



## GESTÃO AMBIENTAL DA ÁGUA PRODUZIDA NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO: MELHORES PRÁTICAS E EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Ana Paula Pereira Gomes

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientadores: Alessandra Magrini

Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas

Rio de Janeiro

Março de 2014

GESTÃO AMBIENTAL DA ÁGUA PRODUZIDA NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO:  
MELHORES PRÁTICAS E EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Ana Paula Pereira Gomes

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof<sup>a</sup>. Alessandra Magrini, D.Sc.

---

Prof. Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas, D.Sc.

---

Prof. Marco Aurélio dos Santos, D.Sc.

---

Dr. Carlos Alejandro Echeverria, D.Sc.

---

Prof. Gandhi Giordano, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2014

Gomes, Ana Paula Pereira

Gestão Ambiental da Água Produzida na Indústria de  
Petróleo: Melhores Práticas e Experiências Internacionais  
/Ana Paula Pereira Gomes – Rio de Janeiro:  
UFRJ/COPPE, 2014.

VIII, 120 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alessandra Magrini

Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de  
Planejamento Energético, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 110-120.

1. Indústria Petrolífera. 2. Água Produzida. 3.  
Regulação Ambiental. I. Magrini, Alessandra *et al.* II.  
Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,  
Programa de Planejamento Energético. III. Título.

## AGRADECIMENTOS

Aos meus orientadores Alessandra Magrini e Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas pelo apoio e ajuda durante todo esse processo e, principalmente, pela confiança depositada em mim para realização deste trabalho.

Aos funcionários do PPE, especialmente à Sandrinha e o Paulo pela ajuda com as questões burocráticas durante todo o mestrado.

Aos meus colegas da turma do mestrado, pelos estudos, risadas, companheirismo e por tudo que compartilhamos ao longo dessa jornada que a tornaram mais leve e divertida.

Aos colegas do IVIG que tanto me ensinaram durante o tempo em que estivemos juntos, especialmente a Vânia Maria Sanches, por sempre transmitir a tranquilidade de que no fim tudo daria certo.

Aos meus colegas da AECOM pela convivência muito agradável no ambiente de trabalho e pelos ensinamentos que me proporcionam grande crescimento profissional e pessoal.

As minhas amigas queridas, Juliana Teixeira, Clara Brandt, Raquel Neves, Priscila Cardim, Thaís Pereira e Patrícia Turano pela força, incentivos e principalmente, pelos importantíssimos momentos de descontração.

Ao Giuseppe Palermo por todo o apoio, ajuda e dicas essenciais que muitas vezes salvaram a pátria.

Ao meu querido namorado, Rafael Peixoto por sempre acreditar que no final ia dar tudo certo, pelo carinho e paciência durante todos os finais de semana perdidos.

Ao meu pai pelos incentivos e conselhos essenciais em alguns momentos desta jornada.

Especialmente à minha mãe, pelo apoio, dedicação, carinho e força. Por todos os ensinamentos, pela preocupação, generosidade e compreensão ao longo de todo esse período e durante todas as fases da minha vida. Sem a sua ajuda, tudo seria muito mais difícil.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

GESTÃO AMBIENTAL DA ÁGUA PRODUZIDA NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO:  
MELHORES PRÁTICAS E EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Ana Paula Pereira Gomes

Março/2014

Orientadores: Alessandra Magrini

Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas

Programa: Planejamento Energético

A indústria de petróleo tem significativa importância no contexto energético, econômico e estratégico de todo o mundo, entretanto, trata-se de um dos setores com maior potencial para degradação do meio ambiente. Dentre os principais aspectos ambientais relacionados à indústria do petróleo, está a geração de água produzida, efluente recuperado dos poços de produção juntamente ao petróleo e gás natural, constituído de diversos compostos químicos nocivos ao meio ambiente. Outro fator que contribui para que sua geração seja considerada como um dos principais problemas ambientais da indústria é o quantitativo de volume recuperado que pode alcançar níveis extremamente elevados. Tal fato torna-se ainda mais agravante devido à necessidade de disposição deste efluente que na grande maioria dos casos ocorre no mar. Neste contexto, este estudo apresentará as principais características da água produzida, seus efeitos e potenciais impactos no ambiente, bem como as práticas e regulamentações adotadas no Brasil e no mundo, de forma a destacar a importância destas para a obtenção de um adequado gerenciamento da água produzida.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ENVIRONMENTAL MANAGEMENT OF PRODUCED WATER IN THE OIL  
INDUSTRY: INTERNATIONAL EXPERIENCES AND BEST PRACTICES

Ana Paula Pereira Gomes

March/2014

Advisors: Alessandra Magrini

Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas

Department: Energy Planning

The oil industry has significant importance in the energy, economic and strategic context of the whole world, however, it is one of the sectors with the greatest potential for environmental degradation. Among the main environmental issues related to the petroleum industry, is the generation of produced water, effluent recovered from production wells along with oil and natural gas, consisting of several environmentally harmful chemicals. Another factor that contributes to their generation is considered as one of the main environmental problems of the industry is the amount recovered that can reach extremely high volume levels. This fact becomes even more aggravated by the need for disposal of this effluent that in most cases occurs at sea. In this context, this study will present the main characteristics of the produced water, their effects and potential impacts on the environment as well as the regulations and practices adopted in Brazil and the world, in order to highlight the importance of these to obtain an adequate produced water management.

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>viii</b>
<b>2. ASPECTOS GERAIS DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA .....</b>	<b>5</b>
2.1. Panorama atual da Indústria Petrolífera.....	5
2.2. Impactos ambientais da Exploração e Produção de Petróleo.....	15
<b>3. ÁGUA PRODUZIDA.....</b>	<b>28</b>
3.1. Definição e dados de geração e descarte de água produzida .....	28
3.2. Caracterização.....	40
3.3. Tratamentos e tecnologias disponíveis .....	47
3.4. Efeitos e riscos ao meio ambiente.....	49
<b>4. REGULAÇÃO E PRÁTICAS BRASILEIRAS.....</b>	<b>57</b>
<b>5. EXEMPLOS INTERNACIONAIS DE REGULAÇÃO .....</b>	<b>77</b>
5.1. Estados Unidos .....	78
5.2. Mar do Norte e Comissão OSPAR .....	82
5.3. Canadá .....	87
5.4. Mar Mediterrâneo e Convenção de Barcelona.....	88
<b>6. ANÁLISE DA REGULAÇÃO INTERNACIONAL E APRESENTAÇÃO DE PRÁTICAS PARA A DISPOSIÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA .....</b>	<b>91</b>
6.1. Análise das regulamentações existentes .....	91
6.2. Opções aos descartes de água produzida .....	99
<b>7. CONCLUSÕES .....</b>	<b>106</b>
<b>8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>110</b>

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Reservas provadas de petróleo no mundo. ....	7
Tabela 2: Quantitativo de poços, sondas e reservas terrestres e marítimas no Brasil. ...	11
Tabela 3: Ranking com maiores produtores de petróleo do mundo no ano de 2012. ....	13
Tabela 4: Ranking com maiores consumidores de petróleo do mundo no ano de 2012. 13	
Tabela 5: Consumo final de energia por setor (%). ....	14
Tabela 6: Quantitativo dos principais gases emitidos pela atividade de exploração e produção de petróleo e suas principais fontes de emissão. ....	23
Tabela 7: Produção de petróleo, água de produzida e a razão água:óleo para os diversos campos marítimos em produção no Brasil, no ano de 2013. ....	30
Tabela 8: Histórico da produção de petróleo e água produzida nas atividades marítimas do Brasil entre os anos 2007 e 2013. ....	33
Tabela 9: Dados de geração de água produzida e da razão água:óleo das bacias sedimentares marítimas do Brasil entre 2007 e 2013. ....	34
Tabela 10: Dados de geração e descarte de água produzida nas bacias sedimentares marítimas do Brasil entre 2007 e 2013. ....	37
Tabela 11: Quantidade de óleo descartado no ambiente em consequência aos descartes de água produzida. ....	39
Tabela 12: Caracterização dos principais parâmetros da água produzida. ....	41
Tabela 13: Resultados de toxicidade de água produzida verificada no descarte de plataformas brasileiras. ....	47
Tabela 14: Parâmetros para descarte de efluentes em corpos hídricos estabelecidos pela Resolução CONAMA 430/2011. ....	66
Tabela 15: Volume de água produzida utilizado nas bacias sedimentares marítimas do Brasil, entre 2007 e 2013, para injeção visando recuperação secundária ou injeção para descarte e descarte no ambiente marinho. ....	74
Tabela 16: Determinações estabelecidas pelo CWA para cada uma das regiões <i>offshore</i> dos EUA que realizam descarte de água produzida. ....	81
Tabela 17: Principais determinações de regulamentações internacionais e brasileiras para o gerenciamento de água produzida. ....	92
Tabela 18: Limites para o teor de óleos e graxas (TOG) nos descartes de água de produção, definidos em diferentes países. ....	93



# 1. INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera, apesar de seus aspectos econômicos e estratégicos de suma importância para a gestão e política mundial, possui diversos limitadores para sua expansão, sendo a questão ambiental, atualmente, um dos fatores de grande relevância nesse contexto (Goldemberg *et al*, 2014). Seu desenvolvimento e exploração estão associados a diversos impactos ao meio ambiente, tendo em vista o potencial poluidor de toda sua cadeia de produção. No entanto, este recurso ainda é um dos mais importantes na matriz energética mundial, principalmente se considerada sua versatilidade de aplicações em diversos setores industriais (MMA, 2013a).

No Brasil, as atividades de exploração e produção de petróleo, tornaram-se ainda mais importantes, após a descoberta dos novos campos do pré-sal em 2007, responsáveis por dobrar o quantitativo das reservas brasileiras (MME, 2013a) e deixá-lo em posição de maior destaque, do ponto de vista estratégico, uma vez que detém a tecnologia para a exploração em águas ultraprofundas e mobilizará, nos próximos anos, toda a estrutura necessária para atendimento a essa nova fase da indústria petrolífera mundial.

Todos esses fatores reforçam a necessidade de um conhecimento bem aprofundado sobre determinados aspectos da indústria petrolífera, principalmente aqueles voltados aos prejuízos ao meio ambiente, para que ações sejam tomadas de forma a conter avanços que impliquem em perdas irrecuperáveis, e, principalmente, que as questões ambientais possam ser tratadas como peça fundamental no desenvolvimento deste setor. Tal fato torna-se ainda mais agravante se considerados os blocos de exploração concedidos na 11ª rodada de licitações da ANP, que inclui a região da margem equatorial brasileira de extrema relevância ambiental, devido à sua maior vulnerabilidade (Souza Filho *et al*, 2009)

A água produzida ou água de produção está presente nos reservatórios de óleo e gás natural e é trazida à superfície junto com o petróleo. A mesma trata-se da mistura da água de formação do poço produtor, parcela mais significativa, mais águas dos processos produtivos, incluindo água de condensação, água de dessalinização e água de injeção (NSC, 2002; Veil *et al*, 2004; Gabardo, 2007; Fakhru'l-Razi *et al*, 2009). Devido a sua formação, este efluente contém uma mistura complexa de compostos

orgânicos e inorgânicos, além de resíduos de aditivos químicos utilizados no processo de produção (Figueredo *et al*, 2014).

Os reservatórios podem produzir grandes volumes de água, que em alguns casos pode ser reinjetado no poço para manutenção da pressão ou para maximizar a produção, entretanto, em muitos campos, a água produzida é descartada no ambiente após passar por tratamento. O volume de água produzida gerado na atividade de produção de petróleo varia de acordo com as características e idade do campo, sendo os reservatórios mais maduros, responsáveis pela geração dos maiores quantitativos deste efluente (Neff *et al*, 2011a). Em alguns casos, tanto em atividades *onshore* quanto nas *offshore*, os volumes de água de produção gerados, podem chegar a serem os maiores, dentre todos os resíduos gerados pela indústria petrolífera (IFC, 2007a; IFC, 2007b).

Devido a sua complexidade química, os descartes de água produzida podem ser responsáveis pela alteração da qualidade da água do mar, aumentando a concentração de poluentes na coluna d'água e contaminando o sedimento marinho, inclusive causando danos a comunidade bentônica e seu habitat e indiretamente aos peixes (Fraser & Ellis, 2009). Nos descartes *onshore*, a composição deste efluente pode acarretar danos irreversíveis a corpos hídricos mais sensíveis, contaminação do solo e emissões atmosféricas (IFC, 2007b). Por essas razões e aliados aos grandes volumes de geração, a água produzida talvez seja um dos aspectos ambientais mais relevantes de toda a atividade de exploração e produção de petróleo (Onojake & Abanum, 2012).

Ao longo das últimas décadas, foram realizados diversos estudos relacionados às pesquisas sobre água de produção, seus efeitos e permanência no ambiente (Holdway, 2002; Neff, 2002; Elkins *et al*, 2005; Clarck & Veil, 2009; Binnet *et al*, 2011; Bretas, 2011; Brooks *et al*, 2011; Neff *et al*, 2011a; Bakke *et al*, 2013; Coday *et al*, 2014) , porém, muitos questionamentos ainda persistem, principalmente no que diz respeito aos efeitos de longo prazo, descartes contínuos ao longo de muitos anos de atividade e respostas dos organismos à exposição continuada (Neff *et al*, 2011a). Muitos autores (Zhao *et al*, 2008; Fakhru'l-Razi *et al*, 2009; Veil, 2011; Fidler & Noble, 2012) mencionam a necessidade de maior rigor no monitoramento deste efluente, de forma que seja possível prever potenciais danos relacionados aos descartes de água produzida no ambiente.

No entanto, para que se tenha maior segurança da aplicação de boas práticas de gerenciamento relacionadas à água produzida, é necessária, não só a iniciativa por parte das empresas operadoras das instalações da indústria petrolífera, mas, principalmente,

da atuação do poder público para elaboração de regulamentações e fiscalização eficiente do seu cumprimento. Isso já é observado na maioria dos países onde ocorre significativa atividade de produção, os quais apresentam procedimentos e medidas restritivas para o gerenciamento e manejo de água produzida. No entanto, essas regulações variam entre os diferentes países e atividades *onshore* e *offshore*, uma vez que devem levar em consideração as sensibilidades ambientais, econômicas e sociais de cada região, bem como especificidades técnicas, operacionais e de logística de cada atividade (Gabardo, 2007; Neff *et al*, 2011a; OGP, 2012b).

Neste contexto, o objetivo deste estudo é apresentar as regulações e melhores práticas adotadas no Brasil e no mundo relacionadas ao gerenciamento da água de produção, de modo a contribuir para o maior entendimento e divulgação a respeito do tema, além de possibilitar uma análise crítica a respeito da efetividade das medidas adotadas tendo em vista a minimização dos impactos ambientais e proteção da qualidade ambiental.

Desta forma, no capítulo 2, são apresentadas informações relevantes sobre a indústria do petróleo, seu desenvolvimento ao longo dos anos e principais desafios futuros, de forma a contextualizar a importância e magnitude deste setor no Brasil e no mundo. São apresentados também, os aspectos ambientais relacionados à indústria petrolífera, incluindo os potenciais impactos e questões relacionadas a vazamentos, alterações no ambiente socioeconômico, ruídos e vibrações, emissões atmosféricas, geração de resíduos líquidos e sólidos e descartes de efluentes, pelos quais as atividades da fase de *upstream* da indústria petrolífera são responsáveis.

A caracterização química da água de produção e seus principais compostos, bem como dados de geração e descartes no Brasil, são apresentados no capítulo 3 deste trabalho, com base em levantamentos bibliográficos realizados ao redor do mundo e em órgãos federais brasileiros. São destacadas também, as formas de tratamento utilizadas para redução do potencial tóxico da água produzida, bem como seus principais efeitos e destinos quando em contato com o meio ambiente.

Os capítulos 4 e 5 descrevem as regulamentações sobre o gerenciamento de água produzida no Brasil e em algumas regiões do mundo, destacando as diferenças e similaridades encontradas entre as mesmas e os principais aspectos presentes em cada uma delas, descrevendo-se a determinação de limites para o teor de óleos e graxas, a necessidade de avaliação dos compostos químicos mais relevantes, presentes na constituição da água de produção e o monitoramento ambiental deste efluente.

A discussão, comparação e análise crítica dessas regulamentações são expostas no capítulo 6, juntamente com as opções disponíveis para disposição e tratamento de água produzida, considerando as abordagens de minimização da geração, reuso e reciclagem e por último as diferentes possibilidades de disposição, além dos descartes em corpos hídricos. São levantadas, também neste capítulo, a importância da regulamentação nesse contexto, bem como as principais considerações a serem avaliadas acerca de um modelo adequado para o gerenciamento de água produzida e as principais considerações para o Brasil.

## 2. ASPECTOS GERAIS DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA

### 2.1. Panorama atual da Indústria Petrolífera

O petróleo é uma fonte energética fundamental para muitos países, uma vez que serve de insumo para inúmeros setores industriais (automobilístico, têxtil, agrícola, químico, dentre outros – ANEEL, 2008). Devido aos seus diversos derivados, como o gás liquefeito (GLP), gasolina, óleo diesel, querosene, nafta, óleos combustível e lubrificante, combustível marinho, coque de petróleo, dentre outros, inclusive usos na indústria petroquímica (Almeida, 2006; ANEEL, 2008), possui vasta aplicabilidade, tornando-se uma matéria prima de difícil substituição, em curto prazo, na matriz energética de qualquer país (Almada & Parente, 2013).

A dependência pelo petróleo pode ser observada desde 1930 quando com a invenção dos motores a explosão e a chamada segunda revolução industrial, a gasolina e o diesel passaram a ser combustíveis do setor de transportes (ANEEL, 2008). Esta posição foi consolidada após a segunda guerra mundial, com a necessidade de reconstrução dos países destruídos no período (Fantine & Alvim, 2008) e a industrialização dos países europeus. Nesse momento, o petróleo ultrapassou o carvão como principal fonte de combustível, ganhando maior importância em diversas partes do mundo (Canelas, 2007). Aliado a isto, o aumento da demanda e escassez de óleo nos campos explorados rústicamente, impulsionaram o avanço nos conhecimentos de geologia e geoquímica do petróleo possibilitando novas descobertas que suprissem as necessidades energéticas dos países (Gabardo, 2007). Tal fato fez com que esta indústria se constituísse como uma indústria inovadora e, principalmente, difusora de inovação tecnológica (Canelas, 2007).

Atualmente, pode-se citar ainda como outros fatores que contribuem para a dependência do petróleo, a falta de oferta de outras fontes energéticas, a dificuldade em praticar preços competitivos, ausência de infraestrutura de produção e distribuição e tecnologias para uso disseminado de fontes alternativas de energia (Fantine & Alvim, 2008), além da necessidade de garantir a segurança do setor energético (Almada & Parente, 2013) e diversas aplicabilidades do petróleo, dificilmente verificadas em um único insumo.

A versatilidade do petróleo e de seus derivados proporcionou apoio elétrico e mecânico para a sociedade atual, bem como seus serviços, além de ter impulsionado o

desenvolvimento econômico (Fraser *et al*, 2012). A sua importância é ainda mais reforçada devido ao caráter estratégico associado aos países que detêm esta matéria prima, as tecnologias e estruturas para produção e refino do petróleo. A disponibilidade do petróleo e seus preços de mercado afetam diretamente a economia e nível de crescimento dos países (Hernandez-Perez, 2011), uma vez que energia e transporte são insumos necessários para produção de quaisquer bens ou serviços. Os ganhos, em termos de vantagens estratégicas se refletem no aumento da importância na geopolítica mundial, segurança interna nos setores vitais de transporte e geração de eletricidade e aumento na participação do comércio internacional (ANEEL, 2008).

A maior parte das reservas provadas de petróleo encontra-se na região do Oriente Médio e África, os quais são responsáveis por mais de 50% das reservas mundiais. A região com a segunda maior concentração de jazidas de petróleo é a que contempla América do Sul e América Central, com 19,7% das reservas, seguido pela América do Norte e Europa e Eurásia, com 13,2% e 8,4%, respectivamente (Tabela 1 – BP, 2013).

Dentre os países detentores das maiores reservas, destacam-se os participantes da OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo, Venezuela (17,8%), Arábia Saudita (15,9%), Irã (9,4%) e Iraque (9,4%) e Canadá (10,4%), único país não pertencente a OPEP, com participação expressiva no quantitativo de reservas petrolíferas mundiais. Vale ressaltar que reservas comprovadas são aquelas baseadas em informações geológicas com razoável certeza de produção e viabilidade econômica. Com a evolução dos métodos de estudo e qualidade das informações, essas reservas podem mudar ao longo do tempo, aumentando ou diminuindo a estimativa de produção de determinada área (Gabardo, 2007).

**Tabela 1:** Reservas provadas de petróleo no mundo.

País / Região	1992 (bilhões de barris)	2002 (bilhões de barris)	2011 (bilhões de barris)	2012	
				bilhões de barris	% total
Estados Unidos	31,2	30,7	35,0	35,0	2,1
Canadá	39,6	180,4	174,6	173,9	10,4
México	51,2	17,2	11,4	11,4	0,7
<b>América do Norte</b>	<b>122,1</b>	<b>228,3</b>	<b>221,0</b>	<b>220,2</b>	<b>13,2%</b>
Argentina	2,0	2,8	2,5	2,5	0,1
Brasil	5,0	9,8	15,0	15,3	0,9
Colômbia	3,2	1,6	2,0	2,2	0,1
Equador	3,2	5,1	7,2	8,2	0,5
Peru	0,8	1,0	1,2	1,2	0,1
Trinidad & Tobago	0,5	1,1	0,8	0,8	< 0,005
Venezuela	63,3	77,3	297,6	297,6	17,8
Outros	0,6	1,6	0,5	0,5	< 0,005
<b>América do Sul e Central</b>	<b>78,8</b>	<b>100,3</b>	<b>326,9</b>	<b>328,4</b>	<b>19,7%</b>
Azerbaijão	ND	7,0	7,0	7,0	0,4
Dinamarca	0,7	1,3	0,8	0,7	< 0,005
Itália	0,6	0,8	1,4	1,4	0,1
Cazaquistão	ND	5,4	30,0	30,0	1,8
Noruega	9,7	10,4	6,9	7,5	0,4
Romênia	1,2	0,5	0,6	0,6	< 0,005
Rússia	ND	76,1	87,1	87,2	5,2
Turcomenistão	ND	0,5	0,6	0,6	< 0,005
Reino Unido	4,6	4,5	3,1	3,1	0,2
Uzbequistão	ND	0,6	0,6	0,6	< 0,005
Outros	61,3	2,2	2,2	2,1	0,1
<b>Europa e Eurásia</b>	<b>78,3</b>	<b>109,3</b>	<b>140,3</b>	<b>140,8</b>	<b>8,4%</b>
Irã	92,2	130,7	154,6	157,0	9,4
Iraque	100	115,0	143,1	150,0	9,0
Kuwait	96,5	96,5	101,5	101,5	6,1
Omã	4,7	5,7	5,5	5,5	0,3
Qatar	3,1	27,6	23,9	23,9	1,4
Arábia Saudita	261,2	262,8	265,4	265,9	15,9
Síria	3,0	2,3	2,5	2,5	0,1
Emirados Árabes	98,1	97,8	97,8	97,8	5,9
Iêmen	2,0	2,9	3,0	3,0	0,2
Outros	0,1	0,1	0,7	0,6	< 0,005
<b>Oriente Médio</b>	<b>661,6</b>	<b>741,3</b>	<b>797,9</b>	<b>807,7</b>	<b>48,4%</b>
Argélia	9,2	11,3	12,2	12,2	0,7
Angola	1,3	8,9	10,5	12,7	0,8
Chade	-	0,9	1,5	1,5	0,1

ND = Informação não disponível.

(Fonte: Modificado de BP *Statistical Review*, 2013).

**Tabela 1:** Reservas provadas de petróleo no mundo. (cont.)

País / Região	1992 (bilhões de barris)	2002 (bilhões de barris)	2011 (bilhões de barris)	2012	
				bilhões de barris	% total
República do Congo	0,7	1,5	1,6	1,6	0,1
Egito	3,4	3,5	4,3	4,3	0,3
Guiné Equatorial	0,3	1,1	1,7	1,7	0,1
Gabão	0,8	2,4	2,0	2,0	0,1
Líbia	22,8	36,0	48,0	48,0	2,9
Nigéria	21,0	34,3	37,2	37,2	2,2
Sudão do Sul	-	-	-	3,5	0,2
Sudão	0,3	0,6	5,0	1,5	0,1
Tunísia	0,5	0,5	0,4	0,4	< 0,005
Outros	0,8	0,6	2,2	3,7	0,2
<b>África</b>	<b>61,1</b>	<b>101,6</b>	<b>126,6</b>	<b>130,3</b>	<b>7,8%</b>
Austrália	3,2	4,6	3,9	3,9	0,2
Brunei	1,1	1,1	1,1	1,1	0,1
China	15,2	15,5	17,3	17,3	1,0
Índia	5,9	5,6	5,7	5,7	0,3
Indonésia	5,6	4,7	3,7	3,7	0,2
Malásia	5,1	4,5	3,7	3,7	0,2
Tailândia	0,2	0,7	0,4	0,4	< 0,005
Vietnã	0,3	2,8	4,4	4,4	0,3
Outros	0,9	1,1	1,1	1,1	0,1
<b>Ásia Pacífico</b>	<b>37,5</b>	<b>40,6</b>	<b>1,4</b>	<b>41,5</b>	<b>2,5%</b>
<b>Total no mundo</b>	<b>1039,3</b>	<b>1321,5</b>	<b>1654,1</b>	<b>1668,9</b>	<b>100%</b>

ND = Informação não disponível.

(Fonte: Modificado de BP *Statistical Review*, 2013).

Em comparação a outros países do mundo, o percentual de participação das reservas brasileiras é pouco relevante, com detenção de apenas 1% das reservas provadas mundiais, conforme pode ser verificado também na Tabela 1 (BP, 2013). Assim como no restante do mundo, a exploração de petróleo no Brasil teve início em áreas *onshore*, mais acessíveis, em meados do século XIX, no entanto a primeira descoberta ocorreu apenas no século seguinte, em Lobato, na Bahia (Moraes, 2013).

Apesar de ter sido considerada como não viável economicamente para exploração, a descoberta do Poço de Lobato teve fundamental importância para o desenvolvimento das atividades petrolíferas no Brasil (Zacour *et al*, 2012), as quais passaram por modificações até a criação, em 1953, da Estatal Petróleo Brasileiro S.A, a Petrobras, a partir de então responsável pelo desenvolvimento da indústria do petróleo



no Brasil, incluindo as áreas de pesquisa, refino, transporte, além da exploração propriamente dita.

A estatização dos operadores petrolíferos, a criação da OPEP e, principalmente os dois choques do petróleo, em 1973 e 1979, responsáveis pela elevação drástica no preço dos barris, foram os aspectos que mais contribuíram para a necessidade de mudanças no setor, de modo a conter seus avanços desmedidos iniciados desde as primeiras explorações (Morais, 2013). No Brasil esses eventos foram as motivações necessárias para que a Petrobras investisse na exploração *offshore*, até então economicamente inviável. Além disso, as regiões oceânicas representariam a possibilidade de novas descobertas, sabendo-se da baixa potencialidade em áreas terrestres brasileiras, devido a questões geológicas (Fantine & Alvim, 2008), reduzindo, desta forma, a demanda por petróleo importado no país, que na ocasião atingia uma taxa de 80% do que era consumido (Canelas, 2007).

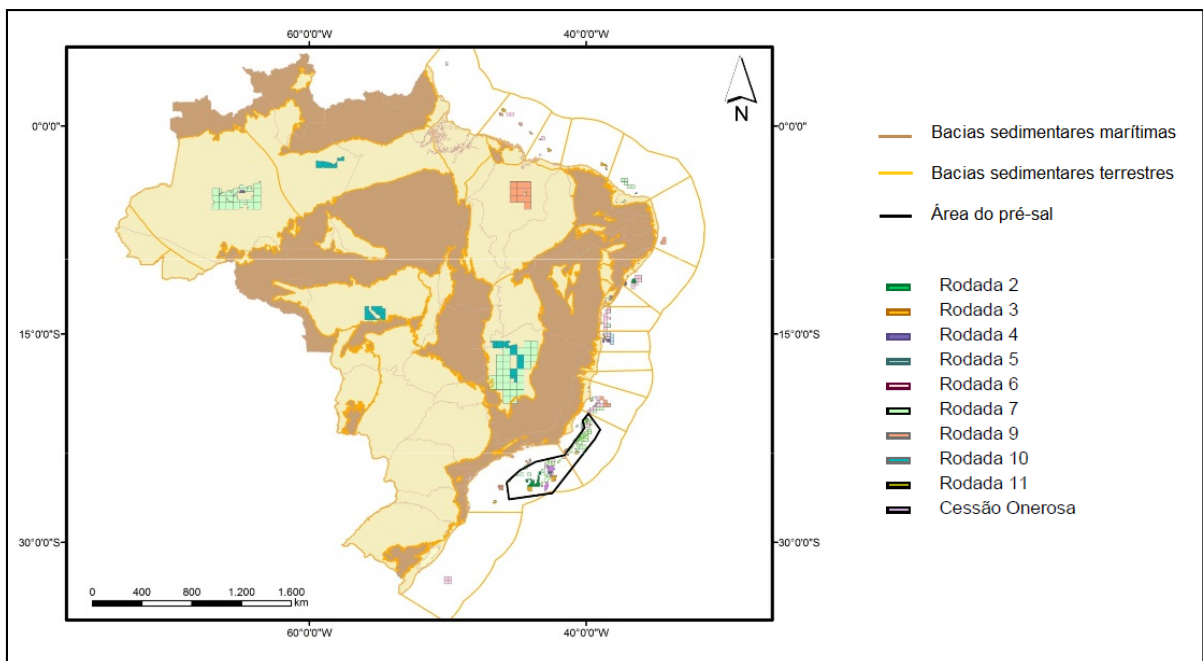
Os êxitos nas descobertas brasileiras *offshore* foram muitos, começando pelo campo de Garoupa e se estendendo a toda Bacia de Campos. Ao longo dos anos a Petrobras desenvolveu tecnologias para expandir os limites e profundidades de exploração, sendo reconhecida atualmente por sua potencialidade na área e por ser a maior detentora de poços de águas profundas do mundo (Morais, 2013). Dentre as descobertas mais significativas para este tipo de exploração, estão o Campo de Marlim, descoberto em 1985 (profundidades de 600 e 1000 metros) (Gabardo, 2007) e em 2007 o pré-sal, em águas ultra-profundas, na faixa de 5.000 a 7.000 metros de profundidade a partir do nível do mar (PETROBRAS, 2014).

Apesar da baixa participação do Brasil no contingente total de reservas petrolíferas, com a descoberta dos novos campos do pré-sal, que dobraram o quantitativo das reservas brasileiras, uma vez que representam um volume superior a oito bilhões de barris recuperáveis (MME, 2013a), o país passou a ter maior importância do ponto de vista estratégico, pois além de se manter como detentor da tecnologia para a exploração em águas ultra-profundas, mobilizará nos próximos anos toda a estrutura necessária para atendimento a essa nova fase da indústria petrolífera mundial.

O sistema de exploração de reservatórios de óleo e gás natural no Brasil funciona sobre o regime de concessão, desde a criação da Lei do Petróleo em 1997 (nº 9.478/1997), a mesma que criou a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), responsável, dentre outras funções, por promover as rodadas de licitações para concessão de blocos exploratórios. Neste regime, empresas estatais ou

privadas, nacionais ou estrangeiras podem se candidatar para obter a concessão das áreas ofertadas para atividades de exploração ou produção de petróleo e gás (Almada & Parente, 2013; ANP, 2012). A Figura 1 apresenta o mapa com as bacias sedimentares brasileiras (marítimas e terrestres) e os blocos, em fase de exploração ou produção, operados por concessionárias, além da delimitação do polígono do pré-sal.

As últimas rodadas de concessão da ANP foram a 11<sup>a</sup> e 12<sup>a</sup>, em maio e novembro de 2013 respectivamente, sendo a primeira mencionada de grande relevância no que diz respeito a aspectos ambientais, uma vez que teve foco na concessão dos blocos da margem equatorial brasileira, isto é, área de grande sensibilidade para a atividade em questão, devido à proximidade da costa e características da região (Souza Filho *et al.*, 2009). Os blocos oferecidos nesta rodada compreendem as bacias *offshore* do Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Pernambuco-Paraíba, além das bacias terrestres do Parnaíba, Recôncavo, Tucano Sul e Sergipe-Alagoas na mesma região (ANP, 2014).



**Figura 1:** Mapa das áreas em concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, bem como demarcação das bacias sedimentares e polígono do pré-sal. (Fonte: Petersohn, 2013).

Também em 2013, ocorreu o primeiro leilão sob o regime de partilha, novo regime estabelecido para exploração das áreas do pré-sal. Este foi instituído através da Lei 12.351/2010 e determina que todo o petróleo extraído nas áreas do pré-sal é de

posse do Estado, ganhando o contratado, ou seja, a empresa participante do bloco no regime de partilha, uma participação em óleo na produção. Vale destacar também, que no regime de partilha, o único operador de todos os blocos licitados é a Petrobrás, diferente do que ocorre no regime de concessão, onde qualquer empresa concessionária pode operar a locação (Zacour *et al*, 2012).

O primeiro leilão do pré-sal ocorreu em outubro de 2013 com o oferecimento de uma das mais importantes áreas do polígono em questão, o Campo de Libra, o qual deverá produzir no seu auge 1,4 milhão de barris/dia, o que representará cerca de 70% de toda produção brasileira. Ainda estão disponíveis os Campos de Franco e Lula que devem ser leiloados nos próximos anos, representando um grande incremento da produção brasileira (MME, 2013a) e até mundial.

