UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DO SEMIÁRIDO - UFERSA
CURSO DE BACHARELADO EM CIÊNCIA E TECNOLOGIA
Trabalho de Conclusão de Curso (2020).

CARACTERIZAÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA ASSOCIADA AO PETRÓLEO NA INDÚSTRIA PETROLÍFERA DO RIO GRANDE DO NORTE

Luiz Eduardo de Andrade Bezerra Filho[1], *Francisco Wilton Miranda da Silva.*[2]
1-Autor; 2-Orientador

Resumo
O petróleo como fonte de energia exerce um papel essencial na economia produtiva mundial. Sua produção gera uma grande quantidade de efluente, gás e outros contaminantes orgânicos e inorgânicos. A Água Produzida é o efluente gerado em maior quantidade, dentre os aspectos desta água que merecem atenção estão os seus elevados volumes e a complexidade da sua composição. Para a optimização do processo de tratamento da água produzida e uma destinação final adequada desse subproduto, é necessária a sua caracterização para assim avaliar seus componentes e impulsionar futuras pesquisas para o tratamento e disposição final. O objetivo do artigo é realizar a caracterização de amostras de água produzida proveniente de campos de produção de petróleo no Rio Grande do Norte, através da análise de alguns parâmetros físico-químicos importantes tais como condutividade, pH, densidade, cloreto, teor de óleos e graxas - TOG, oxigênio dissolvido, salinidade. A análise do efluente foi realizada através de vários equipamentos correlatos aos seus parâmetros, tais como: Medidor duplo pH/Condutividade S47 Sevenmulti, densímetro Densito-30 PX, medidor de oxigênio dissolvido YSI-5100 e espectrofotômetro DR 2800. Os resultados obtidos foram comparados com a literatura e observou-se uma diferença nos valores na maioria dos os parâmetros quando comparado com um campo produtor diferente do analisado, e algumas semelhanças pontuais quando a comparação foi realizada com a amostra do mesmo campo produtor depois de dez anos de produção.

Palavras-chave: Indústria do Petróleo; Água produzida; Caracterização; Análises Físico-químicas.

1. INTRODUÇÃO

O petróleo como fonte de energia exerce um papel essencial na economia produtiva mundial, e os países que detêm a sua produção e distribuição apresentam um destacado desempenho econômico em setores vitais, tais como transporte, indústria e geração de energia, além de serem responsáveis pelo abastecimento do mercado internacional [1].

Para a produção de petróleo, são necessários esforços financeiros, estratégicos assim como ambientais, pois essa etapa da atividade petrolífera gera uma grande quantidade de efluente, gás e outros contaminantes orgânicos e inorgânicos. A Água Produzida (AP) é o efluente em maior quantidade gerado, o seu percentual varia bastante. Normalmente ela apresenta menores percentuais em águas profundas *offshore* e em alguns campos maduros *onshore*, no qual a produção já se encontra em fase declinante e acompanhada por uma crescente quantidade de água ou gás. Pode variar de 50% em volume podendo chegar próximo de 100% [2].

A AP é a água aprisionada nas formações subterrâneas que é trazida à superfície juntamente com petróleo e gás durante as atividades de produção desses fluidos. [3;4]. Ela é gerada como subproduto da produção de petróleo e gás. As alternativas usualmente adotadas para o seu destino final são o descarte, a injeção e o reuso. [5].

Entre os aspectos desta água que merecem atenção está a complexidade da sua composição. Esse aspecto faz com que o seu gerenciamento requeira cuidados específicos, não apenas relacionados com aspectos técnicos e operacionais, mas, também, os ambientais. Como consequência, o gerenciamento dessa água resulta em custos consideravelmente elevados e que representam um percentual significativo para os custos de produção [3].

Dessa forma para a otimização do processo de tratamento e uma destinação final adequada desse subproduto da extração de petróleo, é necessário à sua caracterização para assim avaliar seus componentes e impulsionar futuras pesquisas para o tratamento e disposição final do efluente, visto que a composição da água de produção varia conforme cada campo de produção bem como com o tempo de extração daquele poço. Vale ainda ressaltar que a composição química desse efluente é pouco conhecida, e sua caracterização representa um dos desafios tecnológicos ainda a serem vencidos. [1].

