



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA AMBIENTAL
ENGENHARIA DE CAMPO - SMS**

EMILIA BRITO

**AVALIAÇÃO DO TEOR DE ÓLEOS E GRAXAS SOB A
PERSPECTIVA DA RESOLUÇÃO CONAMA N° 393/2007 PARA O
DESCARTE DE ÁGUA PRODUZIDA EM PLATAFORMAS DE
PETRÓLEO NA COSTA DO ESPÍRITO SANTO**

**VITÓRIA, ES
2015**

EMILIA BRITO

**AVALIAÇÃO DO TEOR DE ÓLEOS E GRAXAS SOB A PERSPECTIVA DA
RESOLUÇÃO CONAMA 393/2007 PARA O DESCARTE DE ÁGUA
PRODUZIDA EM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO NA COSTA DO ESPÍRITO
SANTO**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Ambiental do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do título *Lato Sensu* de Engenharia de Campo – SMS.

Prof. Orientador: Msc. Tércio Dal'Col

**VITÓRIA, ES
2015**

**AVALIAÇÃO DO TEOR DE ÓLEOS E GRAXAS SOB A PERSPECTIVA DA
RESOLUÇÃO CONAMA 393/2007 PARA O DESCARTE DE ÁGUA
PRODUZIDA EM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO NA COSTA DO ESPÍRITO
SANTO**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Ambiental do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do título Lato Sensu de Engenheira de Campo – SMS.

Aprovada em 29/Setembro/2015

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Msc. Tércio Dal'Col

Petrobrás

Orientador

Prof. Dr. Daniel Rigo

Universidade Federal do Espírito Santo

Coordenador do Programa

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Setorial Tecnológica,
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

Espaço Reservado para CIP

*“Falta de tempo é desculpa daqueles que
perdem tempo por falta de métodos”
Albert Einstein*

AGRADECIMENTOS

Ao Professor e Orientador Tércio, pela oportunidade de descoberta e aprendizado sobre o tema.

Aos professores do Programa, que possibilitaram avistar novos horizontes de oportunidades.

Ao Coordenador do Programa, Professor Dr. Daniel Rigo, pelo apoio e tempo dedicado à existência deste.

A todos os alunos da turma, pelos auxílios – nas matérias, listas de presença, força nos intervalos e aprendizado em conjunto: com vocês foi mais fácil concluir o curso!

Ao meu esposo Luciano, por compreender que oportunidade é para ser agarrada – e me apoiar desde o momento da matrícula do curso à redação deste texto: cuidando da Manu e auxiliando nas atividades de casa enquanto eu não estava presente.

A minha família, pelo apoio incondicional e por me fornecer a base para tudo que sempre precisei.

Aos companheiros de trabalho, pelo apoio e incentivo.

A todos que me auxiliaram, com um sorriso ou um papo fiado nos breaks, muito grata!

RESUMO

É sabido que a capacidade suporte do meio ambiente é limitada, embora ainda não se tenha conhecimento de como quantificar tal limite. Dentre as formas de evitar o colapso desta capacidade, os órgãos ambientais solicitam às unidades produtoras o monitoramento dos parâmetros que os mesmos julgam necessários para controlar a qualidade ambiental, e estes parâmetros por sua vez deve atender aos padrões estabelecidos pela legislação vigente ou determinados pelo órgão ambiental. Para a indústria de petróleo atuante no Brasil, um dos parâmetros observados pela Resolução CONAMA N°393/07 é o Teor de Óleos e Graxas (TOG), que por sua vez deve ser monitorado diariamente no descarte da água produzida. Buscando analisar se tal parâmetro vem sendo monitorado de acordo com a legislação e se o seu padrão atende a mesma, para as plataformas em produção na Costa do Espírito Santo, este trabalho se propôs estudar os mesmos de acordo com os dados fornecidos pelo IBAMA. De acordo com a análise feita, nenhuma plataforma ultrapassou os limites estabelecidos pela CONAMA para a média mensal e máxima diária, entretanto destaca-se os dias que a água de produção não foi descartada.

Palavras-chave: Conama 393/07, TOG, água de produção

LISTA DE SIGLAS

PNRH	Plano Nacional de Recursos Hídricos
TOG	<i>Teor de Óleos e Graxas</i>
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Renováveis
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
HELCOM	<i>Baltic Marine Environment Protection Commission - Helsinki Commission</i>
OSPAR	<i>Oslo and Paris Conventions</i>
FPSO CPX	FPSO Capixaba
FPSO ES	FPSO Espírito Santo
FPSO CVIX	FPSO Cidade de Vitória
FPSO CSM	FPSO Cidade de São Mateus
P – 34	Petrobrás XXXVIII
P – 57	Petrobrás LVII

SUMÁRIO

1. Introdução	11
2. Objetivos.....	13
2.1. Geral.....	13
2.2. Específicos	13
3. Revisão Bibliográfica	14
3.1. O Petróleo	14
3.2. Características Da Água Produzida	15
3.3. Legislação Aplicável	19
3.3.1. MARPOL 73/78	19
3.3.2. Lei N°9478, De 6 De Agosto De 1997	19
3.3.3. Lei N°9966 De 28 De Abril De 2000	19
3.3.4. Resolução CONAMA N°357, De 17 De Março De 2005	20
3.3.5. Resolução CONAMA 393, De 8 De Agosto De 2007	21
3.3.6. Resolução CONAMA N°430 De 13 De Maio De 2011	23
3.3.7. Portaria N°422, De 26 De Outubro De 2011	23
3.4. Gestão Da Água Produzida.....	24
3.5. Potenciais Impactos Ambientais Do Descarte Da Água Produzida	30
4. METODOLOGIA.....	34
4.1. Plataformas Avaliadas.....	34
4.2. Coleta Dos Dados Diários Do Teor De Óleos E Graxas (TOG)	35
4.3. Tratamento Dos Dados	36
5. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	37
5.1. Shell.....	37
5.2. Petrobrás	39
5.2.1. FPSO Cidade De Vitória - FPSO CVIX	39
5.2.2. FPSO Cidade De São Mateus – FPSO CSM.....	41

5.2.3. FPSO Capixaba – FPSO CPXB.....	43
5.2.4. Petrobrás XXXVIII – P-34.....	45
5.2.5. Petrobrás LVII – P-57	47
5.3. Análise Do Monitoramento De TOG	48
6. CONCLUSÃO	50
7. REFERÊNCIAS	51

1. INTRODUÇÃO

A indústria petrolífera, apesar de seus aspectos econômicos e estratégicos de suma importância para a gestão e a política mundial, possui diversos limitadores para a sua expansão, sendo a questão ambiental, atualmente, um dos fatores de grande relevância neste contexto (GOLDEMBERG *et al.*, 2014).

No Brasil, as atividades de exploração e produção de petróleo tornaram-se ainda mais importantes após a descoberta de novos campos de pré-sal em 2007, responsáveis por dobrar o quantitativo das reservas brasileiras (MME, 2013a). Aproximadamente 80% de todo o petróleo extraído no Brasil é proveniente da plataforma continental, sendo a produção de efluentes nesta atividade um risco para ecossistemas marinhos (BRETAS, 2011).

Dentre os efluentes produzidos pela atividade de produção de petróleo e gás, destacamos a água produzida. Esta é o principal resíduo gerado em todas as etapas do processo de produção do óleo e gás: extração, transporte e refino, e representa a corrente de efluentes líquidos de maior volume das atividades de produção de petróleo e gás (AMINI *et al.*, 2012). No Brasil, os volumes tanto de água produzida como injetada já superam a produção de petróleo, à medida que os campos de petróleo entram na sua maioria (MONTENEGRO JR., 2011).

A água produzida é uma mistura complexa, formada por água naturalmente presente na formação geológica do reservatório de petróleo, água de injeção, aquela injetada no reservatório para aumentar a produção (BRAZ, 2014). A qualidade da água gerada com óleo associado varia muito durante o processo de produção (SEGUI, 2009). No início, um campo produz pouca água, em torno de 5-15% da corrente produzida. Entretanto, à medida que a vida econômica dos poços vai se esgotando, o volume de água pode aumentar significativamente, correspondendo a uma taxa de 75-90% da produção (THOMAS, 2004).

A partir de 2000 foi dada uma atenção maior ao descarte da água produzida (GOMES, 2014), estimando-se que a produção global de água produzida resulte em uma razão água/óleo de 3/1 (FAKHRO'L-RAZI *et al*, 2009). Observando que a capacidade suporte do mar não é ilimitada, alguns tipos de tratamentos passaram a ser utilizados para que o descarte da água produzida fosse permitido em alto mar.

Estes tratamentos têm por finalidade recuperar parte do óleo presente na água produzida em emulsão e condiciona-la para reinjeção no poço ou descarte (THOMAS, 2004). Para Thomas (2004) o descarte deve ser feito o mais próximo possível do campo produtor, para evitar problemas no transporte e armazenamento, além de desperdício de energia. Em campos marítimos, pode-se lança-la ao mar depois de reduzir o teor de óleo aos níveis exigidos pela legislação.

Dentre os parâmetros monitorados na água produzida, o Teor de Óleos e Graxas (TOG) constitui um dos parâmetros ambientais de maior relevância para a indústria do petróleo, e devido a sua importância a Resolução CONAMA N°393/07 passou a exigir que a partir de sua publicação o mesmo fosse monitorado diariamente nas unidades de operação.

Ainda são poucos os estudos publicados que ressaltam o impacto do lançamento da água produzida em alto mar, devido a muitos fatores, dos quais destacamos a dificuldade de acesso aos dados monitorados antes da publicação da Resolução CONAMA 393/07, a dificuldade de mensurar os potenciais impactos, visto que muitos dos seus efeitos são sinérgicos e os poluentes podem sofrer bioacumulação ao longo da cadeia trófica e dos anos. Muitos autores (ZHAO *et al.*, 2008; FAKHRO'L-RAZI *et al*, 2009; VEIL, 2011; FIDLER e NOBLE, 2012) mencionam a necessidade de maior rigor no monitoramento da água produzida de forma que seja possível prever potenciais danos relacionados à água produzida. Entretanto, para tal, deve-se ampliar os estudos e divulgação dos dados obtidos, de forma a formar uma base de dados coesa para análise dos impactos.