A maior parte das reservas brasileiras encontra-se no mar, principalmente entre os litorais dos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e Rio Grande do Norte (MME, 2013b). As reservas terrestres estão concentradas, principalmente nos estados do Amazonas, Rio Grande do Norte, Sergipe e Bahia (ANEEL, 2008), sendo as maiores nos três últimos estados. Apesar do número maior de poços perfurados em terra, 75% do total de poços perfurados no Brasil incluindo exploratórios e em desenvolvimento (Tabela 2), a produção *onshore* equivale a apenas 9% da produção total brasileira (MME, 2013b).

**Tabela 2:** Quantitativo de poços, sondas e reservas terrestres e marítimas no Brasil.

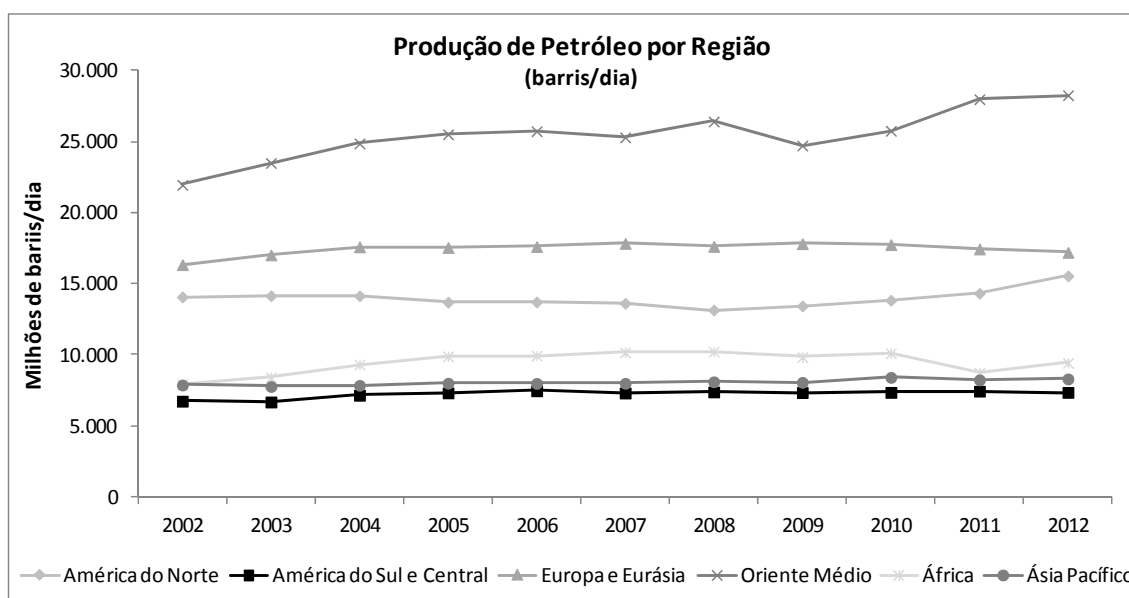
Indicadores	2011		2012	
	Terra	Mar	Terra	Mar
Poços exploratórios (n°)	101	131	111	89
Poços em desenvolvimento (n°)	315	93	426	86
Sondas de perfuração em atividade (n°)	49	60	65	55
Reservas provadas (bilhões de barris)	0,9	14,1	0,9	14,4

(Fonte: Modificado de MME, 2013)

A partir da observação da Tabela 2, pode-se notar a evolução do número de poços exploratórios perfurados entre 2011 e 2012. Evidencia-se um recuo de 32% na atividade *offshore* e incremento de 10% na atividade *onshore*. Com relação aos poços em desenvolvimento, observa-se um incremento de 35% na atividade terrestre e uma diminuição de 7% na atividade marítima. Entende-se que tal fato está associado aos custos de exploração que são muito mais altos na atividade *offshore* se comparados à

exploração *onshore* (Almeida, 2006), maior facilidade de acesso e de licenciamento da atividade petrolífera nos blocos terrestres, onde a responsabilidade cabe aos órgãos estaduais e ainda, a presença de muitos campos maduros em áreas marítimas, historicamente mais exploradas no Brasil, os quais já não apresentam produtividade tão acentuada. Segundo estudo da Fundação Getúlio Vargas (Mielnik, 2009), a produtividade desses campos decaiu em aproximadamente 10% a cada ano, devido às características de formação das jazidas de petróleo.

A Figura 2 abaixo apresenta o histórico da produção de petróleo nos diferentes continentes e regiões do mundo, observa-se que a mesma manteve-se constante durante a última década, fato este que corrobora a importância da produção de petróleo nos campos do pré-sal.



**Figura 2:** Produção de petróleo por região geográfica na última década.

(Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados de BP *Statistical Review*, 2013).

Dentre os maiores produtores de petróleo do mundo, destacam-se a Arábia Saudita em primeiro lugar, seguida de Rússia e Estados Unidos. O Brasil figurou na décima terceira posição em 2012 com 2,7% da produção mundial (Tabela 3).

**Tabela 3:** Ranking com maiores produtores de petróleo do mundo no ano de 2012.

	<b>País produtor</b>	<b>Milhões de barris/dia</b>	<b>% da produção mundial</b>
1º	Arábia Saudita	11,530	13,3%
2º	Rússia	10,643	12,8%
3º	Estados Unidos	8,905	9,6%
4º	China	4,155	5,0%
5º	Canadá	3,741	4,4%
6º	Irã	3,680	4,2%
7º	Emirados Árabes	3,380	3,7%
8º	Kuwait	3,127	3,7%
9º	Iraque	3,115	3,7%
10º	México	2,911	3,5%
<b>13º</b>	<b>Brasil</b>	<b>2,149</b>	<b>2,7%</b>
	<b>Total</b>	<b>86,152</b>	

(Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados de BP *Statistical Review*, 2013).

Apesar da aparente estagnação da produção de petróleo mundial, o consumo deste recurso vem aumentando significativamente nos últimos anos. Segundo projeções do Departamento de Energia Americano - *US Energy Information Administration* (2013), o consumo de petróleo deve aumentar cerca de 35% até 2040 em relação ao ano de 2009. Países como China e Índia, além de outros asiáticos devem ser os principais responsáveis por esse incremento. No ano de 2012 os Estados Unidos foram os principais consumidores de petróleo, com 19,8% do total consumido no mundo. O Brasil ocupa a sétima posição, com 3,0% do consumo mundial (Tabela 4).

**Tabela 4:** Ranking com maiores consumidores de petróleo do mundo no ano de 2012.

	<b>País consumidor</b>	<b>Milhões de barris/dia</b>	<b>% do consumo mundial</b>
1º	Estados Unidos	18,555	19,8%
2º	China	10,221	11,7%
3º	Japão	4,714	5,3%
4º	Índia	3,652	4,2%
5º	Rússia	3,174	3,6%
6º	Arábia Saudita	2,935	3,1%
<b>7º</b>	<b>Brasil</b>	<b>2,805</b>	<b>3,0%</b>
8º	Alemanha	2,358	2,7%
9º	Coréia do Sul	2,458	2,6%
10º	Canadá	2,412	2,5%
	<b>Total</b>	<b>89,774</b>	

(Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados de BP *Statistical Review*, 2013).

Vale ressaltar que a participação dos países em desenvolvimento, integrantes do BRICS (Brasil, Rússia, Índia e China), dentre os maiores consumidores de petróleo, é relativamente recente, uma vez que historicamente, os países industrializados sempre

figuraram no topo deste ranking (ANEEL, 2008). Pode-se dizer que o maior consumo por parte dos integrantes do BRICS tem relação direta com o avanço da industrialização destes países.

Os setores de transporte e indústria são os maiores responsáveis pelo consumo de energia, principalmente para alimentação de caldeiras e combustível, ao mesmo tempo em que são indispensáveis para o desenvolvimento da economia (MME, 2013b). A Tabela 5 apresenta os dados de consumo de energia por setor em 1973, ano da primeira crise do petróleo quando os preços deste recurso duplicaram, e os dados de 2012 no Brasil e no mundo. A partir da análise da mesma, é possível notar que houve aumento no consumo energético pelo setor Indústria no Brasil e outros países do mundo, ao mesmo tempo em que observa-se a redução do consumo nos países ricos pertencentes à Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - *Organisation de Coopération et de Développement Économiques*<sup>1</sup> (OECD). Tal fato relaciona-se com a absorção da indústria pesada pelo Brasil e outros países em desenvolvimento, os tornando maiores consumidores de petróleo, comparativamente a outras regiões mais desenvolvidas.

**Tabela 5:** Consumo final de energia por setor (%).

Setor	Brasil		OECD		Outros*	
	1973	2012	1973	2010	1973	2010
Indústria	29,8%	35,1%	31,1%	20,7%	29,8%	28,9%
Transporte	25,0%	31,3%	22,6%	29,4%	19,4%	21,5%
Setor Energético	3,3%	9,0%	8,5%	7,9%	5,2%	8,7%
Outros setores	38,7%	18,0%	30,6%	32,9%	42,3%	33,0%
Usos não energéticos	3,1%	6,6%	7,2%	9,1%	3,3%	7,9%

\* Outros = Exclusive Brasil e países da OECD.  
(Fonte: MME, 2013b)

No Brasil, 82,6% da matriz energética de transportes é proveniente de derivados de petróleo e apenas 15,1% de bioenergia, principalmente derivados de cana-de-açúcar. Entretanto, apesar da evidente dependência pelos recursos da indústria petrolífera, o Brasil está muito a frente em termos de utilização de energias renováveis em sua matriz

<sup>1</sup> A OECD é uma organização composta por trinta países desenvolvidos, são eles: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Coreia do Sul, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Islândia, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Eslováquia, República Tcheca, Suíça, Suécia e Turquia, além da União Europeia.

energética comparativamente a outros países do mundo. As energias renováveis ainda são as menos utilizadas no país, representando juntas 42,4% da oferta interna de energia, enquanto que as não-renováveis são responsáveis pelos outros 57,6%. Ao mesmo tempo, a OECD apresenta em sua matriz apenas 8,2% de fontes renováveis, enquanto que a média mundial é de 13,2% (MME, 2013b), ambos muito abaixo dos valores apresentados para o Brasil.

No entanto, vale ressaltar que a diversificação da matriz energética mundial só começou a ocorrer após os dois choques do petróleo, em 1973 e 1979. Até então, o petróleo era a principal fonte de energia elétrica, perdendo apenas para o carvão. Com as crises consecutivas o petróleo deixou de ser utilizado para geração de energia elétrica, inicialmente sua principal aplicação (ANEEL, 2008).

Dentre as fontes não renováveis de energia (petróleo e derivados, gás natural, carvão mineral e derivados e Urânio e derivados) utilizadas na matriz energética brasileira, o petróleo corresponde a 39,2%, seguido pelo gás natural com 11,5%. Dentre as renováveis, os derivados da cana-de-açúcar são os mais representativos com 15,4%, seguidos da energia hidráulica e eletricidade com 13,8% (MME, 2013b).

## **2.2. Impactos ambientais da Exploração e Produção de Petróleo**

É inquestionável a importância que o petróleo representa para a economia e política internacional, devido aos fatores já apresentados anteriormente. Entretanto, tradicionalmente o setor de óleo e gás é umas das atividades que representa mais impacto para o meio ambiente, seja qual for o aspecto tratado (O'Rourke & Connolly, 2003; Magrini & Lins, 2007; Fraser & Ellis, 2009). Essa característica se torna ainda mais agravante com o aumento da importância dada às questões ambientais tanto por pressões legais, quanto por pressão da sociedade que começou a cobrar maior comprometimento com o meio ambiente. Até mesmo o setor industrial passou a notar, nos últimos anos, a necessidade de apresentar boas práticas para ter maior aceitação no mercado, reduzir custos e especialmente para melhora na imagem pública (Magrini & Lins, 2007).

Em todas as etapas da cadeia produtiva petrolífera, desde a fase de prospecção até o descomissionamento, estão presentes aspectos que podem levar a poluição ambiental causada por resíduos líquidos e sólidos ou emissões gasosas (IFC, 2007a; Fraser & Ellis, 2009). Segundo a Resolução CONAMA 001/1986, os impactos

ambientais podem ser definidos por qualquer alteração das propriedades físicas, químicas e biológicas do meio ambiente, que direta ou indiretamente, afetam a saúde, segurança e o bem estar da população, as atividades sociais e econômicas, a biota, as condições estéticas e sanitárias e a qualidade dos recursos ambientais.

A magnitude e extensão destes impactos podem variar, uma vez que dependem de todo o contexto ambiental onde a atividade está inserida, considerando a natureza e sensibilidade do meio circunvizinho, o tempo de exposição aos fatores que agredem o meio ambiente, o tamanho e complexidade do projeto, as medidas adotadas para prevenir a poluição e as técnicas de atenuação e controle dos seus efeitos (IFC, 2007a). Para atribuir um grau de significância aos impactos ambientais é importante verificar também a biodiversidade local ou regional, a localização de habitat e recursos sensíveis e a utilização da região para outros usos, como por exemplo, a pesca artesanal ou comercial (OGP, 2012a).

A atividade de exploração e produção da indústria petrolífera, assim como outras potencialmente poluidoras, podem causar impactos categorizados como positivos ou negativos, diretos ou indiretos, locais ou regionais, dependendo do seu alcance e amplitude de áreas atingidas, temporário ou permanente e reversível ou irreversível. Pode-se ainda determinar a significância do impacto como baixa, média ou forte, tendo em vista o meio em que o empreendimento está inserido e o local afetado (Schaffel, 2002).

Determinar a significância de um impacto, de maneira geral, significa dizer como mudanças na população ou comunidade vão levar a significativas mudanças na estrutura ou função de um ecossistema. É preciso verificar também até que nível essas alterações são consideradas naturais ou aceitáveis (Fraser & Ellis, 2009). Segundo Schaffel (2002), a maior parte dos impactos causados pela atividade de exploração e desenvolvimento da indústria petrolífera é de baixa significância, pois apesar de negativos, são muitas vezes locais, temporários e reversíveis, isto é, quando cessada a causa do impacto, como o descarte de efluentes, por exemplo, os danos também cessarão. Já outros autores (O'Rourke & Connolly, 2003; Fidler & Noble, 2012; Barker & Jones, 2013) acreditam que, apesar de algumas agências ambientais, como a americana EPA (*Environmental Protection Agency*), entenderem que dentro das atividades normais, os impactos da indústria petrolífera são aceitáveis, não existe o conhecimento necessário sobre determinados efeitos causados por aspectos deste setor para dimensionar o grau de relevância dos seus impactos ambientais.



Tanto nas operações em terra (*onshore*), quanto nas operações no mar (*offshore*), as atividades na fase *upstream*, isto é, durante as operações de exploração, perfuração e produção, as que mais geram resíduos de toda a indústria, incluindo resíduos perigosos, com alto grau de toxicidade e presença de contaminantes, e não perigosos, normalmente são realizadas em ambientes inóspitos e com pouca interferência da atividade humana, tornando estes impactos ainda mais relevantes (O'Rourke & Connolly, 2003). As fases de refino do óleo e consumo dos seus derivados causam impactos graves ao meio ambiente, devido à utilização de diversos aditivos químicos e à queima de hidrocarbonetos, entretanto não serão tratadas neste trabalho, por não fazerem parte do escopo e tema central definidos.

Durante a atividade *offshore* as interações entre meio ambiente e a operação ocorrem principalmente na coluna d'água e no sedimento. Durante a fase de perfuração, devido aos descartes operacionais, pode haver impactos mais expressivos na coluna d'água. O sedimento marinho está exposto a todos os contaminantes que ao entrar em contato com o ambiente, precipitam. Mesmo com a alta capacidade de redistribuição e diluição de sólidos dos processos marinhos, este compartimento tem grande tendência de acumular partículas e contaminantes associados ao longo do tempo (OGP, 2012a).

No entanto, a contaminação no ambiente marinho não se restringe ao substrato e coluna d'água, os organismos também podem ser afetados, especialmente a comunidade bentônica, a qual tem tendência a acumular altas concentrações de hidrocarbonetos em seus tecidos. Desta forma, constituem-se como um importante link para transferência de contaminantes do sedimento para níveis tróficos mais altos (Ko & Day, 2004).

Já no caso das atividades *onshore*, as principais alterações físicas do ambiente quando expostas aos impactos das atividades de exploração e produção, referem-se a desmatamento, destruição de ecossistemas, contaminação química do solo e de corpos hídricos, incluindo alterações na potabilidade de aquíferos, restrições à movimentação de fauna silvestre, riscos a saúde e segurança dos vizinhos da atividade e até mesmo, deslocamento de comunidades tradicionais (Magrini & Botelho, 2011).

De forma a contemplar os impactos ambientais causados pelas fases de exploração e desenvolvimento da indústria do petróleo, é necessário levar em consideração os aspectos ambientais relacionados a vazamentos, alterações no ambiente socioeconômico, geração de ruídos, emissões atmosféricas, geração de resíduos líquidos e sólidos e descarte de efluentes (IFC, 2007a).

Vazamentos acidentais de óleo em atividades *offshore*, tanto das unidades de perfuração e produção, quanto dos barcos de apoio, ocasionam alterações físico-químicas e biológicas no ambiente marinho, provocando prejuízos não só ao mesmo como à pesca e ao turismo. Os impactos e danos causados são irreversíveis, porém sua significância varia com a dimensão do vazamento, locais atingidos e gerenciamento das ações após o acidente, isto é, as ações de resposta à emergência. Nos casos onde a mancha atinge a costa os impactos causados são muito mais expressivos e representam os piores casos (Schaffel, 2002; OGP, 2012b). Na fase de perfuração existem ainda os casos de erupções ou *blowout*, quando há perda do controle do poço e conseqüentemente, o volume de óleo vazado é muito elevado, havendo ainda o risco de explosões e morte de trabalhadores (Perrons, 2013).

Os derramamentos de óleo nas atividades petrolíferas são bastante comuns, entretanto, a maior parte deles é de pequenos volumes, rapidamente contidos e que, por isso, não são amplamente divulgados. O estudo anual da *International Association of Oil and Gas Producers* – OGP (2012b) apresenta o desempenho dos seus associados em relação aos indicadores ambientais definidos pela organização. Os dados fornecidos representam 41 empresas operando em 75 países, pertencentes a todos os continentes do mundo, responsáveis por aproximadamente 35% da produção mundial de petróleo no ano de 2011. As informações, embora não reflitam o desempenho de toda a indústria petrolífera mundial, são referências consistentes sobre os aspectos ambientais da atividade de exploração e produção de petróleo e gás. Segundo estes, de um total de 6.996 derramamentos, cerca de 60% foram de volumes inferiores a um barril de petróleo. Ainda de acordo com o mesmo estudo, esses acidentes são mais comuns nas atividades *onshore* do que nas atividades *offshore*. Em 2011, 83% dos vazamentos de óleo reportados pelas empresas membro da OGP, ocorreram em terra, enquanto que apenas 7% ocorreram no mar (OGP, 2012b).

Apesar dos vazamentos na atividade *offshore* serem menos frequentes, conforme apresentado acima, o ambiente marinho é o mais vulnerável a ocorrência de grandes acidentes. Isto ocorre, pois, os maiores riscos estão relacionados ao transporte do óleo cru para as refinarias e mercado consumidor e o meio marítimo é o mais utilizado para estes fins. Além de oleodutos, cada vez mais comuns, barcaças e caminhões, os navios tanque ainda são a principal forma de transporte utilizada, devido às suas altas capacidades de armazenamento, podendo chegar até 800.000 toneladas de óleo por viagem (O'Rourke & Connolly, 2003). Este fato é corroborado através do histórico de

incidentes com vazamento de grandes volumes de petróleo no mar. Com exceção dos casos de *blowout*, como o recente acidente no prospecto de Macondo explorado pela britânica BP, no Golfo do México em 2010, que levou ao derramamento de 210 milhões de barris de petróleo no mar e a morte de 11 trabalhadores, a maior parte dos acidentes mais significativos está relacionada a navios petroleiros, incluindo o emblemático Exxon Valdez, que apesar de não estar entre os acidentes com maior volume de óleo derramado, foi um dos mais desastrosos no que diz respeito aos impactos ambientais causados. O navio tanque sofreu uma ruptura no casco muito próximo ao litoral do Alaska, levando a morte de grande parte das populações de mamíferos marinhos da região (Perrons, 2013).

Derramamentos de óleo ainda trazem graves impactos econômicos, pois afetam atividades pesqueiras de extrema importância para determinadas regiões. Incidentes deste tipo criam zonas de exclusão para pesca, contaminação e mortandade de peixes durante certo tempo após o acontecimento e criam uma desconfiança por parte dos consumidores quanto à qualidade do pescado de áreas atingidas por derramamentos de óleo. Além do impacto econômico para a atividade em si, existem as perdas do governo com arrecadação de impostos pela diminuição do comércio local (O'Rourke & Connolly, 2003).

Os aspectos relacionados às alterações socioeconômicas em decorrência da presença de atividades de exploração e produção de óleo e gás também podem causar impactos significativos em uma determinada região. Com o pagamento de royalties e a demanda da indústria por infraestrutura, municípios costeiros, presentes na zona de influência da atividade *offshore*, por exemplo, podem tornar-se polos regionais com o aquecimento de atividades relacionadas à prospecção de petróleo (ANEEL, 2008) e prestação de serviços, envolvendo diversas atividades como hotelaria, comércio, lazer e transporte (Schaffel, 2002). Um exemplo disso é o município de Macaé, na região litorânea ao norte do estado do Rio de Janeiro. A cidade passou a atender grande parte das empresas com operação na Bacia de Campos e recebe os royalties da produção na região. Segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2008), a população do município saiu de 60 mil habitantes em 1980 para 170 mil em 2008 e teve um incremento na sua economia de 600%, se transformando em base para produção de petróleo em alto mar.

A geração de empregos é outro grande impacto socioeconômico da indústria petrolífera. O setor emprega mais de dois milhões de trabalhadores nos seus processos

de produção e refino e para cada emprego nessas etapas da cadeia, estima-se que há geração de 4 empregos indiretos nos setores que dão suporte e insumos necessários para a atividade (O'Rourke & Connolly, 2003).

Entretanto, vale ressaltar que apesar dos significativos impactos positivos gerados pela exploração e produção de petróleo, devido às alterações que acarretam no ambiente socioeconômico, algumas especificidades da atividade podem causar danos à saúde humana com efeitos prejudiciais agudos e crônicos (IFC, 2007a; IFC, 2007b). Esses são decorrentes da exposição a materiais radioativos retirados dos reservatórios, ruídos, vibrações, assim como os riscos da ocorrência de acidentes, turnos de trabalho extensos e afastamento do convívio social e de familiares, devido à localização dos empreendimentos, normalmente em locais afastados e distantes da costa, como no caso da atividade *offshore* (O'Rourke & Connolly, 2003).

A existência da exploração e produção de petróleo em determinados locais pode significar também restrição a algumas atividades econômicas. A pesca é uma das atividades mais prejudicadas quando a operação ocorre no mar, pois são criadas zonas de exclusão de pesca e há aumento da circulação de barcos gerando uma competição pelo espaço marítimo e por portos de atracação. Nas operações em terra, podem ocorrer disputas por espaço com comunidades tradicionais e transtorno aos vizinhos do campo explorado, devido ao aumento na circulação de veículos e elevação, mesmo que pontual, do número de pessoas na região (Magrini & Botelho, 2011).

O desenvolvimento das atividades de *upstream* geram ainda ruídos e vibrações, responsáveis por causar impactos ao meio ambiente. É provável que os piores impactos relacionados a este aspecto ocorram durante a exploração e busca por reservatórios de petróleo, durante as atividades de sísmica com a emissão sonora dos navios e canhões de ar, utilizada para a obtenção de dados. Dentre os principais impactos, pode-se citar danos a fauna marinha, principalmente mamíferos, incluindo danos físicos auditivos, como perda temporária ou permanente da capacidade auditiva, impactos físicos não auditivos, com danos aos tecidos e órgãos dos animais expostos às frequências emitidas pelas explosões, e impactos comportamentais, como alterações de hábitos (Vilardo, 2006). As fases de perfuração e produção *offshore*, apesar de em menor proporção, também geram ruídos e vibrações que interferem temporariamente na biota marinha, como por exemplo, a operação da broca de perfuração e outros equipamentos utilizados na atividade (Schaffel, 2002; IFC, 2007a).

A exploração e produção de petróleo *onshore* e *offshore* pode causar ainda significativa poluição atmosférica, devido às diversas fontes de emissões que podem degradar a qualidade do ar localmente (O'Rourke & Connolly, 2003), principalmente no caso das atividades *onshore*, e ter efeitos globais quando se trata da emissão de gases de efeito estufa.

As principais fontes de emissões atmosféricas resultantes das atividades de óleo e gás são combustão para geração de eletricidade e calor, uso de compressores, bombas e outros motores alternativos (boilers, turbinas e outras máquinas), além daquelas provenientes da queima de hidrocarbonetos e emissões fugitivas, devido a vazamentos em tubulações, tanques ou do próprio poço e operações de carregamento e descarregamento de hidrocarbonetos. Dentre todas as fontes citadas, pode-se dizer que os gases de exaustão, produzidos na queima de combustíveis em maquinários utilizados na geração de energia e calor, correspondem às emissões mais significativas da atividade (IFC, 2007a). Vale ressaltar ainda que não só as unidades utilizadas diretamente na exploração e produção de petróleo são responsáveis por tais emissões, mas também todas as embarcações, veículos e aeronaves de apoio às operações (O'Rourke & Connolly, 2003).

Existem também algumas fontes de emissões específicas da atividade, isto é, que só ocorrem durante a operação na fase *upstream* da indústria petrolífera. O *flare* ou queima é a prática mais comum dentre essas, que trata-se da queima segura e controlada de gás natural que não será utilizado na unidade ou exportado, seja por razões comerciais, técnicas ou de segurança (IFC, 2007a; OGP, 2012b). Outras fontes menos significativas e não rotineiras são o *venting* ou ventilação de gás, queimas de emergência e testes de poço (OGP, 2012b). Com relação a este último, ocorre durante a fase de perfuração, com a retirada de petróleo do poço para diversas verificações necessárias. O óleo retirado é então queimado, liberando gases e poluentes para a atmosfera (Schaffel, 2002; IFC, 2007a).

Os principais poluentes das emissões provenientes da atividade petrolífera e também os mais relevantes do ponto de vista de controle de processo e sob a perspectiva de regulações ambientais são dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), compostos orgânicos voláteis (VOC), dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>) (OGP, 2012b). Outros compostos, presentes em menores concentrações podem ser também considerados, a saber, ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>S), compostos BTEX (benzeno,

tolueno, etilbenzeno e xileno), glicóis e hidrocarbonetos poliaromáticos (HPA) (IFC, 2007a).

A quantidade de gases emitidos pela atividade de exploração e produção de petróleo pode variar com diversos fatores (OGP, 2012b). Como a queima de hidrocarbonetos é um dos aspectos que leva à liberação de gases para a atmosfera, a presença ou ausência de infraestrutura para o transporte e comércio de gás natural na região explorada é um fator de extrema relevância, uma vez que mesmo com a utilização de técnicas para otimizar a razão de geração gás/óleo, é inevitável que parte do gás natural presente no poço seja extraído com o petróleo. Embora seja uma prática comum a utilização do gás natural recuperado para geração de eletricidade para as unidades *offshore*, ainda assim pode haver excedentes que deverão ser queimados. As características, localização e idade do campo e reservatório, o uso de técnicas para recuperação do petróleo, além de aspectos regulatórios e contratuais, são outros fatores que influenciam a quantidade de emissões da indústria do petróleo (OGP, 2012b).

A Tabela 6 apresenta o quantitativo das emissões atmosféricas dos principais gases liberados pelas atividades da indústria do petróleo para o ano de 2011, segundo dados reportados pelas empresas membro da OGP. Vale ressaltar que no período de 2005 a 2010 os valores reportados não sofreram grandes variações (OGP, 2012b), evidenciando que dentro das condições normais de operação e não havendo grandes alterações nos fatores que influenciam a geração dos gases, o quantitativo de emissões da indústria petrolífera será constante.

**Tabela 6:** Quantitativo dos principais gases emitidos pela atividade de exploração e produção de petróleo e suas principais fontes de emissão.

Poluente	Emissões (mil toneladas)	Emissões/mil toneladas HP <sup>1</sup>	Principais fontes de emissão
CO <sub>2</sub>	289.000	133 toneladas	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Uso de energia (59%);</li> <li>➤ <i>Flare</i> (36%);</li> <li>➤ Ventilação (5%)</li> </ul>
CH <sub>4</sub>	2.600	1,25 toneladas	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ventilação (32%);</li> <li>➤ Perdas fugitivas (27%);</li> <li>➤ <i>Flare</i> (27%);</li> <li>➤ Uso de energia (14%)</li> </ul>
GEE <sup>2</sup> (CO <sub>2</sub> + CH <sub>4</sub> )	NA	159 toneladas	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Uso de energia (51%);</li> <li>➤ <i>Flare</i> (35%);</li> <li>➤ Ventilação (10%);</li> <li>➤ Perdas fugitivas (4%)</li> </ul>
VOC	1.000	0,50 toneladas	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Ventilação (46%);</li> <li>➤ <i>Flare</i> (32%);</li> <li>➤ Perdas fugitivas (18%);</li> <li>➤ Uso de energia (4%)</li> </ul>
SO <sub>2</sub>	364	0,17 toneladas	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <i>Flare</i> (63%);</li> <li>➤ Uso de energia (28%);</li> <li>➤ Ventilação (7%);</li> <li>➤ Perdas fugitivas (2%);</li> </ul>
NO <sub>x</sub>	864	0,41 toneladas	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Uso de energia (93%);</li> <li>➤ <i>Flare</i> (3%)</li> </ul>

1 – Emissões por mil toneladas de hidrocarbonetos produzidos;

2 – GEE = Gases de Efeito Estufa.

(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de OGP, 2012b).

As emissões atmosféricas da fase *upstream* da indústria de óleo e gás podem causar impactos ambientais de alta ou baixa significância, dependendo da localização da atividade. Nas operações *offshore*, por estarem afastados de centros urbanos e de outras fontes de emissões, os poluentes liberados para a atmosfera são mais facilmente diluídos, minimizando os efeitos na qualidade do ar. Especificamente para as atividades *onshore*, as emissões da operação se tornam um fator mais agravante devido à proximidade de comunidades e áreas urbanizadas, onde os poluentes tendem a ficarem mais concentrados, dificultando sua diluição. Em consequência, os impactos ambientais são refletidos não só na alteração da qualidade do ar, mas também em danos a saúde humana, o que aumenta o grau de significância dos mesmos (IFC, 2007b).

A atividade de exploração e produção de petróleo, tanto *offshore* quanto *onshore*, produz expressivas quantidades de resíduos perigosos, que apresentam risco de

contaminação ao meio ambiente, devido às suas características de toxicidade, inflamabilidade, reatividade, patogenicidade ou corrosividade, e não perigosos. De acordo com O'Rourke & Connolly (2003), o quantitativo de resíduos da indústria petrolífera pode chegar a ser maior que a geração de resíduos municipais, agrícolas e de outros setores industriais combinados. Os mesmos autores afirmam que em 1995, as atividades *upstream* da indústria petrolífera dos Estados Unidos geraram 146 milhões de barris de resíduos de perfuração e 22 milhões de barris de outros resíduos associados.

Os resíduos gerados nas unidades *offshore* e *onshore* podem ser considerados um aspecto importante do ponto de vista ambiental. Para que a geração de resíduos não cause danos para o meio ambiente, é essencial que haja um correto manejo e gerenciamento dos mesmos desde a origem até o tratamento e disposição final (IFC, 2007a; IFC, 2007b). Vale ressaltar, que o correto gerenciamento de resíduos deve incluir a segregação na fonte, e a hierarquia de não geração, redução, reciclagem, aproveitamento energético e somente em último caso, disposição final, conforme preconizado pela Política Nacional de Resíduos Sólidos (Brasil, 2010a).

A atividade de exploração e produção da indústria de óleo e gás gera alguns resíduos especiais, exclusivos do seguimento e que precisam seguir procedimentos mais específicos de gerenciamento, devido às suas características, além de maior potencial para danos ao meio ambiente. Dentre estes, destacam-se fluidos e cascalhos de perfuração, areia produzida e materiais radioativos naturalmente ocorrentes (*Natural Occurring Radioactive Materials – NORM*) (IFC, 2007a; IFC, 2007b).

O fluido e o cascalho de perfuração são os principais resíduos gerados na etapa de perfuração. Devido às suas características de toxicidade, biodegradação e bioacumulação podem causar danos ao meio ambiente marinho (Schaffel, 2002). O tipo de fluido de perfuração utilizado (base aquosa, sintética ou oleosa), as características do ambiente e a profundidade da lâmina d'água do empreendimento são fatores que irão interferir diretamente nos impactos ambientais causados pelo descarte destes resíduos (Schaffel, 2002; IFC, 2007a). Dentre os principais, pode-se citar alterações no habitat (modificações no tamanho e composição do sedimento marinho) e na qualidade da água, sufocamento pela cobertura do cascalho, bioacumulação e impactos químicos como intoxicação por componentes dos fluidos de perfuração e efeitos crônicos sobre a comunidade bentônica local (Fraser & Ellis, 2009).

A areia produzida é retirada do poço junto com o petróleo e os fluidos de perfuração. Ela pode ser contaminada com hidrocarbonetos que podem variar de acordo



com a profundidade, local e características do reservatório. A geração dessa areia pode ser controlada dentro do poço, reduzindo o quantitativo gerado. Normalmente a areia produzida é enviada para terra para tratamento, nos casos em que tenha que ser descartada no mar, por razões técnicas de logística ou de segurança, deve passar por tratamento, para reduzir a contaminação e o risco de danos ao ambiente marinho (IFC, 2007a). No caso das atividades *onshore* a areia produzida retirada do poço deve ser considerada como um resíduo contaminado com óleo (IFC, 2007b) e, por isso, receber os mesmos cuidados de armazenamento, manejo, tratamento e disposição final.

