

GERENCIAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA DO PETRÓLEO: UMA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Fernanda Miranda da Silva Barros¹

Iliana de Oliveira Guimarães²

RESUMO

A água produzida é um efluente proveniente da produção de petróleo e gás natural. Devido ao grande volume gerado e à sua composição complexa, esta exige controle rigoroso e deve ser manuseada adequadamente, pois nela estão contidos: óleo (livre, disperso, emulsionado, dissolvido); sólidos em suspensão; metais pesados; radionuclídeos; microrganismos e gases dissolvidos. Nesta pesquisa, foram estudados sua origem, composição, métodos de tratamento convencionais (separação gravitacional, flotação e hidrociclones) e alguns não convencionais (membranas cerâmicas, tratamentos químicos e biológicos). Foram abordadas também opções de destinos para esse efluente, como descarte no mar ou em terra; reinjeção em poços, visando o aumento da recuperação de óleo, ou reuso dele para irrigação agrícola, uso industrial, entre outros. Desta forma, este trabalho tem como objetivo realizar uma revisão bibliográfica sobre a água produzida e seu gerenciamento.

Palavras-chave: Água Produzida, Petróleo, Composição, Tratamento, Destino.

1. INTRODUÇÃO

A água produzida (AP) é um efluente oriundo da produção de petróleo e gás natural, que devido à sua composição complexa, deve ser gerenciada adequadamente. O tipo de tecnologia a ser adotada para tratar essa água vai depender das características do campo, dos compostos químicos presentes nela e do destino escolhido. Esta deve ser tratada antes de ser descartada, reinjetada no poço ou reutilizada (SOUZA FILHO, 2002; SILVA, 2000).

A quantidade de água produzida varia de acordo com as características do reservatório, idade dos poços produtores e métodos utilizados para a recuperação do óleo. Tanto nas atividades terrestres (*onshore*) como nas marítimas (*offshore*), o volume desse efluente pode ser muito grande, sendo considerado o maior resíduo gerado pela indústria do petróleo (NEFF; LEE; DEBLOIS, 2011).

Segundo Souza Filho (2002), o tratamento e destinação da AP tornou-se um dos maiores desafios para o setor petrolífero. Dependendo das substâncias predominantes na sua

¹ Discente do Curso Técnico em Petróleo e Gás - IFPB/CG, fernanda.miranda@academico.ifpb.edu.br

² Docente do Curso Técnico em Petróleo e Gás - IFPB/CG, iliana.guimaraes@ifpb.edu.br

composição, essa água pode servir para diversos fins como irrigação agrícola, uso industrial, dentre outros.

Assim, o objetivo deste trabalho é realizar uma revisão bibliográfica sobre a água produzida durante o processo de extração de petróleo e gás natural. Serão analisados vários aspectos desse efluente, desde sua origem, composição e volume gerado, até a possibilidade de reaproveitamento. Verificando os principais métodos de tratamentos utilizados, incluindo os convencionais e alguns não convencionais, assim como possíveis destinos.

2. METODOLOGIA

Esta revisão bibliográfica sobre a água produzida foi realizada a partir de diversas fontes, que incluíram: teses, dissertações, livros, artigos e sites especializados, onde foram obtidos dados e informações sobre o tema proposto. Sendo assim, no decorrer deste trabalho foram utilizados materiais de vários autores que estão disponíveis nas referências bibliográficas.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 ÁGUA PRODUZIDA

A água produzida está presente nas formações junto com o óleo e o gás. Quando estes fluem para a superfície, ela é produzida juntamente com eles. Esse efluente pode se originar como água natural nas formações que contêm hidrocarbonetos ou pode ser água que foi previamente injetada através de atividades destinadas a aumentar a quantidade de petróleo produzido, utilizando injeção de água ou vapor (OLIVEIRA; OLIVEIRA, 2000; THOMAS, 2001).

Quase todo poço de petróleo quando é explorado possui um volume associado de água. Por isso, no mundo inteiro são geradas grandes quantidades de água produzida. No início, um campo produz de 5% a 15% do volume total de água, mas ao término da vida produtiva dos poços, a AP pode atingir uma faixa de 75% a 90% do volume extraído (OLIVEIRA; OLIVEIRA, 2000; COTOVICZ JUNIOR; SILVA, 2009).