O objetivo do artigo é realizar a caracterização de amostras de água produzida proveniente de campos de produção de petróleo no Rio Grande do Norte, através da análise de alguns parâmetros físico-químicos importantes, tais como densidade, viscosidade, tensão superficial, TOG, pH, temperatura, turbidez,

condutividade elétrica e salinidade assim como comparar os resultados obtidos com a literatura e com a legislação vigente.

2. DENSENVOLVIMENTO

2.1 Fundamentação teórica

2.1.1 Propriedades e composição da água produzida

As pesquisas envolvendo as águas produzidas vieram de crescente preocupação mundial com o meio ambiente, e a possibilidade de possíveis impactos ambientais em virtude da sua composição tóxica – principalmente de metais pesados, como Cd, Cr, Cu, Pb, Ni, Ag, Zn – e seu grande volume gerado durante a produção dos poços de petróleos e a sua disposição final [6].

Com embasamento no assunto, e compreendendo a importância dos estudos das propriedades físico-químicas na dinâmica da compreensão da AP, Moraes et al (2005) e Fernandes Jr (2006) realizaram análises de amostras de água produzida, dando destaque às seguintes p**r**opriedades: densidade, viscosidade, tensão superficial e tensão interfacial.

Tabela 1: Propriedades físico-químicas da água produzida.

Propriedades	**Água de produção**
Densidade ($Kg.L^{-1}$)	1,0274
Viscosidade (10^{-3} $Kg.m^{-1}s^{-1}$)	0,9837
Tensão Superficial ($N.m^{-1}$)	73,1912
pH	8,09
Turbidez(NUT)	6,75
Salinidade (mg de $Cl^{-}.L^{-1}$)	44.870,42
Condutividade ($S.m^{-1}$)	60,5

Adaptado de Moraes (2005).

2.1.2 Métodos de recuperação

Os métodos de recuperação são processos que tentam interferir nas características do reservatório os quais favorecem a retenção de óleo pela exaustão da sua energia natural com o passar do tempo. Vale ainda ressaltar que a vida produtiva de um reservatório de petróleo, particularmente quando se aplicam métodos de recuperação, se compõe de etapas que cronologicamente são chamadas de recuperação primária, secundária e terciária [2].

2.1.3 Recuperação primária

A origem primária reflete-se como sendo a resultante natural da dinâmica do poço, ou seja, como simples produto da extração do petróleo, no qual a pressão interna do poço é suficiente para a geração de água produzida. O petróleo gerado migra então para rochas permeáveis adjacentes que, trapeadas estruturalmente por rochas impermeáveis, resultam em acumulações nas rochas reservatório. Durante milhares de anos o petróleo se concentra, segregando-se da água, mas, mantendo muitas vezes, contato com os aquíferos. A água produzida de origem primária também pode ter origem em acumulações de água chamadas aquíferos que podem estar adjacentes às formações portadoras de hidrocarbonetos, e que no processo perfuração do poço pode ocorrer a ruptura da parede de separação [2].

2.1.4 – Recuperação secundária.

A origem secundária exprime-se como sendo resultante da injeção de água como mecanismo de produção do petróleo. Com a diminuição da pressão interna do poço pela produção utiliza-se o mecanismo de inserção de água para elevar a pressão interna. Com isso a água injetada é responsável por expulsar o óleo e ocupar seu lugar para consequente optimização da produção. Porém é importante frisar que não é necessário esperar o declínio total da produção para se começar a injeção de fluidos no reservatório [2].