Dependendo das características do reservatório, pode haver ainda a geração de materiais radioativos durante o processo de produção. Nesses casos é necessária uma avaliação para determinação do tipo de material encontrado. Com base nesta análise, deve ser elaborado um plano de gerenciamento, que leve em consideração a melhor opção para manejo e disposição do material tendo em vista os cuidados com a exposição humana e os riscos ambientais (IFC, 2007a).

São muitos os efluentes gerados nas atividades de exploração e produção de petróleo que podem ser descartados no mar, no caso das operações *offshore*, em outros corpos hídricos ou até mesmo diretamente no solo, quando se tratam de atividades *onshore*. Os efluentes são gerados em diversas atividades de rotina e de acordo com a especificidade de cada uma delas, apresentarão características diferenciadas que podem representar riscos de degradação da qualidade ambiental quando em contato com o meio ambiente.

Segundo estudo da OGP (2012a), os impactos ambientais relacionados aos descartes de efluentes são considerados irreversíveis e permanentes quando são realizados por atividades longas e contínuas que mantêm o ambiente constantemente em contato com os agentes contaminantes. Isso ocorre, pois em descartes pontuais, principalmente no mar, a concentração do efluente na coluna d'água irá diminuir rapidamente, devido à diluição e ação de correntes, reduzindo o grau de impacto causado pelo mesmo.

Os principais efluentes gerados nas atividades de exploração e produção de petróleo descartados no meio ambiente, devido a permissões de regulamentações internacionais e nacionais, são o esgoto sanitário e águas cinzas, água de resfriamento de turbinas e motores, águas oleosas, água de testes hidrostáticos e água produzida, sendo este gerado em maior volume dentre os citados anteriormente (Schaffel, 2002; IFC, 2007a; IFC, 2007b).

Nas unidades de operação *offshore* o esgoto sanitário e águas cinzas, isto é, águas residuais da cozinha, chuveiros e pias de banheiro, podem ser descartadas no mar após passarem por tratamento. Os descartes podem ser realizados a partir de três milhas náuticas da costa, segundo as regulamentações da MARPOL 73/78 e NT 01/11, para o Brasil. Em sua análise sobre os impactos ambientais da atividade de perfuração, Schaffel (2002) considerou este tipo de descarte como positivo para o ambiente marinho, devido ao enriquecimento da água com nutrientes. Vale ressaltar, entretanto, que não há garantias de que o tratamento realizado a bordo da unidade é satisfatório na redução da concentração de poluentes presentes no esgoto sanitário, além dos danos decorrentes de descartes contínuos por um longo período de tempo (OGP 2012a).

A geração de águas oleosas na atividade petrolífera é bastante comum, justamente devido às características do produto explorado e a utilização de muitos maquinários, que necessitam de óleos lubrificantes e combustíveis para seu perfeito funcionamento. O efluente oleoso residual das unidades de exploração e produção é proveniente da lavagem de máquinas, equipamentos, limpeza e drenagem do convés ou áreas de operação, água de chuva contaminada com óleo e águas de porão (*bilge water*) (Schaffel, 2002; IFC, 2007a; IFC, 2007b).

A água oleosa pode ser descartada no ambiente após passar por tratamento que deverá reduzir o teor de óleos e graxas (TOG) na sua composição. Nas atividades *offshore*, esse efluente passa por um sistema separador de água e óleo e pode ser descartado no mar com TOG até 15 ppm, segundo determinação da MARPOL 73/78. Nas atividades *onshore*, os descartes podem ocorrer diretamente no solo ou em corpo hídrico, desde que observado a distância de áreas ambientalmente sensíveis (IFC, 2007b).

O descarte de resíduos oleosos trata-se de um impacto negativo para o meio ambiente, porém considerado de baixa significância, uma vez que o efluente só será descartado após tratamento e, por isso, com baixa concentração de óleo, que será rapidamente degradada (Schaffel, 2002).

Especificamente no caso da água produzida ou água de produção, principalmente devido aos volumes gerados durante o processo de produção e sua complexa composição química, seu descarte, trata-se de um dos aspectos ambientais mais relevantes da fase upstream da indústria de óleo e gás (Dowdall & Lepland, 2012). Os reservatórios podem produzir grande quantitativo de água, que em alguns casos pode ser reinjetado no poço para manutenção da pressão ou para maximizar a produção,

entretanto, em muitos campos, a água produzida é descartada após passar por tratamento (Robinson, 2013a).

O volume de água produzida gerado na atividade de produção de petróleo, seja *onshore* ou *offshore*, pode chegar a ser o maior volume, dentre todos os resíduos gerados pela indústria petrolífera (IFC, 2007a; IFC, 2007b). Segundo os dados reportados pelas empresas membro da OGP para o ano de 2011 (OGP, 2012a), cerca de 90% da água produzida descartada neste ano foi proveniente da atividade *offshore* e apenas 10% da atividade *onshore*, onde devido à maior dificuldade para descarte em corpos hídricos, seja por questões ambientais ou de logística, a reinjeção no poço é a prática mais comum.

A água de produção é, pelo menos, quatro vezes mais salgada que a água do mar e geralmente contem certa quantidade de toxinas, metais pesados e radioatividade, dependendo da formação geológica de onde foi retirada (Farag & Harper, 2014). Os descartes de água produzida podem alterar a qualidade da água do mar, aumentando a concentração de poluentes na coluna d'água e contaminando o sedimento marinho (Fakhru'l-Razi *et al*, 2009). Ambos os fatores afetam diretamente a comunidade bentônica e seu habitat e indiretamente os peixes. Uma vez em contato com a água do mar, a água produzida pode rapidamente se transformar da forma dissolvida para forma de particulados que irão depositar no sedimento, levando os contaminantes da superfície para o fundo marinho. Na superfície, a água de produção pode formar manchas que causam certo brilho, prejudicando a obtenção de alimentos de aves marinhas, dependentes da visão para localização de suas presas (Fraser & Ellis, 2009).

No caso dos descartes *onshore*, os principais problemas estão relacionados à salinidade e demanda bioquímica de oxigênio (DBO), parâmetros muito elevados neste efluente que podem alterar a qualidade da água em rios ou ainda comprometer a potabilidade de aquíferos (IFC, 2007b).

Devido às características mencionadas acima, ao grande volume gerado, sua complexa composição química e a falta de conhecimento acerca dos efeitos ecológicos de longo prazo do descarte de água de produção, este talvez seja um dos aspectos ambientais mais relevantes de toda indústria petrolífera atualmente (Bakke *et al*, 2013). O tema será abordado de forma mais detalhada nos próximos capítulos deste trabalho, visando esclarecer diversas questões relacionadas à gestão ambiental da água produzida, apresentação das práticas utilizadas e regulamentação aplicada.

### 3. ÁGUA PRODUZIDA

#### 3.1. Definição e dados de geração e descarte de água produzida

Os termos água produzida e água de produção são sinônimos e referem-se ao efluente gerado no processo de produção de petróleo e gás natural. O mesmo recebe essa denominação somente quando chega à superfície, juntamente com o material extraído do reservatório e consiste na mistura da água de formação do poço produtor, água de condensação e de injeção dos processos de recuperação secundária e água utilizada para dessalinização do petróleo produzido (NSC, 2002; Veil *et al*, 2004; Gabardo, 2007; Fakhru'l-Razi *et al*, 2009).

A água de formação, que representa significativamente a maior parte do volume de água produzida, trata-se da água do mar ou água doce que há milhões de anos foi represada em reservas geológicas constituídas de uma formação de rochas porosas sedimentares entre camadas de rochas impermeáveis no interior da crosta terrestre (Neff *et al*, 2011a). Segundo Gabardo (2007), esta pode ser caracterizada também como água conata, isto é, presente em campos de acumulação fósseis e de sistemas hidráulicos fechados, que desde o soterramento não entrou novamente em contato com a superfície. As águas conatas, águas de formação e, conseqüentemente, a água produzida possuem características diferentes da água do mar ou de rios, uma vez que ao longo do período de represamento acumularam sais, íons e outras substâncias em que estiveram em contato (Figueredo *et al*, 2014).

A geração da água produzida ocorre tanto em campos de óleo e gás convencionais, quanto nos campos de exploração não convencionais como de xisto betuminoso, areias betuminosas e gás metano das camadas de carvão (*Coal Bed Methane* – CBM) (Wandera *et al*, 2011). Nas explorações convencionais de petróleo e gás natural, a geração de água produzida pode atingir um volume superior ao volume de material fóssil produzido (Codday *et al*, 2014), representando o maior rejeito da indústria petrolífera (Gabardo *et al*, 2011; Pérez-Casanova *et al*, 2012) e uma das maiores fontes de contaminantes para o oceano, juntamente com os cascalhos da fase de perfuração (Bakke *et al*, 2013).

Em seu estudo, Fakhru'l-Razi *et al*, (2009) estimam em 250 milhões de barris, cerca de 40 milhões de metros cúbicos<sup>2</sup>, a produção diária de água produzida no mundo.

---

<sup>2</sup> Considerando a unidade de barril de petróleo americano como 1 bbl = 159,987 L.

Comparativamente a produção global de óleo, de 80 milhões de barris/dia (aproximadamente 13 milhões m<sup>3</sup>), estima-se que a geração de água de produção resulte em uma razão água-óleo de 3:1 (Fakhru'l-Razi *et al*, *op cit*). Destaca-se ainda que se comparada a produção deste efluente dos anos 1990 até os dias de hoje, o volume gerado vem aumentando, tendo em vista o processo de maturação dos reservatórios e o maior número de campos em produção (Wandera *et al*, 2011). Segundo Neff *et al* (2011) nas fases finais das jazidas de petróleo, a geração de água produzida pode alcançar um volume dez vezes maior que o volume de óleo produzido, representando cerca de 80% do total de resíduos e descartes das operações de produção de óleo e gás natural.

No Brasil, segundo informações da Base de Dados da ANP (disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)), as operações de produção *offshore* no ano de 2013 registraram a geração de cerca de 95 milhões de m<sup>3</sup> de água produzida, para uma produção de 107 milhões de m<sup>3</sup> de petróleo, resultando em uma razão água:óleo de 0,89:1. Vale ressaltar, que a diferença observada entre a atividade brasileira e a média reportada para o restante do mundo (3:1), pode estar relacionada à idade da maior parte dos campos brasileiros e início da atividade de exploração e produção no Brasil, mais recente do que em diversos outros países, uma vez que trata-se apenas dos dados da atividade *offshore* (Morais, 2013). Ainda assim, em campos mais maduros, isto é, em produção há mais tempo, observa-se valores para razão água:óleo, superiores ao total geral mencionado, conforme apresentado na Tabela 7, a seguir.

Os maiores quantitativos de geração de água produzida são observados nas Bacias de Campos, no litoral do estado do Rio de Janeiro, Espírito Santo, no estado de mesmo nome, e Potiguar, no Rio Grande do Norte. Destaca-se, no entanto, que o volume de água de produção verificado na Bacia de Campos está associado ao elevado número de campos de produção de óleo e gás presentes nesta região (46 em 2013). Para as outras Bacias mencionadas, deve-se levar em consideração a elevada razão água:óleo, verificada em 2,46:1 para o total produzido na Bacia do Espírito Santo e 2,64:1 para a de Potiguar. Nesta os maiores volumes de água de produção são observados nos campos de Serra e Aratum, tendo este último apresentado a maior razão água:óleo dentre todos os empreendimentos do Brasil no ano de 2013 (20,55:1) (Tabela 7). O início da produção neste campo ocorreu em 1987, indicando que a maturidade do reservatório não se trata do único fator determinante para o quantitativo

de geração de água produzida (Coday, 2014), uma vez que outras localidades mais maduras apresentam a razão água:óleo inferior ao mesmo. Neste caso, a elevada geração de água produzida pode estar associada a outras características do reservatório.

**Tabela 7:** Produção de petróleo, água de produzida e a razão água:óleo para os diversos campos marítimos em produção no Brasil, no ano de 2013.

Bacia	Campo	Operador	Início da produção	Produção de Petróleo (m <sup>3</sup> )	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	Razão Água:Óleo
Alagoas	Paru	Petrobras	30/09/1996	20.835,67	0,00	0,00
	<b>Total</b>			<b>20.835,67</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Camamu	Manati	Petrobras	15/01/2007	35.093,66	4.725,64	0,13
	<b>Total</b>			<b>35.093,66</b>	<b>4.725,64</b>	<b>0,13</b>
Ceará	Atum	Petrobras	30/11/1983	148.267,15	128.511,98	0,87
	Curimã	Petrobras	31/05/1980	61.390,43	277.974,22	4,53
	Espada	Petrobras	31/10/1982	101.493,35	48.604,10	0,48
	Xaréu	Petrobras	30/04/1981	107.522,80	159.545,40	1,48
<b>Total</b>			<b>418.673,73</b>	<b>614.635,70</b>	<b>1,47</b>	
Potiguar	Agulha	Petrobras	30/06/1979	16.865,19	66.706,91	3,96
	Arabaiana	Petrobras	06/08/2002	8.639,11	4.337,59	0,50
	Aratum	Petrobras	31/03/1987	12.601,07	258.901,39	20,55
	Cioba	Petrobras	16/03/2007	31.715,40	310,32	0,01
	Oeste de Ubarana	Petrobras	16/03/2007	5.755,11	8,30	0,00
	Pescada	Petrobras	01/05/1999	16.896,54	692,58	0,04
	Serra	Petrobras	28/02/1997	226.210,92	782.625,21	3,46
	Ubarana	Petrobras	30/06/1976	111.892,56	23.934,15	0,21
<b>Total</b>			<b>430.575,89</b>	<b>1.137.516,44</b>	<b>2,64</b>	
Recôncavo	Dom João Mar	Petrobras	31/12/1954	26.038,12	169.191,37	6,50
<b>Total</b>			<b>26.038,12</b>	<b>169.191,37</b>	<b>6,50</b>	
Sergipe	Caioba	Petrobras	28/02/1971	3.517,06	9.989,09	2,84
	Camorim	Petrobras	31/07/1971	58.091,90	10.316,85	0,18
	Guaricema	Petrobras	30/11/1968	118.786,76	33.353,33	0,28
	Piranema	Petrobras	10/10/2007	374.193,94	6.041,10	0,02
	Salgo	Petrobras	31/12/1986	6.667,05	13.176,30	1,98
	Tartaruga	UP Petróleo Brasil	31/12/1994	12.637,79	256,34	0,02
	Tatui	Petrobras	31/08/1982	1.254,33	2.998,91	2,39
<b>Total</b>			<b>575.148,83</b>	<b>76.131,92</b>	<b>0,13</b>	

(Fonte: Base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br))

**Tabela 7:** Produção de petróleo, água de produzida e a razão água:óleo para os diversos campos marítimos em produção no Brasil, no ano de 2013. (cont.)

Bacia	Campo	Operador	Início da produção	Produção de Petróleo (m <sup>3</sup> )	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	Razão Água:Óleo
<b>Espírito Santo</b>	Camarupim	Petrobras	10/06/2009	47.508,11	27,44	0,00
	Camarupim Norte	Petrobras	05/01/2010	108.223,01	62,52	0,00
	Canapu	Petrobras	30/09/2010	35.740,69	50,46	0,00
	Cangoá	Petrobras	30/05/2009	3.737,44	1.198,61	0,32
	Golfinho	Petrobras	06/02/2006	1.048.407,39	3.135.842,28	2,99
	Peroá	Petrobras	22/02/2006	37.769,64	8.932,60	0,24
<b>Total</b>				<b>1.281.386,28</b>	<b>3.146.113,90</b>	<b>2,46</b>
<b>Campos</b>	Albacora	Petrobras	24/10/1987	3.363.796,89	5.053.158,93	1,50
	Albacora Leste	Petrobras	01/06/1998	3.071.143,58	4.898.907,64	1,60
	Anequim	Petrobras	31/01/1985	36.021,84	10.983,48	0,30
	Argonauta	Shell Brasil	29/01/2010	356.693,54	176.277,89	0,49
	Badejo	Petrobras	01/12/1981	36.031,00	909,64	0,03
	Bagre	Petrobras	31/05/1984	361,97	6.932,94	19,15
	Baleia Azul	Petrobras	10/09/2012	3.544.596,00	363.249,42	0,10
	Baleia Franca	Petrobras	20/12/2010	122.914,06	554,52	0,00
	Barracuda	Petrobras	29/09/1997	6.003.365,06	3.044.514,02	0,51
	Bicudo	Petrobras	15/01/1982	249.195,53	779.222,81	3,13
	Bijupirá	Shell Brasil	31/08/1993	444.878,59	667.120,69	1,50
	Bonito	Petrobras	01/05/1979	294.452,81	153.600,22	0,52
	Cachalote	Petrobras	16/12/2008	2.456.476,94	1.613.733,87	0,66
	Carapeba	Petrobras	31/12/1988	653.477,06	2.755.168,00	4,22
	Caratinga	Petrobras	24/11/1997	2.129.056,56	3.161.103,22	1,48
	Cherne	Petrobras	31/12/1983	887.106,97	1.611.397,18	1,82
	Congro	Petrobras	30/11/1992	134.660,84	31.227,91	0,23
	Corvina	Petrobras	31/08/1983	255.513,25	286.049,56	1,12
	Enchova	Petrobras	01/08/1977	62.354,45	37.314,64	0,60
	Enchova Oeste	Petrobras	01/09/1984	213.632,63	65.463,22	0,31
	Espadarte	Petrobras	05/08/2000	848.791,03	1.441.844,53	1,70
	Frade	Chevron Brasil	20/06/2009	658.897,82	119.983,51	0,18
	Garoupa	Petrobras	28/02/1979	204.537,28	212.724,70	1,04
	Jubarte	Petrobras	12/12/2002	8.036.677,03	8.421.364,64	1,05
Linguado	Petrobras	01/12/1981	67.740,70	76.183,97	1,12	
Malhado	Petrobras	30/11/1990	257.695,45	288.015,36	1,12	

(Fonte: Base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br))

**Tabela 7:** Produção de petróleo, água de produzida e a razão água:óleo para os diversos campos marítimos em produção no Brasil, no ano de 2013. (cont.)

Bacia	Campo	Operador	Início da produção	Produção de Petróleo (m <sup>3</sup> )	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	Razão Água:Óleo
<b>Campos</b>	Marimbá	Petrobras	30/04/1985	1.132.096,99	1.463.754,00	1,29
	Marlim	Petrobras	17/03/1991	10.486.057,15	12.948.484,25	1,23
	Marlim Leste	Petrobras	09/04/2000	6.298.492,10	3.612.566,63	0,57
	Marlim Sul	Petrobras	04/05/1994	16.711.472,51	13.538.963,21	0,81
	Namorado	Petrobras	30/06/1979	748.545,15	3.012.489,66	4,02
	Ostra	Shell Brasil	29/09/2009	1.165.526,97	2.069.900,59	1,78
	Pampo	Petrobras	06/08/1998	894.846,24	3.900.488,71	4,36
	Parati	Petrobras	31/12/1982	10.864,35	56.491,92	5,20
	Pargo	Petrobras	31/12/1988	141.790,10	691.604,00	4,88
	Peregrino	Statoil Brasil	09/04/2011	4.167.438,54	1.789.286,14	0,43
	Pirambu	Petrobras	25/03/2013	211.695,44	3.076,92	0,01
	Piraúna	Petrobras	31/12/1983	167.962,14	354.396,00	2,11
	Polvo	HRT O&G	04/08/2007	671.854,14	1.659.574,56	2,47
	Roncador	Petrobras	25/01/1999	14.827.830,13	5.368.399,60	0,36
	Salema	Shell Brasil	31/12/1993	158.177,72	308.660,85	1,95
	Trilha	Petrobras	01/03/1984	20.379,42	420,02	0,02
	Tubarão Azul	OGX	09/05/2012	240.630,41	4.359,80	0,02
	Vermelho	Petrobras	31/01/1989	380.746,17	2.560.872,00	6,73
	Viola	Petrobras	31/01/1985	133.017,98	197.568,46	1,49
	Voador	Petrobras	17/11/1992	568.967,10	832.648,81	1,46
<b>Total</b>				<b>93.528.459,59</b>	<b>89.651.012,65</b>	<b>0,96</b>
<b>Santos</b>	Baúna	Petrobras	19/02/2012	2.087.863,87	30.058,17	0,01
	Lagosta	Petrobras	25/04/2009	83.144,59	5.197,77	0,06
	Lula	Petrobras	29/12/2010	6.262.162,88	32,25	0,00
	Mexilhão	Petrobras	19/04/2011	173.245,31	27.426,21	0,16
	Sapinhoá	Petrobras	05/01/2013	1.655.328,22	65,32	0,00
	Tambaú	Petrobras	04/08/2012	6.927,01	1.510,03	0,22
	Uruguá	Petrobras	14/07/2010	567.360,50	60.447,14	0,11
<b>Total</b>				<b>10.836.032,38</b>	<b>124.736,89</b>	<b>0,01</b>
<b>Total Geral</b>				<b>107.152.244,15</b>	<b>94.924.064,52</b>	<b>0,89</b>

(Fonte: Base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br))



A Tabela 8 apresenta os resultados de geração de água de produção e a razão água:óleo para o período de 2007 a 2013, sendo o primeiro ano referente a publicação da resolução CONAMA 393/2007, única regulamentação brasileira para o descarte de água produzida das atividades *offshore*. Através desta é possível notar que a geração total deste efluente vem aumentando progressivamente ao longo dos anos, assim como é reportado para o restante do mundo (Neff *et al*, 2011). Tal fato relaciona-se tanto com o aumento no número de poços produtores (72 em 2007 e 81 em 2013), quanto com o envelhecimento dos campos de petróleo, fatores diretamente relacionados à geração de água produzida (Wandera *et al*, 2011).

**Tabela 8:** Histórico da produção de petróleo e água produzida nas atividades marítimas do Brasil entre os anos 2007 e 2013.

Anos	Nº de campos em produção	Produção de Petróleo (m <sup>3</sup> )	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	Razão água:óleo
2007	72	90.325.811,72	55.616.116,24	0,62
2008	72	94.966.052,11	64.840.609,47	0,68
2009	77	102.772.060,94	72.669.901,67	0,71
2010	84	108.744.098,48	79.797.357,58	0,73
2011	88	111.613.472,60	78.894.063,37	0,71
2012	92	109.440.699,13	85.882.879,79	0,78
2013	81	107.152.244,15	94.924.064,52	0,89
<b>Média</b>	<b>81</b>	<b>103.573.491,30</b>	<b>76.089.285,66</b>	<b>0,73</b>

(Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)).

Vale destacar que a razão de geração de água produzida para óleo da atividade *offshore* (água:óleo), também apresentou crescimento progressivo ao longo do período destacado, indicando que o aumento na geração da água de produção vem progressivamente alcançando a produção de petróleo. Em algumas bacias do litoral brasileiro, tal situação já vem sendo observada, conforme os dados apresentados na Tabela 9, a seguir. Sendo as Bacias de Campos, Ceará, Espírito Santo, Potiguar e Recôncavo aquelas onde tal fato é verificado de forma mais evidente.

**Tabela 9:** Dados de geração de água produzida e da razão água:óleo das bacias sedimentares marítimas do Brasil entre 2007 e 2013.

		Alagoas	Camamu	Campos	Ceará	Espírito Santo	Potiguar	Recôncavo	Santos	Sergipe	Total geral
<b>2007</b>	Campos em produção	1	1	40	5	3	10	1	3	8	72
	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	0	4.344	53.144.068	555.923	1.250.948	510.228	2.892	85.945	61.769	55.616.116
	Razão Água:Óleo	0,00	0,22	0,62	1,13	0,38	1,02	1,61	0,30	0,14	0,62
<b>2008</b>	Campos em produção	1	1	41	4	3	10	1	3	8	72
	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	0	4.488	60.795.319	487.170	2.790.943	622.210	33.538	42.422	64.519	64.840.609
	Razão Água:Óleo	0,00	0,12	0,68	1,10	0,88	1,22	4,38	0,20	0,08	0,68
<b>2009</b>	Campos em produção	1	1	43	4	5	10	1	4	8	<b>77</b>
	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	0	4.084	68.616.350	469.945	2.636.073	771.068	81.234	4.212	86.934	<b>72.669.902</b>
	Razão Água:Óleo	0,00	0,13	0,69	1,16	1,79	1,61	3,71	0,01	0,16	<b>0,71</b>
<b>2010</b>	Campos em produção	1	1	45	4	7	10	1	7	8	<b>84</b>
	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	0	4.888	75.710.588	496.194	2.446.556	914.661	95.918	12.855	115.698	<b>79.797.358</b>
	Razão Água:Óleo	0,00	0,13	0,74	1,38	0,77	1,97	5,56	0,01	0,24	<b>0,73</b>

(Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)).

**Tabela 9:** Dados de geração de água produzida e da razão água:óleo das bacias sedimentares marítimas do Brasil entre 2007 e 2013. (cont.)

		Alagoas	Camamu	Campos	Ceará	Espírito Santo	Potiguar	Recôncavo	Santos	Sergipe	Total geral
<b>2011</b>	Campos em produção	1	1	47	4	7	10	1	9	8	<b>88</b>
	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	0	3.220	74.176.557	403.118	3.053.186	966.468	121.698	53.936	115.881	<b>78.894.063</b>
	Razão Água:Óleo	0,00	0,14	0,72	1,24	1,45	2,16	7,81	0,01	0,20	<b>0,71</b>
<b>2012</b>	Campos em produção	1	1	50	4	7	10	1	10	8	<b>92</b>
	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	0	4.869	81.574.706	439.031	2.109.218	1.092.072	76.576	501.588	84.819	<b>85.882.880</b>
	Razão Água:Óleo	0,00	0,13	0,82	1,44	1,51	2,47	6,94	0,07	0,17	<b>0,78</b>
<b>2013</b>	Campos em produção	1	1	46	4	6	8	1	7	7	<b>81</b>
	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	0	4.726	89.651.013	614.636	3.146.114	1.137.516	169.191	124.737	76.132	<b>94.924.065</b>
	Razão Água:Óleo	0,00	0,13	0,96	1,47	2,46	2,64	6,50	0,01	0,13	<b>0,89</b>

(Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)).

De acordo com a literatura, nem toda água produzida gerada durante a atividade petrolífera é descartada no ambiente, podendo uma parcela deste efluente ser reinjetado nos poços de produção. No ano 2007, por exemplo, nos Estados Unidos o volume estimado de geração de água produzida foi de 93,4 milhões de m<sup>3</sup>, para uma produção de 75,5 milhões de m<sup>3</sup> de petróleo e 2,8 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural. Esse valor representa 256.000 m<sup>3</sup>/dia de água de produção, dos quais 22.000 m<sup>3</sup>/dia foram reinjetados nos poços para incremento da produção ou disposição deste efluente e 234.000 m<sup>3</sup>/dia foram tratados e descartados no oceano (Clarck & Veil, 2009). Na Noruega, no ano de 2009, da produção de 135 milhões de m<sup>3</sup> de água produzida, cerca de 85% deste volume foi descartado no mar e o restante reinjetado nos poços de produção (Neff *et al*, 2011a). Neste mesmo país, no ano de 2012, foi registrado descarte de cerca de 130 milhões de m<sup>3</sup>, tendo sido a maior média diária registrada de descarte em um único campo de 76.700 m<sup>3</sup> (Bakke *et al*, 2013).

No Brasil, no ano de 2013, foram descartados no mar cerca de 123 milhões de m<sup>3</sup> de água de produção, volume superior ao de óleo produzido (aproximadamente 107 milhões de m<sup>3</sup>). Os empreendimentos localizados na Bacia de Campos foram responsáveis pelo descarte de 97% deste quantitativo e 87% da produção total de petróleo para o mesmo ano. Conforme pode ser verificado na Tabela 10 a seguir e ao longo do período avaliado, estes sempre foram os maiores contribuidores para os descartes de água de produção no ambiente marinho, seguidos pelas atividades localizadas nas Bacias do Espírito Santo e de Santos. Tal fato está relacionado à região onde encontram-se situadas as referidas bacias, menos vulneráveis ambientalmente do que aquelas localizadas na região norte e nordeste do país (Souza Filho *et al*, 2009), onde as atividades de produção encontram-se também mais próximas à costa, onde normalmente os descartes são proibidos.

**Tabela 10:** Dados de geração e descarte de água produzida nas bacias sedimentares marítimas do Brasil entre 2007 e 2013.

		Alagoas	Camamu	Campos	Ceará	Espírito Santo	Potiguar	Recôncavo	Santos	Sergipe	Total geral
<b>2007</b>	Produção de Água (m³)	0	4.344	53.144.068	555.923	1.250.948	510.228	2.892	85.945	61.769	<b>55.616.116</b>
	Vol. Água Produzida Descartada (m³)	0	4.344	52.418.211	555.923	1.250.949	510.228	2.892	85.945	61.769	<b>54.890.261</b>
	Razão Produção: Descarte	NA	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	<b>1,01</b>
<b>2008</b>	Produção de Água (m³)	0	4.488	60.795.319	487.170	2.790.943	622.210	33.538	42.422	64.519	<b>64.840.609</b>
	Vol. Água Produzida Descartada (m³)	0	4.488	60.182.551	487.170	2.790.943	622.210	33.538	42.422	64.519	<b>64.227.842</b>
	Razão Produção: Descarte	NA	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	<b>1,01</b>
<b>2009</b>	Produção de Água (m³)	0	4.084	68.616.350	469.945	2.636.073	771.068	81.234	4.212	86.934	<b>72.669.902</b>
	Vol. Água Produzida Descartada (m³)	0	4.084	68.715.962	469.945	2.636.073	771.068	81.234	4.212	86.934	<b>72.769.514</b>
	Razão Produção: Descarte	NA	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	<b>1,00</b>
<b>2010</b>	Produção de Água (m³)	0	4.888	75.710.588	496.194	2.446.556	914.661	95.918	12.855	115.698	<b>79.797.358</b>
	Vol. Água Produzida Descartada (m³)	0	2.372	118.367.265	167.430	2.446.556	421.168	78.647	12.855	35.131	<b>121.531.423</b>
	Razão Produção: Descarte	NA	2,06	0,64	2,96	1,00	2,17	1,22	1,00	3,29	<b>0,66</b>

(Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)).

**Tabela 10:** Dados de geração e descarte de água produzida nas bacias sedimentares marítimas do Brasil entre 2007 e 2013. (Cont.)

		Alagoas	Camamu	Campos	Ceará	Espírito Santo	Potiguar	Recôncavo	Santos	Sergipe	Total geral
<b>2011</b>	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	0	3.220	74.176.557	403.118	3.053.186	966.468	121.698	53.936	115.881	<b>78.894.063</b>
	Vol. Água Produzida Descartada (m <sup>3</sup> )	0	0	130.287.863	0	3.035.064	0	0	53.936	0	<b>133.376.863</b>
	Razão Produção: Descarte	NA	NA	0,57	NA	1,01	NA	NA	1,00	NA	<b>0,59</b>
<b>2012</b>	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	0	4.869	81.574.706	439.031	2.109.218	1.092.072	76.576	501.588	84.819	<b>85.882.880</b>
	Vol. Água Produzida Descartada (m <sup>3</sup> )	0	7	88.170.871	19.392	2.084.656	17.469	0	299.980	0	<b>90.592.375</b>
	Razão Produção: Descarte	NA	727,47	0,93	22,64	1,01	62,51	NA	1,67	NA	<b>0,95</b>
<b>2013</b>	Produção de Água (m <sup>3</sup> )	0	4.726	89.651.013	614.636	3.146.114	1.137.516	169.191	124.737	76.132	<b>94.924.065</b>
	Vol. Água Produzida Descartada (m <sup>3</sup> )	0	434	119.848.608	28.378	3.311.269	0	18.881	114.821	286	<b>123.322.678</b>
	Razão Produção: Descarte	NA	10,89	0,75	21,66	0,95	NA	8,96	1,09	265,76	<b>0,77</b>

(Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)).

A geração de água produzida ocorre tanto nas atividades *offshore*, onde os descartes são realizados no oceano, quanto nas atividades *onshore*, onde pode haver descartes nos corpos hídricos ou solos próximos aos empreendimentos. Neste último caso, entretanto, devido à maior sensibilidade do meio e restrições para o descarte, é mais comum a reinjeção de água nos poços produtores. Segundo os dados reportados pelas empresas membro da OGP para o ano de 2011, cerca de 90% da água de produção descartada neste ano foi proveniente da atividade *offshore*, enquanto que apenas 10% refere-se à atividade *onshore* (OGP, 2012b).

De acordo com o Relatório da *North Sea Conference* (NSC, 2002) os descartes de água produzida passaram a receber maior atenção a partir dos anos 2000, por representarem o maior input de óleo no ambiente. Na União Europeia e região do Mar do Norte (representados pela Comissão OSPAR) diversos projetos iniciaram-se neste período visando à descoberta de novas tecnologias para tratamento de água produzida e incremento da reinjeção em poços *offshore*, incentivados também pelo aumento no rigor da regulação local na época, reduzindo os limites de TOG para descarte de água produzida. Ainda assim, verificam-se volumes elevados de óleo descartado, mesmo se obedecidas concentrações baixas deste parâmetro. A exemplo disto, a Tabela 11 abaixo apresenta a quantidade de óleo descartado no ambiente em 2011 pelas empresas membro da OGP devido aos seus descartes de água de produção, para os quais obteve-se uma concentração média de TOG de 12 mg/L nos descartes *offshore* e 8 mg/L nos descartes *onshore* (OGP, 2012b).

**Tabela 11:** Quantidade de óleo descartado no ambiente em consequência aos descartes de água produzida.

<b>Operação</b>	<b>Óleo descartado por milhões de toneladas de hidrocarboneto produzidas</b>
Atividade <i>onshore</i>	2 toneladas
Atividade <i>offshore</i>	9 toneladas
Média geral	6 toneladas

(Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de OGP, 2012b).