2. OBJETIVOS

2.1. GERAL

Avaliar o Teor de Óleos e Graxas (TOG), de acordo com os dados fornecidos pelo IBAMA, sob a perspectiva da Resolução CONAMA N°393/2007 para o descarte de água produzida em plataformas de petróleo na Costa do Espírito Santo.

2.2. ESPECÍFICOS

- Obter os dados diários do monitoramento do TOG nas plataformas em produção na Costa do Espírito Santo;
- Avaliar o TOG das unidades de produção da Costa do Espírito Santo de acordo com a Resolução CONAMA N°393/2007;

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo será destacado o que há de bibliografia publicada que auxiliou no desenvolvimento do presente texto.

3.1. O PETRÓLEO

Em 1959, na Pensilvânia, nos Estados Unidos, foi perfurado o primeiro poço de petróleo do mundo por Edwin Drake, que passou a ser o primeiro produtor de petróleo ao conseguir criar uma técnica para retirá-lo do subsolo (BRAZ, 2014).

No Brasil, a descoberta e produção de petróleo se deram em atividades *onshore*, mas a alta do preço do petróleo em 73 e 79 foram os aspectos que mais contribuíram para a necessidade de inovação no setor, e levou que a Petrobras investisse na exploração *offshore* (GABARDO, 2007). Assim, segundo Braz, intensificou-se a exploração nas bacias submersas, com a identificação de petróleo na Bacia de Campos, Rio de Janeiro. E em meados da década de 80, a produção dos campos marítimos ultrapassou a dos campos terrestres (BRAZ, 2014).

O aumento da demanda e a escassez do óleo nos campos explorados rusticamente impulsionaram o avanço nos conhecimentos de geologia e geoquímica do petróleo, possibilitando novas descobertas que suprissem as necessidades energéticas do país (GABARDO, 2007). Este fato fez com que esta indústria se constituísse como uma indústria inovadora e principalmente, difusora de inovação tecnológica (CANELAS, 2007).

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 no mundo (MORAIS, 2013).

Nos anos 2000 a Bacia de Campos destaca-se como a principal região produtora de petróleo do país, abrangendo a extensa área do nosso mar territorial. Em 2007, a Petrobrás anunciou a descoberta de petróleo na camada denominada pré-sal, que se estende por aproximadamente 800 km ao longo da margem continental, entre os estados do Espírito Santo e Santa Catarina, em uma faixa marítima de cerca de 200 km de largura (PETROBRAS, 2011).

Devido à vasta aplicabilidade, o petróleo é uma matéria-prima de difícil substituição, em curto prazo, na matriz energética de qualquer país (Almada e Parente, 2013). Segundo projeções da *US Energy Information Administration* (2013), o consumo de petróleo deve aumentar cerca de 35% até 2040 em relação ao ano de 2009. No Brasil, a matriz energética para o transporte tem 82,6% dos combustíveis derivados de petróleo e 15,1% de bioenergia (MME, 2013b).

O sistema de exploração de óleo e gás no Brasil funciona sob o Regime de Concessão, desde a criação da Lei do Petróleo em 1997 (Lei N°9478/1997). O Regime de Partilha passou a vigorar em 2010, com a Lei 12351/2010, para o petróleo extraído do pré-sal.

3.2. CARACTERÍSTICAS DA ÁGUA PRODUZIDA

A água produzida recebe esta 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 (GABARDO, 2007).

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 de outras

substâncias em que estiveram em contato (FIGUEREDO *et al.*, 2014), o que reflete em uma matriz mais complexa, e mais concentrada de sais dissolvidos que a água do mar, podendo ocasionar incrustações (COLLINS, 1975). Destaca-se ainda que a composição e as características da água produzida podem variar entre os campos de petróleo, dependendo da formação geológica e do tempo de produção do poço (DUDASOVÁ *et al.*, 2009).

Além das características de formação, as águas produzidas diferem-se quando ao aditivo de produtos. São adicionados, de acordo com a necessidade, inibidores de corrosão, inibidores de incrustação, biocidas, coagulantes e floculantes, quebradores de emulsão, quebradores de espuma e tensoativos, biocidas, inibidores de deposição de parafinas e asfaltenos (MONTENEGRO JR., 2011 e LIMA, 2009).

Observa-se ainda que a água produzida pode estar por duas formas (FIGUEREDO *et al.*, 2014):

- 1) livre: constitui uma fase diferente da fase óleo, não estando intimamente ligada ao óleo. Sendo uma mistura instável, pode ser separada por decantação.
- 2) emulsionada: mistura estável entre o óleo e a água decorrente do cisalhamento do óleo em seu processamento.

As águas produzidas apresentam em sua constituição diferentes concentrações de cátions e ânions como, por exemplo, os seguintes íons: Sódio (Na^+), Potássio (K^+), Cálcio (Ca^{2+}), Magnésio (Mg^{2+}), Bário (Ba^{2+}), Estrôncio (Sr^{2+}), Ferro (Fe^{2+}), Cloreto (Cl^-), Sulfato (S^{2-}), Carbonato (CO_3^{2-}), Bicarbonato (HCO_3^-), como podemos observar na Tabela 1. Além dos íons, também são encontrados na água produzida alguns metais pesados, como os ilustrados pela Tabela 2.

Tabela 1 – Constituintes da Água do Mar e da Água Produzida e suas concentrações

Íon	Água Produzida	Água do Mar
Bicarbonato (mg/L)	771	19
Cloreto (g/L)	60,9	28
Sulfato (mg/L)	325	900
Sulfeto (mg/L)	140	-
Nitrato (mg/L)	1	0,67
Fosfato (mg/L)	0	0,09

Fonte: Gabardo (2007)

Tabela 2 – Teor de metais pesados na Água do Mar e em Águas Produzidas no Mar do Norte

Metal	Teor de Metais Pesados	
	Água Produzida	Água do Mar
Cádmio	50	0,02
Cromo	100	0,001
Cobre	800	0,2
Chumbo	500	0,03
Mercúrio	3	0,001
Níquel	900	0,3
Prata	80	0,3
Zinco	1000	0,6

Fonte: Hansen e Davies (1964), adaptado de Segui (2009)

Em plataformas *offshore*, geralmente a água produzida apresenta inicialmente salinidade alta, acima de 3000 mg/L, e por isso são consideradas águas salinas. Isso acontece porque o período inicial de produção de petróleo, a água produzida é essencialmente a água de formação, com grande parte de suas características inalteradas, como por exemplo, altas concentrações de cátions metálicos. Como em projetos *offshore* a água injetada normalmente é a água do mar, com o tempo a água produzida começa a apresentar características tanto da água de formação como da água do mar, como cátions metálicos, alguns ânions e sair dissolvidos.

De acordo com Segui (2009), alguns parâmetros são mais relevantes, e por isso, utilizados por vários autores para a caracterização da água produzida,

como é o caso da salinidade, dureza e principalmente, teor de óleos e graxas, sendo este o principal parâmetro no que tange o descarte de água produzida.

O teor de óleos e graxas (TOG) é considerado um dos principais parâmetros para disposição da água produzida. O TOG normalmente empregado para descrever o material orgânico que, em águas produzidas, pode incluir hidrocarbonetos alifáticos e aromáticos, fenóis e ácidos carboxílicos. De acordo com Gabardo (2007), estes contaminantes orgânicos são difíceis de serem removidos, mesmo em pequenas quantidades, pois são estáveis a luz, ao calor e muitas vezes biologicamente não degradáveis, diminuem a área de contato entre a superfície da água e o ar atmosférico, impedindo assim a transferência de oxigênio.

Diferentes fatores podem influenciar na quantidade de óleo presente nas águas de produção. Dentre estes fatores destacam-se a composição do óleo, o pH, a salinidade, a temperatura, a razão óleo/água e o tipo e a quantidade de produtos químicos adicionados durante o processo de produção (OLIVEIRA e OLIVEIRA, 2000). De acordo com Gabardo (2007), em média, para cada m³/dia de petróleo produzido são gerados 3 a 4 m³/dia de água produzida.

Destaca-se que, comparada a geração de água produzida nos anos 1990 até os dias de hoje, o volume gerado vem aumentando, tendo em vista que o processo de maturação dos reservatórios e o maior número de campos de produção (WANDERA *et al.*, 2011).

Segundo dados da Agência Nacional do Petróleo – ANP (2014) foram produzidos, no ano de 2013, 95 milhões de m³ de água produzida e 107 milhões de m³ de óleo para as atividades *offshore*. No Brasil, os maiores quantitativos de geração de água produzida são observados nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Potiguar (ANP, 2014). De acordo com Coday (2014), a razão de água produzida/óleo na Bacia do Espírito Santo foi de 2,46.

3.3. LEGISLAÇÃO APLICÁVEL

Neste item será apresentada a legislação aplicável na indústria do petróleo, no que tange ao lançamento de efluentes, com foco especial para a água produzida, destacando-se assim aqueles artigos de leis e resoluções que julgou-se conveniente para o tema em questão.

3.3.1. MARPOL 73/78

Têm por propósito o estabelecimento de regras para a completa eliminação intencional do meio ambiente de óleo e outras substâncias danosas oriundas de navios, bem como a minimização da descarga acidental daquelas substâncias no ar e no meio ambiente.

3.3.2. Lei N°9478, de 6 de Agosto de 1997

Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo e institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Destaca-se desta lei o seu artigo primeiro, inciso quarto, que destaca a proteção ao meio ambiente e promoção da conservação da energia.

3.3.3. Lei N°9966 de 28 de Abril de 2000

Dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências. Dos artigos desta lei, destaca-se:

Art. 1º – I. Aplicar-se-á as embarcações nacionais, portos organizados, instalações portuárias, dutos, plataformas e suas instalações de apoio, em caráter complementar à MARPOL 73/78.