2.1.5 – Recuperação terciária

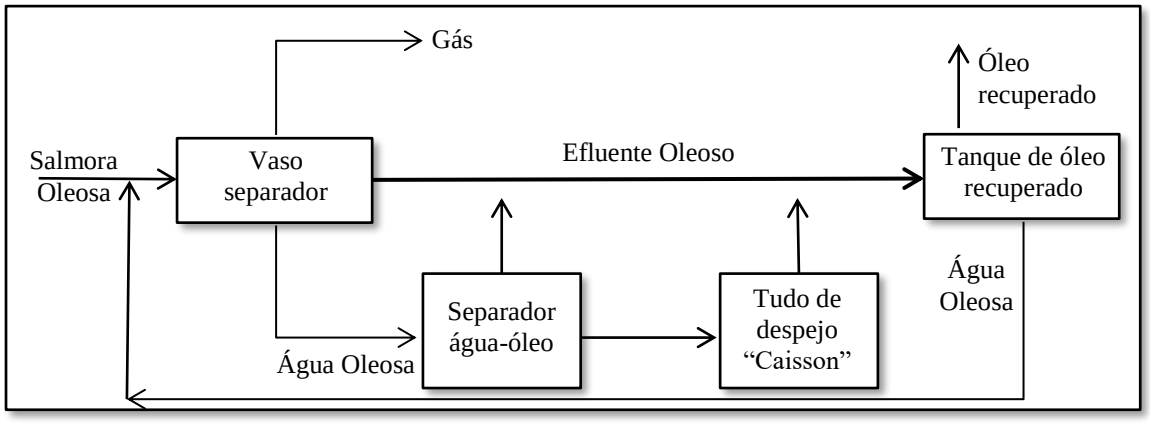
A recuperação terciária refere-se aos demais processos de recuperação, bem como à injeção de fluidos diferentes de água e gás. Dentre os mecanismos destacam-se: térmico, como a injeção de vapor; químico, como injeção de polímeros, tensoativos e fluidos alcalinos; solventes como CO_2 (miscível ou imiscível), Nitrogênio e hidrocarbonetos; WAG, ou frentes sucessivas de água e gás ou água e CO_2. Existem também os métodos não convencionais como aquecimento eletromagnético, vibração mecânica e

microbiológica, que são pouco usados. Podemos dividir em duas secções os métodos mais usados de recuperação terciária: métodos miscíveis de recuperação e métodos térmicos de recuperação [8].

2.1.5 Tipos de tratamentos para a água produzida

A água proveniente dos tanques separadores é enviada para um vaso separador, cuja função é separar os possíveis componentes que estejam em solução no óleo ainda presente na água, do vaso separador a água vai para o separador água-óleo (SAO) para a remoção do restante de óleo e finalmente para um tubo de despejo (no caso de plataformas marítimas), todo óleo recuperado nas várias etapas é recolhido em um tanque recuperador de óleo, retornando ao processo [9].

Figura 1 - Esquema de um sistema simples de tratamento de água oleosa.



Fonte: Adaptado de Quelhas (2012)

A partir de então se seguem dois destinos para a água com níveis baixos de TOG: o descarte marítimo ou a injeção no poço como mecanismo de recuperação. Para ser injetada, pode ser necessário efetuar o tratamento dos constituintes responsáveis por problemas de tamponamento do reservatório, geralmente são sólidos em suspenção, de processos corrosivos, como gás carbônico e gás sulfídrico dissolvido, e de bactérias indutoras de corrosão. Para esses tratamentos são usados processos físicos (filtração) e produtos químicos, dentre os quais podem ser destacados os sequestrantes de oxigênio como bissulfito de amônio, inibidores de corrosão à base de fílmicas e inibidores de incrustação, polímeros contendo fósforo [2].

2.1.6. Tipos de descartes da água produzida

O descarte da água só pode ser feito de acordo com a regulamentação do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) e com os regulamentos estaduais e/ou municipais aplicáveis. Embora a água produzida contenha diversos compostos químicos, a Resolução CONAMA Nº 430 de 2011 define e limita o teor de TOG e de diversos outros parâmetros orgânicos e inorgânicos. O descarte inadequado de efluentes implica em efeitos nocivos ao meio ambiente, na repercussão negativa indesejada, penalidades diversas e um custo elevado com ações corretivas e mitigadoras [10]. Outra forma de descarte possível é a injeção da AP em reservatórios subterrâneos de água (armazenamento geológico). No Brasil, essa prática deve atender a Resolução CONAMA Nº 396 de 2008 a qual trata da classificação das águas subterrâneas [11].