Conforme destacado anteriormente, a geração de água produzida tende a aumentar conforme a produção de óleo ou gás diminui e os poços ficam mais maduros (OGP, 2012b). Em campos onde a produção está próxima do fim a taxa de recuperação pode chegar a 98% água de produção e 2% combustível fóssil. Aliado a este cenário,

ressalta-se que os descartes normalmente são contínuos ao longo de todos os anos de produção e as concentrações de muitos metais e compostos orgânicos potencialmente tóxicos são muito mais elevadas na água de produção tratada do que nos corpos receptores, aumentando a preocupação sobre danos ecológicos crônicos ao meio ambiente (Neff *et al*, 2011a; Onojake & Abanum, 2012). Tal fato demonstra a necessidade e importância de conhecer os aspectos deste efluente no que diz respeito à sua caracterização, possibilidades de tratamento, efeitos que pode ocasionar no ambiente, regulação e melhores práticas de gerenciamento.

### **3.2. Caracterização**

A constituição da água de produção trata-se de uma mistura complexa de compostos químicos orgânicos e inorgânicos naturalmente ocorrentes que foram dissolvidos ou dispersados na forma de particulados das formações geológicas e rotas de migração onde esse efluente esteve represado por milhares de anos (Neff *et al*, 2011a). Suas propriedades físicas e químicas podem variar bastante, de acordo com a idade geológica, profundidade, características geoquímicas e localização da formação rochosa, assim como da composição química das fases de óleo e gás no reservatório e processos adicionados durante a produção (OGP, 2005; Hosseini *et al*, 2012).

A Tabela 12 apresenta os dados da caracterização da água produzida tratada descartada por 23 plataformas brasileiras nos anos 2005 e 2006, realizada por Gabardo (2007). Analisando os resultados e conclusões apresentadas pela própria autora e resultados de outros trabalhos da literatura foi verificado que, de maneira geral, a composição da água de produção descartada no Brasil é semelhante aos descartes no restante do mundo (Neff, 2002; Elkins *et al*, 2005; OGP, 2005; Fakhru'l-Razi *et al*, 2009; Isehunwa & Onovae, 2011; Neff *et al*, 2011a; Igunnu & Chen, 2012). Desta forma, considera-se que estes resultados são representativos para retratar a constituição química geral deste efluente.



**Tabela 12:** Caracterização dos principais parâmetros da água produzida.

<b>Parâmetro</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mediana</b>	<b>Unidade</b>
<b>Parâmetros físicos</b>				
pH	6,06	8,20	6,98	-
Temperatura	30°C	90°C	59°C	°C
Salinidade	38.182	179.766	75.434	mg/L de NaCL
Densidade	1,03	1,13	1,05	g/mL
Sólidos Suspensos Totais	1,9	106,1	10,6	mg/L
<b>Parâmetros inorgânicos</b>				
Sulfatos	17	2.243	481	mg/L
Bicarbonatos	115	730	436	mg/L
Nitratos	<0,1	0,4	<0,1	mg/L
Cloretos	23.170	109.089	45.776	mg/L
Fluoretos	<1	16,0	2,1	mg/L
Cianeto	<10	<10	<10	µg/L
Nitrogênio amoniacal	22,3	91,0	51,7	mg/L
<b>Parâmetros orgânicos</b>				
Carbono Orgânico Total	86	971	307	mg/L
THP <sup>1</sup>	4	66	10	mg/L
Benzeno	0,625	13,462	1,579	mg/L
Tolueno	0,484	5,979	2,11	mg/L
Etilbenzeno	0,051	0,770	0,223	mg/L
Xilenos	0,237	3,904	0,971	mg/L
Total BTEX	1,397	19,991	4,87	mg/L
Fenóis	0,05	5,74	0,73	mg/L
Total HPA	0,04	1,02	0,475	mg/L
Ácido acético	45	783	365	mg/L
Ácido propiônico	ND <sup>2</sup>	200	47	mg/L
Total Ácidos Orgânicos	45	928	412	mg/L

1 – Total de Hidrocarbonetos de Petróleo; 2 – Não detectado.  
(Fonte: Gabardo, 2007)

**Tabela 12:** Caracterização dos principais parâmetros da água produzida. (Cont.)

Parâmetro	Mínimo	Máximo	Mediana	Unidade
<b>Metais, Arsênio, Fósforo e Selênio</b>				
Mercúrio	<0,20	0,63	<0,20	µg/L
Alumínio	<0,003	0,32	0,10	mg/L
Arsênio	<0,007	<0,2	<0,2	mg/L
Bário	0,4	45,0	2,0	mg/L
Boro	18,4	120,4	36,4	mg/L
Cádmio	<0,001	<0,02	<0,02	mg/L
Chumbo	<0,001	<0,1	<0,1	mg/L
Cobre	0,01	0,29	0,12	mg/L
Cromo	<0,005	<0,03	<0,005	mg/L
Estanho	<0,002	0,02	<0,05	mg/L
Ferro	0,04	17,0	1,1	mg/L
Fósforo	<0,1	2,9	0,05	mg/L
Manganês	0,04	5,89	0,35	mg/L
Níquel	<0,01	0,15	<0,01	mg/L
Prata	<0,001	<0,003	<0,003	mg/L
Selênio	<0,2	0,4	<0,2	mg/L
Vanádio	<0,002	0,37	<0,002	mg/L
Zinco	<0,2	0,05	<0,2	mg/L
<b>Radioisótopos</b>				
<sup>236</sup> Rádio	0,02	10,9	0,42	Bq/L
<sup>238</sup> Rádio	<0,08	10,1	0,41	Bq/L

1 – Total de Hidrocarbonetos de Petróleo; 2 – Não detectado.  
(Fonte: Gabardo, 2007)

De maneira geral, a água de produção possui os mesmos sais e metais presentes na água do mar, porém em concentrações e razões muito superiores (cerca de até 1.000 vezes maior), que refletem a idade do poço (Figueredo, 2010). Fazem parte da sua constituição sais inorgânicos dissolvidos, incluindo sulfetos e sais de amônio, compostos orgânicos dissolvidos e dispersos, dentre eles hidrocarbonetos, ácidos orgânicos e fenóis, e produtos químicos adicionados nos diversos processos de produção como, coagulantes, floculantes, inibidores de incrustação e corrosão, biocidas (utilizados para reduzir o crescimento microbiano) e quebradores de emulsão e de espuma. Sua composição apresenta ainda grandes concentrações e diversidade de metais pesados, sólidos em suspensão como areia, lodo, argila e outros silicatos, e traços de radionuclídeos (Wang *et al*, 2012; Figueredo, 2010).

A salinidade da água de produção pode variar de poucas partes por mil para concentrações muito saturadas, acima de 300 ppm, muito superior a salinidade normal da água do mar de 32 a 36 ppm, o que ocorre na maioria dos diferentes campos de produção, devido à dissolução do sal das formações rochosas durante o período de represamento, contribuindo para o alto potencial de toxicidade deste efluente e tornando-o mais denso que a água do ambiente marinho (Farag & Harper, 2014). Dentre os constituintes inorgânicos mais abundantes na água produzida e que contribuem para a elevada salinidade da mesma, pode-se citar os compostos formados a partir de ânions como o cloreto, sódio, cálcio, magnésio, potássio, sulfeto, brometo, bicarbonato, iodeto e amônia. Especificamente com relação a este último, sugere-se que além de estar associado às condições geológicas da formação produtora, assim como os demais, pode ainda ser resultado da ação bacteriana sobre os compostos orgânicos (Gabardo, 2007; Neff *et al*, 2011a).

Diversos metais estão presentes na composição da água de produção, tanto na forma dissolvida quanto em microparticulados. O tipo, concentração e forma química destas substâncias na água produzida irão variar de acordo com a idade e formação geológica do reservatório e ainda podem variar com a composição da água injetada no poço (Elkins *et al*, 2005). Os metais normalmente presentes na água de produção em concentrações muito superiores à água do mar são bário, boro, ferro, manganês, mercúrio, cádmio, cobre, níquel, chumbo e zinco.

Por também estarem relacionados às formações geológicas, a relevância de determinados metais pode ser distinta entre águas de produção de diferentes origens. Segundo Gabardo *et al* (2011), as concentrações de cádmio, cobre, níquel, chumbo, ferro, bário e zinco podem alcançar 1.000 vezes o valor das concentrações dos mesmos metais no ambiente marinho. Os autores mencionam que as elevadas concentrações de Boro e Bário na água produzida podem estar relacionadas à alta salinidade deste efluente, a qual também seria responsável por não permitir a detecção da presença de outros metais em níveis traço em sua composição, devido à necessidade de muitas diluições para realização de análises. Já Figueredo (2010) aborda a maior relevância do Ferro na composição da água de produção e associa suas elevadas concentrações a presença deste metal como um dos principais elementos da crosta terrestre.

Apesar das altas concentrações, os metais presentes na água produzida, quando em contato com o corpo receptor, são rapidamente submetidos a processos de diluição alcançando níveis bem menores do que aqueles considerados tóxicos para organismos

marinhos. Além disso, destaca-se que a maior contribuição para presença destes elementos no ambiente marinho, além dos processos naturais, se deve principalmente ao aporte de rios e águas continentais, os quais apresentam vazão cerca de três ordens de grandeza superior à vazão de descarte de água produzida por plataformas de produção de petróleo e gás natural (Gabardo, 2007).

Os materiais radioativos naturalmente ocorrentes (NORM) estão presentes na água produzida em diferentes partes do mundo. Os radionuclídeos mais comuns são os elementos radioativos naturais Rádio-236 e Rádio-238 ( $^{236}\text{Ra}$  e  $^{238}\text{Ra}$ ). Estes são derivados do decaimento do Urânio-238 e Tório-232 associados com certas rochas e argilas do reservatório de petróleo. Quando comparada a atividade de  $^{236}\text{Ra}$  e  $^{238}\text{Ra}$  na água de produção e na água do mar, nota-se uma atividade muito mais elevada no primeiro efluente mencionado (Hosseini *et al*, 2012).

Os compostos orgânicos são os mais abundantes na água produzida e os que conferem maior preocupação sobre o ponto de vista ambiental em relação ao seu descarte. Dentre os principais compostos orgânicos presentes na água de produção representam a sua maioria, hidrocarbonetos de petróleo, ácidos carboxílicos e fenóis (Neff *et al*, 2011a).

A maior parcela dos constituintes orgânicos totais da água de produção é representada por ácidos carboxílicos ou ácidos orgânicos. Tratam-se de substâncias orgânicas voláteis (Gabardo, 2007) formadas a partir da hidropirólise ou degradação de moléculas de hidrocarbonetos e os que encontram-se presentes na composição da água produzida são de baixo peso molecular, isto é, possuem cadeias curtas e poucas moléculas de carbono, sendo os mais abundantes o ácido acético e fórmico (Neff *et al*, 2011a). Apesar da abundância, quando se trata do ambiente marinho, esse grupo de compostos não representa riscos, uma vez que não persistem no meio, pois são facilmente solubilizados e biosintetizados ou biodegradados por bactérias, fungos e plantas, servindo como nutrientes para organismos planctônicos (OGP, 2005; Gabardo, 2007; Neff *et al*, 2011a).

Os hidrocarbonetos de petróleo, compostos químicos orgânicos constituídos apenas de hidrogênio e carbono, são os que merecem maior preocupação quando presentes na água produzida (Elkins *et al*, 2005). Neste efluente, os hidrocarbonetos de petróleo podem aparecer tanto na forma dissolvida, quanto na forma dispersa (gotículas de óleo) e são divididos em dois grupos: hidrocarbonetos aromáticos e hidrocarbonetos saturados. Sua solubilidade na água decresce conforme aumenta seu peso molecular e

de maneira geral, compostos aromáticos são mais solúveis do que compostos saturados de mesmo peso molecular (Neff *et al*, 2011a).

Os separadores de água e óleo existentes nas unidades são eficientes para remoção de gotículas de óleo da água, entretanto não o são para hidrocarbonetos dissolvidos, ácidos orgânicos, fenóis e metais. Deste modo, a maior parte dos hidrocarbonetos descartados junto à água de produção está dissolvida e é de baixo peso molecular. A parcela de hidrocarbonetos saturados pesados, por ser menos solúvel, mantém-se na forma dispersa e consegue ser separada durante o tratamento (Fakhru'l-Razi *et al*, 2009).

Os hidrocarbonetos mais comuns na água de produção são os aromáticos, os quais tratam-se de uma classe de compostos cíclicos insaturados com uma cadeia de carbonos e hidrogênios com diversas características físicas e químicas específicas. Os três principais grupos de hidrocarbonetos aromáticos são os hidrocarbonetos monocíclicos representados pelos compostos BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno), os quais apresentam maiores concentrações na água produzida, compostos de três a seis anéis, também conhecidos como NFD (naftenos, fenantrenos e dibenzotiofenos) e os compostos policíclicos aromáticos (HPA) (Gabardo, 2007) que incluem diversas substâncias, sendo 16 os HPAs prioritários segundo definição da Agência de Proteção Ambiental Americana (US-EPA – *Environmental Protection Agency*).

Os compostos BTEX estão presentes na água de produção não tratada por diversas fontes em concentrações superiores a 600 mg/L. Por serem muito voláteis, esses compostos são perdidos rapidamente na mistura da mesma com a água do mar nos pontos de descarte (OGP, 2005; Neff *et al*, 2011a). A concentração destes compostos aromáticos não tem correlação com o teor de óleos e graxas na água produzida e parece não sofrer variações com a idade do poço e tão pouco com os tratamentos convencionais de separação por gravidade, uma vez que estão dissolvidos na água (Onojake *et al*, 2012).

Os hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPAs) são definidos como aqueles que apresentam dois ou mais anéis aromáticos fusionados e tratam-se dos compostos que conferem maior toxicidade à água produzida, causando maiores preocupações do ponto de vista ambiental, inclusive devido à sua persistência no ambiente marinho. A concentração média de HPAs na água de produção varia de 0,04 mg/L a 3 mg/L, sendo os compostos mais comuns, aqueles de baixo peso molecular de dois ou três anéis, os

NFDs (naftalenos, fenantrenos, dibenzotiofenos e seus homólogos alquilados) (Neff *et al.*, 2011a).

Vale ressaltar que na água produzida tratada, todos os hidrocarbonetos aromáticos mencionados anteriormente apresentam-se na forma de compostos de baixo peso molecular, dissolvidos no efluente em baixas concentrações. Nas amostras de água de produção tratada analisadas por Gabardo (2007), por exemplo, o somatório de NFDs representou 91% do total de HPAs, o que não caracteriza risco elevado ao meio ambiente, uma vez que, diferente de outros compostos com maior peso molecular, não contribuem significativamente para a toxicidade da água de produção e não apresentam propriedades carcinogênicas ou mutagênicas. O mesmo já não ocorre na água produzida sem tratamento, quando gotículas de óleo ainda estão presentes no efluente em questão e, portanto, há presença de hidrocarbonetos aromáticos de alto peso molecular, na sua forma dispersa. Estes têm alto potencial de toxicidade e danos aos organismos, representando graves riscos ao meio ambiente (Neff *et al.*, 2011a).

Além dos compostos mencionados ao longo deste capítulo, naturalmente ocorrentes, uma grande variedade de aditivos químicos está disponível para uso nos sistemas de produção de óleo e gás e podem conseqüentemente ser adicionados à água produzida. Estes produtos químicos são utilizados para auxiliar na recuperação e bombeamento de hidrocarbonetos, proteger o sistema de corrosão, facilitar a separação do óleo, gás e água e prevenir a formação de hidrato de metano (gelo) no sistema de produção, danificando-o. Dentre os aditivos utilizados incluem-se inibidores, desemulsificadores e químicos tratadores de gás (Figueredo, 2010; Fakhru'l-Razi *et al.*, 2009).

Muitos desses compostos são solúveis em óleo e permanecem junto a este durante o tratamento da água de produção. Já outros, por serem solúveis em água, são descartados juntamente a mesma, entretanto correspondem à minoria, uma vez que baixas concentrações destes compostos são encontradas na água produzida (Bakke *et al.*, 2013). Vale ressaltar que o uso de aditivos químicos está relacionado à solução de problemas, conforme eles aparecem. Desta forma, um correto gerenciamento do processo produtivo é capaz de evitar a necessidade de utilização de grandes quantidades destes produtos e permite a substituição de substâncias com elevado potencial de danos ao meio ambiente por outras menos tóxicas.

No Brasil e em diversos países do mundo para determinação da toxicidade da água de produção, normalmente, são realizados testes de toxicidade aguda e crônica em

organismos marinhos. A primeira refere-se ao efeito de exposição dos organismos a uma amostra do efluente por um período curto do seu ciclo de vida. Seus resultados são expressos em CL<sub>50</sub> ou CE<sub>50</sub> que tratam-se da concentração mínima que causa efeito letal (CL<sub>50</sub>) ou efeito adverso (CE<sub>50</sub>) a 50% da população exposta à amostra. Já a toxicidade crônica expressa o efeito da exposição dos organismos ao efluente durante todo seu ciclo de vida ou parte importante dele. Seus resultados são expressos em CENO, isto é, a maior concentração testada onde não foi encontrado efeito adverso (Gabardo, 2007). Desta forma, entende-se que a toxicidade de uma amostra é inversamente proporcional ao CL<sub>50</sub>, CE<sub>50</sub>, CENO ou CEO (concentração de efeito observado), ou seja, quanto menor o valor dos parâmetros mencionados, mais tóxica é amostra, pois significa que mesmo concentrações baixas daquele efluente causam efeitos aos organismos teste. A Tabela 13 apresenta os resultados de toxicidade verificados por Gabardo (2007) para a água produzida descartada por 23 plataformas brasileiras. Os valores baixos de todos os parâmetros representam a alta toxicidade deste efluente a organismos marinhos.

Entende-se que os testes realizados em laboratório não refletem as condições reais no ambiente e, normalmente são mais conservadores, expondo os organismos a situações de estresse elevado. Ainda assim, funcionam como parâmetro para um melhor conhecimento acerca dos efeitos causados pela água produzida no ambiente e embasamento para melhorias nos processos de tratamento e atualização de regulamentações sobre o tema.

**Tabela 13:** Resultados de toxicidade de água produzida verificada no descarte de plataformas brasileiras.

<b>Organismo teste</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mediana</b>
<i>Lytechinus variegatus</i>	CENO (%)	0,30	5,0	1,97
	CEO (%)	0,60	10,0	3,92
<i>Mysidopsis juniae</i>	CL <sub>50</sub> (%)	0,60	8,9	2,95
<i>Skeletonema costatum</i>	CE <sub>50</sub> (%)	1,50	22,4	8,43
<i>Artemia sp.</i>	CL <sub>50</sub> (%)	13,04	>100	61,30

(Fonte: Gabardo, 2007).

### 3.3. Tratamentos e tecnologias disponíveis

Conforme mencionado anteriormente, os tratamentos aplicados à água produzida nas instalações de produção são de extrema importância para redução das concentrações de diversos compostos químicos potencialmente tóxicos e danosos ao meio ambiente no

efluente em questão. Atualmente, as tecnologias disponíveis para tratamento de água de produção melhoraram significativamente, tanto devido às regulamentações ambientais, quanto devido a iniciativas da própria indústria, como tentativas de melhorar sua eficiência. Ainda assim, a eficácia do tratamento, mesmo de tecnologias BAT, as melhores disponíveis (*Best Available Technologies*), depende de algumas características como tipo e viscosidade do óleo, temperatura, pressão, tipo do poço, salinidade da água, tamanho da gota de óleo, velocidade do fluxo, estabilidade da emulsão, entre outras (Gabardo, 2007).

O tratamento da água de produção antes do descarte remove sólidos e líquidos não-aquosos dispersos, incluindo óleo disperso, sólidos suspensos e partículas bacterianas, assim como a maior parte de hidrocarbonetos voláteis e gases corrosivos, como o gás carbônico (CO<sub>2</sub>) e o ácido sulfúrico (H<sub>2</sub>S). Experiências com a indústria *offshore* têm mostrado que se o tratamento de água produzida é eficiente na remoção de óleo disperso, as concentrações de hidrocarbonetos dispersos e voláteis são reduzidas a níveis aceitáveis (Neff *et al*, 2011a). Bakke *et al* (2013), mencionam em seu estudo que no ano de 2012, o TOG médio da água de produção descartada após tratamento pelos empreendimentos localizados na plataforma continental da Noruega foi de 11,7 mg/L. No entanto, os mesmos autores citam ainda que atualmente já existem equipamentos capazes de reduzir esta concentração para 5 mg/L.

O objetivo de tratar o óleo, água e gás nas instalações de produção é conseguir um produto estabilizado, no caso do óleo e do gás natural, para viabilizar o transporte através de dutos ou navios-tanque para as refinarias que exigem padrões mínimos de salinidade, sólidos, gases e água para não causar prejuízos aos seus processos (Gabardo, 2007). Já especificamente para a água produzida, o tratamento é realizado a fim de atingir os parâmetros necessários para descarte, reinjeção no poço produtor ou em alguma outra estrutura geológica para disposição (OGP, 2012b).

A estratégia para remoção do óleo presente na água produzida pode variar bastante em função das características do óleo produzido. De maneira geral, os tratamentos dados ao óleo para separação de água e gás, quando chegam às plataformas, são separadores bifásicos e trifásicos, e tratamentos eletrostáticos. O gás é condensado através de compressão, podendo haver outros tratamentos para remoção de gases e ácidos, se for o caso (Fakhru'l-Razi *et al*, 2009).

No caso das atividades *offshore* existentes no Brasil, assim como no restante do mundo, maiores responsáveis pelos descartes de água produzida e onde há limitação de



espaço, os equipamentos utilizados incluem unidades de flotação de gás hidráulicas e mecânicas, escumadores (skimmers), coalescedores, hidrociclones e filtros (Robbinson, 2013). As gotículas de óleo presentes na água de produção são separadas por centrífugas de alta velocidade e filtros membrana, podendo ainda ser adicionados produtos químicos visando melhorar a eficiência da separação água/óleo/gás. Essa combinação de ações mecânicas e químicas é eficiente para remoção do óleo disperso e de compostos voláteis, entretanto, é ineficiente para remoção de compostos orgânicos dissolvidos, íons e metais. É importante destacar que por mais avançado que seja o sistema de tratamento e os equipamentos utilizados, a separação água/óleo dificilmente será 100% eficiente (Neff *et al*, 2011a).

Existem outros sistemas de tratamento, que visam reduzir a concentração de óleo na água, mais eficientes que os mencionados, não eficazes para remoção de compostos solúveis e de baixo peso molecular, como BTEX e NFDs. Entretanto, sua utilização em plataformas marítimas não é viável, devido às limitações de espaço, peso destes equipamentos e até mesmo o tempo de residência da água produzida a bordo, que normalmente não ultrapassa 15 minutos (Gabardo, 2007), para que tanques disponibilizados para óleo produzido não se mantenham ocupados com água para descarte.

A qualidade da água produzida descartada é uma função primária da eficiência da tecnologia de tratamento e do rigor e nível de cumprimento das regulações para descarte no ambiente (Neff *et al*, 2011a). Porém, mesmo nas melhores combinações de ambos os fatores, ainda resta óleo residual ou microgotas finamente dispersas na água de produção (OGP, 2005), além de outros compostos não removidos durante o tratamento, que nas concentrações apresentadas e em conjunto conferem um potencial apreensivelmente tóxico à água produzida.

### **3.4. Efeitos e riscos ao meio ambiente**

Diversas variáveis determinam os impactos que a água produzida irá causar no meio ambiente. Dentre estas incluem-se, principalmente, as propriedades físicas e químicas dos seus constituintes, temperatura de descarte, bem como seu teor de matéria orgânica dissolvida (Veil *et al*, 2004). Além disso, destaca-se que o potencial de causar um efeito negativo em um determinado corpo receptor depende não só da concentração e características do material descartado, mas também da capacidade de suporte do

ambiente que recebe o descarte (Gabardo, 2007). Desta forma, sabe-se que ao mesmo tempo em que determinados ambientes não sofrem grandes alterações com o descarte de água produzida, outros podem ser mais sensíveis aos mesmos, devendo ser tratados de maneira diferenciada.

No ambiente marinho, por exemplo, íons inorgânicos, como sódio e cloreto, não são alvos de preocupações quando descartados junto à água produzida, entretanto, quando trata-se de descarte em terra ou na superfície de corpos hídricos de água doce ou salobra, são um dos principais causadores de desequilíbrios (Neff *et al*, 2011a). Existem ainda alguns estudos que não comprovaram grandes distúrbios no meio marinho em decorrência do contato com a água de produção descartada por plataformas marítimas (Neff, 2002; Hylland, 2008; Gagnon, 2011; Hosseini, 2012). Porém, isso ocorre, devido à combinação das ações naturais do mar, como profundidade, correntes e temperatura, e a adequação dos sistemas de descarte para maximização desses efeitos (Gabardo, 2007).

Ao entrar em contato com o ambiente marinho a água produzida passa por diversos processos químicos, físicos e biológicos, conhecidos como intemperismo que isolados ou conjuntamente contribuem para redução dos efeitos desta, bem como diminuem seu potencial de toxicidade para os organismos. Dentre os principais processos, destacam-se a diluição, dispersão, volatilização de hidrocarbonetos de baixo peso molecular, reações físico-químicas, adsorção sobre material particulado, sedimentação e biodegradação (Niu *et al*, 2011).

A diluição é um dos mecanismos mais importantes para redução da concentração dos componentes da água produzida. Após o descarte, a mistura do efluente com a água do mar ocorre rapidamente e, em cerca de minutos, a água de produção já encontra-se diluída de 30 a 100 vezes (Neff, 2002). A partir de 500 a 1.000 metros de distância do ponto de lançamento, algumas horas ou dias, após o descarte, a diluição dos componentes da água de produção pode alcançar de 3 a 5 ordens de grandeza (OGP, 2005). Associado a este fenômeno ocorre também a dispersão, ou seja, a dissipação ou espalhamento da água produzida e conseqüentemente mistura da mesma com a água do mar (Niu *et al*, 2011). Esta é altamente dependente da força das correntes atuantes na região, além de outros fatores como regime de ventos e profundidade do descarte, por exemplo. Sabendo-se que tais fatores não são constantes ao longo do ano e variam entre diferentes locais, espera-se que certas regiões sejam mais favorecidas pelo fenômeno da dispersão da água produzida e, por isso, menos afetadas pela presença de seus compostos químicos (Neff, 2002).

A biodegradação é um processo, na maioria das vezes, dependente de oxigênio, realizado por bactérias naturalmente presentes no ambiente marinho e trata-se da maior rota de decomposição dos compostos orgânicos. Este processo possui grande importância, principalmente, no caso de compostos persistentes e que por isso, dificilmente são diluídos. Em áreas onde grandes volumes de água produzida são descartados continuamente costuma ocorrer a adaptação de microorganismos das comunidades locais para biodegradação dos constituintes orgânicos presentes neste efluente. Os compostos orgânicos mais leves podem ainda volatilizar ou ser degradados por foto-oxidação, como é o caso do grupo BTEX e outros aromáticos de baixo peso molecular, com um a três anéis. A associação desses processos à diluição e, em alguns casos, a elevada temperatura do efluente descartado, pode reduzir a concentração destes compostos no ambiente marinho a níveis insignificantes, de três a seis ordens de grandeza inferiores aos valores encontrados na água produzida já tratada (Neff, 2002).

A oxidação, além de contribuir para degradação dos compostos orgânicos, também atua na precipitação de muitos metais. Essas substâncias, devido ao excesso de oxigênio encontrado no ambiente marinho, sofrem oxidação, formando hidróxidos insolúveis, como sulfatos ou carbonatos, e precipitam. Esses processos de adsorção e sedimentação auxiliam na redução da concentração dos constituintes da água de produção, uma vez que reduzem a quantidade de compostos biodisponíveis na coluna d'água. Tanto compostos orgânicos, quanto inorgânicos tendem a se adsorver a sólidos suspensos presentes na água produzida ou água do mar, entretanto, quando há óleo disperso no efluente, estas partículas são estabilizadas, reduzindo a velocidade de sedimentação e minimizando os benefícios deste processo (OGP, 2005).

Vale ressaltar que os processos de intemperismo aos quais a água produzida é exposta ao entrar em contato com a água do mar, ao mesmo tempo em que podem contribuir para diluição de componentes tóxicos do efluente em questão, podem também promover transformações que produzirão novos compostos químicos ou especiação de alguns componentes na mistura mais biodisponíveis e tóxicos que os originais. Como resultado destes processos, ao invés da redução da toxicidade da água produzida, pode-se, algumas vezes, até mesmo aumentá-la (Neff, 2002).

Esta última possibilidade é um tanto quanto remota, uma vez que, em regiões oceânicas, os efeitos da diluição e dispersão serão significativos. Contudo, ambientes marinhos próximos à costa, áreas abrigadas ou outros corpos hídricos receptores com menor profundidade e ação de correntes, serão mais vulneráveis aos danos causados

pelos compostos químicos presentes na água produzida e às incertezas relacionadas aos seus descartes. Nestes casos já foram observados o acúmulo de hidrocarbonetos no sedimento e em organismos, principalmente filtradores, que podem acarretar em danos fisiológicos às comunidades locais (Veil *et al*, 2004; Okoro, 2010).

No que diz respeito aos metais, a água produzida tem baixo potencial de impacto biológico. Caso ocorram, os impactos serão restritos as comunidades bentônicas e incrustantes no ponto de descarte, devido à mistura com a água do mar que favorece a transformação desses compostos da fase dissolvida, mais biodisponíveis, para a fase particulada, quando irão precipitar. O baixo potencial de danos ao meio ambiente também se deve a ausência de metais tóxicos na composição da água produzida, inclusive os mais abundantes bário (Ba), ferro (Fe) e manganês (Mg) (Neff, 2002) que tendem a coprecipitar rapidamente, aumentando as concentrações destes metais nos arredores dos pontos de descarte de água produzida. Ainda assim, tal fato parece não representar grandes riscos ambientais, pois, segundo estudo de Neff *et al* (2011), processos naturais agem ao longo do tempo, retornando a concentração dessas substâncias e de outros metais possivelmente tóxicos para níveis não prejudiciais. Ao mesmo tempo outros autores mencionam que é cedo para chegar a conclusões sobre os efeitos dos descartes e dos componentes da água produzida no ambiente, uma vez que estes ainda estão sendo reconhecidos (Brooks *et al*, 2011; Pérez-Casanova *et al*, 2012).

Os compostos presentes na água de produção que trazem maiores preocupações do ponto de vista ambiental são os HPA, hidrocarbonetos policíclicos aromáticos, pois comprovadamente algumas moléculas de HPA são bastante tóxicas por causarem efeitos prejudiciais genéticos e carcinogênicos (OGP, 2002). Porém, vale ressaltar que estes já existem em alguma concentração na água do mar, em regiões oceânicas, devido a exsudações de petróleo ou deposição de hidrocarbonetos presentes no ar atmosférico, e em regiões costeiras, principalmente por conta do aporte de rios com elevadas concentrações de esgoto doméstico, efluentes industriais, fuligem proveniente de queima incompleta de matéria orgânica, água de chuva, dentre outras fontes (Gabardo, 2007).

Conforme já mencionado anteriormente, a maior parte dos compostos aromáticos presente na água produzida é de baixo peso molecular, desta forma, apesar de se tratarem dos componentes que causariam maiores danos ao meio ambiente, a maior parte é bastante volátil, reduzindo bruscamente suas concentrações no momento do descarte, através da solubilização, mistura na água do mar e perda para a atmosfera,

caso dos compostos BTEX. Outros compostos de maior peso molecular, como alguns HPAs, são mais persistentes e em locais de baixa profundidade e pouca correnteza podem acumular no sedimento e, conseqüentemente, nos organismos em locais próximos aos descartes (Neff *et al*, 2011a). Quando se tratam de atividades *offshore* e descartes em regiões oceânicas, estes compostos se dispersam e solubilizam a distâncias ainda próximas ao ponto de descarte, tornando-se menos biodisponíveis, reduzindo seu potencial de danos ao meio ambiente (Ekins *et al*, 2005).

No trabalho de Gabardo (2007) foram avaliados os resultados de estudos de monitoramento realizados com sedimento marinho das áreas no entorno de plataformas de exploração e produção, incluindo locais de atividade de produção da Petrobras de mais de 15 anos de descarte contínuo de água produzida. Estes demonstraram que as concentrações de HPA obtidas não sugerem acúmulo dessas substâncias ao longo do tempo, se comparados à parâmetros definidos internacionalmente, uma vez que no Brasil não existem regulamentações ou padrões para comparação (Gabardo, 2007). Tal fato corrobora a importância dos fenômenos de intemperismo do ambiente marinho para redução dos efeitos da água produzida. Ao mesmo tempo, destaca-se que estas campanhas de monitoramento ocorrem pontualmente, por determinação do órgão ambiental. As mesmas são realizadas nos arredores das plataformas de produção, sem padronização definida entre uma campanha amostral e outra e não levam em consideração à exposição dos organismos aos descartes prolongados de água produzida, nem possíveis alterações na qualidade da água e do sedimento em outras localidades que podem sofrer os efeitos do descarte, devido à rápida dispersão do efluente.

A bioconcentração e a bioacumulação são os principais fatores que podem causar danos aos organismos quando em contato com a água de produção descartada. O primeiro refere-se à acumulação de determinada substância através do contato com água contaminada com a mesma. Já o segundo fator está relacionado ao acúmulo de um contaminante através da alimentação, neste caso, organismos de níveis mais altos na cadeia alimentar, acumulam a substância bioconcentrada em indivíduos de níveis tróficos mais baixos, dos quais se alimentam. Organismos filtradores, como mexilhões, ostras e outros bivalves, são mais sensíveis, justamente devido aos seus hábitos alimentares, e apresentam grande tendência a bioconcentração de compostos orgânicos presentes na água produzida, como hidrocarbonetos, fenóis e metais (Neff *et al*, 2011a). Nos estudos de Neff *et al* (2011b) e Hylland *et al* (2008) foi verificado o acúmulo de HPAs em bivalves residentes em locais próximos aos descartes de água produzida. No

segundo trabalho, entretanto, os autores reforçam a necessidade de estudos que levem em consideração a interação entre diferentes fatores e compostos químicos da água produzida e não apenas as respostas aos efeitos já esperados, para obtenção de dados mais conclusivos acerca dos efeitos que a água de produção traz aos organismos marinhos e ao meio ambiente.