Art. 2º - VII. Plataformas: instalação ou infraestrutura, fixa ou móvel, localizada em águas sob jurisdição nacional, destinada a atividade direta ou indiretamente relacionada com a pesquisa e a lavra de recursos minerais oriundos do leito das águas interiores ou de seu subsolo, ou do mar, da plataforma continental ou do seu subsolo.

Art. 17. É proibida a descarga de óleo, misturas oleosas e lixo em águas sob jurisdição nacional, exceto nas situações permitidas pela MARPOL 73/78, e não estando o navio, plataforma ou similar dentro dos limites de área ecologicamente sensível, e os procedimentos para descarga sejam devidamente aprovadas pelo órgão ambiental competente. §1º No descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas aplica-se a regulamentação ambiental específica.

3.3.4. Resolução CONAMA N°357, de 17 de Março de 2005

Dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamentos de efluentes, e dá outras providências. Considera que a saúde e o bem-estar humano, bem como o equilíbrio ecológico aquático, não devem ser afetados pela deterioração da qualidade das águas. Destaca-se desta Resolução:

Art. 2º – III. Águas Salinas: Águas com salinidade igual ou superior a 30%.

Art. 2º – IX. Classe de Qualidade: Conjunto de condições e padrões de qualidade de água necessários ao atendimento dos usos preponderantes, atuais e futuros.

Art. 2º – XXV. Monitoramento, medição ou verificação de parâmetros de qualidade do corpo d'água.

Art. 2º – XXVI. Padrão: valor limite adotado como requisito normativo de um parâmetro de qualidade de água ou efluente.

Art. 2º – XXVII – parâmetro de qualidade da água: substâncias ou outros indicadores representativos da qualidade da água.

Art. 5º. As águas salinas são assim classificadas:

II – classe 1: águas que podem ser destinadas:

- a) À recreação de contato primário, conforme a Resolução CONAMA nº274, de 2000;
- b) À proteção das comunidades aquáticas; e
- c) À aquicultura e à atividade de pesca.

Art. 18. As águas salinas da classe 1 observarão as seguintes condições e padrões:

I – condições de qualidade da água:

c) óleos e graxas: virtualmente ausentes

3.3.5. Resolução CONAMA 393, de 8 de Agosto de 2007

Dispõe sobre o descarte contínuo de água de processo ou de produção em plataformas marítimas de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Considera que o petróleo e o gás natural são responsáveis por parcela significativa da matriz energética brasileira e que deverão permanecer com demanda crescente nos próximos anos e define Água de Processo ou de Produção ou Água Produzida como a água normalmente produzida junto com o petróleo, doravante denominada 'água produzida' e Zona de Mistura como a região do corpo receptor onde ocorre a diluição inicial do efluente. São artigos de destaque desta Resolução:

Art. 3°. As águas salinas, na área em que se localizam as plataformas de petróleo, enquanto não houver enquadramento específico, serão consideradas águas salinas de Classe 1, conforme definição constante na Resolução CONAMA N°357/2005.

Art. 4°. A água produzida poderá somente ser lançada, direta ou indiretamente, no mar desde que obedeça as condições, padrões e exigências dispostas nesta resolução e não acarrete ao mar, no entorno do ponto de lançamento, características diversas da classe de enquadramento para a área definida, com exceção da zona de mistura.

Paragrafo único: Para efeito desta Resolução, a Zona de Mistura será limitada a um raio de 500 metros do ponto de descarte.

Art. 5°. O descarte de água produzida deverá obedecer à concentração média aritmética simples mensal de óleos e graxas de até 29 mg/L, com valor máximo diário de 42 mg/L.

Art. 6° § 2° A média mensal deverá ser obtida através de amostras diárias, compostas por quatro coletas em horários padronizados, podendo as análises serem realizadas posteriormente, respeitando o prazo de validade das amostras.

Art. 10. As empresas operadoras de plataformas realizarão monitoramento semestral da água produzida a ser descartada nas plataformas.

Art. 12. As empresas operadoras de plataformas deverão apresentar ao órgão ambiental competente, até o dia 31 de março de cada ano, relatório referente ao ano civil anterior, dos monitoramentos realizados e metodologias adotadas em cumprimento aos Artigos 5 e 10.

3.3.6. Resolução CONAMA N°430 de 13 de Maio de 2011

Dispõe sobre as condições e padrões de lançamento de efluentes, complementa e altera a Resolução CONAMA N°357, de 17 de Março de 2005. É destacado desta resolução os seguintes artigos:

Art. 3°. Os efluentes de qualquer fonte poluidora somente poderão ser lançados diretamente nos corpos receptores após o devido tratamento e desde que obedeçam às condições, padrões e exigências despostos nesta Resolução e em outras normas aplicáveis.

Art. 4°. Capacidade de Suporte do Corpo Receptor: valor máximo de determinado poluente que o corpo hídrico pode receber, sem comprometer a qualidade da água e seus usos determinados pela classe de enquadramento.

Art. 24. Os responsáveis pelas fontes poluidoras dos recursos hídricos deverão realizar o automonitoramento para controle e acompanhamento periódico dos efluentes lançados nos corpos receptores, com base em amostragem representativa dos mesmos.

Art. 27. As fontes potencial ou efetivamente poluidoras dos recursos hídricos deverão buscar práticas de gestão de efluentes com vistas ao uso eficiente da água, à aplicação de técnicas para redução da geração e melhoria da qualidade de efluente gerados, e sempre que possível e adequado, proceder a reutilização.

3.3.7. Portaria N°422, de 26 de Outubro de 2011

Dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás

natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar. Destaca-se desta Portaria:

Art. 1º. Esta portaria estabelece os procedimentos a serem observados pelo IBAMA no licenciamento federal das atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural situados no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar.

Art. 2º - I. Áreas de sustentabilidade ambiental: áreas onde há ocorrência de atributos naturais ou de atividades socioeconômicas que exigem maior detalhamento dos estudos ambientais e medidas criteriosas de controle par eventual implantação dos empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural.

3.4. GESTÃO DA ÁGUA PRODUZIDA

O petróleo produzido passa pelo processamento primário, que tem por finalidade a separação e tratamento das fases óleo, gás e água, sob condições controladas. O processo de tratamento do óleo é composto por separadores bifásicos/trifásicos, tratadores eletrostáticos, além do processo de condicionamento do gás, composto por sistemas de compressão, desidratação de gás e remoção de gases ácidos quando necessário. Toda a água separada é enviada para o sistema de tratamento de água produzida (GABARDO, 2007).

Este sistema de tratamento é composto por hidrociclones e/ou flotores e/ou vasodegaseificador. O tratamento da água tem por finalidade tratar a água de forma a obter os menores valores de TOG possíveis, sendo então descartada ou reinjetada (GABARDO, 2007).

No caso da água produzida, 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 e LEPLAND, 2012). Muitos dos compostos encontrados na água produzida são solúveis em óleos e permanecem junto a este durante o tratamento da água. Já outros, por serem solúveis em água, são descartados juntamente com a mesma (BAKKE *et al.*, 2013).

Historicamente a água produzida era gerenciada da forma mais conveniente ou menos custosa para os operadores de petróleo e gás natural (GOMES, 2014). Entretanto, hoje, muitas empresas reconhecem que este efluente pode ser um custo ou representar ganhos ao processo, dependendo das práticas adotadas para o seu gerenciamento (VEIL, 2011). Clark e Veil (2009) ressaltam que o custo de administrar um volume de água tão alto é um fator chave para produtores de petróleo e gás.

Segundo Ribeiro (2013), a água produzida pode ainda apresentar características muito corrosivas aos equipamentos superficiais e profundos, utilizados na etapa de exploração de petróleo, devido à elevada salinidade e elevados teores de gases dissolvidos (H_2S e CO_2), sólidos suspensos e óleo residual.

O tratamento da água produzida pode ser feito com os seguintes objetivos: remoção de óleo sob as formas dispersas; remoção de compostos orgânicos solúveis; desinfecção; remoção de bactérias e algas; remoção de sólidos suspensos, turbidez e areia; remoção de gases dissolvidos, como gases de hidrocarbonetos leves, CO_2 e H_2S ; dessalinização, para remoção de sais dissolvidos, sulfatos, nitratos e agentes de incrustação; abrandamento, para remoção de dureza em excesso; remoção de compostos diversos, como MRON e ajuste a adsorção de sódio (RAS) (MOTTA *et al.*, 2013).

Um dos principais objetivos do tratamento da água produzida é a remoção de óleo, que pode estar presente na água sob as formas livres, em emulsão (emulsificada) e dissolvida. Destas três, o óleo sob a forma emulsificada é a que mais preocupa, devido ao elevado grau de dificuldade encontrado para a sua remoção (MOTTA *et al.*, 2013).

A alternativa a ser encontrada para o tratamento e destinos da água produzida depende de vários fatores, tais como: localização da base de produção, legislação, viabilidade técnica, custos e disponibilidade de infraestrutura e equipamentos e destinação da mesma (MOTTA *et al.*, 2013). Oliveira e Oliveira (2000) destacam que geralmente a salinidade e o teor de óleo presentes nas águas produzidas são os fatores determinantes para a escolha do (s) processo (s) de tratamento e do local de descarte do efluente tratado.

Silva (2000) destaca que as opções potenciais para a disposição e reciclagem da água produzida são basicamente disposição no solo, disposição em rios, irrigação, água potável, descarte no mar, descarte no subsolo e água de injeção. No caso da remoção de óleo, normalmente o destino final da água produzida é o descarte ou a injeção.