Segundo Lima, Wildhagen e Cunha (2008), quando o petróleo é acompanhado de grandes quantidades de água, o campo é considerado maduro, pois ele está em decréscimo de

produção, como consequência do estágio adiantado de sua vida produtiva. Tendo que receber o emprego de técnicas de recuperação mais avançadas, visando à conservação da produção ou mesmo à reversão do seu declínio.

Desta forma, geralmente o volume desse efluente cresce com o passar do tempo. Dependendo da vida útil que o poço possui, ou seja, em campos maduros, a quantidade de água pode chegar até 10 vezes a de óleo produzido (COTOVICZ JUNIOR; SILVA, 2009; GABARDO, 2007).

3.2 ORIGEM DA ÁGUA PRODUZIDA

A água de formação ou água conata representa grande parte da água produzida, pois quando o poço é perfurado, em alguns casos, o percentual de água é maior do que a quantidade de petróleo. Há milhões de anos, a água doce ou do mar estava submersa em reservatórios geológicos, formando rochas sedimentares. Onde essas rochas têm o papel de acumular o petróleo entre camadas impermeáveis dentro da crosta terrestre (GABARDO, 2007).

Conforme Neef (2011), a água conata possui características diferentes da água do mar ou de rios, uma vez que ao longo do período de represamento, esta acumulou sais, íons e outras substâncias que estiveram em contato, assim a AP se forma com o petróleo em subsuperfície.

Rosa, Carvalho e Xavier (2006) explicaram outro fator para formação da AP, ou seja, o mecanismo de influxo de água quando os estratos de armazenamento de petróleo e gás estão diretamente ligados a grandes aquíferos, que são camadas geológicas que armazenam água subterrânea. Devido a isso, pode ocorrer à elevação do contato água/óleo, trazendo consequências, como o aumento na razão de água em relação ao óleo.

3.3 COMPOSIÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA

Os seguintes componentes podem fazer parte da AP: óleo (livre, disperso, emulsionado, dissolvido); sólidos suspensos; metais pesados; radionuclídeos, microrganismos e gases dissolvidos, explicados a seguir junto com o pH, que está relacionado com a corrosão de materiais (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

- **Óleo livre**: a parte do óleo que fica livre na água produzida é fácil de ser retirada por meio de processos convencionais de separação gravitacional, pois possui gotas maiores que 150 μ m (LIMA; WILDHAGEN; CUNHA, 2008).
- **Óleo disperso**: presente em gotas menores, com diâmetros entre 50 e 150 μ m. Esse tipo de óleo também pode ser separado da água através de processos gravitacionais, onde a eficiência da remoção está sujeita ao tamanho das gotículas e a presença ou não de estabilizantes (GABARDO, 2007).
- **Óleo emulsionado**: este pode ser removido por métodos mais sofisticados, como membranas ou argilas organofílicas. As gotas possuem diâmetros menores que 50 μ m, o que torna difícil a sua separação (SPIELMAN; SU, 1977; HONG; FANE; BURFORD, 2003).
- **Óleo dissolvido**: formado por compostos polares que se encontram presentes no óleo. Estes são solúveis em água e se dissolvem na água produzida (FERNANDES JUNIOR, 2006).
- **Sólidos suspensos**: são provenientes das rochas (silte, argila, areia), de processos corrosivos e de incrustações. O petróleo pode conter compostos inorgânicos insolúveis tanto no óleo como na água. Estando a maior parte destes contaminantes situados em uma faixa de tamanho entre 4 e 7 μ m (GALLAGHER, 1992).
- **Metais pesados**: podem existir traços de diversos metais na água produzida, como cádmio, cromo, cobre, chumbo, mercúrio, níquel, prata e zinco (UTVIK, 2003).
- **Radionuclídeos**: a fonte de radioatividade são íons radioativos, que podem estar contidos na água produzida (THOMAS, 2001).
- **Microrganismos**: estão contidos na água produzida bactérias, algas e fungos, que podem produzir substâncias corrosivas (PEREIRA, 2008).
- **Gases dissolvidos**: estão presentes na água produzida o CO₂ e o H₂S, entre outros gases dissolvidos. A composição da AP, quando esta vem a superfície, pode causar problemas, tornando-se corrosiva e produzindo sólidos insolúveis, devido a reações de oxidação (STEWART; ARNOLD, 2011).
- **pH da água produzida**: é geralmente menor que 7. A percentagem de corrosão do aço em águas ácidas é maior do que em águas básicas ou neutras (SILVA, 2000).