O reuso também pode ser considerado como alternativa para o destino da AP. As modalidades para o reuso de água são classificadas como potável e não potável. No Brasil, a Resolução do Conselho Nacional dos Recursos Hídricos (CNRH) Nº 54 de 2006 define as modalidades de reuso de água não potável, além de fornecer critérios gerais para essa pratica. A resolução considera apenas a forma de reuso direto, não citando, portanto, a recarga de aquíferos, que é uma forma de reuso indireta. Essa última consiste em se injetar a água em determinado ponto do aquífero e colocá-la em outro ponto, localizado mais a jusante do primeiro, de modo a se tirar vantagem da capacidade de filtração do solo para remoção de determinados contaminantes [12].

2.2 Materiais e Métodos

As amostras de água produzida utilizadas neste trabalho foram provenientes de uma empresa produtora de petróleo na região do oeste potiguar. Não foram disponibilizados informações dos campos e poços ou ponto de amostragem das quais elas foram coletadas, porém, foi informado que eram amostras de água de produção que haviam passado pelo processo de pré-tratamento.

O processo de amostragem seguiu o procedimento padrão da empresa em questão. Três amostras de 5 litros preservadas com refrigeração foram entregues com datas de coletas nos dias 13, 20 e 27 do mês de janeiro de 2020. Receberam-se as amostras em temperatura inferior a 0ºC e as análises físico-químicas foram realizadas no mesmo dia do recebimento. Desta forma, garantiu-se que as amostras fossem realizadas em até dois dias após sua coleta.

Para este trabalho, visando-se a uma melhor comparação com a literatura, foram avaliados os seguintes parâmetros físico-químicos da água de produção da indústria do petróleo: densidade, condutividade, turbidez e pH, salinidade, TOG, oxigênio dissolvido, cloreto e nitrato. Para cada análise há um respectivo equipamento, aparato ou correlação aplicado. Na tabela 2 abaixo temos a relação da metodologia, equipamento e parâmetro:

Tabela 2: Relação entre o parâmetro, metodologia e o equipamento utilizado.

Parâmetro	**Metodologia**	**Equipamento Utilizado**
Condutividade ($10^{-6}S.10^{-2}m^{-1}$)	Eletrodo	Medidor duplo pH/Condutividade S47 Sevenmulti
pH	Eletrodo de referência	
Densidade ($Kg.L^{-1}$)	-	Densito 30 PX
Cloreto ($10^{-3}Kg.L^{-1}$)	Titulação	-
TOG ($10^{-3}Kg.L^{-1}$)	Espectroscopia UV/VIS	Espectrofotômetro DR 2800
Oxigênio dissolvido ($10^{-3}Kg.L^{-1}$)	Eletrodo polarográfico	Medidor de Oxigênio dissolvido YSI-5100
Salinidade ($10^{-3}Kg\ NaCl.L^{-1}$)	Correlação	-

Fonte: Autoria própria

2.2.1 Condutividade e pH

O equipamento utilizado para a medição dos parâmetros condutividade e pH foi o medidor duplo pH/Condutividade S47 Sevenmulti. Ela é um equipamento indicado para o monitoramento da qualidade da água e efluentes aquosos existente em diversos laboratórios no país. É de fácil manuseio e permite a obtenção dos parâmetros de pH e condutividade de forma quase simultânea através dos seus eletrodos.

Após conectá-lo na rede elétrica aparece a opção de realização do ensaio de condutividade ou pH. Iniciou-se sempre com a verificação da condutividade. Em seguida, foi selecionado a opção de calibração do instrumento, para isso foram utilizados padrões de calibração. Para o pH utilizou-se solução tampão de pH 4 e 10, e para a condutividade utilizou-se solução padronizada de condutividade $1413x10^{-6}S.10^{-2}m^{-1}$.

Os eletrodos foram então imersos nas soluções de calibração dispostas em um béquer de vidro. Após alguns minutos apareceu no visor que a calibração estava concluída e as análises foram iniciadas. Transferiu-se uma quantidade de aproximadamente $100x10^{-3}L$ para um béquer e após imergir o eletrodo na solução iniciou-se a leitura. Novamente, após alguns minutos a leitura estava concluída e na tela do próprio equipamento foi visualizado o resultado, da mesma forma que se realizou para a condutividade prosseguiu-se para o pH, com a diferença que o pH apresenta dois tipos das soluções tampão padrão, então são necessárias duas leituras.