Atividades *offshore* existentes no Brasil, assim como no restante do mundo, são os maiores responsáveis pelos descartes de água produzida, e onde há limitação de espaço, os equipamentos utilizados incluem unidades de flotação de gás hidráulico e mecânico, escumadoras (*skimmers*), coalescedores, hidrociclones e filtros (ROBBISON, 2013). Destes, um dos processos mais utilizados é a flotação a ar precedente de adição de produtos químicos desemulsificantes (HONG,FANE e BURFORD, 2003). Outros processos usados são os hidrociclones (SAID *et al.*, 2012) e separadores gravitacionais (STERWART e ARNOLD, 2012). No Quadro 1 é apresentando alguns processos de tratamento de água produzida com foco na remoção do óleo, e consequentemente, do TOG.

Quadro 1 – Comparação entre processos de tratamento de água produzida para remoção de óleo

	MEMBRANAS	HIDROCICLONES	FLOTADORES	COALESCEDORES DE LEITO
Princípio Operacional	Filtração	Separação Gravitacional aprimorada	Flotação a gás natural	Coalescência + separação gravitacional
Capacidade de remoção, em diâmetro de gota (μm)	1	10 a 30	10 a 20	10 a 15
Requerimento de área superficial	Baixo	Baixo	Baixo	Baixo
Requerimento por produtos químicos	Não	Não	Sim	Não
Aplicação em instalações de tratamento de água produzida	<i>Onshore e Offshore</i>	<i>Offshore</i>	<i>Onshore e Offshore</i>	<i>Onshore e Offshore</i>
Principais desvantagens	<i>Fouling e necessidade de limpeza química</i>	Bloqueio da porta de rejeito por areia ou incrustação e erosão por areia	Pouco efeito em gotas entre 2 e 5 μm ; uso de químicos e geração de lodo	Bloqueio dos poros e necessidade por retrolavagem

Fonte: Alterado de Stewart e Arnold (2011).

A flotação remove apenas resíduos particulados, óleos e graxas, sendo o processo pouco eficiente para a remoção de sais e metais, uma vez que a separação é gravitacional (SILVA, TONHOLO e ZANTA, 2005). No caso dos hidrociclones a água oleosa é introduzida sob pressão tangencialmente no trecho de maior diâmetro do equipamento, sendo direcionada internamente em fluxo espiral em direção ao trecho de menor diâmetro, criando uma força centrífuga que força os componentes mais pesados (água e óleo) contra as paredes. Devido ao formato cônico dos hidrociclones e ao diferencial de

pressão existente entre as paredes e o centro, ocorre, na parte central do equipamento, um fluxo axial reverso.

As regulações referentes ao descarte da água produzida variam entre os diferentes países e atividades *onshore* e *offshore*, uma vez que deve levar em consideração as sensibilidades ambientais, econômicas e sociais de cada região, bem como especificidades técnicas, operacionais e de logística de cada atividade (FIDLER e NOBLE, 2012; NEFF *et al.*, 2011a).

No âmbito internacional é comum que diversos países utilizem, como base para elaboração de suas próprias regulamentações sobre o gerenciamento de água produzida, acordos definidos em convenções internacionais que possuem como objetivo a proteção ambiental de ecossistemas comuns a mais de um país (GABARDO, 2007). Em revisão na Convenção de Paris, para prevenção de poluição marinha por fontes baseadas em terra, reduziu-se o limite de TOG livre médio mensal de 40 mg/L para 30 mg/L nos oceanos Ártico e Atlântico. Todavia, no Mar do Norte o limite de TOG livre continua sendo de 40 mg/L como média mensal (Oliveira e Oliveira, 2000).

Nos Estados Unidos a média mensal é de 29 mg/L e máximo diário de 42 mg/L. A determinação americana dos valores de TOG foi obtida com base em análise estatísticas de 60 plataformas americanas. Os resultados obtidos mostraram que 95% dessas atingiram média mensal de 29 mg/L e 99% tinham picos máximos diários de 42 mg/L (VEIL, 2008). Destaca-se aqui que o limite de descarte de TOG no Brasil é igual ao americano, que por sua vez não levou em consideração a sensibilidade ambiental do local de descarte, e sim a viabilidade técnica de tratamento e o atendimento das plataformas a este padrão. Na Tabela 3 pode-se identificar os limites de descarte de TOG em alguns países.

Tabela 3 – Limite para o valor de TOG do descarte de águas produzidas em diferentes países

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

Fonte: Adaptado de Gomes (2014)

Destaca-se que as operações *offshore* possuem um importante fator limitante para as tecnologias de tratamento de água de produção, relacionadas ao espaço disponível a bordo das instalações e a restrição de peso dos equipamentos (VEIL, 2011). Assim, não são todas as instalações *offshore* que descartam no mar a água produzida. Isso também acontece porque algumas

plataformas que não possuem tratamento do óleo e enviam o óleo produzido junto com a água para aquelas que possuem sistemas de tratamento de óleo ou escoam a produção para a terra.

De maneira geral, o poder público descreve condutas, quotas, padrões ou limitações que devem ser atendidas pelos autores e partes envolvidas para os temas abordados (GOMES, 2014). Tais 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).

O Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP, através do seu Grupo Técnico de trabalho revisou os limites de TOG para descarte da água produzida. Ressaltaram em seu documento IBP 023/2008, as dificuldades de tratamento da água de produção, como tempo de residência de 10 a 15 minutos, a recirculação da água que deve ser por curto período e que nem sempre é possível transferir a água produzida para o continente. Apoiando-se no reduzido número de plataformas em operação no país em comparação a outros países, melhores condições do mar territorial brasileiro (mar aberto e com temperatura mais elevada das águas) em relação a outras regiões do globo - no que se diz respeito à biodegradabilidade e dispersão, e no fato de que as opções tecnológicas para o tratamento da água produzida em plataformas em operação no Brasil são semelhantes às mais atualizadas e disponíveis em outras partes do mundo, sugeriu a redução do limite da média mensal para 27 mg/L, a partir de 01 de Janeiro de 2014. Entretanto, tal redução não foi deferida pelo Ministério do Meio Ambiente até o presente momento.

3.5. POTENCIAIS IMPACTOS AMBIENTAIS DO DESCARTE DA ÁGUA PRODUZIDA

Em todas as etapas da cadeia produtiva petrolífera, desde a fase de prospecção até o descomissionamento, estão presentes aspectos que podem

levar à poluição ambiental causada por resíduos líquidos e sólidos ou emissões gasosas (IFC, 2007a;FRASER e ELLIS, 2009).

A atividade de exploração e produção de petróleo 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. Tanto nas operações em terra (*onshore*) como nas operações no mar (*offshore*), as atividades na fase *upstream* são as que mais geram 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 mais relevantes (O'ROUKE e CONNOLLY, 2003).

De acordo com dados da *International Association of Oil & Gas Producers* – OGP (2012b), no ano de 2011, 83% dos vazamentos de óleos, reportados pelas empresas membro da OGP, ocorreram em terra, enquanto apenas 7% ocorreram no mar.

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). E par tal, o conhecimento detalhado da composição química da água produzida é fundamental para entender os efeitos do lançamento desse efluente no ambiente marinho. Isto porque além da grande variabilidade na toxicidade, os diferentes compostos orgânicos encontrados na água produzida terão uma distribuição fortemente afetada por processos como evaporação, sedimentação, adsorção, oxidação química, foto-oxidação, biodegradação e biodisponibilidade.

Braz (2014) destaca que a análise do impacto ambiental provocado pelo descarte da água produzida é geralmente feita pela toxicidade dos constituintes dos compostos orgânicos e inorgânicos. Acredita-se que os efeitos nocivos

causados ao meio ambiente são aqueles relacionados aos compostos que permanecem solúveis após o descarte da água produzida (VALENÇA, 2012).

O óleo é o maior poluente da água produzida, representando um risco para o seu descarte ou reinjeção. A concentração de óleo total na água produzida pode variar desde valores relativamente baixos, como 50 a 600 mg/L (QIAO *et al.*, 2008) até mais elevados, superiores a 1000 mg/L (CHAKRABARTY, GHOSHAR, PURKAIT, 2008).

Ao entrar em contato com o ambiente marinho a água produzida passa por diversos processos físicos, químicos e biológicos, conhecidos como intemperismo, que isolados ou conjuntamente contribuem para a redução dos efeitos desta, bem como diminuem o 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 que reduz a concentração dos componentes da água produzida. A diluição/dispersão da água produzida ocorre rapidamente após o seu descarte na água do mar, e pode ser dividida em duas fases (campo próximo e campo afastado). No campo próximo, logo após o lançamento da água produzida, a mistura turbulenta do efluente com a água do mar é um processo rápido (ordem de minutos) e que dilui a água de produção de 30 a 100 vezes (NEFF, 2002). A fase seguinte, campo afastado, ocorre longe da zona de descarte e pode levar diversas horas ou dias, embora de forma menos significativa, a 500-1000 metros do ponto de lançamento a diluição chega a ser de 3 a 5 ordens de grandezas (OGP, 2005). Fatores como a taxa de descarga, velocidade das correntes locais, mistura turbulenta, estratificação da coluna d'água, profundidade local e diferenças na densidade e composição química entre água produzida e a água do mar, afetam diretamente no padrão de diluição da água de produção (NEFF, 2002).

Observa-se ainda que uma vez em contato com a água do mar, a água produzida pode rapidamente se transformar da forma dissolvida para a forma de partículas 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 um certo brilho, prejudicando a obtenção de alimentos de aves marinhas, dependentes da visão para localização de suas presas (FRASER e ELLIS, 2009).

Segundo estudos 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. Entretanto, Gomes (2014) afirma que em áreas de grandes volumes de água produzida são descartadas continuamente costuma ocorrer adaptação dos microrganismos, facilitando os processos de biodegradação.

O descarte da água no mar tem sido bastante estudado, principalmente em regiões situadas nas proximidades das plataformas do Mar do Norte e do Golfo do México. Apesar de não haver ainda um parecer final sobre o assunto, os resultados obtidos até o presente momento mostram que a descarga contínua da água produzida não causa danos sensíveis ao meio marinho, desde que o sistema de descarte seja projetado e construído para proporcionar uma grande diluição de efluente. As forças naturais existentes no mar, como as já supracitadas, degradam o petróleo e o gás carbônico (THOMAS, 2004). Ainda segundo Thomas (2004), os componentes solúveis do óleo, tais como compostos aromáticos, ácidos naftênicos, parafinas normais, etc, são destruídos pelas bactérias presentes na água do mar.