3.4 TRATAMENTO DA ÁGUA PRODUZIDA

Segundo Silva (2000), a água produzida deve ser tratada antes de ser descartada ou reutilizada. Geralmente, os métodos procuram remover todas as impurezas desse efluente, como sólidos em suspensão, microrganismos, gases dissolvidos e óleo. Os métodos empregados no tratamento da AP dependem das características da água (salinidade, temperatura e teor de sólidos) e das características do óleo contido na AP, como a concentração, densidade e tamanho das gotas.

Serão abordados nesse trabalho os métodos convencionais (separação gravitacional, flotação e hidrociclones) e alguns não-convencionais (membranas cerâmicas, tratamentos químicos e tratamentos biológicos).

3.4.1 MÉTODOS CONVENCIONAIS

3.4.1.1 Separadores Gravitacionais

De acordo com Kunert (2007), de modo geral esses equipamentos são empregados no tratamento da AP em campos *onshore* e podem ser divididos nos tipos:

- *API (American Petroleum Institute);*
- *PPI (Paralled Plate Interceptor);*
- *CPI (Corrugated Plate Interceptor).*

Separadores API

Esses separadores são grandes tanques de decantação, onde a AP flui na direção horizontal e é separada da fase oleosa e partículas sólidas decantáveis. Recomenda-se utilizá-los para separar a fração de óleo livre. A eficiência desses equipamentos está diretamente relacionada a quantidade de óleo presente e a vazão de alimentação (KUNERT, 2007).

Separadores CPI e PPI

Estes equipamentos são semelhantes aos separadores API, porém utilizam placas paralelas para promover a coalescência das gotas. Tendo como finalidade principal a diminuição da distância de elevação das gotículas, reduzindo assim o tamanho de todo o

sistema (XAVIER; GUIMARÃES; SILVA, 2010). As placas paralelas corrugadas (CPI) ou as lisas (PPI) conduzem as gotículas coalescidas para a superfície e as partículas sólidas para baixo (KUNERT, 2007).

3.4.1.2 Flotação

Segundo Lima, Wildhagen e Cunha (2008), utilizado para tratar efluentes oleosos, o processo acontece através da separação de misturas heterogêneas. Esse método é realizado pela adição de bolhas de ar ou gás na AP, para que as gotículas de óleo em suspensão nesta aglutinem-se a essas bolhas e migrem para a superfície. A espuma formada pode então ser removida juntamente com as gotas de óleo. Existem dois processos básicos: flotação por Gás Dissolvido (FGD) e flotação por Gás Induzido (FGI).

Flotação por Gás Dissolvido

A FGD é muito eficaz para retirar material disperso em correntes líquidas. Nela, o gás é dissolvido em água à uma pressão de 2 a 6 kgf/cm². Essa água saturada é injetada sob pressão atmosférica no tanque de tratamento, sendo as bolhas geradas neste método bem pequenas (SILVA, 2000; KUNERT, 2007).

Flotação por Gás Induzido

Conforme Gabardo (2007) e Kunert (2007), a FGI é muito utilizada em plataformas marítimas, pois os equipamentos são mais compactos. As bolhas são geradas por agitação mecânica e injeção de ar/gás ou utilizando borbulhamento por meio poroso. Geralmente é menos eficiente do que FGD porque as bolhas produzidas são maiores, o que reduz a separação de pequenas gotículas.

3.4.1.3 Hidrociclones

A flotação e os hidrociclones são os equipamentos mais empregados na indústria petrolífera para separação óleo/água. Estes são muito utilizados na produção *offshore*, pois apresentam uma remoção eficaz do óleo contido na AP (THOMAS, 2001).

O hidrociclone utiliza força centrífuga e seu funcionamento é através da alimentação tangencial da água oleosa no local de maior diâmetro do equipamento. Esta percorre em fluxo espiral seu interior e é direcionada para a parte de menor diâmetro. Ocorre uma aceleração do fluxo causada pela diminuição do diâmetro, o que força a água e as partículas sólidas contra as paredes internas. Devido à sua geometria e à diferença de pressão dentro do hidrociclone, acontece um fluxo contrário de rejeito pelo centro do equipamento (THOMAS, 2001).

