



Universidade Federal do Rio de Janeiro  
Escola Politécnica e Escola de Química  
Programa de Engenharia Ambiental

Mariana Taranto Pereira Teixeira Leite

GERENCIAMENTO AMBIENTAL DO DESCARTE DE ÁGUA PRODUZIDA EM  
PLATAFORMAS DE PETRÓLEO POR MEIO DE ABORDAGEM DE CARGA  
POLUIDORA

Rio de Janeiro  
2023



UFRJ

Mariana Taranto Pereira Teixeira Leite

GERENCIAMENTO AMBIENTAL DO DESCARTE DE ÁGUA PRODUZIDA EM  
PLATAFORMAS DE PETRÓLEO POR MEIO DE ABORDAGEM DE CARGA  
POLUIDORA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Orientadoras:

Prof<sup>a</sup> Maria Antonieta Peixoto Gimenes Couto, DSc

Prof<sup>a</sup> Suzana Borschiver, DSc

Rio de Janeiro

2023



## GERENCIAMENTO AMBIENTAL DO DESCARTE DE ÁGUA PRODUZIDA EM PLATAFORMAS DE PETRÓLEO POR MEIO DE ABORDAGEM DE CARGA POLUIDORA

Mariana Taranto Pereira Teixeira Leite

Orientadora: Prof<sup>a</sup> Maria Antonieta Peixoto Gimenes Couto, DSc  
Co-orientadora: Prof<sup>a</sup> Suzana Borschiver, DSc

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Aprovada pela Banca:

---

Maria Antonieta Peixoto Gimenes Couto, DSc (Orientadora)  
Escola de Química – Universidade Federal do Rio de Janeiro

---

Suzana Borschiver, DSc (Co-orientadora)  
Escola de Química – Universidade Federal do Rio de Janeiro

---

Lídia Yokoyama, DSc  
Escola de Química – Universidade Federal do Rio de Janeiro

---

André Gustavo Assumpção Cardoso, DSc  
Origem Energia

---

Maíra Fasciotti Pinto Lima, DSc  
Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

Rio de Janeiro  
2023

*A vulnerabilidade é a nossa medida mais precisa de coragem.*

**Brené Brown**

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus filhos, com todo o meu amor, pela compreensão nos momentos que não pude estar 100% presente.

Aos meus familiares e amigos, pelo apoio para que essa conquista se concretizasse.

## RESUMO

LEITE, Mariana Taranto Pereira Teixeira. **Gerenciamento ambiental do descarte de ÁGUA PRODUZIDA em plataformas de petróleo por meio de abordagem de carga poluidora**. Rio de Janeiro, 2023. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

A água produzida é o principal efluente gerado na Indústria de Óleo e Gás, tanto em termos de volume, quanto em termos de complexidade da sua composição. Em função do amadurecimento dos campos, sua geração tende a aumentar ao longo dos anos, o que reflete em crescente rigor nos requisitos legais que versam sobre o tema. A legislação que dispõe sobre o descarte de água produzida no Brasil é especialmente voltada para o controle do Teor de Óleos e Graxas (TOG) no efluente, representando um típico instrumento de “comando e controle”, que fixa padrões de descarte, cujo não-atendimento resulta em sanções aos empreendimentos, sem necessariamente resultar em benefícios ao meio ambiente. No entanto, outras ferramentas de gerenciamento podem ser utilizadas, como, por exemplo, a abordagem de carga poluidora, adotada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) na gestão de queima de gás em plataformas no Brasil. A presente dissertação apresenta uma proposta para o controle do descarte de água produzida em plataformas por meio da abordagem de carga poluidora, tendo como referência o modelo adotado pela ANP para a queima de gás. A metodologia utilizada fundamentou-se em uma pesquisa bibliográfica sobre o tema, incluindo a consulta a requisitos legais, nacionais e internacionais, e publicações especializadas da Indústria de Óleo e Gás, a partir dos quais foi elaborada a proposta de analogia. A partir de então, foi realizada a aplicação de um estudo de caso, utilizando dados reais de 5 plataformas em operação na Bacia de Campos entre os anos de 2018 e 2021. Os resultados do estudo de caso demonstraram que é possível propor uma analogia entre o que é praticado pela ANP para o gerenciamento do descarte de água produzida *offshore*, promovendo a construção de um critério inovador, mais lógico do ponto de vista ambiental do que o instrumento de “comando e controle” comumente adotado na legislação brasileira, uma vez que considera, além dos resultados de TOG, os volumes descartados ao longo do tempo.

Palavras-chave: água produzida, gerenciamento ambiental, carga poluidora.

## ABSTRACT

LEITE, Mariana Taranto Pereira Teixeira. **Produced water environmental management discharged offshore through the pollution load approach**. Rio de Janeiro, 2023. Master Degree Dissertation – Environmental Engineering Program, Polytechnic School and School of Chemistry, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

Produced water is the main effluent generated in the Oil and Gas Industry, both in terms of volume and composition complexity. Due to the maturing of the oil fields, produced water generation tends to expand over the years, increasing legal requirements rigor regarding the subject. The Brazilian legislation that provides for the produced water discharge is especially focused on Oil in Water concentrations control (Oil and Grease content), representing a typical “command and control” instrument, which sets disposal standards, whose non-compliance results in sanctions, without necessarily result in environmental benefits. However, other management tools can be used, such as polluting load approach, which has already been adopted by the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) in the management of gas flaring on Brazilian platforms. This dissertation presents a proposal to produced water discharge management through the polluting load approach, using as a reference the model adopted by ANP for gas flaring. The methodology was based on bibliographical research, including the consultation of national and international legal requirements and Oil and Gas Industry specialized publications, from which an analogy proposal was elaborated. A case study was applied, using real data from 5 platforms in operation in the Campos Basin between 2018 and 2021. The case study results demonstrated that it is possible to propose an analogy between ANP practice for offshore produced water management, promoting the construction of an innovative criterion, more logical from the environmental point of view than the “command and control” instrument commonly adopted in Brazilian legislation, since it considers, in addition to the Oil and Grease results, the volumes discharged over time.