4. METODOLOGIA

Neste Capítulo será apresentado como se desenvolveu o presente estudo, desde a coleta de dados até análise destes.

4.1. PLATAFORMAS AVALIADAS

De acordo com a Petrobrás (2015), a Bacia do Espírito Santo tem como característica principal a diversidade. Em terra, a ocorrência de diversos tipos de hidrocarbonetos, desde gás até óleos extrapesados, permite antecipar o uso de tecnologias, tornando a região um laboratório em escala de campo. O início da produção remonta ao final dos anos 1960, tendo sido registradas importantes descobertas desde o fim dos anos 1990, como Fazenda Alegre, Inhambu, Cancã e Jacutinga. Na parte marítima, com grande potencial para óleo leve e gás, estão os campos de Camarupim, Canapu e Peroá, cuja produção de gás é importante para o fornecimento ao mercado nacional. A primeira produção de óleo em águas rasas teve início em 1978, com o campo de Cação, e a primeira descoberta em águas profundas foi o campo de Golfinho, em 2002, com óleo leve e gás associado.

Atualmente a Bacia do Espírito Santo conta com 11 Bacias de Produção, das quais 6 (seis) possuem descarte de água produzida para o período analisado, e podem ser observadas na Tabela 4.

Tabela 4 – Unidades de Operação localizadas na Bacia do Espírito Santo

Unidade de Operação	Campo (s)	Operadora
FPSO Capixaba	Cachalote	Petrobrás
FPSO Espírito Santo	Abalone/Ostra/Argonauta	Shell
FPSO Cidade de Vitória	Golfinho/Canapu	Petrobrás
FPSO Cidade de São Mateus	Camarupim/ Camarupim Norte	Petrobrás
Petrobras XXXVIII	Jubarte	Petrobrás
Petrobras LVII	Jubarte	Petrobrás

Fonte: Petrobrás (2015)

Na Tabela 5 podemos observar algumas características das Unidades de Operação acima apresentadas.

Tabela 5 – Características das Plataformas analisadas

Unidade de Operação	Tipo	Capacidade (barris)	Profundidade de água (m)	Primeiro Óleo
FPSO Capixaba (FPSO CPX)	Flutuante	2.038.000	1.485	29/05/2010
FPSO Espírito Santo (FPSO ES)	Flutuante	2.000.000	1.780	13/06/2009
FPSO Cidade de Vitória (FPSO CVIX)	Flutuante	1.900.000	1.386	-
FPSO Cidade de São Mateus (FPSO CSM)	Flutuante	700.000	800	2009
Petrobras XXXVIII (P – 34)	Flutuante	-	1.375	02/09/2008
Petrobras LVII (P – 57)	Flutuante	1.600.000	1.300	14/12/2010

Fonte: Adaptado de Petrobrás (2015), SBM Offshore (2015) e Saipen (2015)

A maior parte das reservas brasileiras encontra-se no mar, principalmente entre os litorais dos estados no Rio de Janeiro, Espírito Santo e Rio Grande do Norte (MME, 2013b). Devido a este fato, e da relevância do Espírito Santo para a produção nacional de petróleo, foram escolhidas as plataformas localizadas na Costa do Espírito Santo com dados diários do monitoramento do TOG.

4.2. COLETA DOS DADOS DIÁRIOS DO TEOR DE ÓLEOS E GRAXAS (TOG)

Em cumprimento ao Artigo 13 da Resolução CONAMA N°393/2007, o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis – IBAMA disponibiliza na rede mundial de computadores, através do endereço <http://licenciamento.ibama.gov.br/Relatorios%20CONAMA%20393/> os relatórios anuais entregues pelas empresas operadoras de plataformas contendo os dados de monitoramento diários de TOG e semestrais de diversos parâmetros. No período compreendido entre 20 de Abril a 07 de Maio do ano de 2015 foram realizados os *downloads* dos arquivos de monitoramento diário

de TOG para as unidades de operação localizadas na Costa do Espírito Santo. O monitoramento disponível na rede mundial de computadores era aquele referente ao período de 2007 a 2011.

4.3. TRATAMENTO DOS DADOS

Os dados coletados foram tabulados em uma planilha eletrônica com auxílio do programa Microsoft Excel 2010. Foram calculadas as médias mensais e observados se os mesmos estão de acordo com os padrões estipulados pelo Artigo 5º da Resolução CONAMA N°393/2007.

Destacamos aqui que, segundo Gabardo (2007), costuma ser prática dentre os produtores de óleo e gás realizar testes de TOG na água de produção através do método de espectrofotometria, que é mais rápido e simples que o recomendado na Resolução CONAMA N° 393/2007, 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 recebidos após a realização do descarte, permitindo que o efluente recircule pelo sistema de tratamento, caso o TOG encontra-se acima do permitido.

Devido a este fato, há alguns dados de monitoramento provenientes apenas de testes efetuados pelo método espectrofotométrico, devido à impossibilidade de realização do teste pelo método gravimétrico em casos específicos.

5. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Como já apresentado, as unidades de operação que tiveram seus TOGs monitorados são de responsabilidade de duas empresas: Petrobrás e Shell. Desta forma, com a finalidade de tornar o estudo mais didático, iremos apresentar a análise do monitoramento de TOG por empresa, e posteriormente, subdividir por plataforma, para o caso da Petrobrás.

5.1. SHELL

A plataforma sob responsabilidade da Shell em operação na Costa do Espírito Santo nos anos analisados é a FPSO ES. Esta possui dados de monitoramento de TOG disponíveis a partir de março de 2010, como pode ser observado na Tabela 6.

Em nenhum dos meses analisados a FPSO ES ultrapassou os limites estabelecidos pela Resolução CONAMA N°393/2007. Sua média mensal para TOG variou de 6,0 a 26,1 mg/L. Os meses que apresentaram as maiores médias mensais foram Maio e Setembro do ano de 2010.

Em relação às máximas diárias monitoradas, estas variaram de 7,6 a 35,4 mg/L. Os meses que apresentaram as maiores máximas diárias para TOG foram, respectivamente, Maio/2010, Setembro/2010 e Julho de 2011, com concentrações de 35,4 mg/L, 33,7 mg/L e 32 mg/L.

Tabela 6 – Médias Mensais e Máximas Diárias para o TOG da FPSO ES

		Média Mensal (mg/L)	TOG Máximo (mg/L)	EP	ND
2010	Janeiro	-	-	31	-
	Fevereiro	-	-	28	-
	Março	7,86	10,8	26	-
	Abril	19,8	33,6	23	-
	Maio	26,1	35,4	27	-
	Junho	10,85	20,2	19	-
	Julho	7,39	19,2	21	-
	Agosto	6,63	12,8	17	-
	Setembro	19,2	33,7	18	-
	Outubro	6	7,6	14	-
	Novembro	9	17,3	2	-
	Dezembro	9,3	20,8	1	-
2011	Janeiro	12,3	28	-	1
	Fevereiro	6,6	14	-	1
	Março	13,1	33	-	4
	Abril	8,8	17	-	25
	Maio	11,2	17	-	25
	Junho	10,6	14	-	23
	Julho	8	32	-	-
	Agosto	8,7	21	-	1
	Setembro	10	18	-	-
	Outubro	8,4	15	-	-
	Novembro	8,2	16	-	-
	Dezembro	6,6	13	-	-

LEGENDA: EP – Equipamento Parado; ND – Não Descartado
 FONTE: IBAMA (2015)

Destaca-se aqui a quantidade de dias que a plataforma ficou com equipamento parado no ano de 2010: 227 dias, dos quais 154 dias estavam concentrados no primeiro semestre de 2010. No ano de 2011 o equipamento funcionou todos os dias, porém em 80 destes dias não houve descarte da água produzida. Destes dias sem descarte, 73 estão concentrados nos meses de Abril, Maio de Junho.

5.2. PETROBRÁS

As plataformas em operação na Costa do Espírito Santo sob a responsabilidade da Petrobrás são as FPSO CVIX, FPSO CSM, FPSO CPXB, P- 34 e P – 57. A análise das mesmas será feita nos itens que seguem.

5.2.1. FPSO Cidade de Vitória - FPSO CVIX

A plataforma FPSO CVIX está em operação na Costa do Espírito Santo e tem dados disponíveis de monitoramento de TOG desde Janeiro de 2009.

Em nenhum dos meses analisados a FPSO ES ultrapassou os limites estabelecidos pela Resolução CONAMA N°393/2007, como podemos observar na Tabela 7. Sua média mensal para TOG variou de 5,5 a 18,4 mg/L. Os meses que apresentaram as maiores médias mensais foram Janeiro/2011, Maio e Junho de 2010 e Abril/2009.

O mês que os descartes de água produzida da FPSO CVIX apresentou o maior máxima diária para TOG foi em Abril/2009, com 39 mg/L, seguido por Janeiro e Setembro de 2011, com 28 mg/L, Dezembro/2009 com 25 mg/L e Maio/2009 com 24 mg/L. Destaca-se aqui que nos meses de Maio e Junho do ano de 2010 os valores de monitoramento de TOG foram obtidos pela metodologia de espectrofotometria.

No ano de 2009, em 43 dias o descarte foi fechado, ou seja, não houve lançamento da água produzida no mar. Destes, destaca-se o mês de Outubro, com 11 dias. Já no ano de 2010, todos os dias houve o descarte em mar de água produzida, e no ano de 2011, apenas em 3 dias o descarte foi fechado.