3.4.2 MÉTODOS NÃO CONVENCIONAIS

Conforme Gallagher (1992), podem ser necessários tratamentos adicionais para adequar a água antes de sua reutilização. Como exemplos, serão citadas as membranas cerâmicas, tratamentos químicos e biológicos.

3.4.2.1 Membranas Cerâmicas

As membranas formam uma barreira que separa duas fases, restringindo assim o transporte através dela. O uso de membranas cerâmicas para tratar a AP durante a produção de petróleo é amplo, podendo atingir altas taxas de remoção e baixo consumo de energia associados à operação. Devido à sua resistência ao calor e aos produtos químicos, elas permitem a reciclagem por métodos de limpeza, para que possam ser reutilizadas (GALLAGHER, 1992).

3.4.2.2 Tratamentos Químicos

Segundo Silva (2000), são utilizados para eliminar ou alterar as características indesejáveis associadas à presença de diversos poluentes no petróleo bruto, principalmente aqueles derivados de compostos contendo enxofre, nitrogênio ou oxigênio em suas moléculas. São geralmente usados em combinação com técnicas convencionais e têm uma ampla gama de aplicações para tratar a água produzida, principalmente na desestabilização de óleos pouco solúveis.

3.4.2.3 Tratamentos Biológicos

Os procedimentos biológicos usados para tratar a AP empregam tanto microrganismos aeróbicos, como anaeróbicos. Eles são benéficos na retirada de compostos orgânicos e amônia, visto que metabolizam estes contaminantes. Contudo, são ineficazes na retirada de partículas sólidas dissolvidas. O tratamento biológico é realizado principalmente através de três processos distintos: tanque de oxidação, lodo ativado e filtro biológico, o que depende do custo envolvido e do tamanho da área disponível para construção de estações de tratamento (NEEF, 2011).

3.4.3 COMPARAÇÃO ENTRE MÉTODOS

A tabela apresentada na figura 1 ilustra alguns dos principais métodos aplicados no tratamento da AP, seus princípios operacionais, áreas superficiais requeridas, aplicações *onshore* ou *offshore* e os diâmetros das gotas oleosas que são removidas em cada processo.

Figura 1: Comparação entre métodos usados no tratamento da água produzida.

	Membranas	Hidrociclones	Flotadores	Separadores gravitacionais convencionais	Separadores gravitacionais de placas
Princípio operacional	Filtração	Separação gravitacional aprimorada	Flotação a gás natural	Separação gravitacional	Coalescência + separação gravitacional
Capacidade de remoção (diâmetro da gota de óleo)	1 µm	10 a 30 µm	10 a 20 µm	100 a 150 µm	30 a 50 µm
Área superficial requerida	Baixa	Baixa	Baixa	Elevada	Elevada
Aplicação no tratamento da AP	<i>Onshore e offshore</i>	<i>Offshore</i>	<i>Onshore e offshore</i>	<i>Onshore</i>	<i>Onshore</i>

Fonte: Adaptado de Motta et al. (2013)

3.5 POSSÍVEIS DESTINOS PARA ÁGUA PRODUZIDA

A escolha do tratamento a ser utilizado está vinculado ao destino escolhido para a AP e está sujeito a diversos fatores, como: localização de plataforma, legislação vigente, viabilidade técnica, custos, disponibilidade de infraestrutura e equipamentos (CURBELO, 2002). Desta forma, esse efluente pode ser descartado no ambiente, usado para reinjeição nos poços ou reutilizado para outros fins.

3.5.1 DESCARTE DA ÁGUA PRODUZIDA

A água produzida pode ser descartada no mar (plataformas *offshore*) e, também pode ser descartada em terra (plataforma *onshore*), tendo uma atenção redobrada de modo que não afete o ambiente e os animais (GALLAGHER, 1992).

As condições de descarte em plataformas *onshore* limitam a quantidade de óleos e graxas, estabelecendo o teor máximo de óleos minerais em 20 mg/L. A Resolução CONAMA nº 430/2011 não se aplica apenas à água produzida, ela dispõe sobre as condições e padrões de lançamentos de efluentes em geral (STEWART; ARNOLD, 2011).