Os peixes, por apresentarem alguns mecanismos para desintoxicação, não são tão vulneráveis, de forma que não acumulam essas substâncias na mesma proporção que os anteriores (Ekins *et al*, 2005). Contudo, Gagnon (2011) verificou em seu estudo respostas de biomarcadores em espécies de peixes expostos ao descarte de água produzida. A autora menciona que apesar da dificuldade de afirmar que tais respostas são exclusivamente devido aos componentes da água de produção, funcionam como um indício para demonstrar os danos causados, principalmente à exposição crônica durante um longo período de tempo.

A toxicidade de uma mistura química complexa como a água de produção e seus consequentes efeitos ecológicos ao corpo receptor são um produto da combinação da taxa, vazão e altura de descarte, sua exata composição química, o destino de cada componente da mistura e as toxicidades relativas de cada um deles e dos seus produtos de degradação (Neff *et al*, 2011a). Uma das principais dificuldades na avaliação e monitoramento da água produzida é a determinação precisa de quais compostos ou classe de compostos são responsáveis pela sua toxicidade (Bretas, 2011).

Gabardo (2007) comprovou em seu estudo a relação entre a presença de compostos orgânicos e fenólicos e a toxicidade da água produzida. Atestando que quanto maiores às concentrações desses parâmetros, maior era a toxicidade do efluente estudado. Bretas (2011) obteve os mesmos resultados positivos de incremento na toxicidade da água de produção para nitrogênio amoniacal. Em testes realizados, o tratamento para redução deste composto foi suficiente para diminuir significativamente a toxicidade observada. Já Neff (2002) sugere haver um consenso sobre a importância que a concentração total de sólidos dissolvidos ou as razões alteradas na concentração de íons são os fatores mais prováveis para a toxicidade da água produzida.

Diante das diferenças encontradas entre diversos estudos e do conhecimento acerca das limitações de testes laboratoriais em reproduzir as condições reais do ambiente, todos os autores concordam e concluem que um ou outro componente químico isolado pode contribuir para a toxicidade da água produzida, porém o fator mais relevante é o resultado da interação entre os diversos constituintes do efluente, que

conjuntamente, podem atuar de forma sinérgica, aditiva e/ou antagônica sobre a toxicidade da água de produção (Neff, 2002; Gabardo, 2007; Bretas, 2011).

As reações químicas que ocorrem seguintes à liberação da água produzida hipóxica, isto é, com pouco oxigênio, na água do mar oceânica muito oxigenada alteram a toxicidade deste efluente ao longo do tempo seguinte ao descarte (Binet *et al*, 2011), devido aos processos já mencionados de intemperismo. Portanto, de maneira geral, a poucos metros dos pontos de descarte de água produzida, a taxa de diluição deste efluente já reduz a concentração dos seus compostos a níveis não prejudiciais. Considera-se que a 500 metros do ponto de mistura já não haverá mais resultados positivos para toxicidade aguda (Gabardo, 2007; Neff *et al*, 2011a).

Apesar disto, é importante avaliar os efeitos da toxicidade crônica no ambiente e nos organismos, não considerada na maior parte dos trabalhos sobre esse tema. Os efeitos crônicos são resultantes de estímulos contínuos por um longo período de tempo e levam a respostas biológicas relativamente lentas e duradouras, por isso, não facilmente detectáveis (Ekins *et al*, 2005) e que podem acarretar mudanças subletais graves em populações e comunidades como diminuição da diversidade genética, baixo sucesso reprodutivo, redução do crescimento e da fecundidade, problemas respiratórios, desordens comportamentais e fisiológicas, redução do sucesso de desenvolvimento e desregulação endócrina (Holdway, 2002).

Tanto nas operações *onshore*, quanto *offshore*, espera-se que o volume de água produzida gerada cresça ao longo dos anos, devido ao envelhecimento dos poços de produção e ao aumento do número de empreendimentos, principalmente em regiões ultra-profundas *offshore*. Com o incremento no volume de água produzida descartada, maior será a quantidade de compostos químicos entrando no ambiente, mesmo que sejam respeitados os limites aplicáveis, tornando mais urgente o aprimoramento dos conhecimentos detalhados acerca da composição da água produzida, seu comportamento e efeitos causados em cada tipo de ambiente de descarte. Cenário desafiador e crítico para o gerenciamento deste efluente (Veil *et al*, 2004).

Em seu estudo, Neff *et al* (2011a), concluem que apesar dos avanços das últimas décadas relacionados as pesquisas sobre água de produção, seus efeitos e permanência no ambiente, muitos questionamentos ainda persistem, principalmente no que diz respeito aos efeitos de longo prazo, descartes contínuos ao longo de muitos anos de atividade e respostas dos organismos à exposição continuada. Sabe-se que um único empreendimento descartando água de produção em uma região oceânica não pode ser

tratado com menor importância, uma vez que, se considerada a dispersão sofrida pela água produzida no ambiente marinho, os efeitos não são isolados, nem pontuais (Zhao *et al*, 2008). Os autores mencionam ainda que é necessário maior rigor no monitoramento deste efluente, de forma que seja possível prever potenciais danos relacionados à qualidade do sedimento e da água e qualidade e saúde dos recursos pesqueiros (Neff *et al*, 2011a).

Neste contexto, ressalta-se a importância do entendimento das regulamentações já existentes sobre os descartes de água de produção, bem como o conhecimento e divulgação das melhores práticas adotadas ao redor do mundo. Esses tópicos serão abordados nos próximos capítulos do presente trabalho, visando contribuir com um melhor esclarecimento sobre o tema.



## 4. REGULAÇÃO E PRÁTICAS BRASILEIRAS

No Brasil, a Política Nacional de Meio Ambiente, instituída pela Lei 6.938/81, prevê diversos instrumentos de gestão e proteção ambiental para serem utilizados pelo Poder Público como forma de organizar, disciplinar, controlar e fiscalizar as atividades dos diversos setores industriais e produtivos que podem vir a causar danos ao meio ambiente ou explorar os recursos naturais. Dentre as principais, pode-se citar o estabelecimento de padrões, o seguro, o licenciamento e o zoneamento ambientais, concessão florestal, os incentivos à produção e instalação de equipamentos e tecnologias voltados para a melhoria da qualidade ambiental, criação de espaços territoriais especialmente protegidos, além das penalidades disciplinares ou compensatórias ao não cumprimento das medidas necessárias à preservação ou correção da degradação ambiental, dentre muitos outros (Brasil, 1981).

Apesar do diverso número de possibilidades previstas na Política Nacional de Meio Ambiente, conforme mencionado anteriormente, os principais instrumentos de regulação utilizados no Brasil são do tipo comando e controle, provavelmente devido à sua relativa simplicidade e facilidade de aplicação. De maneira geral, o Poder Público descreve condutas, quotas, padrões ou limitações que devem ser atendidos pelos atores e partes envolvidas para os temas abordados. Esses parâmetros, normalmente, são estabelecidos com base em critérios científicos, exemplos aplicados em outros países, condições naturais locais e fatores socioeconômicos e ambientais (Fraser *et al*, 2012).

Sobre o gerenciamento, tratamento e padronização da água produzida e seus descartes no ambiente, não existem muitas regulamentações específicas aplicáveis, apesar dos grandes volumes gerados deste efluente e do seu potencial de danos ao meio ambiente. A Lei 9.478/97, conhecida como Lei do Petróleo, dispõe sobre a Política Energética Nacional, as atividades relativas ao monopólio de petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética, órgão de assessoria e consulta da Presidência da República, com atribuição de propor políticas para o setor petrolífero, e a Agência Nacional do Petróleo (ANP), atualmente denominada Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Nesta lei estão elencados os principais objetivos da Política Energética Nacional, as funções e objetivos do Conselho Nacional de Política Energética e ANP, além das especificações sobre o regime de concessão, editais de

licitação, atividades de *downstream*, importações e exportações e biocombustíveis (Brasil, 1997).

A Lei do Petróleo sofreu algumas alterações pela Lei 12.351/2010, após a descoberta da camada do pré-sal, não alterando, no entanto, sua essência no que diz respeito às obrigações do setor com relação às questões ambientais, sobre as quais fica definido na referida lei que é objetivo da Política Energética Nacional proteger o meio ambiente e garantir a conservação de energia e cabe aos concessionários adotar as medidas necessárias para preservação dos reservatórios e outros recursos naturais e para proteção do meio ambiente. Nesta, ainda é determinado que parte dos royalties recebidos pela exploração e produção de petróleo, deve se destinar para o desenvolvimento e recuperação de danos causados pela atividade ao meio ambiente (Brasil, 1997; Brasil, 2010b).

A ANP (Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis) como órgão regulador da indústria do petróleo tem o papel de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes do setor, podendo ainda autuar e aplicar sanções administrativas em decorrência do seu poder de polícia administrativa (Nascimento, 2009). Fica estabelecido também, através da Lei do Petróleo que é dever desta agência fazer cumprir as boas práticas de preservação do meio ambiente. De forma a garantir o atendimento desta determinação, a ANP conta com uma Coordenadoria de Meio Ambiente (CMA), a qual cabem as seguintes funções, conforme descrito no regimento interno desta agência:

*“I - desenvolver, em articulação com as superintendências envolvidas, as diretrizes para a ANP no que diz respeito aos aspectos ambientais diretamente relacionados com as decisões e atuações da Agência, como órgão regulador do setor petróleo e gás, bem como da distribuição e revenda de derivados de petróleo e de álcool;*

*II - coordenar os esforços das Superintendências voltados às questões ambientais, no âmbito de atuação da Agência, visando à consistência e homogeneização nos assuntos relacionados ao meio ambiente;*

*III - coordenar a articulação com os agentes governamentais e econômicos no que se refere às questões ambientais pertinentes às atividades da Agência;*

*IV - acompanhar o desenvolvimento científico e tecnológico na área ambiental que possa influenciar as ações regulatórias da ANP.”*

Nota-se, portanto, que o papel da agência no tocante às questões ambientais é mais voltado para dar suporte e acompanhar as ações de pesquisa, desenvolvimento e regulação elaboradas pelos órgãos competentes, respeitando a responsabilidade e atuação dos mesmos. Um dos papéis da ANP é a elaboração dos editais de licitação de novos campos e dos contratos econômicos de concessão. Nestes devem ser concretizadas as medidas de proteção ao meio ambiente, com a definição daquelas que serão adotadas pelos contratados ao longo do período de atividade, as quais se baseiam nas determinações do IBAMA e órgão ambientais estaduais, no caso das atividades *onshore* (Nascimento, 2009).

As resoluções elaboradas pela própria ANP se restringem a questões operacionais, técnicas, econômicas e organizacionais da atividade petrolífera. O tema de água produzida é abordado na Portaria ANP nº 100/2000, que aprova o Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção (PAP) para os Campos de Petróleo e Gás Natural e dispõe sobre as questões relacionadas com o acompanhamento e fiscalização das atividades de produção. Neste Programa devem estar discriminadas as previsões de produção e movimentação de petróleo, gás natural, água (produzida ou adquirida) e outros fluidos e resíduos oriundos do processo de produção no campo. O mesmo deve ser entregue pelo concessionário a ANP antes do início das atividades para que seja aprovada a sua execução pela Agência. Quando necessário, a mesma pode ainda solicitar revisões e alterações no PAP. No item 7 do Regulamento Técnico do PAP, disposto na Portaria em questão, descreve-se como deve ser reportada a previsão de produção e movimentação de água produzida associada, considerando o formato definido pela mesma conforme discriminado a seguir (ANP, 2000):

*7.1 Os dados relativos às previsões de produção de água associada ao petróleo devem ser apresentados de acordo com o formato da Planilha 3, em anexo, e correspondem aos volumes que efetivamente se esperam produzir em cada campo.*

*7.2 Devem ser informados os volumes de água recebidos de outros campos ou de água captada, na superfície ou em subsuperfície (doce ou salgada) com a finalidade de injeção.*

*7.3 Devem ser apresentadas as previsões de volumes de injeção de água, separadamente, apenas com a finalidade de recuperação secundária em reservatórios.*

*7.4 Devem ser informadas as previsões dos volumes de água produzida a serem descartados em poços (injetados) e descartados na superfície, dentro do campo, nos locais estabelecidos no Programa de Trabalho e Orçamento, além dos volumes a serem transferidos para fora da área do campo.*

*7.5 Informar no Anexo 1 o local de destino da água transferida (outro campo, um terminal, refinarias, etc.).*

Vale ressaltar que é neste momento que o operador se compromete com o volume de água produzida que será descartado, reinjetado em poços para recuperação secundária de hidrocarbonetos ou reinjetado em poços não produtores para descarte, além de outras formas de disposição como movimentação para disposição em outros campos produtores ou envio para tratamento em terra. Uma vez aprovado o PAP com os valores apresentados pela empresa concessionária e responsável pela operação do campo, outras práticas ou mudanças nos quantitativos de disposição estabelecidos só poderão ser realizadas se previamente informados e autorizados pela ANP.

Já no âmbito das regulamentações federais, aquelas aplicáveis à indústria petrolífera e seu gerenciamento e descartes de água produzida, destaca-se a Portaria 422/2011 do Ministério do Meio Ambiente e Resoluções CONAMA 357/2005, 430/2011 e 393/2007. A primeira, Portaria 422/2011, dispõe sobre os procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e zona de transição terra-mar. Esta foi lançada no ano de 2011 com intuito de unificar as demais regulamentações existentes sobre o tema (Resoluções CONAMA 01/86, 23/94, 237/97 e 350/04), consideradas desatualizadas, tendo em vista o dinamismo e características diferenciadas da atividade em questão.

A Portaria 422/2011, é dividida em nove capítulos, sendo os capítulos II, III e IV referentes aos procedimentos de licenciamento de atividades de pesquisa sísmica, perfuração de poços e produção e escoamentos de petróleo e gás natural e testes de

longa duração<sup>3</sup>, respectivamente. A mesma institui também que para cada etapa do processo de licenciamento devem ser apresentados estudos específicos no momento do requerimento da Licença. Especificamente com relação a etapa de produção de petróleo e gás natural, quando ocorre a geração de água produzida são necessárias as seguintes licenças, estudos e relatórios (MMA,2011a).

- **Licença Prévia (LP):** Concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento, aprovando sua localização, concepção, viabilidade ambiental e estabelecendo requisitos básicos e condicionantes para as próximas fases do licenciamento.
- **Licença de Instalação (LI):** Autoriza a instalação das unidades e sistemas necessários para realização da produção e escoamento em um determinado campo. Só é concedida se estiver em acordo com as especificações constantes em planos, programas e projetos e aprovados anteriormente, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes;
- **Licença de Operação (LO):** Esta licença concede a autorização para início da atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural através das unidades integrantes do sistema de produção já instalado no local. Assim como na fase de instalação, para obtenção da LO é necessária a aprovação do órgão ambiental para planos, programas, projetos e medidas de controle ambiental, além de comprovar o atendimento a todas as condicionantes de licenças anteriores.

Para dar início ao processo de requerimento da LP é necessário o encaminhamento da Ficha de Caracterização da Atividade (FCA) onde são descritos os principais elementos que caracterizam a atividade, sua localização e justificativa para implantação do projeto, além de informações acerca do porte do empreendimento e tecnologia empregada e principais aspectos ambientais envolvidos na instalação da atividade. Com base nas informações do FCA, o IBAMA emite um Termo de

---

<sup>3</sup> Teste de Longa Duração (TLD) – trata-se de testes de poço, realizados durante a fase de exploração, com a principal finalidade de obtenção de dados e informações para conhecimento dos reservatórios, com tempo total de fluxo superior a 72 horas (MMA, 2011).

Referência para elaboração do Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) do empreendimento, os quais devem conter o diagnóstico ambiental da área onde será implantada a atividade, descrição dos novos empreendimentos ou ampliações, se for o caso, identificação e avaliação do impacto ambiental e medidas mitigadoras a serem adotadas, durante a duração do empreendimento (MMA, 2011a).

Paralelamente a avaliação do EIA/RIMA, o empreendedor deve realizar audiência ou consulta pública e o IBAMA pode ainda realizar vistorias nas suas unidades, além de solicitar novos esclarecimentos ou complementações de documentações ou estudos sempre que julgar necessário para deferimento ou indeferimento da LP. No caso de requerimento da LI e LO, não são necessários novos estudos, apenas o cumprimento das exigências do licenciamento anterior, avaliação de novos documentos referentes à atividade que será iniciada e, quando couber, a realização de vistorias (MMA, 2011a).

Destaca-se que no Termo de Referência emitido pelo órgão ambiental, norteador da preparação do EIA/RIMA, são apresentadas todas as informações que devem ser consideradas no mesmo. Dentre estas, constam as medidas mitigadoras dos impactos ambientais causados na forma de Projetos e Programas Ambientais que deverão ser implementados durante a atividade. Havendo a concessão da Licença de Operação, estes estarão indicados na mesma como condicionantes obrigatórias para execução do empreendimento, de forma que o não cumprimento pode acarretar em sanções administrativas e até mesmo a perda da Licença.

De maneira geral, os Projetos Ambientais requeridos pelo IBAMA para as atividades *offshore* são:

- **Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT):** Voltado para os trabalhadores envolvidos na atividade de exploração e produção de óleo e gás, o PEAT tem como objetivo desenvolver a consciência do seu público-alvo no que diz respeito às questões ambientais, bem como instruí-los sobre suas ações diárias para atendimento aos demais projetos ambientais, como por exemplo, a coleta seletiva;
- **Projeto de Educação Ambiental (PEA):** O PEA trata-se de um projeto voltado para os jovens de comunidades afetadas direta ou indiretamente pelo

empreendimento petrolífero. Espera-se que o operador ofereça atividades, como cursos, palestras ou oficinas, que forneçam subsídios para o desenvolvimento dos jovens, principalmente no que se refere às questões ambientais de sua região;

- **Projeto de Comunicação Social (PCS):** Assim como o PEA, o PCS é voltado para a comunidade das áreas sobre influência de um determinado empreendimento. No entanto, neste projeto o público-alvo são pescadores que tem sua atividade impactada pela operação de exploração e produção de óleo e gás. Estes devem ser informados sobre as restrições do espaço marinho, devido à questões de segurança, bem como sobre questões gerais relacionadas ao andamento da atividade;
- **Projeto de Controle da Poluição (PCP):** Dentre todos os projetos ambientais, o PCP é o único regulamentado através de uma Nota Técnica. Trata-se da NT 01/2011 da Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG/DILIC) do IBAMA. Este projeto refere-se aos procedimentos para controle da poluição causada pela geração de resíduos, descarte de resíduos e efluentes no mar e emissões atmosféricas. Apesar de contemplar alguns descartes no mar, o PCP não aborda o tema de água produzida, justificando que esta deve ser contemplada em regulamentação específica;
- **Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA):** Por fim, o PMA tem como objetivo monitorar as variáveis ambientais, de forma a verificar se as ações de controle de poluição e medidas mitigadoras dos impactos ambientais estão sendo eficazes. Este projeto tem diversas vertentes, variando de acordo com a fase do empreendimento. Durante a perfuração, trata, principalmente, do monitoramento de fluidos e cascalhos de perfuração, incluindo análises laboratoriais para verificação dos parâmetros de maior risco ambiental. O PMA pode incluir ainda o monitoramento da biota marinha, através de registros de avistagem, e campanhas periódicas de análise da água e sedimento no entorno aos empreendimentos. Especificamente no caso de atividades de produção, os relatórios de PMA podem abordar a temática de água produzida, porém apenas

de maneira superficial, justificando a apresentação dos dados pertinentes a esse tema em relatório específico, mencionado mais a frente.

Apesar de não fazer referência direta à água produzida e seus descartes, o PMA, é dentre os Projetos Ambientais estabelecidos pelo licenciamento da indústria petrolífera, o que possui maior relação com esta questão, uma vez que as campanhas de monitoramento, determinadas por este, verificam a qualidade da água e do sedimento no entorno das unidades, avaliando os possíveis impactos causados pelos descartes de água produzida ou outros compostos resultantes da atividade. A periodicidade dessas campanhas é anual ou semestral, conforme definição do órgão ambiental durante o licenciamento.

O padrão de qualidade das águas é estabelecido conforme sua classe, definida pela Resolução CONAMA 357/2005. A mesma dispõe sobre as diretrizes ambientais para enquadramento dos corpos d'água nas suas diferentes classificações. As classes de qualidade, de acordo com definição da própria resolução, são um conjunto de condições e padrões de qualidade da água necessários ao atendimento dos usos preponderantes, atuais ou futuros de um determinado segmento (MMA, 2005). Os corpos de água doce, salobra e salina são diferenciados em classe especial, a que possui usos mais restritos, voltados para consumo humano, no caso da água doce, preservação e equilíbrio dos ambientes aquáticos e das comunidades dependentes dos mesmos, além das classes 1, 2, 3 e 4, esta última exclusiva para corpos de água doce. As classificações voltadas para usos mais genéricos, aqueles que exigem menor qualidade dos padrões ambientais, como harmonia paisagística e navegação, são as de número 3, para corpos hídricos salinos e salobros e de número 4 para águas doces (MMA, 2005).

De maneira geral, as regiões oceânicas onde encontram-se as instalações da indústria de óleo e gás são classificadas como águas salinas classe 1 (MMA, 2007), isto é, destinadas a recreação de contato primário, proteção das comunidades aquáticas e aquicultura e à atividade de pesca. Desta forma, os empreendimentos atuantes nestas áreas que realizem descartes no mar, devem garantir que a introdução destes efluentes no ambiente não irá alterar os padrões determinados pela Resolução 357/2005 para esta classe de águas, conforme preconizado em seu artigo 7º, parágrafo único (MMA, 2005):

*“Art. 7º Os padrões de qualidade das águas determinados nesta Resolução estabelecem limites individuais para cada substância em cada classe.*



*Parágrafo único. Eventuais interações entre substâncias, especificadas ou não nesta Resolução, não poderão conferir às águas características capazes de causar efeitos letais ou alteração de comportamento, reprodução ou fisiologia da vida, bem como de restringir os usos preponderantes previstos.”*

Portanto, as campanhas de monitoramento ambiental devem verificar se os descartes de efluentes, inclusive água produzida, das unidades *offshore*, estão alterando o padrão de qualidade da água no entorno das instalações, incluindo a investigação da presença de contaminantes passíveis de causar danos a organismos, através de testes toxicológicos. Apesar de nestas campanhas também ser analisado o sedimento da região, não existem, a nível federal, padrões para avaliação da qualidade do mesmo.

Complementarmente à Resolução CONAMA 357/2005, os parâmetros para lançamento de efluentes nos corpos hídricos são estabelecidos pela Resolução CONAMA 430/2011. Vale ressaltar, que ao contrário do disposto na primeira, que trata da qualidade da água nos corpos receptores, de forma que os parâmetros devem ser acompanhados através do monitoramento destes, a presente Resolução, trata dos padrões de qualidade dos efluentes que serão lançados, descrevendo os padrões que devem ser monitorados e respeitados no efluente previamente ao descarte. Fica estabelecido também, que o enquadramento e o automonitoramento dos efluentes para descarte devem ser realizados pelos responsáveis do empreendimento, conforme disposto no artigo 24 da Resolução CONAMA 430/2011. Os parâmetros definidos nesta Resolução estão apresentados na Tabela 14 (MMA, 2011b):

**Tabela 14:** Parâmetros para descarte de efluentes em corpos hídricos estabelecidos pela Resolução CONAMA 430/2011.

<b>Parâmetro</b>	<b>Valor máximo</b>	<b>Unidade</b>
pH	5,00 a 9,00	-
Temperatura	40°	°C
Materiais sedimentáveis	1,00	mL/L
Óleos minerais	20,00	mg/L
Óleos vegetais e gorduras animais	50,00	mg/L
Materiais flutuantes	Ausentes	-
DBO <sup>1</sup>	Redução de 60% <sup>2</sup>	mg/L
<b>Parâmetros inorgânicos</b>		
Arsênio total	0,5	mg/L
Bário total	5,0	mg/L
Cádmio total	0,2	mg/L
Chumbo total	0,5	mg/L
Cianeto total	1,0	mg/L
Cianeto livre	0,2	mg/L
Cobre dissolvido	1,0	mg/L
Cromo hexavalente	0,1	mg/L
Cromo trivalente	1,0	mg/L
Estanho total	4,0	mg/L
Ferro dissolvido	15,0	mg/L
Fluoreto total	10,0	mg/L
Manganês dissolvido	1,0	mg/L
Mercurio total	0,01	mg/L
Níquel total	2,0	mg/L
Nitrogênio amoniacal total	20,0	mg/L
Prata total	0,1	mg/L
Selênio total	0,3	mg/L
Sulfeto	1,0	mg/L
Zinco total	5,0	mg/L

1 – DBO = Demanda Bioquímica de Oxigênio;

2 – Redução de 60% da DBO em relação ao valor deste parâmetro antes do tratamento do efluente.

(Fonte: MMA, 2011b).

**Tabela 14:** Parâmetros para descarte de efluentes em corpos hídricos estabelecidos pela Resolução CONAMA 430/2011. (Cont.)

Parâmetro	Valor máximo	Unidade
<b>Parâmetros orgânicos</b>		
Benzeno	1,2	mg/L
Clorofórmio	1,0	mg/L
Dicloroetano	1,0	mg/L
Estireno	0,07	mg/L
Etilbenzeno	0,84	mg/L
Fenóis totais	0,5	mg/L
Tetracloroeto de carbono	1,0	mg/L
Tricloroetano	1,0	mg/L
Tolueno	1,2	mg/L
Xileno	1,6	mg/L

1 – DBO = Demanda Bioquímica de Oxigênio;

2 – Redução de 60% da DBO em relação ao valor deste parâmetro antes do tratamento do efluente.

(Fonte: MMA, 2011b).

Dentre as determinações da Resolução CONAMA 430/2011 destaca-se o disposto em seu artigo 7º, que o órgão ambiental competente deverá, por meio de norma específica ou durante o processo de licenciamento, estabelecer a carga poluidora máxima para o lançamento de substâncias passíveis de estarem presentes ou serem formadas nos processos produtivos, de forma que não haja o comprometimento com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA 357/2005 para a qualidade da água do corpo receptor. Tal determinação excetua-se para a região da zona de mistura, isto é, a região do corpo receptor, estimada com base em modelos teóricos, delimitada pela superfície em que é atingido o equilíbrio de mistura entre os parâmetros físicos e químicos, bem como o equilíbrio biológico do efluente e do corpo receptor, podendo ser específica para cada parâmetro (MMA, 2011b).

Vale ressaltar que no artigo 28 da mesma resolução 430/2011 é exigido anualmente aos responsáveis por atividades potencialmente poluidoras, apresentação ao órgão ambiental, da declaração de carga poluidora de seus empreendimentos (MMA, 2011b). O termo carga poluidora é definido pela Resolução CONAMA 357/2005, como a quantidade de um determinado poluente transportado ou lançado em um corpo d'água receptor, expressa em unidade de massa por tempo (MMA, 2005). No caso da indústria petrolífera, este deverá abranger todos os efluentes que são descartados no mar, incluindo efluentes sanitários, fluidos e cascalhos de perfuração, água oleosa e água

produzida. Com vistas à simplificação e por se tratar do único poluente regulado especificamente para este efluente, na apresentação deste relatório, a carga poluidora da água produzida é calculada com base no volume descartado e seu teor de óleos e graxas (TOG). No entanto, na prática, não é observado o acompanhamento qualitativo ou quantitativo, por parte do órgão ambiental, dos valores de carga poluidora declaradas, em discordância do apresentado nesta resolução.

Com relação à toxicidade, a resolução CONAMA 430/2011, define que os efluentes descartados não devem causar ou possuir potencial para efeitos tóxicos aos organismos aquáticos no corpo receptor (artigo 18) e estabelece ainda, que na ausência de critérios de ecotoxicidade estabelecidos pelo órgão ambiental competente, capazes de avaliar o efeito tóxico do efluente no corpo hídrico receptor, devem ser consideradas as seguintes diretrizes:

*“I - Para efluentes lançados em corpos receptores de água doce Classes 1 e 2, e águas salinas e salobras Classe 1, a Concentração do Efluente no Corpo Receptor – CECR<sup>4</sup> deve ser menor ou igual à Concentração de Efeito Não Observado - CENO de pelo menos dois níveis tróficos, ou seja:*

*a) CECR deve ser menor ou igual a CENO quando for realizado teste de ecotoxicidade para medir o efeito tóxico crônico; ou*

*b) CECR deve ser menor ou igual ao valor da Concentração Letal Mediana (CL<sub>50</sub>) dividida por 10; ou menor ou igual a 30 dividido pelo Fator de Toxicidade (FT)<sup>5</sup> quando for realizado teste de ecotoxicidade para medir o efeito tóxico agudo.”*

*“II - Para efluentes lançados em corpos receptores de água doce Classe 3, e águas salinas e salobras Classe 2, a Concentração do Efluente no Corpo Receptor - CECR deve ser menor ou igual à concentração que não causa efeito agudo aos organismos aquáticos de pelo menos dois níveis tróficos, ou seja:*

---

<sup>4</sup> CECR = Concentração do efluente no corpo receptor, expressa em porcentagem:

Para corpos receptores confinados por calhas (rios, córregos, etc) –  $CECR = [(vazão\ do\ efluente) / (vazão\ do\ efluente + vazão\ de\ referência\ do\ corpo\ receptor)] \times 100$ ;

Para áreas marinhas, estuarinas e lagos a CECR é estabelecida com base em estudo da dispersão física do efluente no corpo hídrico receptor, sendo a CECR limitada pela zona de mistura definida pelo órgão ambiental (MMA, 2011b).

<sup>5</sup> FT = Fator de Toxicidade: número adimensional que expressa a menor diluição do efluente que não causa efeito deletério agudo aos organismos, num determinado período de exposição, nas condições de ensaio (MMA, 2011b).

a) *CECR deve ser menor ou igual ao valor da Concentração Letal Mediana - CL<sub>50</sub> dividida por 3 ou menor ou igual a 100 dividido pelo Fator de Toxicidade - FT, quando for realizado teste de ecotoxicidade aguda.*”

Apesar da existência deste parâmetro para avaliação da toxidade dos efluentes, nenhum dos estudos sobre toxicidade e caracterização de água produzida analisados durante a elaboração do presente trabalho e aqui apresentados (Gabardo, 2007; Figueredo, 2010; Gabardo *et al.*, 2011; Bretas, 2011), utiliza este critério. Os autores afirmam que não existem parâmetros definidos para comparação dos resultados de toxicidade da água de produção e apenas avaliam os mesmos com base em resultados obtidos em outros estudos, mesma prática adotada pelos operadores da indústria petrolífera na apresentação dos relatórios ambientais de atendimento à legislação.

Por fim, a Resolução CONAMA 393/2007 é a única voltada especificamente para a regulamentação dos padrões e práticas relacionadas à água produzida. Entretanto, a mesma dispõe exclusivamente sobre o descarte contínuo deste efluente em plataformas marítimas de óleo e gás natural, não sendo aplicável a outros empreendimentos da mesma natureza, porém realizados *onshore*.

Assim como as demais resoluções, já mencionadas ao longo deste capítulo, a Resolução CONAMA 393/2007 só permite o descarte de água produzida no ambiente desde que respeitadas as definições estabelecidas pela mesma e que estes não acarretem no corpo receptor alterações adversas ao determinado para sua classe de enquadramento, com exceção para a zona de mistura, que nesta resolução é definida como a região do corpo receptor onde ocorre a diluição inicial do efluente, limitada a um raio de 500 metros do ponto de descarte. Ficam vedados ainda, descartes de água produzida em um raio inferior a dez quilômetros de unidades de conservação e a cinco quilômetros de áreas ecologicamente sensíveis. Empreendimentos localizados a menos de doze milhas náuticas da costa devem apresentar estudo de dispersão ao órgão ambiental para verificação da possibilidade de descarte, porém, preferencialmente, nesses casos fica estipulada vazão zero (MMA, 2007).

Fica determinado através da Resolução CONAMA 393/2007 que os descartes de água produzida na região oceânica devem obedecer a um limite diário para o teor de óleos e graxas (TOG) de 42 mg/L e uma concentração média mensal de 29 mg/L, calculada através de uma média aritmética simples, com base nos valores diários de TOG para os descartes realizados. Caso haja descarte de água produzida com valores de

TOG acima do limite máximo diário estabelecido, deverá haver comunicação imediata ao órgão ambiental. Já para situações onde a média mensal fique acima de 29 mg/L, deverá ser elaborado um relatório de não conformidade para encaminhamento ao órgão ambiental com a identificação e justificativa do ocorrido (MMA, 2007).

Destaca-se que, segundo a mesma resolução, os valores de TOG deverão ser medidos por gravimetria em laboratórios devidamente credenciados. Costuma ser prática dentre os operadores de óleo e gás realizar análises de TOG na água de produção através de método espectrofotométrico, mais rápido e simples que o recomendado na legislação em questão, a bordo das instalações, previamente aos descartes, para garantir que o parâmetro está de acordo com o limite máximo de 42 mg/L. Trata-se de um procedimento de segurança, uma vez que os resultados das análises pelo método gravimétrico só serão recebidas após a realização do descarte, permitindo que o efluente recircule pelo sistema de tratamento, caso o TOG esteja acima do permitido pela Resolução CONAMA 393/2007. Por se tratarem de metodologias distintas, é provável que os resultados encontrados sejam diferentes (Neff *et al*, 2011a), no entanto só serão aceitos pelo órgão ambiental os resultados das análises gravimétricas.