Tabela 7 - Médias Mensais e Máximas Diárias para o TOG da FPSO CVIX

	Média Mensal (mg/L)	TOG Máximo (mg/L)	DF	PO	AE	AQ	FF	PP	O
2009	Janeiro	10,4	17	4	-	-	-	-	-
	Fevereiro	8,6	19	2	-	-	-	-	-
	Março	9,7	22	5	-	-	-	-	-
	Abril	12,2	39	1	-	-	-	-	-
	Maio	9,7	24	1	-	-	-	-	-
	Junho	8,4	19	-	-	-	-	-	-
	Julho	10,3	18	1	-	-	-	-	-
	Agosto	9,5	28	2	-	-	-	-	-
	Setembro	8,6	16	3	-	-	-	-	-
	Outubro	8,5	16	11	-	-	-	-	-
	Novembro	8,8	16	6	-	-	-	-	-
	Dezembro	13	25	7	-	-	-	-	-
2010	Janeiro	10,6	4	-	-	-	-	-	-
	Fevereiro	8,4	1	-	-	-	-	-	-
	Março	10,7	2	-	-	-	-	-	-
	Abril	6,7	5	-	-	-	-	-	-
	Maio	14,5	19*	-	-	-	-	-	-
	Junho	14,9	18*	-	-	-	-	-	-
	Julho	6,2	6	-	-	-	-	-	-
	Agosto	6,9	4	-	-	-	-	-	-
	Setembro	6,7	1	-	-	-	-	-	-
	Outubro	5,5	1	-	-	-	-	-	-
	Novembro	5,9	7	-	-	-	-	-	-
	Dezembro	7,7	1	-	-	-	-	-	-
2011	Janeiro	18,4	28	-	-	1	-	-	-
	Fevereiro	8,5	16	-	-	-	-	-	-
	Março	9,2	17	-	-	-	-	-	-
	Abril	9,1	15	2	-	-	-	-	-
	Maio	9,3	16	-	-	-	-	-	-
	Junho	7,3	15	-	-	-	1	-	-
	Julho	6,3	15	-	-	-	-	-	-
	Agosto	6,8	10	-	-	-	-	-	-
	Setembro	9,2	28	-	-	-	-	-	-
	Outubro	10	18	1	-	-	-	-	2
	Novembro	9	24	-	-	-	-	-	-
	Dezembro	7,3	14	-	-	-	-	-	-

LEGENDA: DF – Descarte Fechado; AE – Amostra Extraviada; AQ – Amostra Quebrada no Transporte;
 FF – Falta de Frasco da Unidade; PP – Parada de Produção; PO – Problemas Operacionais para
 Amostragem; O - Outros
 Fonte: IBAMA (2015)

5.2.2. FPSO Cidade de São Mateus – FPSO CSM

Com dados de monitoramento de TOG disponíveis a partir do ano de 2009, a FPSO CSM não possui regularidade no descarte de água produzida, como podemos observar na Tabela 8.

De acordo com os dados disponibilizados, no ano de 2009 foram apenas dois descartes efetuados, ambos no mês de Julho, no qual a média mensal calculada foi de 8 mg/L e o máximo mensurado de 9 mg/L. No primeiro semestre do ano supracitado foram 160 dias com o descarte classificado como outros e no segundo semestre somado a Junho, foram 203 dias com descarte fechado.

Já no ano de 2010 não há dados do monitoramento de TOG para os meses de Janeiro, Fevereiro, Março, Abril, Julho, Agosto e Setembro.

Do período de Maio de 2010 a Dezembro de 2011, a média mensal observada foi variou de 5 a 13,4 mg/L, sendo a maior média encontrada no mês de Novembro/2010.

As maiores máximas para TOG diário foi observada no mês de Novembro/2010, com concentração de 27 mg/L.

No ano de 2011 destacamos a quantidade de dias no qual o descarte de água produzida foi fechado, totalizando 271 dias, nos quais incluem a totalidade dos meses de Março, Abril e Maio.

Tabela 8 - Médias Mensais e Máximas Diárias para o TOG da FPSO CSM

		Média Mensal (mg/L)	TOG Máximo (mg/L)	DF	PO	AE	AQ	FF	PP	O
2009	Janeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	31
	Fevereiro	-	-	-	-	-	-	-	-	28
	Março	-	-	-	-	-	-	-	-	31
	Abril	-	-	-	-	-	-	-	-	30
	Maio	-	-	-	-	-	-	-	-	31
	Junho	-	-	21	-	-	-	-	-	9
	Julho	8	9	29	-	-	-	-	-	-
	Agosto	-	-	31	-	-	-	-	-	-
	Setembro	-	-	30	-	-	-	-	-	-
	Outubro	-	-	31	-	-	-	-	-	-
	Novembro	-	-	30	-	-	-	-	-	-
	Dezembro	-	-	31	-	-	-	-	-	-
2010	Janeiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Fevereiro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Março	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Abril	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Maio	11	21	-	-	-	-	-	-	-
	Junho	5	5	-	-	-	-	-	-	-
	Julho	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Agosto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Setembro	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outubro	7,1	14	-	-	-	-	-	-	-
	Novembro	13,4	27	-	-	-	-	-	-	-
	Dezembro	5	5	-	-	-	-	-	-	-
2011	Janeiro	5	5	26	-	-	-	-	-	-
	Fevereiro	5	5	21	-	-	-	-	-	-
	Março	-	-	31	-	-	-	-	-	-
	Abril	-	-	30	-	-	-	-	-	-
	Maio	-	-	31	-	-	-	-	-	-
	Junho	6,4	11	10	-	-	-	-	-	-
	Julho	5	5	26	-	-	-	-	-	-
	Agosto	5	5	22	-	-	-	-	-	-
	Setembro	5,7	7	22	-	-	1	-	-	-
	Outubro	7,3	13	24	-	-	-	-	-	-
	Novembro	5	5	14	-	-	-	-	-	-
	Dezembro	5	5	14	-	-	-	-	-	-

LEGENDA: DF – Descarte Fechado; AE – Amostra Extraviada; AQ – Amostra Quebrada no Transporte;
FF – Falta de Frasco da Unidade; PP – Parada de Produção; PO – Problemas Operacionais para
Amostragem; O - Outros

Fonte: IBAMA (2015)

5.2.3. FPSO Capixaba – FPSO CPXB

A FPSO Capixaba é a unidade de operação da Petrobrás com dados de monitoramento de TOG mais antiga – desde Agosto de 2007. Entretanto, não foram disponibilizados pelo órgão federal os dados deste monitoramento para os anos de 2008 e 2010, e a informação que conseguiu-se obter foi de 29 de agosto de 2009 a maio de 2010 a mesma ficou fora do Espírito Santo.

Dentre o período com dados diários no monitoramento de TOG disponíveis, a plataforma supracitada não ultrapassou os limites de TOG diários e nem médias mensais estabelecidas pela Resolução CONAMA N°393/07.

A média mensal calculada para o período supracitado variou entre 5,3 a 13,6 mg/L de TOG. Destacamos aqui a maior média mensal de 13,6 mg/L observada no mês de Maio/2009, seguida de 12,3 mg/L observada em Abril de 2011.

Em relação aos valores máximos de TOG, foi observado que em Abril e Maio de 2009 houve descarte com 27 mg/L, seguido por 21 mg/L em Março do mesmo ano.

Ressaltamos ainda que do período com dados disponíveis, tivemos 201 dias em 2009 com parada na produção. Tal período compreende a parte do mês de junho e todo o segundo semestre de 2009. Neste mesmo ano, em Maio, tiveram 17 dias com descarte fechado na plataforma.

Em 2011 a plataforma esteve funcionando todos os dias. Entretanto, destaca-se que em todo o ano foram 289 dias com descarte fechado, sendo que nos meses de Janeiro, Fevereiro e Março foram todos os dias de descarte fechado.

Tabela 9 - Médias Mensais e Máximas Diárias para o TOG da FPSO CPXB

	Média Mensal (mg/L)	TOG Máximo (mg/L)	DF	PO	AE	AQ	FF	PP	O
2007									
Agosto	8	12	-	-	1	-	-	-	-
Setembro	8,1	18	1	-	1	-	-	-	-
Outubro	9,1	12	-	-	-	-	-	-	-
Novembro	7	10	-	-	-	-	-	-	-
Dezembro	9,5	12	-	-	11	-	-	-	-
2008 - Não há dados									
Janeiro	8,8	14	1	-	-	-	-	-	-
Fevereiro	9	14	-	-	-	-	-	-	-
Março	10,5	21	3	-	-	-	-	-	-
Abril	14	27	5	-	-	-	-	-	-
Maio	13,6	27	17	-	-	-	-	-	-
2009 Junho	10	12	9	-	-	-	-	17	-
Julho	-	-	-	-	-	-	-	31	-
Agosto	-	-	-	-	-	-	-	31	-
Setembro	-	-	-	-	-	-	-	30	-
Outubro	-	-	-	-	-	-	-	31	-
Novembro	-	-	-	-	-	-	-	30	-
Dezembro	-	-	-	-	-	-	-	31	-
2010 - Não há dados									
Janeiro	-	-	31	-	-	-	-	-	-
Fevereiro	-	-	28	-	-	-	-	-	-
Março	-	-	31	-	-	-	-	-	-
Abril	12,3	14	27	-	-	-	-	-	-
Maio	9,3	15	27	-	-	-	-	-	-
2011 Junho	8,4	13	23	-	-	-	-	-	-
Julho	7	15	26	-	-	-	-	-	-
Agosto	5,6	9	21	-	-	-	-	-	-
Setembro	5,6	7	21	-	-	-	-	-	-
Outubro	5,3	7	17	-	-	-	-	-	-
Novembro	6,7	11	18	-	-	-	-	-	-
Dezembro	5,3	8	19	-	-	-	-	-	-

LEGENDA: DF – Descarte Fechado; AE – Amostra Extraviada; AQ – Amostra Quebrada no Transporte; FF – Falta de Frasco da Unidade; PP – Parada de Produção; PO – Problemas Operacionais para Amostragem; O - Outros
Fonte: IBAMA (2015)

5.2.4. Petrobrás XXXIII – P-34

Os dados de monitoramento diários de TOG disponibilizados para a P-34 são a partir de Junho de 2008 e vão até Dezembro de 2011. Neste período, nenhum limite estabelecido pela Resolução CONAMA N°393/07 foi ultrapassado, como ilustra a Tabela 10.