Por outro lado, a Resolução CONAMA nº 393/2007 diz respeito ao descarte contínuo de AP em plataformas *offshore* de óleo e gás natural. Esta estabelece que o descarte de água produzida deve obedecer a concentração média aritmética mensal de Óleos e Graxas (Teor de Óleos e Graxas - TOG) de até 29 mg/L, com valor máximo diário de 42 mg/L (STEWART; ARNOLD, 2011).

3.5.2 REINJEIÇÃO DA ÁGUA PRODUZIDA

A água produzida pode ser usada para reinjeição em poços com o intuito de aumentar a recuperação de óleo, equilibrando assim a perda gradual de pressão dentro do reservatório após a remoção dos hidrocarbonetos (CURBELO, 2002; COTOVICZ JUNIOR; SILVA, 2009).

De acordo Pereira Junior et al (2008), têm alguns requisitos para aplicação da AP na reinjeição, como possuir baixos teores de óleo e de partículas sólidas suspensas e não causar inchamento de argilas.

3.5.3 REUSO DA ÁGUA PRODUZIDA

Na agricultura, a AP pode ser usada para irrigação. A sua utilização em campos para irrigar cultivos de oleaginosas no semiárido nordestino brasileiro é uma opção bastante atraente e de elevado interesse sustentável. A região possui águas produzidas com baixa salinidade e elevado teor de nutrientes, qualidades extraordinárias para as plantas (XAVIER; GUIMARÃES; SILVA, 2010).

Esse efluente também pode ser destinado para fins industriais. Existindo também outros usos, como a dessedentação de animais (pecuária e animais silvestres). Os riscos relacionados são para a saúde humana e para a vida das espécies em contato com a água (VEIL et al, 2004)

A reutilização da AP vem sendo cada vez mais importante, especialmente em campos petrolíferos que atingem sua meia-vida, pois a quantidade de água associada ao petróleo tende a ter um aumento expressivo com o passar do tempo, podendo até reduzir drasticamente o fator de sustentabilidade do campo, onde esses processos, quando adotados, tonam a produção mais eficiente (PEREIRA JUNIOR et al, 2008).

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Através do apresentado verificou-se que o gerenciamento da água produzida se faz importante uma vez que ela é o maior efluente oriundo da produção de petróleo e gás natural. Foi visto que a quantidade desta tende a aumentar significativamente com o tempo, podendo reduzir o fator de sustentabilidade do campo de petróleo.

Esse efluente possui composição complexa, sendo imprescindível o seu tratamento com o intuito de reduzir ou eliminar os efeitos nocivos dos diversos constituintes. Portanto, toda a água produzida deve ser tratada antes de ser descartada ou reutilizada. Foram apresentados os métodos convencionais de tratamento (separação gravitacional, flotação e hidrociclones) e alguns métodos não-convencionais, como as membranas cerâmicas, tratamentos químicos e tratamentos biológicos.

O tipo de tratamento está vinculado ao destino escolhido para a água produzida. Podendo esta ser descartada no mar ou em terra, reinjetada em poços, visando aumentar a recuperação de óleo, e também reutilizada em diversas áreas, como irrigação agrícola, uso industrial, dessedentação de animais, entre outros.

Desta forma, mediante a sondagem de vários estudos realizados sobre a água produzida, observou-se que existem pesquisas utilizando diversos métodos e equipamentos, os quais buscam estudar diferentes formas de tratamento e utilização para esse efluente.

5. REFERÊNCIAS

COTOVICZ JUNIOR, L. C.; SILVA, V. P. **Licenciamento ambiental onshore no Rio Grande do Norte: uma análise do descarte da água produzida em relatório de controles ambientais.** p. 89-114, Artigo de licenciamento ambiental *onshore*: limites e otimização, Natal: IFRN, 2009.

CURBELO, F. D. S.; **Estudo da Remoção de Óleo em Águas Produzidas na Indústria de Petróleo, por Adsorção em Coluna Utilizando a Vermiculita Expandida e Hidrofobizada.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Química), Programa de pós-graduação (Engenharia Química), UFRN, Natal/RN, 102p., 2002.

FERNANDES JUNIOR, W. E. **Projeto e Operação em Escala Semi-industrial de um Equipamento para Tratamento de Águas Produzidas na Indústria do Petróleo Utilizando Nova Tecnologia: Misturador-Decantador à Inversão de Fases.** Tese (Doutorado em Engenharia Química), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, UFRN, 216p., 2006.