2.2.2 Densidade

O equipamento Densito 30 PX foi utilizado para a medição de Densidade. É um equipamento portátil e, portanto, não é ligado a rede de energia, devendo-se observar o cuidado com as pilhas e suas polaridades antes de liga-lo.

Após o acionamento, o equipamento foi ligado e a calibração se deu com o auxílio de uma seringa de $10x10^{-3}L$ adicionando na entrada do densímetro a água ultrapura, pressionou-se a tecla “CAL” por dois

segundos e o equipamento começou a calibração, em instantes apareceu o valor do desvio – desvio do valor medido da densidade em relação à medida padronizada da água, para a temperatura de 20ºC - no display do equipamento. Se o valor absoluto do desvio estiver entre 0,0000 e 0,0010 a calibração foi bem-sucedida e seleciona a tecla "OK MEAS". Caso o valor ultrapasse 0,0010 repete-se a operação utilizando outra alíquota de água ultrapura.

Para leitura da densidade das amostras, utilizou-se uma seringa de $10x10^{-3}L$, coletou-se $10x10^{-3}L$ da amostra de água produzida e, após a calibração, adicionou-se essa quantidade ao densímetro deixando a seringa pressionada no densímetro durante a leitura. A leitura é finalizada com um sinal sonoro e o valor da densidade aparece no visor do densímetro. Ao final, para a limpeza do equipamento adicionou-se acetona e água ultrapura com auxílio da seringa de $10x10^{-3}L$.

2.2.3 Cloreto

O método para encontrar a concentração de cloreto é o da titulação. Incialmente foi feito o ajuste do pH para atingir a condição ideal da titulação, transferiu-se $50x10^{-3}L$ da amostra de água produzida para um béquer e com o auxílio do medidor de pH ajustou-se o pH até aproximadamente 8,3, utilizando uma solução de hidróxido de sódio $10x10^{-3}Kg.L^{-1}$. Ainda na solução a ser titulada foi adicionado $1x10^{-3}L$ do indicador cromato de potássio e agitou-se.

Após isso, prosseguiu-se a titulação com uma solução de nitrato de prata 0,1 N em uma bureta de 50 $x10^{-3}L$. O ponto final da titulação é indicado pela persistência da cor vermelho-tijolo do cromato de prata. Este método foi validado pela ASTM para faixa de concentração de 8,0 a 250 $10^{-6}Kg.L^{-1}$ de Cl. No fim foi calculada a concentração do cloreto em $10^{-6}Kg.L^{-1}$ em função do volume gasto na titulação, do volume inicial da amostra e da concentração da solução de nitrato de prata.

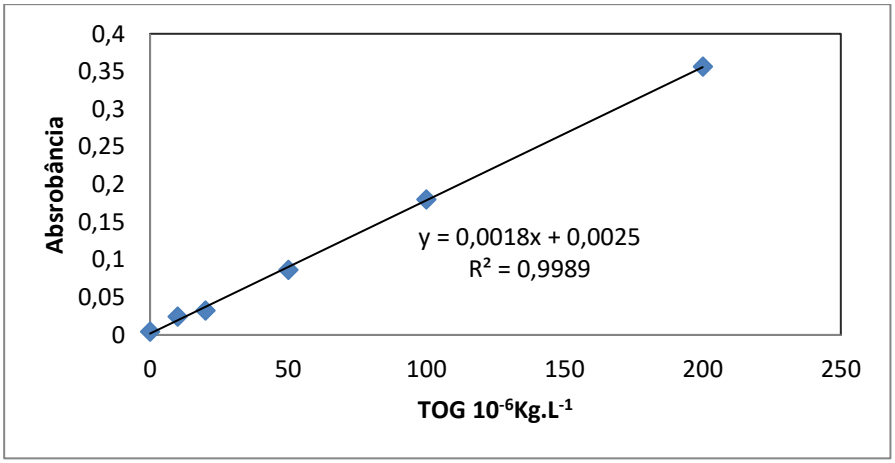
2.2.4 Teor de óleos e graxas - TOG

Inicialmente fez-se a extração do óleo presente na água analisada com o solvente n-Hexano e com auxílio de um funil de separação de $250x10^{-3}L$, para um volume de 100 $x10^{-3}L$ da amostra e 10 $x10^{-3}L$ do solvente n-Hexano e bastante agitação. Após a agitação deixou-se 20min em repouso e foi observada a completa separação das fases, a fase aquosa é descartada e a fase orgânica é coletada diretamente na cubeta do espectrofotômetro DR-2800.