Uma vez que esta resolução considera os descartes ocorrendo continuamente, estipula-se em seu artigo 5º que a média mensal deve ser realizada com base em amostragens diárias, em quatro horários padronizados. O envio destas para análise poderá ser realizado posteriormente, desde que dentro do período de validade das amostras (MMA, 2007). Vale ressaltar que nem todos os empreendimentos de produção de petróleo realizam descartes contínuos de água produzida, principalmente por questões operacionais, logísticas e de limitações da capacidade do sistema de tratamento. Nesses casos, os descartes ocorrem por bateladas, com horários de início e fim e tempo de duração variáveis, sendo possível até não ocorrer descarte durante um ou mais dias. Portanto, fica a critério do operador estabelecer um procedimento de coletas que atenda aos requisitos da Resolução CONAMA 393/2007 e à rotina de operações das suas instalações, garantindo que nenhum dos descartes seja realizado sem amostragem para quantificação do TOG.

Determina-se ainda através do artigo 10 da resolução em questão, o monitoramento semestral da água produzida tratada a ser descartada pelas plataformas, com análise dos seguintes parâmetros, além do já mencionado TOG (MMA, 2007):

- 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 através de perfil cromatográfico;
- Toxicidade crônica da água produzida determinada através de método ecotoxicológico padronizado com organismos marinhos;
- Parâmetros complementares: carbono orgânico total - COT, pH, salinidade, temperatura e nitrogênio amoniacal total.

Os resultados das análises semestrais, especificadas no artigo 10, e das análises diárias de TOG, referidas no artigo 5º, devem ser apresentadas, juntamente com seus laudos analíticos, em relatório de atendimento à legislação, devendo ser entregue ao órgão ambiental anualmente até o dia 31 de março (MMA, 2007). Estes relatórios são avaliados pelo IBAMA, responsável pelo processo de licenciamento das atividades marítimas de petróleo e gás natural, uma vez que encontram-se em território da União, e caso seja verificado o não cumprimento de alguma das determinações desta Resolução, o mesmo poderá requisitar esclarecimentos, aplicando sanções, incluindo multas, aos responsáveis pelo empreendimento.

A Resolução 393/2007 menciona em seu artigo 14 que os padrões de lançamento dos compostos e radioisótopos discriminados no monitoramento semestral da água de produção (artigo 10) serão objeto de uma resolução específica. No entanto, desde a publicação desta, não houve elaboração de outra Resolução CONAMA ou norma técnica que abordasse esta temática, com exceção da Resolução CONAMA 430/2011, que apesar de não tratar especificamente de água de produção, abrange os efluentes industriais de forma geral. Destaca-se ainda, que no antigo artigo 43, inciso 4º da Resolução CONAMA 357/2005, havia menção de que os padrões para descarte de água produzida seriam tema de outra resolução, não se enquadrando nas determinações estabelecidas pela mesma para efluentes de maneira geral. Entretanto, este artigo foi revogado pela Resolução CONAMA 430/2011, na qual apresentam-se os padrões e parâmetros para o lançamento de efluentes que encontram-se em vigor atualmente.

Desta forma, é questionável a necessidade de atendimento aos padrões desta resolução pela indústria petrolífera, no que diz respeito ao descarte de água produzida.

Entende-se que para melhor avaliação da qualidade do tratamento e das formas de gerenciamento deste efluente, visando a minimização dos impactos ambientais e maior controle dos riscos que a água produzida pode acarretar ao meio ambiente, seria válido utilizar os parâmetros estabelecidos pela Resolução CONAMA 430/2011, enquanto não existirem outros voltados especificamente para este tema. Porém, sabe-se que esta não é a prática adotada pela indústria petrolífera, uma vez que não há esta cobrança por parte do órgão ambiental.

No que diz respeito às principais práticas adotadas pelos operadores de petróleo no Brasil, os dados da ANP, sumarizados na Tabela 15 mostram que os descartes de água produzida tratada no oceano ainda são largamente a forma de disposição mais adotada. Principalmente nas bacias localizadas na região sudeste (Espírito Santo, Campos e Santos), onde o ambiente é considerado menos vulnerável ambientalmente, se comparado a região norte e nordeste do país (Souza Filho *et al*, 2009), e a maior parte dos empreendimentos está localizada além da faixa de 12 milhas náuticas da costa. A mesma Tabela 15 apresenta também os volumes de água de produção reinjetados nos poços visando a recuperação secundária de hidrocarbonetos, bem como a reinjeção em poços não produtores, perfurados dentro da mesma locação, apenas para o descarte de água produzida e outros rejeitos da atividade.

No entanto, conforme pode ser observado a partir dos dados apresentados na referida Tabela 15, esta prática de reinjeção para descarte de água produzida não é utilizada pelos operadores no Brasil, uma vez que os volumes reportados para este fim encontram-se na maioria dos casos zerados para quase todas as bacias sedimentares. Apenas as atividades localizadas nas Bacias de Campos e Ceará utilizaram esta prática entre os anos 2008 e 2011, ainda assim com volume pouco representativo, se comparado ao total produzido e descartado de água. Já com relação à reinjeção para recuperação secundária de hidrocarbonetos, empreendimentos localizados em todas as bacias brasileiras, com exceção da bacia de Alagoas, realizam tal prática de forma costumeira, de acordo com os valores fornecidos na mesma Tabela 15.

Nas bacias de Alagoas, Camamu, Ceará, Potiguar e Recôncavo, onde os descartes não são tão expressivos quanto nas demais localidades, entende-se que a maior parte da água produzida gerada seja encaminhada para terra para tratamento e posterior descarte em outros corpos receptores. Tal fato se dá devido à maior



vulnerabilidade da região (Souza Filho *et al*, 2009), além da proximidade destes empreendimentos com a costa. Destaca-se ainda que com exceção das bacias de Potiguar, no Rio Grande do Norte, e do Ceará, com 10 e 4 atividades de produção respectivamente, as demais bacias mencionadas que não realizam descarte de água produzida, contam com apenas um empreendimento cada uma delas.

Vale ressaltar também que o envio de água de produção para tratamento em terra, apesar de se tratar de uma prática custosa (Elkins *et al*, 2005), representa algumas vantagens do ponto de vista ambiental, uma vez que, além de poupar o ambiente marítimo, reduzindo o aporte de contaminantes no mesmo, estações de tratamento especializadas em terra, não apresentam as mesmas limitações de espaço e peso verificadas em plataformas de atividades *offshore*. Desta forma, é possível utilizar equipamentos para tratamento do efluente em questão que minimizem não só seu teor de óleos e graxas, como também outros constituintes com potencial tóxico ou de danos ao ambiente marinho e seus organismos (Gabardo, 2007; Neff *et al*, 2011a; Bakke *et al*, 2013).

O envio da água produzida para tratamento em terra possibilitaria ainda, após tratamento mais complexo, a reutilização do efluente tratado para outros usos industriais, conforme preconizado pela Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei 9.433/1997). No entanto, informações obtidas em entrevistas e comunicação pessoal com operadores da indústria petrolífera, mostram que esta prática ainda não é utilizada no Brasil. Apenas a Petrobras possui um projeto em andamento para reutilização da água produzida tratada proveniente das suas atividades para irrigação de plantações voltadas para a produção de biodiesel. De todo modo, até o momento, não foram encontradas informações disponíveis em meios públicos sobre a evolução deste projeto.

**Tabela 15:** Volume de água produzida utilizado nas bacias sedimentares marítimas do Brasil, entre 2007 e 2013, para injeção visando recuperação secundária ou injeção para descarte e descarte no ambiente marinho.

		Alagoas	Camamu	Campos	Ceará	Espírito Santo	Potiguar	Recôncavo	Santos	Sergipe	Total geral
<b>2007</b>	Injeção Recup. Secundária (m <sup>3</sup> )	0	0	112.174.045	371.577	3.029.144	874.935	14.593	0	54.167	<b>116.518.461</b>
	Injeção Descarte (m <sup>3</sup> )	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
	Descarte (m <sup>3</sup> )	0,00	4.343,80	52.418.211,41	555.922,90	1.250.948,60	510.228,30	2.892,31	85.944,60	61.769,20	<b>54.890.261,12</b>
<b>2008</b>	Injeção Recup. Secundária (m <sup>3</sup> )	0	0	126.823.374	359.535	947.328	851.556	66.644	206.100	8.688	<b>129.263.225</b>
	Injeção Descarte (m <sup>3</sup> )	0	0	589.095	62.645	0	0	0	0	0	<b>651.740</b>
	Descarte (m <sup>3</sup> )	0,00	4.488,14	60.182.551,41	487.169,82	2.790.943,21	622.210,44	33.537,73	42.422,47	64.519,07	<b>64.227.842,29</b>
<b>2009</b>	Injeção Recup. Secundária (m <sup>3</sup> )	0	0	142.453.145	354.682	1.852.248	1.012.961	146.809	0	11.273	<b>145.831.118</b>
	Injeção Descarte (m <sup>3</sup> )	0	0	1.466.053	53.474	0	0	0	0	0	<b>1.519.527</b>
	Descarte (m <sup>3</sup> )	0,00	4.084,40	68.715.961,97	469.944,83	2.636.073,38	771.068,32	81.234,48	4.212,42	86.933,95	<b>72.769.513,75</b>
<b>2010</b>	Injeção Recup. Secundária (m <sup>3</sup> )	0	0	147.204.892	429.719	2.765.231	934.218	158.331	0	9.120	<b>151.501.511</b>
	Injeção Descarte (m <sup>3</sup> )	0	0	1.132.640	0	0	0	0	0	0	<b>1.132.640</b>
	Descarte (m <sup>3</sup> )	0,00	2.371,65	118.367.265,02	167.430,15	2.446.555,98	421.167,86	78.646,86	12.854,54	35.131,12	<b>121.531.423,17</b>

(Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)).

**Tabela 15:** Volume de água produzida utilizado nas bacias sedimentares marítimas do Brasil, entre 2007 e 2013, para injeção visando recuperação secundária ou injeção para descarte e descarte no ambiente marinho. (Cont.)

		Alagoas	Camamu	Campos	Ceará	Espírito Santo	Potiguar	Recôncavo	Santos	Sergipe	Total geral
<b>2011</b>	Injeção Recup. Secundária (m <sup>3</sup> )	0	0	139.639.540	560.704	3.112.378	942.902	126.193	0	0	<b>144.381.717</b>
	Injeção Descarte (m <sup>3</sup> )	0	0	1.522	0	0	0	0	0	0	<b>1.522</b>
	Descarte (m <sup>3</sup> )	0,00	0,00	130.287.862,97	0,00	3.035.064,19	0,00	0,00	53.935,82	0,00	<b>133.376.862,97</b>
<b>2012</b>	Injeção Recup. Secundária (m <sup>3</sup> )	0	0	150.589.174	425.015	2.067.703	770.895	106.711	201.608	0	<b>154.161.106</b>
	Injeção Descarte (m <sup>3</sup> )	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
	Descarte (m <sup>3</sup> )	0,00	6,69	88.170.871,21	19.391,73	2.084.655,61	17.469,40	0,00	299.980,00	0,00	<b>90.592.374,64</b>
<b>2013</b>	Injeção Recup. Secundária (m <sup>3</sup> )	0	0	149.214.284	596.465	2.563.463	632.896	262.975	1.142.360	0	<b>154.412.442</b>
	Injeção Descarte (m <sup>3</sup> )	0	0	0	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
	Descarte (m <sup>3</sup> )	0,00	434,00	119.848.608,32	28.378,00	3.311.268,73	0,00	18.881,00	114.821,22	286,47	<b>123.322.677,73</b>

(Fonte: Elaboração própria a partir da base de dados da ANP – disponível em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)).

No caso das atividades *onshore*, as quais não são abrangidas pela Resolução CONAMA 393/2007, fica a critério dos estados, responsáveis pelo processo de licenciamento ambiental nesses casos, a definição das condições de qualidade da água produzida para o descarte, em conformidade com as características locais e considerando a maior sensibilidade dos corpos hídricos em questão. Cabe também a estes conduzir a fixação dos procedimentos para gerenciamento da água produzida, uma vez que na maior parte dos casos, o descarte não será a melhor opção, tendo em vista as dificuldades e o maior rigor necessário para evitar a degradação dos corpos d'água, solo e aquíferos subterrâneos (Nascimento, 2009). Estes processos vêm sendo definidos caso a caso, não havendo em nenhum dos estados produtores terrestres do Brasil, uma regulação específica acerca do tema.

Através da análise do exposto ao longo deste capítulo, nota-se que a regulação brasileira sobre a temática de água produzida, ainda precisa avançar em diversos pontos, principalmente no que diz respeito ao estabelecimento e definição de padrões a serem seguidos para o descarte dos principais compostos presentes neste efluente e a regulação por parte dos estados de procedimentos aplicáveis e melhores práticas a serem conduzidas nas atividades em terra. Destaca-se ainda, a necessidade de incentivos a outras opções, que não o descarte no mar para os empreendimentos *offshore*, de modo que seja dado um fim mais nobre e ambientalmente adequado à água de produção.

Serão apresentados no próximo capítulo, exemplos de regulamentações internacionais que poderiam ser usadas como exemplo pelo Poder Público brasileiro e pelos responsáveis das atividades de exploração e produção da indústria petrolífera.

## 5. EXEMPLOS INTERNACIONAIS DE REGULAÇÃO

Historicamente a água produzida era gerenciada da forma mais conveniente ou menos custosa para os operadores de petróleo e gás natural. Entretanto, hoje, muitas empresas reconhecem que este efluente pode ser um custo ou representar ganhos ao processo, dependendo das práticas adotadas para seu gerenciamento (Veil, 2011). De forma geral, quando um alto nível de atenção é dado às questões relacionadas à água de produção, existe maior garantia de manutenção dos lucros e viabilidade da exploração de hidrocarbonetos.

Para que se tenha maior segurança da aplicação de boas práticas de gerenciamento relacionadas à água produzida, é necessária, não só a iniciativa por parte das empresas operadoras das instalações da indústria petrolífera, mas principalmente, da atuação do poder público para elaboração de regulamentações e fiscalização eficiente do seu cumprimento.

Na maioria dos países onde ocorre significativa atividade de produção o gerenciamento e manejo de água produzida é regulamentado. No entanto, tais regulações variam entre os diferentes países e atividades *onshore* e *offshore*, uma vez que devem levar em consideração as sensibilidades ambientais, econômicas e sociais de cada região, bem como especificidades técnicas, operacionais e de logística de cada atividade (Fidler & Noble, 2012; OGP, 2012b).

De maneira geral, observa-se que nas operações em terra, normalmente, descartes de água produzida diretamente no solo ou em corpos hídricos de água doce são proibidos, principalmente devido aos impactos que seriam causados pela elevada salinidade, metais e total de sólidos dissolvidos presentes nesse efluente. Fatores estes que não representam grandes riscos se considerados os descartes no mar, de modo que nas atividades *offshore*, essa prática é a mais comumente realizada ao redor do mundo, sendo o teor de óleos e graxas descartado junto à água produzida o parâmetro de maior preocupação nesses casos (Gabardo, 2007; Neff *et al*, 2011a). Destaca-se ainda que as operações *offshore* possuem um importante fator limitante para tecnologias de tratamento de água de produção, relacionados ao espaço disponível a bordo das instalações e a restrição de peso dos equipamentos, que os diferencia das atividades *onshore* não sendo possível aplicar aos dois casos as mesmas restrições (Veil, 2011).

Vale ressaltar que até mesmo quando não houver a disposição de água produzida, ou seja, quando este efluente for reutilizado para outros fins, como reinjeção no poço para otimização da recuperação de hidrocarbonetos, geração de vapor, usos na agricultura ou para melhora nas condições hídricas de regiões áridas, o tratamento prévio e a existência de regulamentações ainda se fazem muito necessários para garantir os padrões de qualidade e atendimento aos parâmetros relacionados à saúde humana, vida animal e meio ambiente (Neff *et al*, 2011a).

No âmbito internacional é comum que diversos países utilizem, como base para elaboração de suas próprias regulamentações sobre gerenciamento de água produzida, acordos definidos em convenções internacionais que possuam como objetivo a proteção ambiental de ecossistemas comuns a mais de um país (Gabardo, 2007). Tal fato é ainda mais usual quando se trata de atividades *offshore*, onde as regulamentações são voltadas para os descartes no oceano e no limite para o teor de óleos e graxas (TOG) que poderá ser descartado juntamente à água produzida. As operações *onshore*, normalmente, ficam sob a jurisdição dos órgãos ambientais estaduais, responsáveis pela elaboração de suas regulamentações. Portanto, mesmo que haja orientações a nível federal para gerenciamento da água de produção das atividades em terra, fica a critério dos estados estabelecerem os procedimentos a serem seguidos, desde que sejam igualmente ou mais restritivos que o definido pelo órgão ambiental superior.

Nos próximos tópicos serão apresentadas as regulamentações definidas por alguns países e regiões do mundo para os descartes e gerenciamento de maneira geral, da água de produção gerada na indústria petrolífera. São eles: Estados Unidos, países da região do Mar do Norte, representados pela Convenção OSPAR, com destaque para Noruega e Reino Unido, Canadá e países da região do Mar Mediterrâneo.

### **5.1. Estados Unidos**

Nos anos 70, ainda sem regulação específica para os descartes de água de produção das atividades *offshore*, a EPA (*Environmental Protection Agency*), agência ambiental americana, estabeleceu, através de um guia de padrões para as operações de exploração e produção de óleo e gás, quais as tecnologias poderiam ser utilizadas para o tratamento da água produzida, como uma forma de garantir que um padrão mínimo de qualidade estaria sendo atendido para os descartes. As opções determinadas na época

alcançavam uma média de TOG de 48 mg/L, com valores máximos de 72 mg/L (NPC, 2011).

Posteriormente, através do *Safe Drinking Water Act*, parte integrante do Programa de Controle de Injeções Subterrâneas (*Underground Injection Control Program* - UIC) e do *Clean Water Act* (CWA), o qual promove o Sistema Nacional de Eliminação de Descartes de Poluentes (*National Pollutant Discharge Elimination System* – NPDES), a referida agência regulamentou a injeção em áreas subterrâneas e os descartes de água produzida, respectivamente (GAO, 2012). Ambos os atos estão registrados no Código de Regulamentações Federais dos EUA (*Code of Federal Regulations* – CFR) com o código 40 CFR Part 435 (CFR, 1996).

No que diz respeito aos descartes de água produzida, o CWA determina que todos aqueles com alguma concentração de poluentes que sejam realizados na superfície de corpos hídricos, incluindo rios, lagos, baías e oceanos, devem ser previamente autorizados através de uma licença do NPDES. Esta pode ser individual, para um único empreendimento, ou geral, para vários empreendimentos localizados dentro de uma mesma região geográfica (Veil *et al*, 2004). Para obtenção da licença os operadores devem descrever, além de outras informações técnicas relevantes, quais descartes serão realizados, onde ocorrerão e qual método de tratamento será aplicado (GAO, 2012).

A estrutura do CWA é dividida em partes, cada uma delas referente ao uso e tipo de ambiente em que ocorrem as atividades e, conseqüentemente, os descartes. As diferentes categorias estabelecidas pelo CWA são áreas *onshore*, áreas de extração, agricultura e vida selvagem, regiões costeiras e *offshore*. Para as operações *onshore* fica estabelecido que não poderá haver descarte de água produzida na superfície de águas navegáveis, definidas pelo 33 CFR Parte 239 como corpos hídricos que estão sujeitos ao fluxo e refluxo da maré e/ou que já foram, são ou podem ser suscetíveis de utilização para o transporte de comércio interestadual ou internacional. Esta regra, no entanto, não é aplicável a empreendimentos localizados em algumas regiões do território americano (bem discriminadas no CWA) onde a qualidade da água produzida é considerada melhor. Nesses casos este efluente pode ser descartado com TOG máximo de 35 mg/L ou reutilizado para irrigação de áreas de pecuária e vida selvagem ou para outros usos da agricultura. Outra exceção aplica-se a instalações que produzem 10 barris por dia ou menos de óleo cru, para estas não existem restrições ao descarte de água produzida (CFR, 1996; Veil *et al*, 2004).

Para as áreas costeiras onde existem empreendimentos de produção de óleo e gás, não são permitidos os descartes de água produzida no ambiente marinho. Os operadores podem realizar a reinjeção deste efluente no poço ou transportá-lo para tratamento em terra (CFR, 1996). A região de Cook Inlet, no Alaska é a única exceção neste caso, pois apesar de ser considerado um ambiente costeiro, devido ao reduzido número de empreendimentos nesta área e as limitações de infraestrutura do local, os descartes são permitidos, desde que respeitadas as mesmas determinações estabelecidas para o ambiente *offshore* (Veil *et al*, 2004). Para estes últimos casos, empreendimentos instalados em regiões oceânicas, fica estabelecido que os descartes de água produzida deverão conter teor de óleos e graxas que não ultrapasse a média mensal de 29 mg/L e valores máximos diários de 42 mg/L (CFR, 1996).

A base para regulamentação dos EUA é a de que controlado o TOG, que refere-se a um conjunto de componentes, os mais potencialmente nocivos do ponto de vista ambiental, conseqüentemente, outros compostos são controlados, devido à interação entre eles, de modo que nenhum outro parâmetro possui padrão limitado para descarte. A determinação dos valores de TOG foi obtida com base em análises estatísticas de 60 plataformas americanas. Os resultados obtidos mostraram que 95% dessas atingiam média mensal de 29 mg/L e 99% tinham picos máximos diários de 42 mg/L, desta forma, esses valores foram considerados viáveis, considerando as tecnologias disponíveis para tratamento da água de produção (Veil *et al*, 2004; Veil, 2008).

Ainda com relação às atividades *offshore* dos EUA, onde os descartes de água produzida são permitidos, o CWA estabelece outras determinações que variam de acordo com as diferentes características e especificidades das áreas oceânicas do país. Estas estão sumarizadas na Tabela 16 para as regiões do Golfo do México (lado leste e lado oeste), mar territorial do Golfo do México, costa da Califórnia e Cook Inlet - Alaska. No entanto, vale destacar que todos os empreendimentos que realizem descartes de água produzida ou outros efluentes, independente de outras regulamentações existentes, devem reportar ao órgão ambiental competente (EPA ou órgãos estaduais, para as exceções das atividades *onshore*) relatório anual contendo a descrição dos descartes, local e volume descartado (GAO, 2012).



**Tabela 16:** Determinações estabelecidas pelo CWA para cada uma das regiões *offshore* dos EUA que realizam descarte de água produzida.

	<b>Lado Leste – Golfo do México</b>	<b>Lado Oeste – Golfo do México</b>	<b>Mar territorial – Golfo do México</b>	<b>Costa da Califórnia</b>	<b>Cook Inlet – Alaska</b>
<b>Testes de toxicidade</b>	Toxicidade crônica em 2 espécies.	Toxicidade crônica em 2 espécies.	Toxicidade crônica e aguda em 2 espécies.	Toxicidade crônica em 3 espécies.	Toxicidade crônica em 3 espécies.
<b>Análise, monitoramento e limites de parâmetros</b>	NA	NA	NA	Limite para 9 metais, cianeto e fenóis; Monitoramento de 26 compostos químicos.	Limite para 8 compostos químicos; Limite para toxicidade do efluente.
<b>Proibições de descarte</b>	Distâncias inferiores a 1.000m de áreas de interesse biológico.	No interior de áreas de interesse biológico e santuários marinhos nacionais.	Distâncias inferiores a 1.000m de áreas de interesse biológico.	NA	Em águas rasas e outras áreas sensíveis; A certa distância de áreas de pântanos, desembocadura de rios, parques ou áreas de preservação da vida selvagem.
<b>Outras determinações</b>	Necessidade de notificação antes da utilização de aditivos químicos.	NA	NA	Limites para volume descartado; Avaliação on-line de TOG; Necessidade de estudo que comprove que os descartes são a opção mais viável para água produzida.	Necessidade de estudo de monitoramento da água produzida na coluna d'água e no sedimento durante três anos para descartes superiores a 380 m <sup>3</sup> /dia.

NA – Não aplicável.

(Fonte: Adaptado de Veil, 2008).

A regulação a nível federal da reinjeção de água produzida nas atividades de óleo e gás dos EUA, conforme mencionado anteriormente, é realizada através do *Safe Drinking Water Act* (SDWA), entretanto, no que diz respeito às atividades *onshore*, principais responsáveis pela injeção de água produzida em poços subterrâneos, a maioria dos estados produtores elaboraram suas próprias regulamentações com base no disposto pelo SDWA (NPC, 2011; GAO, 2012). De maneira geral, este programa foi desenhado para prevenir a contaminação de aquíferos que abastecem, ou podem abastecer no futuro, sistemas públicos de água, através da garantia da operação segura dos poços de injeção.

Dentre as exigências do SDWA, constam que os operadores devem recorrer aos órgãos ambientais estaduais competentes ou a EPA para solicitação de uma licença para operação de poço de injeção, seguindo critérios técnicos previamente definidos para construção, quando for o caso, operação, teste e monitoramento dos poços para injeção de água, os quais são divididos em seis classes, sendo a classe II definida como os poços que recebem injeção de águas residuais e fluidos da indústria de óleo e gás, incluindo a injeção realizada para recuperação secundária de hidrocarbonetos. Os operadores precisam enviar relatórios anuais com informações sobre o controle dos poços para o órgão ambiental e realizar, pelo menos, a cada cinco anos, testes mecânicos de integridade (GAO, 2012).

Os estados são também responsáveis por determinar quais os parâmetros e procedimentos devem ser seguidos para outras opções de disposição de água produzida gerada na atividade *onshore*. Nos EUA atualmente, todos os estados produtores já possuem alguma regulamentação sobre esse tema, principalmente devido à importância e ao tempo de atuação da indústria petrolífera no país (Clark & Veil, 2009).

## **5.2. Mar do Norte e Comissão OSPAR**

A Comissão OSPAR foi fundada após a Convenção de Oslo em 1972, contra os impactos causados pelos despejos no oceano, e a Convenção de Paris, em 1974, que ampliou o tema para as indústrias situadas em terra e as operações *offshore*, todas responsáveis pelo descarte de efluentes no Mar do Norte. Em 1988 sua área de atuação foi expandida ainda mais, abrangendo os temas de biodiversidade e ecossistemas, de forma a cobrir todas as atividades humanas que podem afetar o ambiente marinho,

mesmo as não poluentes. Hoje, 15 países<sup>6</sup> são representados pela OSPAR, a qual possui reconhecimento e apoio da União Europeia (OSPAR, 2014).

Por se tratar de uma comissão, isto é, sem poder de autoridade política, as regulamentações estabelecidas pela OSPAR são recomendações e cabe ao poder público de cada país membro adotá-las ou não. No caso da adoção, estes devem preparar suas próprias regulamentações para tornar válidas as recomendações da OSPAR, podendo ainda, quando considerarem necessário, acrescentar medidas mais restritivas ou outras formas de controle.

A Recomendação OSPAR 2001/1, de junho de 2001, tem o propósito de eliminar a poluição causada pelos descartes de óleo e outras substâncias através da água produzida. A mesma é voltada apenas para instalações que realizam descarte deste efluente no mar e determina que todos os seus países membro adotem uma média mensal de 30 mg/L de óleo nos descartes de água de produção. No momento da sua elaboração ficou definido que este valor deveria ser atendido a partir do ano 2006, quando os países deveriam alcançar uma redução de 15% do descarte de óleo em relação ao ano 2000, referente ao total de cada país e não dos empreendimentos isoladamente. Destaca-se que anteriormente a esta recomendação e válido até o final do ano de 2005, o limite para média mensal de TOG para os países representados pela OSPAR era de 40 mg/L (OSPAR, 2001).

A OSPAR 2001/1 determina também que todo planejamento para construção de novas instalações *offshore* devem levar em consideração a minimização dos descartes ou, quando possível, a meta de descarte zero, recomendação que se tornou aplicável desde janeiro de 2002. Contribuindo para o cumprimento da meta de redução, até o ano 2020, do descarte de óleo no mar através da água produzida para níveis que garantam que não haja qualquer dano ou alteração no meio ambiente, estabelecida na mesma recomendação e válida para todos os seus países membro. Nesse mesmo contexto foi determinado também o controle de substâncias perigosas, de forma a reduzir os descartes das mesmas através da água de produção, com objetivo final de atingir os níveis originais de substâncias naturalmente ocorrentes no ambiente e níveis zero de substâncias sintéticas nocivas (OSPAR, 2001).

---

<sup>6</sup> Países integrantes da OSPAR atualmente: Bélgica, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Islândia, Irlanda, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça e Reino Unido.

Percebe-se que a abordagem da OSPAR e países da região do Mar do Norte sobre a temática de gerenciamento de água de produção é voltada para a minimização dos riscos, através da ênfase no controle do uso de químicos durante a produção e tratamento, de modo a assegurar que os impactos causados serão em níveis aceitáveis. A utilização de aditivos químicos deve ser previamente testada, considerando os efeitos da bioacumulação, biodegradação e toxicidade, além de avaliar se a concentração prevista como existente no ambiente (*predicted environmental concentration* - PEC) destes compostos excede a concentração de efeito não previsto (*predicted no effect concentration* – PNEC). Esta razão (PEC/PNEC) deve ser menor que um para que seja autorizado seu uso (Veil, 2008).

Com relação às amostragens para verificação do TOG na água produzida descartada, a OSPAR recomenda que em instalações que realizem descartes contínuos, sejam coletadas, pelo menos, 16 amostragens por mês, em intervalos regulares. No caso de instalações não tripuladas, descartes por batelada ou descarte de água produzida que não apresente teor de óleo superior a duas toneladas por ano, as amostragens não precisam seguir o descrito anteriormente, mas devem ser realizadas de forma que haja representatividade do efluente descartado, sem deixar de levar em consideração aspectos operacionais e logísticos. Destaca-se que a diluição da água produzida para redução da concentração dos seus compostos ou para atingir os parâmetros estipulados pela OSPAR, é uma prática proibida (OSPAR, 2001).

Fica recomendado ainda que para o melhor gerenciamento da água produzida, devem ser sempre utilizadas e aplicadas as melhores tecnologias disponíveis (*Best Available Technologies* – BAT) e as melhores práticas ambientais (*Best Environmental Practices* – BEP) para o tratamento e manejo deste efluente. De forma a garantir o cumprimento dessas determinações, a cada intervalo de cinco anos, os países membro da OSPAR devem realizar uma avaliação das BAT e BEP implementadas nas instalações operando em seus territórios para verificar a necessidade de atualização (OSPAR, 2001).

Conforme descrito ao longo deste tópico, nota-se que as regulamentações propostas pela OSPAR são bastante genéricas, uma vez que devem ser aplicáveis a diversos países da região do Mar do Norte. As mesmas funcionam como base para que seus membros elaborem suas próprias regulamentações, mais restritivas ou com o mesmo nível de exigência proposto pela OSPAR, de acordo com suas particularidades. Desta forma serão apresentados a seguir, os exemplos das regulações utilizadas pela

Noruega e Reino Unido, ambos integrantes desta Comissão, que incluíram outras formas de controle para o gerenciamento de água produzida.

### **Noruega:**

Na Noruega, são adotadas outras medidas além das determinadas pela OSPAR 2001/1, para controle e gerenciamento dos descartes de água produzida. Essas são estabelecidas em conjunto entre a Agência Norueguesa de Meio Ambiente (NEA) e a Associação Norueguesa de Óleo e Gás (NOROG). As primeiras medidas estão associadas aos parâmetros que devem ser analisados além das coletas normais para medição do TOG. São requisitadas análises semestrais para verificação do total de compostos alifáticos, compostos aromáticos, o total de hidrocarbonetos, os grupos BTEX, NFD, HPAs (apenas os 16 prioritários definidos pela EPA), ácidos orgânicos, fenóis e metais pesados (NOROG, 2014).

A NEA incentiva aos operadores a utilização de equipamentos para medição *online* do TOG na água produzida, desta forma estariam dispensados de realizar as coletas manuais, otimizando a logística das operações e simplificando os processos rotineiros a bordo das instalações. Tal procedimento também contribui para o aperfeiçoamento do controle da qualidade do efluente que será descartado, possibilitando o retorno do mesmo ao processo de tratamento quando não forem atingidos os limites determinados pela regulação (NOROG, 2014).

Os reportes exigidos pela NEA e NOROG sobre os descartes de água produzida devem apresentar justificativas sobre grandes alterações ocorridas de um ano para outro, além de gráficos com as informações dos descartes totais realizados, mostrando a tendência individual dos principais grupos de compostos presentes na água de produção. São exigidos ainda relatórios específicos com os aditivos químicos utilizados no processo produtivo que podem estar presentes neste efluente, bem como seus métodos analíticos e de tratamento (NOROG, 2014).

Dentre as medidas adicionais às recomendações da OSPAR estabelecidas pela Noruega, destacam-se, além das mencionadas anteriormente, aquelas relacionadas à análise de risco ambiental para autorização dos descartes de água produzida. É necessária a utilização de ferramentas para comparação de químicos utilizados nas atividades *offshore* e seus potenciais danos esperados, como o modelo CHARM (*Chemical Hazard Assessment and Risk Management*), por exemplo, que avalia a dispersão da pluma de água produzida e o transporte e diluição de seus compostos na

coluna d'água. Estes modelos devem ser utilizados para verificar os valores de PEC e PNEC, já explicitados acima. O mesmo país foi também responsável pelo desenvolvimento do modelo DREAM, muito utilizado em diversos estudos realizados ao redor do mundo, através do qual é possível calcular um fator de impacto ambiental, aplicável nas avaliações de risco (Veil, 2008).

### **Reino Unido:**

No Reino Unido, região que engloba os países da Escócia, País de Gales e Inglaterra, a regulação para descarte e reinjeção de água produzida segue as determinações da OSPAR de 2001/1, através do Controle de Prevenção da Poluição por Óleo (*Oil Pollution Prevention Control – OPPC*) do Departamento de Energia e Mudanças Climáticas (*Department of Energy and Climate Changes – DECC*). Através deste fica definido que para que um empreendimento possa realizar o descarte ou reinjeção de água produzida nesta região, deve obter uma licença específica para este fim. No caso dos empreendimentos de produção, a licença é concedida pelo tempo que durar a atividade, chamada *Life Permit*. Nos casos onde houver necessidade de exportar a água produzida do campo produtor para outro onde ocorrerá a reinjeção deverá ser requerida uma licença especial (FEPA - *Food and Environmental Protection Act, 1985*) (DECC, 2011).