GABARDO, I. T. **Caracterização química e toxicológica da água produzida descartada em plataformas de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar.** Tese (Doutorado em Química), UFRN, Natal, 216p., 2007.

GALLAGHER, P. **Membrane removal processes for oil-water emulsion treatment. Water Waste Treat.** Revisão de literatura, p. 42-43, Rio de Janeiro, 1992.

HONG, A.; FANE, A. G.; BURFORD, R. Factors affecting membrane coalescence of stable oil-in-water emulsions. **Journal of Membrane Science**, Volume 222, Issues 1–2, Pages 19-39, 1 September, 2003.

KUNERT, R. (organizador) **Processamento Primário De Petróleo.** Apostila, Universidade Petrobras, Escola de Ciências e Tecnologias, Rio de Janeiro, 54p., 2007.

LIMA, G. R. L.; WILDHAGEN, S. R. G.; CUNHA, D. S. W. J. Remoção do íon amônio de águas produzidas na exploração de Petróleo em áreas offshore por absorção em clinoptilolita. **Química Nova**, vol.31, nº 5, p. 1237-1242, São Paulo, 2008.

MOTTA, A. R. P.; BORGES, C. P.; KIPERSTOCK, A.; ESQUERRE, K. P.; ARAUJO, P. M.; BRANCO, L. P. N. Tratamento de Água Produzida de Petróleo para Remoção de Óleo por Processos de Separação por Membranas: Revisão. **Eng. Sanit. Ambient.**, v.18, n.1, p.15-26, jan/mar 2013. |

NEFF, J.; LEE, K.; DEBLOIS, E. M. (eds.) Produced water: Overview of composition, fates and effects. Cap. 1 In: **Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies**. Springer Science, Rio de Janeiro, 58p., 2011.

OLIVEIRA, G. C. R.; OLIVEIRA, K. C. M. **Remoção de contaminantes tóxicos dos efluentes líquidos oriundos da atividade de produção de petróleo**. Boletim Técnico da Petrobras, Rio de Janeiro, p.129 - 136, abril/junho, 2000.

PEREIRA JUNIOR, O. A.; TRAVALLONI, A. M.; NASCIMENTO, J. F.; MELO, M. V.; SANTOS, L. A. D. **Eliminação de Captação de Aquífero Via Reúso da Água Produzida Para Fins de Irrigação Geração de Vapor no Campo de Fazenda Belém**. XV Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas, Natal, 60p., 2008.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatórios de petróleo**. Rio de Janeiro. Ed. intercência: PETROBRAS, 2006.

SOUZA FILHO, J. E. **Processamento Primário de Fluidos: Separação e Tratamento**. Programa Trainees Petrobras. Petrobras Recursos Humanos, Notas de aula, Salvador/Bahia, 2002.

SILVA, C. R. R. **Água Produzida na Extração de Petróleo**. Monografia. Escola politécnica Departamento Hidráulica e Saneamento, UFBA, Salvador/BA,155p., 2000.

SPIELMAN, L. A.; SU, Y. P. **Coalescence of oil-in-water suspensions by flow through porous media, Industrial**. Engineering e Chemical Fundamentals, v. 16, n. 2, p. 272-282, 1977.

STEWART, M.; ARNOLD, K. **Produced Water Treatment Field Manual**. Part 1 - Produced Water Treating Systems, p.134, Rio de Janeiro, 2011.

THOMAS, J. E. (organizador) **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Petrobras, 2ª edição, Rio de Janeiro, 2001.

UTVIK, T. I. R. Composition and characteristics of produced water in the North Sea. **Produced Water Workshop Aberdeen**, Scotland, p. 26-27, 2003.

VEIL, J. A.; PUDER, M. G.; ELCOCK, D.; REDWEIK, R. J. J. (2004) **A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas, and coal bed methane**. Argonne: Argonne National Laboratory. Disponível em: http://www.netl.doe.gov/technologies/oilgas/publications/oil_pubs/prodwaterpaper.pdf. Acesso em: 16 abril de 2020.

XAVIER, Y. M. A.; GUIMARÃES, P. B. V.; SILVA, M. R. F. **Recursos Hídricos e Atividade Econômica na Perspectiva Jurídica do Desenvolvimento Sustentável**. Ed. Anja Czymmeck, Ceará, 2010.