As médias mensais para o período analisado variaram de 5 a 11,9 mg/L, destacando o mês de Julho/2010 com a maior média mensal (11,9 mg/L), seguida por Janeiro/2011 com 11,5 mg/L e Abril e Novembro de 2009 com 10,9 mg/L.

Com relação aos valores máximos diários de TOG, estes foram observados nos meses de Abril/2009, com 35 mg/L, seguido por Setembro, Outubro e Novembro de 2010 com, respectivamente, 28, 27 e 26 mg/L e Agosto e Novembro de 2009 com 24 mg/L.

Tabela 10 - Médias Mensais e Máximas Diárias para o TOG da P - 34

	Média Mensal (mg/L)	TOG Máximo (mg/L)	DF	PO	AE	AQ	FF	PP	O
2008	Junho	5,5	12,5	-	-	4	-	-	-
	Julho	5,5	12,7	9	-	5	-	-	-
	Agosto	5,3	11,8	2	-	-	-	-	-
	Setembro	7	21	2	-	5	-	-	-
	Outubro	6,4	14	-	-	1	-	-	-
	Novembro	6	10	-	-	3	-	-	-
	Dezembro	7,8	15	-	1	2	-	-	-
2009	Janeiro	7,3	14	-	-	-	-	7	-
	Fevereiro	6,9	20	1	-	-	-	-	-
	Março	5,7	9	1	-	-	-	-	-
	Abril	10,9	35	-	-	-	-	-	-
	Maio	7,5	21	-	-	-	-	-	-
	Junho	7,6	19	-	-	-	-	-	-
	Julho	6,5	15	-	-	-	-	-	-
	Agosto	7,8	24	-	-	-	-	-	-
	Setembro	6	16	-	-	-	-	-	-
	Outubro	7,7	20	-	-	-	-	4	-

	Novembro	10,9	24	-	-	-	-	-	-	-
	Dezembro	7,4	20	-	-	-	-	-	-	-
	Janeiro	7,8	24	-	-	-	-	-	-	-
	Fevereiro	7,9	15	-	-	-	-	-	-	-
	Março	5,4	11	-	-	-	-	-	-	-
	Abril	7,3	21	-	-	-	-	-	-	-
	Maio	6	10	-	-	2	-	-	-	-
2010	Junho	6,9	20	-	-	1	-	-	-	-
	Julho	11,9	20	-	-	-	-	-	-	-
	Agosto	7,3	22	-	-	-	-	-	-	-
	Setembro	8,4	28	1	-	-	-	-	-	-
	Outubro	12	27	-	-	-	-	-	2	-
	Novembro	8,2	26	-	-	-	-	-	-	-
	Dezembro	10	5	-	-	-	-	-	-	-
	Janeiro	11,5	23	-	-	-	-	-	-	-
	Fevereiro	7,3	12	-	-	-	-	-	-	-
	Março	10,9	16	-	-	-	-	-	-	-
	Abril	10,4	16	-	-	-	-	-	-	-
	Maio	7,6	19	-	-	-	-	-	-	-
2011	Junho	5,2	8	2	-	-	-	-	-	-
	Julho	8,2	15	-	-	-	-	-	-	-
	Agosto	5	14	-	-	-	-	-	-	-
	Setembro	7	24	-	-	-	-	-	-	-
	Outubro	5	6	-	-	-	-	-	-	-
	Novembro	5,6	16	3	-	-	-	-	-	-
	Dezembro	5,2	8	-	-	-	-	-	3	-

LEGENDA: DF – Descarte Fechado; AE – Amostra Extraviada; AQ – Amostra Quebrada no Transporte; FF – Falta de Frasco da Unidade; PP – Parada de Produção; PO – Problemas Operacionais para Amostragem; O - Outros
 Fonte: IBAMA (2015)

No ano de 2008 foram 13 dias nos quais a água produzida foi direcionada para o descarte fechado, e esta prática foi reduzida para 2 dias em 2009, 1 dia em 2010 e 5 dias para o ano de 2011.

No tocante a Amostra Extraviada, no ano de 2008 foram 20, enquanto no ano de 2009 não teve nenhuma, em 2010 apenas 3 amostras e em 2011 nenhuma.

Já os dados referentes a Parada de Produção mostram que foram 11 em 2009, 2 em 2010 e 3 em 2011.

5.2.5. Petrobrás LVII – P-57

Os dados referentes à P-57 disponibilizados foram aqueles mensurados no ano de 2011, como podemos observar na Tabela 11.

Podemos observar que até o mês de Maio a água produzida era direcionada para o Descarte Fechado ou houve Problemas Operacionais para a Amostragem.

As médias mensais de TOG variaram de 5 a 9,1 mg/L, sendo no mês de Dezembro o mês com maior média, seguido por Agosto, com 8,4 mg/L. No tocante ao Descarte Fechado, é observado que continua ocorrendo após o mês de Maio, entretanto é reduzida a quantidade de Problemas Operacionais para a Amostragem.

Tabela 11 - Médias Mensais e Máximas Diárias para o TOG da P – 57 para o ano de 2011

Meses	Média Mensal (mg/L)	TOG Máximo (mg/L)	DF	PO	AE	AQ	FF	PP	O
Janeiro	-	-	31	-	-	-	-	-	-
Fevereiro	-	-	27	1	-	-	-	-	-
Março	-	-	25	6	-	-	-	-	-
Abril	-	-	29	1	-	-	-	-	-
Maio	-	-	27	4	-	-	-	-	-
Junho	5	5	19	-	-	-	-	-	-
Julho	5	5	27	3	-	-	-	-	-
Agosto	8,4	21	26	-	-	-	-	-	-
Setembro	6,6	12	24	-	-	-	-	-	-
Outubro	7	13	27	-	-	-	-	-	-
Novembro	5,4	7	24	1	-	-	-	-	-
Dezembro	9,1	27	22	-	-	-	-	-	-

LEGENDA: DF – Descarte Fechado; AE – Amostra Extraviada; AQ – Amostra Quebrada no Transporte; FF – Falta de Frasco da Unidade; PP – Parada de Produção; PO – Problemas Operacionais para Amostragem; O - Outros

Fonte: IBAMA (2015)

5.3. ANÁLISE DO MONITORAMENTO DE TOG

Comparado com outras nações produtoras de petróleo, o volume de água produzida gerada no Brasil ainda é considerado pequeno, e as condições geográficas, oceanográficas, temperaturas da água do mar, dentro outros fatores, favorecem uma grande dispersão deste efluente em área oceânica (GABARDO, 2007). Entretanto, devemos observar que os descartes da água produzida no oceano ainda são largamente a forma de disposição mais adotada, principalmente, nas Bacias de Campos e Espírito Santo, onde o ambiente é considerado menos vulnerável ambientalmente, se comparado às regiões norte e nordeste do país (SOUZA FILHO *et al.*, 2009).

De posse dos dados disponibilizados pelas operadoras de unidades de operação com descarte de água produzida, podemos observar que as médias mensais de TOG vão de 5 mg/L até 26,1 mg/L, e por sua vez a máxima diária mais alta encontrada foi de 39 mg/L, para o período em análise.

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.

É cedo para chegar a conclusões sobre os efeitos dos descartes e dos componentes da água produzida no meio ambiente, uma vez que estes ainda estão sendo reconhecidos (BROOKS *et al.*, 2011; PÉREZ-CASANOVA *et al.*, 2012), e por isso é necessário maior rigor no monitoramento da água produzida, de forma que seja possível prever potenciais danos relacionados a qualidade do sedimento e da água e a qualidade de saúde dos recursos pesqueiros (NEFF *et al.*, 2011a).

E de acordo com o que foi apresentado, corrobora-se Gomes (2014), afirmando que para melhor avaliação da qualidade do tratamento e das formas de gerenciamento da água produzida, visando à minimização dos impactos

ambientais e maior controle dos riscos que a água produzida pode acarretar ao meio ambiente, seria válido utilizar os parâmetros estabelecidos na Resolução CONAMA N° 430/11. Porém, sabe-se que esta não é uma prática adotada pela indústria petrolífera, uma vez que não há cobrança por parte do órgão ambiental.

Em contrapartida, além das análises diárias de TOG, as plataformas devem realizar análises semestrais de uma série de parâmetros, e nas condicionantes de operação de algumas plataformas encontram-se programas de monitoramento da qualidade da água e do sedimento no entorno na unidade de produção. Entretanto, estes dados de monitoramento solicitados pelas condicionantes das licenças ambientais obtidas não estão disponíveis para ampla consulta pública.

Complementando os dados aqui apresentados com a quantificação de quanto de óleo e graxa é lançado na Costa do Espírito Santo, considerando a geração de água produzida de 31.461.113,91 m³ anual (GOMES, 2014), considerando a média mensal mínima de 5 mg/L, são lançados cerca de 15 quilogramas de óleos e graxas; já se considerarmos a média mensal máxima, serão 82 quilogramas.

6. CONCLUSÃO

De acordo com os resultados obtidos no presente trabalho pode-se concluir:

- As plataformas que geram água produzida na Costa do Espírito Santo, de acordo com os dados disponibilizados, atendem a Resolução CONAMA N°393/07 no que se refere aos limites de teor de óleos em graxas nas amostras analisadas;
- As médias mensais de TOG não ultrapassou em nenhum dos meses analisados 26,1 mg/L, ilustrando o potencial de redução deste padrão, como sugerido pela IBP 023/2008;
- A máxima diária de TOG não ultrapassou em nenhuma das amostras analisadas o valor de 39 mg/L, apresentando aqui novo objeto de redução de padrão para a Resolução CONAMA N°393/07;
- Deve-se aumentar o monitoramento de TOG e solicitar maiores explicações das operadoras quando há extravio da amostra, amostra quebrada e descarte fechado, devendo estas observações estarem contidas nos dados de monitoramento de TOG disponibilizados pelo órgão ambiental;
- As operadoras de plataforma juntamente com o órgão ambiental licenciador devem estudar metodologias mais ágeis para a mensuração do TOG, uma vez que a análise gravimétrica exige, muitas vezes, que a amostra de água produzida seja transportada para o continente para a realização das análises solicitadas pela CONAMA N°393/07, o que torna a obtenção do valor de TOG custosa e necessitando de uma grande logística.

