 a carbonatos e bicarbonatos, e para pH maior que 9,4 a hidroxila e carbonatos.

A AP apresentou um elevado teor de condutividade de 29,20 mS/cm, corroborando com o trabalho de Medeiros (2015) que caracterizou uma AP coletada no estado do Rio Grande do Norte, que foi de 25,4 mS/cm. Isso se deve à alta concentração de sais dissolvidos na água proveniente do campo produtor desse efluente.

O TOG está acima do permitido que é de 20  $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$ , sendo que essa água deve passar por algum tratamento para o reuso ou o descarte, percebe-se que os outros parâmetros apresentam resultados com valores excessivos quando se trata de descarte, como no caso da turbidez, mesmo sem valores padrões estabelecidos pelas resoluções. Portanto, faz-se necessário, os tratamentos e análises dessas águas em poços produtores de petróleo, a fim de se fazer um correto descarte deste efluente.

## 5. Considerações finais

A caracterização da água produzida mostrou que este efluente petrolífero contém compostos que podem impactar negativamente o meio ambiente se descartada sem nenhum tipo de tratamento, especialmente pelo teor de óleo. É fundamental aplicar processos de separação, clarificação e, se necessário, dessalinização, para atender a legislação ambiental e garantir a segurança do descarte, reinjeção ou reuso. O monitoramento contínuo da qualidade da água é essencial para manter o controle e a eficiência do tratamento. Um dos processos eficazes e de baixo custos para atenuar esses parâmetros e o teor de óleo e graxas é o processo de adsorção.

## Agradecimentos

Ao campus Campina Grande-PB e a empresa Phoenix O&G.

## Referências

AHMADUN *et al.*. Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials* v. 170, p. 530-551, 2009. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030438940900778X> Acesso em: 03 jun 2025.

AMERICAN PUBLIC HEALTH ASSOCIATION, AMERICAN WATER WORKS ASSOCIATION WATER, ENVIRONMENT FEDERATION. *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 20th ed. Washington, DC: American Public Health Association, 1999.

AMINI, S.; MOWLA, D.; GOLKAR, M.; ESMAEILZADEH, F. Mathematical modelling of a hydrocyclone for the down-hole oil-water separation (DOWS). *Chemical Engineering Research and Design*, v. 90, p. 2186-2195, 2012.

CONAMA, Conselho Nacional do Meio Ambiente. Dispõe sobre o descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo e gás natural. Complementa a Resolução n. 357, de 17 de março de 2005. Resolução n. 393, de 08 de agosto de 2007. Disponível em: <http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/servlet/INPDFViewer?jornal=1&pagina=73&data=09/08/2007&captchafield=firist> Access, acesso em 04 jun 2025.

CONAMA, Conselho Nacional do Meio Ambiente. Dispõe sobre as condições e padrões de lançamento de efluentes. Complementa e altera a Resolução n. 357, de 17 de março de 2005. Resolução n. 430, de 13 de Maio de 2011. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=646>, acesso em 01 maio 2025.

EKINS, P.; VANNER, R.; FIREBRACE, J. Zero emissions of oil in water from offshore oil and gas installations: economic and environmental implications. *Journal of Cleaner Production*, v. 15, p. 1302-1315, 2007.

LIBÂNIO, M. *Fundamentos de qualidade e tratamento de água*. Campinas, SP, Editora: átomo, 2005.

PICCIOLI, et al. Gas Flotation of Petroleum Produced Water: A Review on Status, Fundamental Aspects, and Perspectives. *Energy & Fuels*. V. 34, 2020. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.0c03262> Acesso em: 03 jun 2025.

VITAL, A. F. M; SANTOS, R. V. QUALIDADE DA ÁGUA NA BACIA DO ALTO RIO PARAÍBA EM MONTEIRO-PB. Editora Realize, 2013. Disponível em: [https://editorarealize.com.br/editora/anais/wiasb/2013/Modalidade\\_4datahora\\_12\\_11\\_2013\\_19\\_39\\_24\\_idinscrito\\_69\\_1\\_08206870651cf1191415856684e3a164.pdf](https://editorarealize.com.br/editora/anais/wiasb/2013/Modalidade_4datahora_12_11_2013_19_39_24_idinscrito_69_1_08206870651cf1191415856684e3a164.pdf) Acesso em: 28 maio 2025.