Para obtenção das licenças para descarte e reinjeção o operador deverá fornecer ao DECC, além das informações administrativas rotineiras, a descrição do local onde a água produzida foi gerada, como será realizado seu transporte e se haverá pré-tratamento, para os casos de reinjeção, e como esta será executada, incluindo a apresentação de informações técnicas que garantam a segurança da operação. Nos casos de descarte, devem ser apresentadas outras opções de disposição da água de produção, comprovando que o descarte no ambiente marinho é a opção mais viável e aceitável do ponto de vista ambiental (DECC, 2011).

O monitoramento ambiental e a periodicidade de amostragens de água produzida, com fins de verificação de TOG, dos empreendimentos do Reino Unido serão definidos caso a caso e discriminados nas Licenças. Essa avaliação, no entanto, é dependente da concentração de hidrocarbonetos descartada no mar e do quantitativo de descartes e reinjeção da água produzida. Para instalações que descartem na água produzida mais que 100 toneladas de óleo disperso por ano será necessário implementar

um sistema de medição do TOG *online*, em substituição as coletas manuais (DECC, 2011).

Assim como descrito para a Noruega, no Reino Unido, além das coletas de água produzida para medição do TOG, são requisitadas análises semestrais para verificação de outros compostos químicos presentes na mesma (compostos alifáticos, total de aromáticos, total de hidrocarbonetos, grupos BTEX, NFD, 16 HPAs, ácidos orgânicos, fenóis e metais pesados). Adicionalmente, devem ser coletadas trimestralmente amostras de água produzida para análise de NORM por espectrometria gama de alta resolução para Ra-226, Ra-228 e Pb-210. Os operadores são ainda responsáveis por manter o registro de dias e horários da coletas, bem como laudos com resultados das análises, o volume de água produzida descartada/reinjetada entre cada amostragem e a cada mês, o peso mensal total e anual de óleo disperso descartado/reinjetado através da água produzida, a média mensal e anual de TOG dos descartes (DECC, 2011).

Por não estarem incluídos na regulamentação da OSPAR HPAs e outros compostos químicos não hidrocarbonetos presentes na água produzida, começa a haver uma pressão para realização de avaliações de risco dos impactos que os descartes de água de produção podem causar no ambiente. Desta forma, é provável que no futuro a DECC crie uma abordagem de definição de metas que exijam evidências baseadas nas análises de risco de que os descartes de água produzida não causam impactos ao meio ambiente (DECC, 2011).

### **5.3. Canadá**

Nas operações da indústria petrolífera do Canadá, as regulamentações a respeito do gerenciamento de água produzida das atividades *onshore* são de responsabilidade dos estados produtores. De maneira geral, são incentivadas práticas de reinjeção no poço produtor para manutenção da pressão ou em poços de disposição profundos localizados em aquíferos salinos. Não são permitidos os descartes no solo, na superfície de corpos d'água ou ainda acima das bases de proteção de aquíferos subterrâneos (CAAP, 2010).

Com relação às operações no ambiente marinho, as regulamentações são estabelecidas pelo *Canada Oil and Gas Operation Act*, parte integrante do *Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act* e do *Canada – New Foundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Act*. O órgão regulador

e fiscalizador das questões ambientais relacionadas a este tema no Canadá é o Conselho Nacional de Energia (*National Energy Board* – NEB).

Apesar da permissão dos descartes, estabelecida pela regulamentação em vigência, o NEB incentiva os operadores a priorizar outras formas de disposição ou uso da água produzida, em relação aos descartes no ambiente. Assim como observado para outros países e regiões, o principal parâmetro regulado é o teor de óleos e graxas presente na água produzida que será descartada. Os limites determinados para empreendimentos no território canadense são: média mensal de TOG de 30 mg/L e valores máximos diários de 44 mg/L (NEB, 2010).

Os valores de TOG diários devem ser medidos pelo menos duas vezes ao dia, a cada 12 horas de descarte contínuo. Caso os operadores optem por realizar mais análises diariamente, o cálculo da média de TOG dos descartes deve ser realizado com os valores obtidos em amostragens de horários padronizados, a cada quatro ou seis horas. Ainda com relação à determinação da média de TOG, apesar de permitir que a mesma seja calculada através de uma média aritmética simples, o órgão ambiental em questão destaca que, preferencialmente, deve ser realizada uma média ponderada, considerando os volumes descartados com determinada concentração de óleo disperso. Os reportes devem ser realizados mensalmente, incluindo a média de TOG diário, a média de TOG mensal, a massa total de óleo descartado no mês e o volume total de água produzida descartada no mês (NEB, 2010).

No seu Plano de Proteção Ambiental (*Environmental Protection Plan*) o operador deve descrever um programa de monitoramento das características químicas e biológicas potencialmente relevantes da água produzida descartada pelo seu empreendimento, bem como suas alterações ao longo do tempo, para reportar ao NEB, pelo menos, uma vez ao ano. O órgão em questão não define como deve ser realizado o monitoramento, mas sugere que seja através de um programa de coletas que incluam regularmente análises de toxicidade, modelagens de dispersão, participação em estudos relevantes sobre o tema de água de produção, ou uma combinação de todos (NEB, 2010).

#### **5.4. Mar Mediterrâneo e Convenção de Barcelona**

Em 1975, 16 países do Mar Mediterrâneo e da comunidade europeia se reuniram com objetivo de discutir e adotar práticas legais para proteção ambiental da região do



Mar Mediterrâneo. Nesta ocasião foi estabelecido o Plano de Ação do Mediterrâneo (*Mediterranean Action Plan – MAP*) sob o amparo do PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente), agência integrante do Sistema das Nações Unidas (ONU) responsável por promover a conservação do meio ambiente e o uso eficiente de recursos no contexto do desenvolvimento sustentável (EC, 2012).

As partes integrantes do MAP posteriormente adotaram a Convenção para Proteção do Ambiente Marinho e Região Costeira do Mar Mediterrâneo (*Convention for the Protection of the Marine Environment and the Coastal Region of the Mediterranean*), também chamada de Convenção de Barcelona, a qual tem por objetivo garantir o manejo sustentável dos recursos, avaliar, controlar e prevenir a poluição dos ecossistemas marinhos e costeiros, fortalecer as relações entre os países mediterrâneos e contribuir para o aumento da qualidade de vida nessa região.

Atualmente a Convenção de Barcelona e o MAP contam com 22<sup>7</sup> países, incluindo a União Europeia e instituem como suas ferramentas legais sete protocolos sobre aspectos específicos de meio ambiente, sendo eles (EC, 2012):

- Protocolo de despejos para navios e aeronaves;
- Protocolo de prevenção e emergência para poluição por navios e situações de emergência;
- Protocolo de fontes terrestres e atividades;
- Protocolo de áreas especialmente protegidas e diversidade biológica;
- Protocolo de resíduos perigosos;
- Protocolo de gerenciamento integrado da zona costeira;
- Protocolo *offshore* para poluição de exploração e produção de petróleo;

Este último, Protocolo *Offshore*, se refere aos aspectos ambientais relevantes no que diz respeito às atividades de Exploração e Produção de petróleo na plataforma continental da região do Mar Mediterrâneo. Nele estão contidas diversas regulamentações genéricas sobre processos de licenciamento para as operações, obrigações por parte dos empreendedores, substâncias e materiais considerados tóxicos ou nocivos, além de aspectos gerais sobre estruturas e gerenciamento de esgotos,

---

<sup>7</sup> Os países atualmente participantes da Convenção de Barcelona são: Albânia, Argélia, Bósnia e Herzegovina, Croácia, Chipre, Egípto, União Europeia, França, Grécia, Israel, Itália, Líbano, Líbia, Malta, Mônaco, Montenegro, Marrocos, Eslovênia, Espanha, Síria, Tunísia e Turquia (EC, 2012).

resíduos, medidas de proteção, plano de contingência, remoção de instalações e programas de pesquisas (MAP, 1994).

Especificamente sobre água produzida, este protocolo estabelece em seu artigo 10 que as partes devem adotar padrões para disposição de óleo e misturas oleosas no ambiente marinho, sendo estas iguais ou mais restritivas que o estabelecido pelo mesmo. No caso da água produzida, fica determinado que o descarte só deverá ocorrer com valores médios mensais de TOG de 40 mg/L e o conteúdo máximo deste parâmetro não deve exceder 100 mg/L em nenhuma ocasião. Para análise do teor de óleos e graxas, os países signatários deste protocolo devem determinar em conjunto, a metodologia que será adotada (MAP, 1994).

Vale destacar, que este protocolo só entrou em vigor em 2011 e atualmente possui seis países signatários (Albânia, Chipre, Líbia, Marrocos, Síria e Tunísia), além da União Europeia, a qual ratificou sua adesão ao Protocolo *Offshore* da Convenção de Barcelona em 2013, porém ainda sem data estabelecida para começar a vigorar (EC, 2012). Destaca-se ainda, que assim como outras convenções internacionais, por tratar da adoção de medidas por diversos países diferentes, suas regulamentações são bastante genéricas, especificando que cabe a cada uma das partes integrantes da Convenção, estabelecer seus critérios e medidas para adoção das práticas e padrões determinados pela mesma.

De maneira geral, as regulamentações existentes estão muito voltadas para o descarte e disposição da água de produção. No entanto, considerando os volumes gerados desse efluente na indústria petrolífera e, principalmente, seu potencial tóxico e nocivo ao meio ambiente, outras opções e estudos devem ser considerados visando um melhor aproveitamento da água produzida ou evitando maiores impactos ambientais. Neste contexto, será apresentada no próximo capítulo uma análise das melhores práticas de gerenciamento de água produzida, com base em estudos realizados ao redor do mundo e as regulamentações existentes apresentadas neste capítulo.

## 6. ANÁLISE DA REGULAÇÃO INTERNACIONAL E APRESENTAÇÃO DE PRÁTICAS PARA A DISPOSIÇÃO DE ÁGUA PRODUZIDA

### 6.1. Análise das regulamentações existentes

Ao longo do capítulo anterior foi possível verificar exemplos de regulamentações adotadas para o gerenciamento de água produzida, realizado em algumas regiões do mundo. Dentre os principais aspectos levantados, destaca-se a similaridade entre as regulamentações para as atividades *offshore*, normalmente baseada em três fatores: limitação do teor de óleos e graxas, avaliação dos principais compostos químicos presentes na água produzida e monitoramento dos descartes deste efluente. A Tabela 17 sumariza as determinações apresentadas nos capítulos anteriores, com seus principais procedimentos e critérios para o gerenciamento de água produzida.

De maneira geral, a exigência da medida e limite para o teor de óleos e graxas é comum a todos os países que possuem atividades *offshore* de produção de petróleo e que realizam descarte de água produzida. Os valores dos parâmetros variam, porém, de certa forma, são sempre estipulados como uma média mensal. Em alguns casos, como nos EUA, Canadá e países integrantes da Convenção de Barcelona, de forma a garantir que não haja descartes diários com concentração de óleo disperso muito elevada, que na apresentação da média mensal poderia ser equilibrada por outros valores mais baixos, são definidos também valores máximos diários para este parâmetro, como uma medida adicional de segurança.

Dentre as regulamentações analisadas mais profundamente no capítulo anterior deste estudo, os limites exercidos por Estados Unidos e Brasil são os mais restritivos (29 mg/L). No entanto, este parâmetro é regulamentado em diversos outros países do mundo, os quais também apresentam atividades de produção de petróleo e gás natural e, conseqüentemente, a geração de água produzida. Considerando, portanto, o limite de TOG estabelecido em alguns desses países, conforme apresentado na Tabela 18 é possível notar que existem outras regulamentações mais restritivas, pelo menos no que diz respeito a este parâmetro.

**Tabela 17:** Principais determinações de regulamentações internacionais e brasileiras para o gerenciamento de água produzida.

País	Limites de TOG	Análises complementares	Outras determinações
<b>Brasil</b>	Média: 29 mg/L Máximo: 42 mg/L	Análises semestrais de metais, compostos orgânicos, parâmetros físico-químicos, radioisótopos e toxicidade aguda.	Em distâncias inferiores a 12 milhas náuticas da costa, necessidade de estudo prévio de dispersão para autorização dos descartes; aprovação prévia ao início da operação para volumes descartados, reinjetados e produzidos (ANP).
<b>Estados Unidos</b>	Média: 29 mg/L Máximo: 42 mg/L	Análises de toxicidade crônica	Dependendo da localidade do empreendimento são exigidas ainda: Realização de monitoramento, análise de toxicidade aguda, proibições de descartes e análises e limites para outros parâmetros.
<b>Convenção OSPAR – Mar do Norte</b> (Bélgica, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Islândia, Irlanda, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça e Reino Unido)	Média: 30 mg/L Máximo: não há	<b>Noruega</b> – análises de metais pesados e compostos orgânicos; análise de risco ambiental para descarte, através da utilização de modelo de dispersão. <b>Reino Unido</b> – justificativa para descarte, considerando outras formas de disposição; análises de metais pesados, compostos orgânicos e NORM.	Garantir utilização da melhor tecnologia disponível para tratamento de água produzida; Controle de aditivos químicos; Aprovação prévia de novas instalações considerando a meta de redução do descarte.
<b>Canadá</b>	Média: 30 mg/L Máximo: 44 mg/L	NA	Incentivo a outras formas de disposição que não o descarte; média mensal de TOG calculada através de média ponderada (considerando o volume descartado); programa de monitoramento químico e biológico dos descartes.
<b>Convenção de Barcelona – Mar Mediterrâneo</b> (Albânia, Argélia, Bósnia e Herzegovina, Croácia, Chipre, Egito, União Europeia, França, Grécia, Israel, Itália, Líbano, Líbia, Malta, Mônaco, Montenegro, Marrocos, Eslovênia, Espanha, Síria, Tunísia e Turquia)	Média: 40 mg/L Máximo: 100 mg/L	NA	NA

(Fonte: Elaboração própria).

**Tabela 18:** Limites para o teor de óleos e graxas (TOG) nos descartes de água de produção, definidos em diferentes países.

<b>País</b>	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor de TOG</b>
<b>Argentina</b>	Média	15 mg/L
<b>Austrália</b>	Média	30 mg/L
	Máximo	50 mg/L
<b>China</b>	Média	30 a 50 mg/L
	Máximo	75 mg/L
<b>Brasil</b>	Média	29 mg/L
	Máximo	42 mg/L
<b>Colômbia</b>	Remoção de 80% de óleo	-
<b>Canadá</b>	Média	30 mg/L
	Máximo	44 mg/L
<b>Convenção HELCOM<sup>8</sup></b>	Média	15 mg/L
	Alternativa	40 mg/L
<b>Convenção Kuwait<sup>9</sup></b>	Média	40 mg/L
	Máximo	100 mg/L
<b>Convenção OSPAR</b>	Média	30 mg/L
<b>Convenção de Barcelona</b>	Média	40 mg/L
	Máximo	100 mg/L
<b>Estados Unidos</b>	Média	29 mg/L
	Máximo	42 mg/L
<b>Itália</b>	Média	40 mg/L
<b>México</b>	Média	40 mg/L
	Máximo	100 mg/L
<b>Nigéria</b>	Média	40 mg/L
	Máximo	72 mg/L
<b>Tailândia</b>	Máximo	100 mg/L
<b>Trindade</b>	Máximo	40 mg/L
<b>Venezuela</b>	Média	20 mg/L
<b>Vietnã</b>	Média	40 mg/L

(Fonte: Elaboração própria a partir de dados de Veil, 2006; Gabardo, 2007; Isehunwa & Onovae, 2011)

<sup>8</sup> Convenção HELCOM para os países do Mar Báltico. Signatários: Dinamarca, Estônia, Finlândia, Alemanha, Letônia, Lituânia, Polônia, Rússia, Suécia e União Europeia.

<sup>9</sup> Convenção Kuwait para os países da Região do Golfo Pérsico. Signatários: Bahrain, Irã, Iraque, Kuwait, Omã, Qatar, Arábia Saudita e Emirados Árabes Unidos.

Os países do Mar Báltico, signatários da Convenção HELCOM, juntamente com Argentina e Venezuela são os que demonstram os limites mais restritivos para o teor de óleos e graxas permitido no descarte de água produzida no ambiente. Porém, de maneira geral, considerando os parâmetros definidos como médias, não há uma variação tão expressiva entre as diferentes regiões mundiais, havendo uma amplitude de 15 mg/L até 50 mg/L, valor médio máximo estabelecido pela China.

Neste contexto destaca-se a determinação da Convenção HELCOM, que apesar de estabelecer como média mensal um valor de TOG de 15 mg/L, possibilita também a aplicação de uma média mensal alternativa de 40 mg/L, quando for comprovada a impossibilidade de utilização de tecnologias de tratamento que atinjam o valor inicial menor que este (15 mg/L). A regulamentação desta Convenção determina que nestes casos, o operador deverá solicitar uma autorização prévia ao órgão competente, acompanhada das justificativas técnicas e operacionais relevantes, estando sujeito à aprovação ou não do mesmo (HELCOM, 2008).

Nota-se, portanto, que apesar de tentar serem mais restritivas, as regulamentações desta convenção, assim como as demais também apresentadas, devem ser aplicáveis para diferentes países. Deste modo, é necessário que haja uma flexibilidade de forma que possa se enquadrar as particularidades e limitações de todas as partes envolvidas. O mesmo critério foi observado para a Convenção OSPAR, a qual apresenta suas determinações em caráter de recomendação, cabendo aos países signatários, aplicá-las através de regulamentações próprias.

O parâmetro estabelecido pela Colômbia para limitação do teor de óleos e graxas nos descartes de água de produção trata-se do mais diferenciado dentre os demais apresentados na Tabela 18. Ao invés de determinar um valor máximo ou médio para o TOG, a exigência refere-se à redução em 80% da concentração de óleo presente na água produzida extraída do poço. Apesar desta medida possibilitar, em casos extremos de contaminação, o descarte deste efluente com elevado teor de óleos e graxas, a mesma permite também a necessidade de adequação e monitoramento contínuo dos sistemas de tratamento, uma vez que tal regulamentação exige que estes estejam em pleno funcionamento para atendimento à mesma. Vale ressaltar que a eficiência dos sistemas de tratamento de água de produção é essencial para melhoria na qualidade do efluente que será descartado e minimização dos impactos ao meio ambiente (Bakke *et al*, 2013).

No caso do Canadá, a especificidade relacionada à limitação do TOG, deve-se ao cálculo adotado para a média mensal, provavelmente o mais condizente com a

realidade dos descartes. A regulamentação canadense sugere a consideração dos volumes descartados com determinado valor de TOG, através de uma média ponderada. Para descartes contínuos, a aplicação deste procedimento pode não ser tão simples, uma vez que não há como determinar exatamente qual volume foi descartado com um valor específico de TOG, uma vez que este parâmetro oscila ao longo do tempo. Entretanto, para descartes por batelada, essa talvez, seja a forma mais correta para sua determinação, considerando que esta medida visa quantificar o volume de óleo que foi descartado no mar junto à água produzida, de forma que os valores obtidos através de uma média ponderada representarão mais realisticamente as características do descarte total.

Vale ressaltar que assim como os países estabelecem diferentes limites de TOG para descarte de água de produção, os mesmos também determinam que esses limites devam ser medidos por diferentes metodologias de análise. Tal fato impossibilita a comparação entre os resultados de cada país, uma vez que, por se tratar de uma mistura de compostos orgânicos e não apenas uma única substância química, cada metodologia de análise quantifica uma faixa diferente de compostos para apresentar o teor de óleos e graxas da mistura e nunca o total real de hidrocarbonetos diluídos. Além disso, essas metodologias não são capazes de medir os compostos aromáticos de baixo peso molecular, como os compostos BTEX, por exemplo, que também contribuem para a toxicidade da água de produção (Neff *et al.*, 2011a).

Ainda com relação à medida de TOG, nota-se que esta, muitas vezes é determinada com base nas adequações da indústria e não em informações e dados científicos. Os valores estabelecidos pela EPA americana, por exemplo, foram definidos de acordo com os resultados apresentados pelas instalações que já realizavam descarte nos EUA, de forma que o cumprimento da regulamentação fosse viável pelos operadores que utilizassem as melhores tecnologias disponíveis (BAT) (Veil, 2008). O Brasil, claramente utilizou o modelo americano para implementação da Resolução CONAMA 393/2007, a qual determina os mesmos valores e parâmetros estabelecidos pela EPA. Não houve, portanto, estudos específicos aprofundados para avaliar se essas concentrações poderiam causar impactos ao meio ambiente, considerando as particularidades dos ecossistemas e regiões oceânicas brasileiras.

As regulamentações apresentadas no capítulo anterior demonstram que existe um consenso sobre a importância que os aspectos relativos à água de produção e sua disposição têm para manutenção da qualidade ambiental. Isso fica refletido através do

número de países que estabelecem procedimentos, padrões e restrições para o gerenciamento de água produzida. Estes, no entanto, variam de um país ou região para outro, onde as regulamentações elaboradas podem ser mais ou menos rigorosas e completas.

Segundo Veil (2008), os Estados Unidos e a OSPAR possuem os sistemas mais bem estabelecidos com relação ao gerenciamento da água produzida, no entanto as abordagens adotadas por cada um deles é bastante distinta. De maneira geral, a regulação dos EUA tem ênfase na saída do processo (efeitos globais do descarte), enquanto que para a região do Mar do Norte, representada pela OSPAR, dá-se ênfase principal na entrada do processo (controle do uso de aditivos químicos). O mesmo autor menciona ainda que as principais diferenças encontradas entre as duas regulamentações se relacionam com o número de empreendimentos produtores em cada um dos locais e o tempo de existência das atividades.

No caso dos EUA são muitos anos de exploração e um número muito elevado de empreendimentos o que acarreta em uma regulamentação mais genérica, que deve ser aplicável para diversas situações. Já na região do Mar do Norte, e especialmente na Noruega, o número reduzido de empreendimentos permite que seja realizado um controle mais expressivo e individualizado dos descartes. O mesmo pode ser observado como estratégia da própria EPA no território dos EUA. Na região do Golfo do México onde se encontram a maioria de seus empreendimentos, o controle é menos rigoroso que no Alaska e na costa da Califórnia, onde existem regulações mais específicas, devido, não só a maior sensibilidade das áreas, mas também ao menor número de campos produtores. Destaca-se, porém, que tais diferenças não refletem em uma abordagem ser melhor do que a outra, mas que apenas uma pode ser mais efetiva em determinadas situações, enquanto que em outros casos outra pode ser mais restritiva que o necessário para garantir a proteção ambiental (Veil, 2008).

No que diz respeito à análise de parâmetros complementares e periodicidade de amostragens, a regulamentação brasileira encontra-se no mesmo patamar de exigências que as demais regulamentações internacionais. Principalmente se levado em consideração, outras regulações, além da Resolução CONAMA 393/2007, específica sobre o tema, que possuem relação e devem ser aplicadas durante o gerenciamento da água de produção. Por exemplo, os limites estipulados para descarte de efluentes pela Resolução CONAMA 430/2011 ou a necessidade de preservação da qualidade da água do corpo receptor apresentada pela Resolução CONAMA 357/2005.



No entanto, ao mesmo tempo, percebe-se que a regulamentação aplicada no Brasil, não incentiva outros métodos de disposição ou tratamento para a água de produção, além de não criar muitos obstáculos para a realização dos descartes, como observado para os países do Mar do Norte, por exemplo. Conforme mencionado, a Convenção OSPAR adota o controle do uso de aditivos químicos, estabelece a periodicidade de atualização dos equipamentos e sistemas de tratamento e cria metas para redução de contaminantes na água de produção. Tais medidas ilustram a preocupação das autoridades públicas com a qualidade do efluente que será descartado e a melhoria do processo em longo prazo.

Os aspectos e características de cada ambiente são de extrema importância para determinação dos efeitos da disposição da água de produção. A regionalização adotada pelos Estados Unidos em seu CWA, estabelecendo níveis diferenciados de exigências para cada local onde pode haver descarte de água produzida, reforça tal afirmação, além de refletir a preocupação do país em proteger seus diferentes ecossistemas. Contudo, a não observação desse tipo de procedimento para as outras regiões analisadas, pode ser explicada pela diferença na geografia de cada uma das áreas mencionadas. Nos EUA, devido ao tamanho e formato de seu território, seus empreendimentos de produção de petróleo podem estar instalados em localidades com características muito distintas, inclusive no que diz respeito ao regime de ventos e correntes, essenciais para a dispersão dos compostos químicos presentes na água produzida. Ao contrário disto, o que observa-se é a aplicação dos mesmos padrões para diferentes países, mas que no entanto, localizam-se em regiões banhadas pelo mesmo oceano, vide as diversas convenções formadas para discussão sobre temas relevantes ao ambiente marinho.

No Brasil, a Resolução CONAMA 393/2007, determina que empreendimentos localizados a distâncias menores que 12 milhas náuticas devem realizar estudos para verificar a viabilidade dos descartes, mas devem priorizar pelo tratamento de água produzida em terra. Gabardo *et al* (2011) menciona em seu estudo que instalações de produção localizadas em regiões do nordeste, na costa dos estados do Rio Grande do Norte, Sergipe e Alagoas, não realizam descarte no mar devido à proximidade de sistemas costeiros. Apesar de se tratar de uma medida simples e genérica, funciona como um indicador de que deve existir por parte dos operadores de petróleo um nível maior de preocupação com áreas ambientalmente mais vulneráveis, sinalizando para diferenciação no tratamento destas.

Outro aspecto destacado nas regulamentações ambientais sobre a temática de água produzida é o monitoramento ambiental. Todas as regulamentações apresentadas no capítulo anterior, com exceção da Convenção de Barcelona, determinam que este seja realizado durante a operação para avaliação dos impactos causados pelos descartes e, até mesmo, para verificação da eficácia dos padrões estipulados por essas regulamentações. Vale destacar que o monitoramento ambiental é uma ferramenta valiosa para obtenção de informações de extrema importância sobre a interação da atividade da indústria petrolífera e o meio ambiente. Através deste, é possível estabelecer as condições iniciais do meio, antes da instalação da atividade ou no início dela, desenvolver o entendimento dos potenciais impactos e levar a identificação de medidas de mitigação adequadas aos objetivos operacionais, ambientais e regulatórios, além dos requisitos específicos da empresa responsável pela atividade (OGP, 2012b).

Neste contexto, a Noruega é um dos países mais avançados e com maior comprometimento. Além da exigência por campanhas de monitoramento ao longo do tempo de duração da atividade, sua regulamentação determina que seja realizado um estudo detalhado antes do início da mesma, com análise da dispersão da água produzida no ambiente, através de modelos e avaliação de risco ambiental. As modelagens são de extrema importância, pois apesar de não dispensarem o monitoramento contínuo, auxiliam na determinação dos pontos de coleta, dão melhor previsibilidade dos efeitos, danos e riscos ao meio ambiente causados pelos descartes e emissões das atividades *offshore* (OGP, 2012). Essa prática poderia ser adotada por outros países e pelo Brasil, incrementando seus controles sobre o processo de gerenciamento de água de produção, além de contribuir com mais dados para entendimento dos efeitos deste efluente no ambiente.

Com relação às atividades *onshore*, como são de responsabilidade dos estados produtores, e nem sempre existem regulamentações a nível federal, podem variar bastante e foram abordadas apenas superficialmente no presente trabalho. O estudo do *International Finance Corporation* (IFC, 2007b) apresenta parâmetros para descarte de água produzida no solo que podem ser utilizados para estas atividades, considerando condições normais de operação e o planejamento das instalações do campo de produção para o correto gerenciamento de água produzida e minimização dos impactos ambientais relativos à atividade. Entretanto, conforme mencionado anteriormente, devido à maior sensibilidade dos ambientes terrestres aos compostos presentes na água produzida, são poucas as localidades que permitem que essa prática seja adotada.

## 6.2. Opções aos descartes de água produzida

Apesar da maior parte das regulamentações das atividades *offshore* estarem voltadas para o descarte de água produzida, para garantir um adequado gerenciamento é necessário verificar todas as alternativas disponíveis para disposição deste efluente (IFC, 2007a; IFC, 2007b). Normalmente, a gestão de tratamentos e estratégias de questões relacionadas à água pode ser organizada em três abordagens: minimização, reuso/reciclagem e disposição.

No que se refere à minimização, processos são modificados, tecnologias são adaptadas ou produtos são substituídos para menor geração de água. Quando viável, a minimização da geração de água produzida pode economizar recursos financeiros e resultar em grande proteção ao meio ambiente (NPC, 2011). Segundo estudos do IFC (2007a; 2007b), algumas questões técnicas devem ser consideradas para que se obtenha sucesso na minimização dos volumes gerados de água produzida, devendo ser avaliadas na fase de planejamento do projeto de produção, para que se tornem viáveis tanto técnica quanto economicamente.

Ainda neste contexto, duas abordagens podem ser consideradas. A primeira refere-se à redução do volume de água entrando no poço, quando houver necessidade de injeção para recuperação de hidrocarbonetos. Já a segunda, refere-se à redução do volume de água gerenciado na superfície através de tecnologias que realizem o processo de separação remota, com a água e o óleo ainda no interior do poço. Essas tecnologias são bastante complexas e tem custo mais elevado, não sendo tão comumente utilizadas (NPC, 2011). Saidi *et al* (2012) e Motta *et al* (2013), citam como exemplos dessas tecnologias os sistemas submarinos de separação de água produzida, conhecidos como *Down-Hole Oil/Water Separators* – DOWS, onde a água é separada do óleo no fundo do mar, sendo reinjetada no poço produtor, em outra formação ou em outro local dentro da mesma formação, sem chegar à superfície. Dentre as vantagens desta tecnologia, pode-se citar a redução de até 50% da quantidade de água produzida que chega à superfície, além de reduzir a quantidade de aditivos químicos necessários à produção convencional (Elkins *et al*, 2005).

Com relação ao reuso e/ou reciclagem da água produzida, a técnica mais comum é a reinjeção no poço que já ocorre em diversas instalações petrolíferas ao redor do mundo (NPC, 2011). Tal procedimento pode ser utilizado para incrementar as taxas de recuperação de petróleo, por questões de segurança operacional ou até mesmo, apenas

para descarte da água de produção de modo que esta não entre em contato com o ambiente (Neff *et al*, 2011a). A reinjeção trata-se de uma das formas de destino mais adequadas para a água produzida, uma vez que elimina, total ou parcialmente, o resíduo gerado e, nos casos de recuperação secundária de hidrocarbonetos, transforma-o em matéria prima para o próprio processo, resultando em ganhos econômicos e ambientais para a atividade produtiva (Motta *et al*, 2013).

Esta trata-se de uma das únicas possibilidades para a atividade *offshore* para não realizar ou, pelo menos, reduzir os descartes no mar. Entretanto não é uma técnica simples de ser implementada em alguns empreendimentos, uma vez que antes da reinjeção a água precisa ser tratada não só para remoção do óleo, mas também para filtragem dos sólidos em suspensão, evitando o tamponamento do reservatório, além da remoção de substâncias corrosivas, de oxigênio e do acréscimo de antiincrustantes, medidas não exigidas para os descartes no oceano (Nascimento, 2009; Neff *et al*, 2011a).

No Brasil, conforme apresentado no capítulo sobre regulação e práticas brasileiras, a reinjeção para recuperação secundária de hidrocarbonetos é uma atividade comum e presente em quase todas as bacias sedimentares marítimas. Porém, a reinjeção para descarte, em poços secos não produtores ou poços já maduros de outras locações é praticamente inexistente nas operações brasileiras. Segundo o exposto previamente, tais práticas apresentam vantagens econômicas, operacionais e ambientais, além de se tratarem de uma das poucas disponíveis para as atividades *offshore*, em substituição ou redução dos descartes no mar, reforçando a importância de serem consideradas para o gerenciamento de água produzida.

Já nas operações em terra a reinjeção de água produzida é uma prática bastante comum, uma vez que elimina os problemas relacionados aos descartes da mesma que, geralmente, são proibidos em corpos hídricos de água doce ou devem atender a parâmetros muito rigorosos (Gabardo, 2007), além de evitar passar pelos processos de licenciamento específicos e necessários para estações de tratamento (Nascimento, 2009).

A reinjeção de água produzida nos reservatórios de óleo e gás deve ser incentivada, não só pela redução dos descartes no ambiente, como também para redução da reutilização de recursos hídricos, que poderiam ser utilizados para outros fins, para recuperação e produção de hidrocarbonetos. Tal fato baseia-se, principalmente, em atividades *onshore* onde é necessária a perfuração de outros poços para recuperação de

água doce para injeção nos poços de produção. Nascimento (2009) cita como exemplo o caso do Campo de Canto do Amaro, no Rio Grande do Norte, onde cerca de 60% da água reinjetada no poço para incrementar a produção é água produzida. Ou seja, trata-se de uma estratégia para reuso de água com fins industriais como uma forma de racionalização e de conservação de recursos hídricos, em acordo com o preconizado pela Política Nacional de Recursos Hídricos.

Nas operações em terra existem ainda outras possibilidades de reuso para a água produzida após tratamento. Em diversas regiões áridas e semiáridas no mundo a água de produção é utilizada para irrigação de pastos e repesamento, servindo de fonte de água para animais silvestres, recreação, crescimento de espécies de peixes e aves (Veil et al, 2004). Na literatura, são citadas ainda outras possibilidades para fins industriais como na própria atividade de exploração e produção de petróleo em processos de perfuração, para preparação do fluido de perfuração (Motta *et al*, 2013), e no fraturamento hidráulico, para fraturar a rocha reservatório, aumentando a permeabilidade pelo petróleo e a produção desse fluido (*Railroad Comission of Texas*, 2011). No Brasil, como projeto pioneiro, cita-se ainda a transformação da água de produção em vapor para recuperação terciária do petróleo. Essa prática já é adotada no campo da Fazenda Belém, no Ceará e em outros campos em Sergipe, tornando possível, inclusive, a produção em poços já muito maduros (Gabardo, 2007).