De acordo com [13] o óleo presente na água de produção é determinado por processo de extração líquido-líquido da amostra com um solvente e então medida pela técnica de Espectroscopia UV/VIS através de um espectrofotômetro com comprimento de onda no ultravioleta visível, sendo necessário que o óleo possua coloração.

A partir de uma curva de calibração é possível estabelecer a relação entre a concentração do óleo presente na amostra e a absorbância. Desta forma, o espectrofotômetro DR2800 determina a concentração de óleos e graxas através de espectrofotometria de absorção no infravermelho. Utilizou-se uma curva de calibração que foi construída com base no trabalho de Rocha (2018) que utilizou o mesmo óleo presente na mistura oleosa da água produzida analisada:

Figura 3: Curva de absorbância *versus* TOG.



Fonte: Rocha (2018).

A partir da equação da reta mostrada nesta curva é possível verificar a relação matemática para determinação da concentração de TOG. Após a leitura no DR-2800, utilizando-se a faixa de 405nm - comprimento de onda escolhido para realizar a curva de calibração – é obtido o valor da concentração em $Kg.L^{-1}$ de óleos e graxas presentes na amostra a partir da seguinte equação:

$$C_{(g/l)} = 0{,}0018Abs + 0{,}0025 \quad (1)$$

2.2.5 Oxigênio dissolvido

Para utilização do Medidor de oxigênio dissolvido, foi necessário inicialmente realizar a preparação do eletrodo com membrana sensível ao oxigênio dissolvido – esta membrana adsorve seletivamente o oxigênio tendo por base o seu raio de difusão molecular -, removeu-se o a tampa e utilizou-se água ultrapura para remover quaisquer contaminantes, preencheu-se a tampa com solução eletrolítica e recolocou-se a tampa no eletrodo, imergindo na solução eletrolítica.

Para a calibração utilizou água ultrapura em uma altura de aproximadamente 2,5 cm do béquer para proporcionar ao eletrodo um ambiente de 100% de umidade relativa, aguardou-se 15 min para que o equipamento estabilizasse e foi selecionada a opção *"calibrate".* Ao término da calibração, iniciaram-se as medições com uma amostra da água produzida. Foi necessário observar se não havia bolhas no entorno do eletrodo, pois, estas poderiam interferir na medição do oxigênio dissolvido. Vale ainda ressaltar que a amostra de água produzida esteve sempre em agitação com auxílio de uma barra magnética.

2.2.6 Salinidade

Para a determinação da Salinidade foi utilizada uma correlação com base na concentração de cloreto, pois o sal de maior concentração encontrado em águas salinas é o NaCl. A correlação foi obtida em ALPHA et al., 1998 seção 2520A *apud* [4]. A equação (2) mostra a relação existente entre o cloreto e a salinidade:

$$Salinidade = 1{,}80655C_{Cl} \quad (2)$$

2.3 Resultados e discussão

Com os resultados de pH, turbidez, condutividade, densidade, cloreto, TOG, Oxigênio dissolvido e salinidade obtidos neste trabalho, construímos a tabela 3 a qual mostra a média dos resultados obtidos pelos autores Moraes (2005) e Carvalho (2011), em comparação com os resultados encontrados com o presente trabalho. É importante frisar que os parâmetros medidos por Moraes (2005) fazem parte de uma malha de poços distinta daquela apresentada em Carvalho (2011). E sabe-se ainda que a quantidade e as características físico-químicas de uma água de produção variam entre poços [4]. Diferentemente dos poços medidos por Carvalho, que, quando comparados com este estudo apresentaram algumas semelhanças pois são pertencentes à mesma área de produção, em campos maduros *onshore* do Rio Grande do Norte. Porém esses dois estudos foram feitos com uma diferença temporal de 10 anos na produção desses campos, com consequentes aumentos na proporção de água produzida e possíveis mudanças nas características desses poços. [5]

Tabela 3: comparativo entre os resultados obtidos com a literatura.