7. REFERÊNCIAS

ALMADA, L.P. & PARENTE, V. Oil & Gas industry in Brazil: A brief history and legal framework. *Panorama of Brazilian Law*, 1: (1). *US Energy Information Administration*, 2013.

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

ANP, 2014. Resumo 11^a Rodada de Licitações. Disponível em <<http://www.brasil-rounds.gov.br/round11/index.asp>> (Acesso em 30/04/2015).

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.

BRASIL. 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. 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. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), Resolução nº 357 de março de 2005. Ministério do Meio Ambiente, Brasília, 2005.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), Resolução nº 393 de Agosto de 2007. Ministério do Meio Ambiente, Brasília, 2007.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), Resolução nº 430 de Maio de 2011. Ministério do Meio Ambiente, Brasília, 2011.

BRAZ, A. K. S. Caracterização de Águas Produzidas Provenientes de Plataformas Marítimas da Bacia do Ceará. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil: Saneamento Ambiental, Fortaleza, 2014.

BRETAS, E. Avaliação Toxicológica da Água Produzida em uma Plataforma Off shore de Gás Natural. Revista Ceciliana – Jun 3(1), 2011.

BROOKS, S.; HARMAN, C.; ZALDIBAR, B.; IZAGIRRE, U.; GLETTE, T.; MARIGÓMEZ, I. 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, 2011.

CANELAS, A.L.S. 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, 2007.

CHAKRABARTY, B.; GHOSHALAND A.K.; PURKAIT, M.K. Ultrafiltration of stable oil-in-water emulsion by polysulfone membrane. Journal of Membrane Science, v. 325, n. 1, 2008.

CLARK, C.E., e J.A. VEIL. Produced Water Volumes and Management Practices in the United States, ANL/EV S/R-09/1, prepared by the Environmental Science Division, Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, 2009.

CODAY, B.D.; XU, P.; BEAUDRY, E.G.; HERRON, J.; LAMPI, K.; HANCOCK, N.T.; CATH, T.Y. The sweet spot of forward osmosis: Treatment of produced water, drilling wastewater and other complex and difficult liquid streams. Desalination, 2014.

COLLINS, A. G. Developments in Petroleum Science 1. Journal of Geochemical Exploration, New York, v. 4, p. 487-491, 1975.

DOWDALL, M & LEPLAND, A. Elevated levels of radium-226 and radium-228 in marine sediments of the Norwegian Trench (“Norskrenna”) and Skagerrak. Marine Pollution Bulletin, 64, 2012.

DUDÁŠOVÁ, D. et al. Stability of binary and ternary model oil-field particle suspensions: A multivariate analysis approach. Journal of Colloid and Interface Science, [S.I.], v.337, 2009

FRASER, G.S. & ELLIS, J. The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act: Transparency of the environmental management of the offshore oil and gas industry. Marine Policy, 33, 2009.

FAKHRU’L-RAZI, A.; ALIREZA, P.; LUQMAN, C.A.; DAYANG, R.A.B; SAYED, S.M.; ZURINA, Z.A. Review of Technologies for oil and gas produced water treatment. Journal of Hazardous Materials, 170, 2009.

FIDLER, C. & NOBLE, B. Advancing strategic environmental assessment in the offshore oil and gas sector: Lessons from Norway, Canada and the United Kingdom. Environmental Assessment Impact Review, 34, 2012.

FIGUEREDO, K.S.L.; MARTÍNEZ-HUITLE, C.A.; TEIXEIRA, A.B.R.; PINHO, A.L.S.; VIVACQUA, C.A.; SILVA, D.R. Study of produced water using hydrochemistry and multivariate statistics in different productions zones of mature fields in the Potiguar Basin – Brazil. Journal of Petroleum Science and Engineering, 116, 2014.

FRASER, R.T.D.; VIEIRA, V.M.; FERREIRA, D.F. 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, 2012.

GABARDO, I. T. Caracterização química e toxicológica da água produzida descartada em plataformas de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar. Tese (Doutorado em Química) Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal. 2007

GOLDEMBERG, J.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A.; LUCCHESI, R. Oil and natural gas prospects in South America: can the petroleum industry pave the way for renewable in Brazil? *Energy Policy*, 64, 2014.

GOMES, A. P. P., Gestão Ambiental da Água Produzida na Indústria de Petróleo: Melhores Práticas e Experiências Internacionais. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), COPPE – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

HONG, A.; FANE, A.G.; BURFORD, R. Factors affecting membrane coalescence of stable oil-in-water emulsions. *Journal of Membrane Science*, v. 222, 2003.

Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis – IBAMA. Relatórios Conama 393. Disponível em <http://licenciamento.ibama.gov.br/Relatorios%20CONAMA%20393/>.

IFC, 2007-a. Environmental, health and safety guidelines for offshore oil and gas development. International Finance Corporation – World Bank Group, 25p

IMO, 1978. MARPOL: *International Convention for the Pollution from Ships*. International Maritime Organization.

LIMA, L. M. O. Utilização de uma coluna de flotação para remoção de compostos orgânicos de água de produção. Tese (Doutorado em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2009.

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)

acesso em 21/10/13.

MME, 2013-b. Resenha energética brasileira – Exercício de 2012. Ministério de Minas e Energia, Brasília, 25p.

MONTENEGRO JR., R. S., Estudo da Viabilidade Técnica do Método Eletroquímico no Tratamento da Água Produzida nos Processos de Exploração de Petróleo. Pós-Graduação em Gestão no Setor de Petróleo e Gás, Universidade Candido Mendes, Rio de Janeiro, 2011.

MORAIS, J.M. Petróleo em águas profundas – Uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada : Petrobras, Brasília, 2013.

Motta, A. R. P., Borges, C. P., Keperstok, A., Esquerre, K. P., Araujo, P. M., Branco, L. P. N., Tratamento de água produzida de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão. Engenharia Sanitária e Ambiental, v.18 n.1, jan/mar, 2013.

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, 2011.

NEFF, J.M. Effect of contaminants from oil well produced water. Elsevier, 1a Ed. London, 2002.

NIU, H; LEE, K.; HUSAIN, T.; VEITCH, B.; BOSE, N. 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, 2011.

OGP, 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. 2009.

OGP, 2012-a. Offshore environmental monitoring for the oil and gas industry. International Association of Oil and Gas Producers, Report n. 457, 2012.

OGP, 2012-b. Environmental performance indicators. International Association of Oil and Gas Producers, Report n. 2011e, 2012.

OLIVEIRA, R. C. G.; OLIVEIRA, M. C. K. Remoção de contaminantes tóxicos dos efluentes líquidos oriundos da atividade de produção de petróleo no mar. Bol. Tec . PETROBRAS, Rio de Janeiro, v. 43, n.2, p.129-136, 2000.

PÉREZ-CASANOVA, J.C.; HAMOUTENE, D.; HOBBS, K.; LEE, K. 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, 2012.

QIAO, X.; ZHANG, Z.; YU, J.; YE, X. Performance characteristics of a hybrid membrane pilot-scale plant for oilfield-produced wastewater. Desalination, v. 225, 2008.

RIBEIRO, V. S. Caracterização de Águas Produzidas Provenientes de Campos Petrolíferos Onshore do Estado de Sergipe. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Química), Universidade Federal de Sergipe, São Cristovão, SE, 2013.

ROBBINSON, D. Treatment and discharge of produced waters offshore. Filtration + Separation, Março/Abril, 2013.

SAIDI, M.; MADDAHIAN, R.; FARHANIEH, B.; AFSHIN, H. Modelling of flow field and separation efficiency of a deoiling hydrocyclone using large eddy simulation. *International Journal of Mineral Processing* 112-113, 2012.

STEWART, M. & ARNOLD, K. *Produced Water Treatment Field Manual. Part 1 - Produced Water Treating Systems*, 2011.

SEGUI, P. N. Bioatenuação da geração de sulfeto, por meio da utilização de nitrato, em água produzida proveniente da extração de petróleo. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental)*, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2009

SILVA, C. R. C. Água produzida na extração de petróleo. *Monografia (Especialização e gerenciamento e tecnologias ambientais na indústria)*, Escola Politécnica, Universidade Federal do Bahia, Salvador, 2000.

SILVA, S. R.; TONHOLO, J.; ZANTA, C. L. Aplicação de processos oxidativos avançados no tratamento de água produzida de petróleo. In: *Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás*, 3., Salvador, 2005.

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. Environmental Sensitivity Index (ESI) mapping the oil spill in the Amazon Coastal Zone: The PIATAM Mar Project. *Revista Brasileira de Geofísica*, 27: (1), 2009.

THOMAS, José Eduardo (org.). *Fundamentos de engenharia do petróleo*. 2 ed. Interciência/PETROBRAS. Rio de Janeiro, 2004.

VALENÇA, R. D. Modelagem da transferência de massa na remoção do óleo da água produzida por flotação em coluna com uso de tensoativos de origem vegetal. 2012. 85 f. *Dissertação (Mestrado em Engenharia Química)* Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.

VEIL, J.A. Comparison of two international approaches to controlling risk from produced water discharges. Apresentação: NEL Produced Water Workshop, Aberdeen, Escócia, 2008.

VEIL, J.A. 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, 2011.

WANDERA, D.; WICKRAMASINGHE, S.R; HUSSON, S.M. Modification and characterization of ultrafiltration membranes for treatment of produced water. Journal of Membrane Science, 373, 2011.

ZHAO, L.; CHEN, Z.; LEE, K. A risk assessment model for produced water discharge from offshore petroleum platforms-development and validation. Marine Pollution Bulletin, 56, 2008.