Em terra as possibilidades de tratamento para a água de produção são mais amplas e de maior qualidade, uma vez que não apresentam as restrições verificadas nas instalações *offshore*. Desta forma, as diversas possibilidades de reuso após tratamento escritas para a água produzida de atividades *onshore* podem ser aplicadas também ao efluente gerado em operações em alto mar, mas enviados à terra para tratamento, como é o caso no Brasil, por exemplo, das operações na região Norte e Nordeste da costa, onde os empreendimentos encontram-se em faixas situadas a menos que doze milhas náuticas (limite estipulado pela CONAMA 393/2007).

Destaca-se apenas, que estas outras formas de reutilização da água produzida, apesar de possíveis, podem exigir uma elevada demanda de energia para os tratamentos necessários para adequar o efluente a outros usos, algumas vezes tornando estas opções contraproduativas, sendo mais efetivo e econômico, do ponto de vista energético, utilizar outros tipos de águas residuais para estes fins (NPC, 2011). Para evitar gastos excessivos de energia, é importante considerar a reutilização da água produzida tratada

para fins exclusivamente industriais, onde a necessidade de enquadramento de certos parâmetros pode ser menos rigorosa.

Nos casos onde não são possíveis a minimização da geração ou o reuso da água produzida, restam apenas as possibilidades de disposição. Os descartes, já bastante discutidos no presente trabalho, são as formas de disposição mais utilizadas, muito comuns para empreendimentos *offshore*, porém não recomendados para maior parte das atividades *onshore*. Para estes empreendimentos em terra, a forma mais comum de disposição é a injeção da água produzida no subsolo, prática considerada segura e efetiva pela EPA e as agências ambientais estaduais americanas. No entanto, apesar das vantagens que oferece, para que possa ser realizada, é necessária a existência de uma formação rochosa subterrânea com porosidade, permeabilidade e capacidade de armazenamento adequadas, além de tratamento prévio para que a água produzida não obstrua a formação (NPC, 2011).

Outras possibilidades de disposição como lagoas de evaporação e o envio da água produzida para tratamento em local especializado, fora do site de geração (IFC, 2007b), são possíveis, porém possuem desvantagens significativas se consideradas as outras formas de disposição ou gerenciamento da água de produção. A primeira possibilidade mencionada é somente viável em climas áridos e apresenta o risco de ocasionar emissões atmosféricas e problemas com a deposição de sal no solo. No último caso o operador repassa a responsabilidade pelo tratamento, entretanto, necessita de uma grande estrutura para escoamento dos volumes gerados de água produzida, além de poder ocasionar custos altíssimos (NPC, 2011).

Por ser função das características presentes na sua formação geológica e localização do seu campo produtor, a composição da água produzida pode variar significativamente de uma localidade para outra, influenciando diretamente nas opções viáveis para seu gerenciamento. Desta forma, o processo de gerenciamento de água produzida e escolha pela melhor e mais aplicável prática a ser adotada para disposição deste efluente, deve levar em consideração características quase que individuais dos empreendimentos e regiões onde se localizam, além de questões técnicas e operacionais das instalações de produção (NPC, 2011).

Tais fatores refletem a dificuldade em replicar o gerenciamento adotado de determinada localidade para outra, evidenciando que a cada novo projeto de produção, os operadores responsáveis pelo planejamento e execução da atividade devem verificar e avaliar novamente todas as opções existentes para gerenciamento da água produzida.

A seleção das práticas mais aplicáveis para esta decisão deve levar em consideração, dentre outros fatores:

- Propriedades físicas e químicas da água produzida;
- Volume, duração e taxas de vazão da água gerada;
- Disposição ou uso final desejado;
- Tratamentos e formas de disposição permitidas pelas regulamentações federais;
- Viabilidade técnica e econômica das opções, incluindo logística e transporte;
- Disponibilidade de estruturas desejáveis para a disposição;
- Vontade das companhias em adotar determinada opção de gerenciamento, incluindo suas preocupações acerca de potencial passivo;
- Custos envolvidos para o atendimento dos padrões e restrições determinados pelo órgão ambiental.

Deve-se ter em mente, ainda, que apesar da grande importância que deve ser dada às questões ambientais, a exploração e produção de petróleo são atividades econômicas, cujo objetivo final principal é a obtenção de lucros. Desta forma, dentre os aspectos mencionados acima, os custos para tratamento da água de produção talvez sejam um dos mais relevantes do ponto de vista dos operadores, uma vez que, em alguns casos, podem ser tão expressivos a ponto de inviabilizar a operação.

Apenas no nível de exemplificação, em atividades *onshore*, os custos para reinjeção, quando já existem poços prontos para receber a água produzida, chegam a US\$ 0,01/bbl gerado deste efluente. Nos casos onde novas estruturas precisam ser construídas ou estas não estão prontamente disponíveis, os custos podem chegar a US\$ 1,00/bbl de água produzida, principalmente se for necessário o tratamento prévio para remoção de sólidos dissolvidos (TSD). Já nos casos onde a água produzida precisa ser

transportada por longas distâncias para disposição, os custos podem chegar a U\$ 10,00/bbl, ou ainda mais (NPC, 2011).

Neste contexto, destaca-se também a importância de considerar as características e especificidades de cada ambiente, além da relevância dos impactos causados pela atividade, não só pelos responsáveis pelo empreendimento em si, mas também pelos órgãos reguladores, de forma que não sejam exigidas medidas arbitrárias de gerenciamento, que não apresentem vantagens efetivas, e que ainda possam ser responsáveis pelo excessivo encarecimento da operação, a ponto até de inviabilizá-la. Um exemplo desta possibilidade seria uma regulamentação que estabelecesse que nenhum dos empreendimentos *offshore*, localizados em regiões oceânicas, pudessem realizar descartes de água produzida no mar. Assim, grande parte deles, se não todos, optariam pela reinjeção em poços de produção ou outros apenas de disposição, acarretando no aumento da necessidade de utilização de motores e bombas e maior consumo de combustível, causando outros impactos, talvez mais relevantes que aqueles relacionados ao descarte controlado, no que diz respeito ao gasto energético e emissões atmosféricas. Tais fatos reforçam a necessidade de incluir a variável ambiental durante o planejamento das atividades, o que comprovadamente evitaria consequências desastrosas à indústria e ao meio ambiente e ainda a possibilidade de conversão destas medidas em lucro e aumento das oportunidades (Magrini & Lins, 2007).

Através da regulação, o Poder Público busca disciplinar as atividades do Setor Petrolífero e todos os demais, seu desenvolvimento e estruturação, em nome de interesses de ordem pública referentes aos consumidores, ao meio ambiente, à economia e à própria estrutura do mercado de petróleo e gás natural, garantindo que este se mantenha eficiente, seguro e responsável (Nascimento, 2009). Por esse motivo, a regulamentação dos aspectos relacionados à água produzida apresenta tamanha importância. Esta deve funcionar não só como forma de controle para a indústria, mas como uma ferramenta para garantir que todos os aspectos ambientais, sociais e econômicos estão sendo considerados durante a realização de determinada atividade.

Atualmente existem muito poucas informações sobre a efetividade das ações governamentais e a forma como são estabelecidas suas regulações sobre os impactos da indústria do petróleo. Este, no entanto, está certamente no centro do desenvolvimento industrial e das atividades econômicas, contudo, ainda é um dos responsáveis pelos principais problemas ambientais, de saúde e sociais que se enfrentam nos dias de hoje.

Por esse motivo, entende-se que a forma como serão gerenciados os benefícios e



custos da produção e consumo de petróleo é que determinará a saúde, riqueza e segurança ambiental do planeta. Entender melhor a distribuição dos impactos do petróleo e a efetividade dos atuais sistemas de regulação sobre estes impactos é essencial para maximizar os benefícios da indústria petrolífera, ao mesmo tempo em que se reduzirão os impactos adversos (O'Rourke & Connolly, 2003). Mesmo que práticas corretas para tratamento e gerenciamento de água produzida não aumentem diretamente a eficiência de recuperação de óleo e gás nos empreendimentos petrolíferos, estas podem contribuir para um funcionamento mais eficaz do sistema de produção como um todo (NPC, 2011), acarretando em benefícios não só à indústria, como a sociedade de maneira geral.

## 7. CONCLUSÕES

Através da análise do exposto ao longo deste trabalho, nota-se que é inegável o potencial poluidor da água de produção gerada na indústria petrolífera. Ao mesmo tempo, como esta é inerente a uma atividade de suma importância no contexto econômico e estratégico mundial, não há como evitar sua geração. Desta forma, faz-se necessária a continuidade dos estudos visando o aprimoramento dos conhecimentos relacionados aos seus efeitos no ambiente, principalmente, no que diz respeito ao entendimento mais aprofundado sobre a toxicidade deste efluente, bioacumulação nos organismos marinhos, tempo de permanência na coluna d'água e potencial para contaminação dos sedimentos e demais impactos ambientais. Conforme apresentado neste trabalho, muitos estudos sobre o tema já foram desenvolvidos e o são até o atual momento, entretanto, devido à sua complexidade, ainda restam muitas incertezas sobre os efeitos da água produzida no ambiente.

No que diz respeito à regulação brasileira sobre a temática de água produzida, verifica-se que esta encontra-se em conformidade com as regulamentações internacionais apenas em relação a análises de parâmetros para descarte e periodicidade do monitoramento destes. Entretanto, foram evidenciados que diversos avanços são necessários, não só para embasamento científico das determinações já existentes, mas também para o incentivo e promoção de práticas diversificadas de gerenciamento e disposição da água de produção.

Com o desenvolvimento das atividades do pré-sal, o Brasil encontra-se em um momento crucial para assumir novos posicionamentos e compromissos em relação à gestão adequada dos passivos da indústria petrolífera. O incremento da produção de petróleo e do número de empreendimentos na região do pré-sal e margem equatorial brasileira (áreas concedidas na 11ª rodada da ANP), tornam ainda mais urgente a necessidade de implementação de novas práticas para o gerenciamento da água de produção, tendo em vista seu potencial de impacto ao meio ambiente e os volumes gerados.

Conforme observado ao longo do presente estudo, as práticas das atividades marítimas brasileiras restringem-se ao descarte no mar e reinjeção da água produzida para recuperação secundária de hidrocarbonetos. Nesse contexto, para melhor aproveitamento deste efluente e minimização dos danos ao meio ambiente, sugere-se a

diversificação das práticas utilizadas, com a adoção de métodos variados para disposição da água produzida.

Se o gerenciamento do efluente em questão for considerado ainda na fase de planejamento e concepção das operações de produção, é possível utilizar e mesclar diferentes técnicas para redução da geração, reciclagem e reuso e disposição da água produzida. Considerando o apresentado neste trabalho, sugere-se as seguintes práticas para adequação dos processos de gerenciamento da água produzida relativos à disposição:

- Reinjeção para recuperação de hidrocarbonetos;
- Reinjeção para descarte na própria locação;
- Envio da água produzida ou o remanescente não injetado nos poços, para tratamento em terra e posterior reuso para fins industriais;

Diante do exposto, conclui-se que o poder público exerce um papel fundamental para efetivação de mudanças no gerenciamento da água de produção. Além das regulamentações existentes, são necessárias novas exigências e incentivos para que os operadores passem a adotar novas soluções para a disposição deste efluente. O processo de gerenciamento pode ainda ser aprimorado através da revisão de alguns parâmetros e aplicação de novas medidas de controle que atestem a qualidade das informações obtidas e do efluente gerado, conforme listado a seguir:

- Revisão dos valores estabelecidos para TOG, considerando novas definições embasadas em estudos científicos da costa brasileira;
- Adoção de medidas de controle dos aditivos utilizados, de modo a melhorar a qualidade do efluente produzido;

- Controle dos sistemas de tratamento presentes nas instalações *offshore*, com estabelecimento de periodicidade de manutenção e atualização das tecnologias, garantindo o pleno funcionamento e a utilização das melhores tecnologias disponíveis;
- Aperfeiçoamento dos estudos de monitoramento ambiental, incluindo modelagens de dispersão da água produzida e avaliação de riscos ambientais.

De forma a viabilizar o atendimento por parte dos operadores de petróleo e gás natural, as propostas para mudanças nos processos de gerenciamento de água produzida, bem como a adoção de novas medidas de controle podem ser implementadas na forma de um plano de ação, com metas finais para cumprimento a longo prazo e metas intermediárias para adequação das partes envolvidas, considerando o objetivo final de melhoria na qualidade do efluente descartado, redução do volume de descarte e reaproveitamento da água produzida.

Destaca-se também, a necessidade de aprofundamento nos estudos sobre o tema, investimentos e incentivos à pesquisa de todos os aspectos relacionados à gestão ambiental da água de produção no Brasil. Estes devem incluir os efeitos e dispersão deste efluente e seus constituintes no ambiente, alterações da qualidade da água e sedimento, interferência e danos à fauna marinha, além de novas tecnologias para tratamento de água produzida, novas formas de disposição e possibilidades de reaproveitamento. Vale destacar a importância e necessidade de grupos de pesquisa multidisciplinares envolvidos nos estudos sobre o tema em questão, incluindo profissionais de engenharia, biologia, oceanografia, química, dentre outros, considerando a complexidade e relevância do assunto.

Por fim, deve-se atentar para todos os aspectos necessários a garantia de um correto e eficiente gerenciamento da água de produção. A existência de regulamentações ambientais adequadas à realidade e às características de cada região é de extrema importância, desde que se leve em consideração a integração de todos os fatores relacionados ao tema, sejam eles ambientais, econômicos, sociais e operacionais. Estas devem estar ainda, associadas à inclusão da variável ambiental ao planejamento das atividades, aspecto crucial para a garantia de excelência no gerenciamento da água produzida. Somente desta forma, será possível que outras opções, que não apenas o descarte, possam fazer parte dos procedimentos de produção, tais como a minimização

da geração e a reutilização deste efluente, contribuindo, deste modo, para a eficiência e aprimoramento dos processos da indústria petrolífera e à proteção do meio ambiente e recursos naturais.

## 8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALMADA, L.P. & PARENTE, V. 2013. *Oil & Gas industry in Brazil: A brief history and legal framework*. Panorama of Brazilian Law, 1: (1) pp. 223-252.
- ALMEIDA, J. 2006. *Introdução à Indústria do Petróleo*. FURG/CTI/PETROBRAS, Rio Grande, 76p.
- ANEEL, 2008. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Agência Nacional de Energia Elétrica, 3ª Edição – Brasília, 263p.
- ANP, 2000. Portaria ANP n° 100 de 20 de junho de 2000. *Aprova o Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção para os campos de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com o acompanhamento e fiscalização das atividades de produção*. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, Brasil.
- ANP, 2012. *Rodadas de Licitação – Apresentação*. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=60292&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1398980526327>> (Acesso em 12/04/2014).
- ANP, 2014. *Resumo 11ª Rodada de Licitações*. Disponível em <<http://www.brazil-rounds.gov.br/round11/index.asp>> (Acesso em 30/04/2014).
- BAKKE, T.; KLUNGSØYR, J.; SANNTI, S. 2013. *Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry*. Marine Environmental Research, 92: pp. 154-169.
- BARKER, A. & JONES, C. 2013. *A critique of the performance of EIA within the offshore oil and gas sector*. Environmental Impact Assessment Review, 43: pp. 31-39.
- BINET, M.T.; STAUBER, J.L.; WINTON, T. 2011. *The effect of storage conditions on produced water chemistry and toxicity*. Cap. 7 In: Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 608p.
- BP, 2013. *BP Statistical review of world energy – June/2013*. United Kingdom, 48p.

- BRASIL, 1981. Lei nº 6.938 de 31 de agosto de 1981. *Dispõe sobre a Política Nacional de Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências*. Brasília – Brasil.
- BRASIL, 1997. Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. *Dispõe sobre a Política Energética Nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional de Petróleo e dá outras providências*. Brasília – Brasil.
- BRASIL, 2010-a. Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010. *Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos, altera a Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998 e dá outras providências*. Brasília – Brasil.
- BRASIL, 2010-b. Lei 12.351 de 22 de dezembro de 2010. *Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências*. Brasília – Brasil.
- BRETAS, E. 2011. *Avaliação toxicológica da água produzida de uma plataforma offshore de gás natural*. Revista Ceciliana, 3 (1): pp. 50-53.
- BROOKS, S.; HARMAN, C.; ZALDIBAR, B.; IZAGIRRE, U.; GLETTE, T.; MARIGÓMEZ, I. 2011. *Integrated biomarker assessment of the effects exerted by produced water from an onshore natural gas processing plant in the North Sea on the mussel *Mytilus edulis**. Marine Pollution Bulletin, 62: pp. 327-339.
- CAAP, 2010. *Responsible water management in Canada's oil and gas industry*. Canadian Association of Petroleum Producers. (Disponível em: [www.caap.ca](http://www.caap.ca)). Acesso em 20 de janeiro de 2014.
- CANELAS, A.L.S. 2007. *Evolução da importância econômica da indústria de petróleo e gás natural no Brasil: Contribuição a variáveis macroeconômicas*. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético. Rio de Janeiro: Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/UFRJ, 120p.

- CFR, 1996. *Oil and gas extraction point source category; final effluents limitations guidelines and standards for the coastal subcategory – Final Rule*. 40 CFR Part 435. Code of Federal Regulation, EPA, EUA.
- CLARK, C.A. & VEIL, J.A. 2009. *Produced water volumes and management practices in the United States*. Argonne National Laboratory – Environmental Science Division, Report ANL/EVS/R-09/1, 64p.
- CODAY, B.D.; XU, P.; BEAUDRY, E.G.; HERRON, J.; LAMPI, K.; HANCOCK, N.T.; CATH, T.Y. 2014. *The sweet spot of forward osmosis: Treatment of produced water, drilling wastewater and other complex and difficult liquid streams*. *Desalination*, 333: pp. 23-35.
- DECC, 2011. *Guidance notes on the petroleum offshore activities (Oil Pollution Prevention and Control)*. Department of Energy and Climate Change – UK.
- DOWDALL, M & LEPLAND, A. 2012. *Elevated levels of radium-226 and radium-228 in marine sediments of the Norwegian Trench (“Norskrenna”) and Skagerrak*. *Marine Pollution Bulletin*, 64: pp. 2069-2076.
- EC, 2012. *Nota sobre a Convenção de Barcelona (Barcelona Convention)*. (Disponível em: <http://ec.europa.eu/environment/water/marine/barcelona.htm>). European Commission. Acesso em 12 de fevereiro de 2014.
- EIA/DOU, 2013. *International Energy Outlook*. US Energy Information Administration, United States, 300p.
- ELKINS, P.; VANNER, R.; FIREBRACE, J. 2005. *Management of produced water on offshore oil installations: A comparative assessment using flow analysis*. Policy Studies Institute (PSI) Working Paper, London, 89p.
- FAKHRU’L-RAZI, A.; ALIREZA, P.; LUQMAN, C.A.; DAYANG, R.A.B; SAYED, S.M.; ZURINA, Z.A. 2009. *Review of Technologies for oil and gas produced water treatment*. *Journal of Hazardous Materials*, 170: pp. 530-551.
- FANTINE, J. & ALVIM, C.F. 2008. *O Petróleo e Gás: O papel do Estado*. *Economia e Energia Revista*, N° 68: Ano XII – Jun/Jul, Rio de Janeiro.



- FARAG, A.M. & HARPER, D.D. 2014. *A review of environmental impacts of salts from produced water on aquatic resources*. International Journal of Coal Geology, 126: pp. 157-161.
- FIDLER, C. & NOBLE, B. 2012. *Advancing strategic environmental assessment in the offshore oil and gas sector: Lessons from Norway, Canada and the United Kingdom*. Environmental Assessment Impact Review, 34: pp. 12-21.
- FIGUEREDO, K.S.L. 2010. *Estudo da água produzida em diferentes zonas de produção de petróleo, utilizando a hidroquímica e a análise estatística de parâmetros químicos*. Dissertação de Mestrado em Química. Natal: Programa de Pós-Graduação em Química – UFRN, 123p.
- FIGUEREDO, K.S.L.; MARTÍNEZ-HUITLE, C.A.; TEIXEIRA, A.B.R.; PINHO, A.L.S.; VIVACQUA, C.A.; SILVA, D.R. 2014. *Study of produced water using hydrochemistry and multivariate statistics in different production zones of mature fields in the Potiguar Basin – Brazil*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 116: pp. 109-114.
- FRASER, G.S. & ELLIS, J. 2009. *The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act: Transparency of the environmental management of the offshore oil and gas industry*. Marine Policy, 33: pp. 312-316.
- FRASER, R.T.D.; VIEIRA, V.M.; FERREIRA, D.F. 2012. *Considerações acerca de um modelo regulatório para o gerenciamento ambiental da água produzida resultante da extração de petróleo no estado do Bahia*. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP: Anais da Rio Oil & Gas Expo Conference.
- GABARDO, I.T. 2007. *Caracterização química e toxicológica da água produzida descartada em plataformas de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar*. Tese de Doutorado em Química. Natal: Programa de Pós-Graduação em Química – CCET/UFRN, 250p.
- GABARDO, I.T.; PLATTE, E.B.; ARAUJO, A.S.; PULGATTI, F.H. 2011. *Evaluation of produced water from Brazilian offshore platforms*. Cap. 3 In: Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 608p.

- GAGNON, M.M. 2011. *Evidence of exposure of fish to produced water at three offshore facilities, North West Shelf, Australia*. Cap. 15 In: Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 608p.
- GAO, 2012. *Information on the quantity, quality, and management of water produced during oil and gas production*. United States Government Accountability Office, Report: 12-156; 56p.
- GOLDEMBERG, J.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCCHESI, R. 2014. *Oil and natural gas prospects in South America: can the petroleum industry pave the way for renewable in Brazil?* Energy Policy, 64: pp. 58-70.
- HELCOM. 2008. *Convention on the protection of marine environment of the Baltic Sea Area – Helsinki Convention*. Finlândia, 45p.
- HERNANDEZ-PEREZ, A. 2011. *Economics of oil regulation and the Brazilian reform: Some issues*. Energy Policy, 39: pp. 57-65.
- HOLDWAY, D. 2002. *The acute and chronic effects of wastes associated with offshore oil and gas production on temperate and tropical marine ecological processes*. Marine Pollution Bulletin, 44: pp. 185-203.
- HOSSEINI, A. BROWN, J.E.; GWINN, J.P.; DOWDALL, M. 2012. *Review of research on impacts to biota of discharges of naturally occurring radionuclides in produced water to the marine environment*. Science of the Total Environment, 438: pp. 325-333.
- HYLLAND, K.; TOLLEFSEN, K.E.; RUUS, A.; JONSSON, G.; SUNDT, R.C.; SANNI, S.; UTVIK, T.I.R; JOHNSEN, S.; NILSSEN, I; PINTURIER, L.; BALK, L.; BARSIELE, J.; MARIGÒMEZ, I.; FEIST, S.W.; BØRSETH, J.F. 2008. *Water column monitoring near oil installations in the North Sea 2001-2004*. Marine Pollution Bulletin 56: pp. 414-429.
- IBAMA, 2011. Nota Técnica 01/2011: Projeto de Controle da Poluição. *Diretrizes para apresentação, implementação e par apresentação de relatórios, nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás*. CGPEG/DILIC/IBAMA, Brasil.

- IFC, 2007-a. *Environmental, health and safety guidelines for offshore oil and gas development*. International Finance Corporation – World Bank Group, 25p.
- IFC, 2007-b. *Environmental, health and safety guidelines for onshore oil and gas development*. International Finance Corporation – World Bank Group, 27p.
- IGUNNU, E.T. & CHEN, G.Z. 2012. *Produced water treatment technologies*. International Journal of Low-Carbon Technologies, 0: pp. 1-21.
- IMO, 1978. MARPOL: *International Convention for the Pollution from Ships*. International Maritime Organization.
- ISEHUNWA, S.O. & ONOVAE, S. 2011. *Evaluation of produced water discharge in the Niger-Delta*. ARPN Journal of Engineering and Applied Science, 6: (8) pp. 66-72.
- KO, J.Y. & DAY, J.W. 2004. *A review of ecological impacts of oil and gas on coastal ecosystems in the Mississippi Delta*. Ocean and Coastal Management, 47: pp. 597-623.
- MAGRINI, A. & BOTELHO, T. 2011. *Colaboração para o documento IBP/CNI Rio + 20 – Setor Petróleo e Gás*. Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil. 38p.
- MAGRINI, A. & LINS, L.S. 2007. *Integration between environmental management and strategic planning in the oil and gas sector*. Energy Policy, 35: pp. 4869-4878.
- MAP, 1994. *Offshore Protocol. Convention for the Protection of the Marine Environment and the Coastal Region of the Mediterranean*. Mediterranean Action Plan, Madrid. 48-63pp.
- MIELNIK, O. (coordenador), 2009. *Exploração e produção de petróleo em águas ultraprofundas: nova fronteira para o pós-crise*. Fundação Getúlio Vargas – FGV Projetos, 19p.
- MMA. 1986. *Resolução CONAMA 001, de 23 de janeiro de 1986*. Ministério do Meio Ambiente, Brasil.

- MMA. 1994. *Resolução CONAMA 23, de 07 de dezembro de 1994*. Ministério do Meio Ambiente, Brasil.
- MMA. 2005. *Resolução CONAMA 357, de 17 de março de 2005*. Ministério do Meio Ambiente, Brasil.
- MMA. 2007. *Resolução CONAMA 393, de 8 de agosto de 2007*. Ministério do Meio Ambiente, Brasil.
- MMA. 2011-a. *Portaria 422, de 26 de outubro de 2011*. Ministério do Meio Ambiente, Brasil.
- MMA. 2011-b. *Resolução CONAMA 430, de 13 de maio de 2011*. Ministério do Meio Ambiente, Brasil.
- MME, 2013-a. *Nota sobre o pré-sal e o campo de Libra*. Ministério de Minas e Energia ([http://www.mme.gov.br/mme/noticias/lista\\_destaque/destaque\\_999034.html](http://www.mme.gov.br/mme/noticias/lista_destaque/destaque_999034.html)) acesso em 21/10/13.
- MME, 2013-b. *Resenha energética brasileira – Exercício de 2012*. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 25p.
- MORAIS, J.M. 2013. *Petróleo em águas profundas – Uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore*. IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada : Petrobras, Brasília, 424p.
- MOTTA, A.R.P.; BORGES, C.P.; KIPERSTOK, A.; ESQUERRE, K.P; ARAUJO, P.M.; BRANCO, L.P.N. *Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo nos processos de separação por membranas: revisão*. Engenharia Sanitária e Ambiental, 18 (1), jan/mar 2013: pp 15-26.
- NASCIMENTO, M.L. 2009. *O princípio constitucional da eficiência aplicado à outorga e à cobrança da água produzida na exploração petrolífera*. Dissertação de Mestrado em Direito Constitucional. Rio Grande do Norte: Programa de Pós-Graduação em Direito – UFRN, 216p.
- NEB, 2010. *Offshore waste treatment guidelines*. National Energy Board – Canada, 35p.

- NEFF, J.; LEE, K.; DeBLOIS, E.M. 2011-a. *Produced water: Overview of composition, fates and effects*. Cap. 1 In: *Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies*. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 608p.
- NEFF, J.; SAUER, T.C.; HART, A.D. 2011-b. *Bioaccumulation of hydrocarbons from produced water discharged to offshore waters of the US Gulf of Mexico*. Cap. 24 In: *Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies*. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 608p.
- NEFF, J.M. 2002. *Effect of contaminants from oil well produced water*. Elsevier, 1<sup>a</sup> Ed. London, 452p.
- NIU, H; LEE, K.; HUSAIN, T.; VEITCH, B.; BOSE, N. 2011. *A coupled model for simulating the dispersion of produced water in the marine environment*. Cap. 12 In: *Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies*. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 608p.
- NOROG, 2014. *Recommended guidelines for emission and discharge reporting*. N° 44, Revisão n° 13. Norwegian Oil and Gas Association.
- NPC, 2011. *Management of produced water from oil and gas wells*. National Petroleum Council, Working Document: 2-17; 32p.
- NSC, 2002. *The prevention of pollution from offshore installations*. Capítulo 8: Progress report to the 5<sup>th</sup> North Sea Conference, Bergen. pp: 160-171.
- O'ROURKE, D. & CONNOLLY, S. 2003. *Just oil? The distribution of environmental and social impacts of oil production and consumption*. Annual Reviews Environmental Resources, 28: pp. 567-617.
- OGP, 2002. *Aromatics in produced water: occurrence, fate and effects, and treatment*. International Association of Oil and Gas Producers, Report n. 1.20/324, 30p.
- OGP, 2005. *Fates and effects of naturally occurring substances in produced water on the marine environment*. International Association of Oil and Gas Producers, Report n. 364, 42p.
- OGP, 2012-a. *Offshore environmental monitoring for the oil and gas industry*. International Association of Oil and Gas Producers, Report n. 457, 32p.

- OGP, 2012-b. *Environmental performance indicators*. International Association of Oil and Gas Producers, Report n. 2011e, 62p.
- OKORO, C.C. 2010. *Microbiological impacts of produced water discharges in nearshore shallow marine waters near Chevron's Escravos Tank Farm, Nigeria*. Journal of American Science, 6 (3): pp. 93-101.
- ONOJAKE, .C. & ABANUM, U.I. 2012. *Evaluation and management of produced water from selected oil fields in Niger Delta, Nigeria*. Archives of Applied Science Research, 4: (1) pp. 39-47.
- OSPAR, 2001. *OSPAR Recommendation 2001/1 for the management of produced water from offshore installations*. OSPAR Commission.
- OSPAR, 2014. *Descrição da Comissão OSPAR – OSPAR Commission*. Disponível em: <<http://www.ospar.org/welcome.asp?menu=0>>. Acesso em 12 de fevereiro de 2014.
- PÉREZ-CASANOVA, J.C.; HAMOUTENE, D.; HOBBS, K.; LEE, K. 2012. *Effects of chronic exposure to the aqueous fraction of produced water on growth, detoxification and immune factors of Atlantic Cod*. Ecotoxicology and Environmental Safety, 86: pp. 239-249.
- PERRONS, R.K. 2013. *Assessing the damage caused by Deepwater Horizon: Not just another Exxon Valdez*. Marine Pollution Bulletin, 71: pp. 20-22.
- PETERSOHN, E. 2013. *As áreas em oferta na décima primeira rodada de licitações*. ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - Seminário Técnico. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos>>.
- PETROBRAS, 2014. *Pré-Sal*. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>> (Acesso em 30/04/2014).
- RAILROAD COMMISSION OF TEXAS, 2011. *Water use in the Barnett shale*. Disponível: <[http://www.rrc.state.tx.us/barnettshale/wateruse\\_barnettshale.php](http://www.rrc.state.tx.us/barnettshale/wateruse_barnettshale.php)>. Acesso em 05 de março de 2014.
- ROBBINSON, D. 2013. *Treatment and discharge of produced waters offshore*. Filtration + Separation, Março/Abril, pp. 20-23.

- SAIDI, M.; MADDAHIAN, R.; FARHANIEH, B.; AFSHIN, H. 2012. *Modelling of flow field and separation efficiency of a deoiling hydrocyclone using large eddy simulation*. International Journal of Mineral Processing 112-113: pp 84-93.
- SCHAFFEL, S.B. 2002. *A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil*. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético. Rio de Janeiro: Programa de Planejamento Energético – PPE/COPPE/UFRJ, 130p.
- SOUZA FILHO, P.W.M.; PROST, M.T.R.C; MIRANDA F.P.; SALES, M.E.C.; BORGES, H.V.; COSTA, F.R.; ALMEIDA, E.F.; NASCIMENTO JUNIOR, W.R. 2009. *Environmental Sensitivity Index (ESI) mapping the oil spill in the Amazon Coastal Zone: The PIATAM Mar Project*. Revista Brasileira de Geofísica, 27: (1) pp. 7-22.
- VEIL, J.A. 2006. *Why are produced water discharge standards different throughout the world?* Apresentação: 13° IPEC – International Petroleum Environmental Conference, San Antonio – Texas.
- VEIL, J.A. 2008. *Comparison of two international approaches to controlling risk from produced water discharges*. Apresentação: NEL Produced Water Workshop, Aberdeen, Escócia.
- VEIL, J.A. 2011. *Produced water management options and technologies*. Cap. 29 In: Produced water, environmental risks and advances in mitigation technologies. Lee, K. & Neff, J. (eds.). Springer Science, 608p.
- VEIL, J.A.; PUDER, M.V.; ELCOCK, D.; REDWEIK Jr.,R.J. 2004. *A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas and coal bed methane*. Argonne National Laboratory/US Department of Energy, 87p.
- VILARDO, C. 2006. *Os impactos ambientais da pesquisa sísmica marítima*. Projeto Final de Curso em Formação Profissional em Ciências Ambientais. Rio de Janeiro: Programa de Formação Profissional em Ciências Ambientais – Núcleo de Ciências Ambientais/UFRJ, 116p.
- WANDERA, D.; WICKRAMASINGHE, S.R; HUSSON, S.M. 2011. *Modification and characterization of ultrafiltration membranes for treatment of produced water*. Journal of Membrane Science, 373: pp. 178-188.

- WANG, X.; GOUAL, L.; COLBERG, P.J.S. 2012. *Characterization and treatment of dissolved organic matter from oilfield produced waters*. Journal of Hazardous Materials, 217-218: pp. 164-170.
- ZACOUR, C.; PEREIRA, T.Z.; CRISTOFARO, A.L.R.; FRANCISCO, F.F. 2012. *Petrobras and the new regulatory framework for the exploration and production of oil and natural gas in the Brazilian pre-salt region*. Journal of World Energy Law and Business, 5: (2) pp. 125-138.
- ZHAO, L.; CHEN, Z.; LEE, K. 2008. *A risk assessment model for produced water discharge from offshore petroleum platforms-development and validation*. Marine Pollution Bulletin, 56: pp. 1890-1897.