Parâmetro	Moraes (2005)	Carvalho (2011)	Autor (média)
Condutividade ($10^{-6}S.10^{-2}m^{-1}$)	60,5	3701,5	5280,00
pH	8,09	7,4	7,02
Densidade ($Kg.L^{-1}$)	1,0274	-	0,9980
Cloreto ($10^{-3}Kg.L^{-1}$)	-	2743	47013,41
TOG ($10^{-3}Kg.L^{-1}$)	-	67,8	24,24
Oxigênio dissolvido ($10^{-3}Kg.L^{-1}$)	-	3,32	0,73
Salinidade ($10^{-3}Kg\ NaCl.L^{-1}$)	44870,42	4955,37	84932,07

Fonte: Autoria própria.

Após uma análise da tabela acima é possível identificar que existem semelhanças pontuais nos parâmetros encontrados demostrando que para cada campo produtor as características físico-químicas da água de produção variam significativamente, pois dependem do tipo de formação, do tempo de produção e do tipo do hidrocarboneto.

Para o parâmetro pH as amostras provenientes do mesmo campo de produção possuíram a mesma característica: neutralidade. Em especial, ao analisarmos os resultados de cloreto e salinidade entre os resultados obtidos neste trabalho com os resultados de Carvalho (2011), e sabendo que as amostras foram retidas do mesmo campo de produção *onshore* é possível concluir que após dez anos de produção, o grau de salinidade da água de produção vem aumentando.

A partir da comparação entre os dados obtidos por Carvalho (2011) é possível identificar uma grande diferença nos valores de TOG apresentados, o que caracteriza que os pontos de amostragem foram diferentes. A amostra comparativa foi retirada após o separador água-óleo (SAO) ainda restando etapas de separação para o definitivo enquadramento. Enquanto a amostra analisada por este trabalho foi retirada de uma água que já passou por um tratamento prévio.

O descarte da água de produção é muitas vezes realizado por meio de um emissário submarino para diminuir os custos do descarte do efluente [15], enquadrando-se assim na regulamentação nº430 de 2011 do CONAMA, que estabelece diversos parâmetros orgânicos e inorgânicos para o descarte desse efluente. A tabela abaixo compara os valores médios obtidos com aqueles estabelecidos na pela resolução.

Dentre os parâmetros citados na resolução temos a análise do TOG e pH. Estando o pH dentro da faixa adequada para o descarte e o TOG ainda acima do permitido, necessitando ainda de algum tratamento posterior antes de ser enviado para descarte.

Tabela 4: Comparação dos parâmetros com a legislação.

Parâmetro	**Resolução CONAMA 430**	**Autor**
pH	5 - 9	7,02
TOG ($10^{-6}Kg.L^{-1}$)	20	24,24

Adaptado de CONAMA 430 DE 2011

3. CONCLUSÃO

Este trabalho avaliou amostras de água produzida proveniente dos campos de produção de petróleo da região do Rio Grande do Norte e os parâmetros estudados (condutividade, pH, densidade, cloreto, TOG, oxigênio dissolvido, salinidade) após a caracterização físico-química da água de produção apresentaram uma concentração média de: $5280x10^{-6}S.10^{-2}m^{-1}$ de condutividade, 7,01 de pH, 0,9958 $10^{-3}Kg.L^{-1}$ de densidade, $47013{,}41x10^{-6}Kg.L^{-1}$ de cloreto, $24{,}20x10^{-6}Kg.L^{-1}$ de TOG, $0{,}72x10^{-3}Kg.L^{-1}$ de Oxigênio dissolvido, $84932{,}07x10^{-6}Kg.L^{-1}$ de salinidade.

Os valores obtidos apresentaram apenas semelhanças pontuais com os dados da referência (literatura). Uma possível explicação para as diferenças é que a água produzida pode variar suas características físico-químicas, pois dependem do tipo de formação e do tempo de produção e do tipo do hidrocarboneto. E com relação à comparação com à amostra proveniente do mesmo campo produtor, sugere-se que o parâmetro de salinidade aumentou após dez anos de produção, porém o pH se manteve neutro após esse intervalo de produção. Para a faixa de pH estabelecida na legislação a amostra encontra-se adequada, enquanto o valor obtido da amostra para o TOG está acima do permitido na legislação, sendo necessário ainda algum tratamento para remoção do óleo. Como a variação mais significativa nos parâmetros encontrados foi a de salinidade, sugere-se para trabalhos futuros a verificação das diferentes porcentagens de remoção de óleo presente na água produzida tendo como variável do processo quantidades diferentes de sais dissolvidos.

Referências

[1] Ribeiro, F. A. D. L., Mantovani, G. A., Poppi, R. J., Rosário, F. F. D., Bezerra, M. C. M., Bastos, A. L. M., & Melo, V. L. A. D. PCA: uma ferramenta para identificação de traçadores químicos para água de formação e água de injeção associadas à produção de petróleo. *Química Nova*, *36*(9), p. 1281-1287, 2013.

[2] THOMAS, J, E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo.** 2 ed. – Rio de Janeiro: Interciência: PETROBRÁS, 2004.

[3] 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.

[4] CARVALHO, Patrícia Cristina de Araújo Puglia et al. **Caracterização de água produzida na indústria de petróleo para fins de descarte e otimização do processo de separação óleo/água**. 2011. (Dissertação de Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

[5] Motta, A. R. P. D., Borges, C. P., Kiperstok, A., Esquerre, K. P., Araujo, P. M., & Branco, L. D. P. N. Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão. *Engenharia Sanitária e Ambiental*, *18*(1), p. 15-26, 2013.

[6] MORAES, N.A. **Estudo da hidrodinâmica de um novo separador líquido-liquido : aplicação ao sistema óleo bruto/água produzida.** 2005. 107f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Química, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal- RN.

[7] FERNANDES JR, W. E. **Projeto e operação em escala semi-industrial de um equipamento para o tratamento de águas produzidas na industria do petróleo utilizando nova tecnologia: Misturador-Decantador á inversão de fases (MDIF).** 2006. 197 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Química, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2006.

[8] NUPEG. **Métodos de recuperação suplementar.** Disponível: http://www.nupeg.ufrn.br/downloads/deq0376/iep.01e.recuperacao.suplementar.pdf. Acesso em: 05/03/2015.

[9] QUELHAS, A. D. et al. **Processamento de Petróleo e Gás: petróleo e seus derivados, processamento primário, processos de refino, petroquímica, meio ambiente.** Rio de Janeiro: LTC, 2012.

[10] BRASIL. Conselho Nacional de Meio Ambiente. Resolução CONAMA nº. 430, de 13 de Maio de 2011. Dispõe sobre as condições e padrões de lançamento de efluentes. Ministério do Meio Ambiente: CONAMA, 2011. Diário Oficial da União. Brasília, DF: Imprensa Oficial.

[11] BRASIL. Conselho Nacional de Meio Ambiente. Resolução CONAMA nº. 396, de 3 de abril de 2008. Dispõe sobre a classificação e diretrizes ambientais para o enquadramento das águas subterrâneas e dá outras providências. CONAMA, 2008. Diário Oficial da União. Brasília, DF: Imprensa Oficial.

[12] BRASIL. Conselho Nacional de Recursos Hídricos. Resolução Ministério do Meio ambiente nº. 54 de 28 de Novembro de 2005. Estabelece modalidades, diretrizes e critérios gerais para a prática de reúso direto não potável de água, e dá outras providências. CNRH, 2005. Disponível em: http://www.ceivap.org.br/ligislacao/Resolucoes-CNRH/Resolucao-CNRH%2054.pdf. Acesso em: 10/12/2019

[13] LEE, K., NEFF, J. *Produced Water - Environmental risks and advances in mitigation technologies.* New York: Springer Science, 2011.

[14] ROCHA, Breno da Silva. **Avaliação de metodologia combinada com uso de tensoativos e polieletrólitos para tratamento de água produzida**. 2018. Dissertação de Mestrado. Brasil.

[15] ROBERTS, P.J.W. [et al]. Marine wastewater outfalls and treatment systems. IWA Publishing, Lodon, UK, 2010.