Keywords: produced water, environmental management, polluting load.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Padrão de produção típico de um campo de petróleo.....	15
Figura 2 - Estimativa dos volumes de AP descartados onshore e offshore, no período de 1990 a 2015. ....	15
Figura 3 - Configuração típica dos processos de tratamento de petróleo e AP em plataformas marítimas.....	23
Figura 4 - Representação esquemática de um hidrociclone. ....	28
Figura 5 - Representação esquemática da tecnologia de tratamento físico TORR...30	
Figura 6 - Fluxograma simplificado da tecnologia MPPE. ....	35
Figura 7 - Metodologia do estudo.....	55
Figura 8 - Etapas de desenvolvimento do estudo de caso.....	59
Figura 9 - Principais compartimentos estruturais da Bacia de Campos. ....	71
Figura 10 - Plataformas em operação na Bacia de Campos.....	72
Figura 11 - Plataforma fixa PGP-1. ....	73
Figura 12 - Plataforma SS P-55. ....	74
Figura 13 - Plataforma FPSO P-63. ....	75
Figura 14 - Comparativo entre carga poluidora limite autorizada (com e sem a margem de variação anual de 10%), carga poluidora realizada e o volume de AP descartada em cada ano, nas 5 plataformas do estudo de caso. ....	80

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados de entrada para o cálculo e resultados de “carga poluidora limite autorizada (teórica)” por ano, para as plataformas do estudo de caso. ....	78
Tabela 2 - Dados de entrada para o cálculo e resultados de “carga poluidora realizada” por ano, para as plataformas do estudo de caso. ....	79

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Faixas de concentração dos principais componentes da AP, citadas por diferentes referências de literatura. ....	24
Quadro 2 - Principais tecnologias avançadas de tratamento de AP.....	31
Quadro 3 - Limites de TOG em AP descartada offshore em diferentes países do mundo. ....	37
Quadro 4 - Parâmetros de monitoramento semestral descritos no artigo 10º da Resolução CONAMA nº 393/07. ....	40
Quadro 5 - Amostragem e análise de TOG em AP no Reino Unido.....	45
Quadro 6 - Análise comparativa entre o cenário regulatório brasileiro, do Golfo do México e do Mar do Norte. ....	47
Quadro 7 - Analogia entre a gestão de queima de gás e o gerenciamento de AP pela abordagem de carga poluidora.....	67
Quadro 8 - Resumo das características das 6 plataformas selecionadas para o estudo. ....	76
Quadro 9 - Dados anuais de carga poluidora teórica e realizada das plataformas do estudo de caso e cálculo da diferença entre os resultados, com e sem a margem de variação anual de 10%. ....	79
Quadro 10 - Detalhamento dos resultados de carga poluidora por plataforma, para o ano de 2019. ....	81
Quadro 11 - Resumo dos fatores do cálculo da carga poluidora e respectivos resultados consolidados para o “pior caso” (P-1) e o “melhor caso” (P-5) de 2019. .	83
Quadro 12 - Resumo dos fatores do cálculo da carga poluidora e respectivos resultados consolidados para a plataforma P-1, para o período de 2018 a 2021. ....	84
Quadro 13 - Resumo dos fatores do cálculo da carga poluidora e respectivos resultados consolidados para a plataforma P-5, para o período de 2018 a 2021. ....	86

## LISTA DE SIGLAS

AP	Água Produzida
RPSEA	Research Partnership to Secure Energy for America
TOG	Teor de Óleos e Graxas
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
ANP	Agência Nacional de Petróleo
PAP	Programas Anuais de Produção
PARQ	Programa de Ajuste para Redução da Queima
BSW	Basic Sediments and Water
BTEX	Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno e Xilenos
HPA	Hidrocarbonetos
FGI	Flotação a Gás Induzido
FGD	Flotação a Gás Dissolvido
POA	Processos Oxidativos Avançados
TORR	Total Oil Remediation Recovery.
DBO	Demanda Bioquímica de Oxigênio
DQO	Demanda Química de Oxigênio
ED	Eletrodíálise
EDR	Eletrodíálise Reversa
MPEE	Macro Porous Polymer Extraction
GoM	Golfo do México
HEM	Hexane Extractable Material
SM	Standard Methods
USEPA	United States Environmental Protection Agency
BAT	Best Available Technologies Economically Achievable
CFR	Código de Regulação Federal do Governo Norte Americano
DMR	Discharge Monitoring Report
MN	Mar do Norte
GC-FID	Gas Chromatography - Flame Ionization Detector
BEP	Best Environmental Practices
EIF	Environmental Impact Factor

PEC	Predicted environmental concentration
PNEC	Predicted no effect concentration
EEMS	Environmental Emission Monitoring System

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	<b>14</b>
1.1 QUESTÕES NORTEADORAS .....	18
1.2 JUSTIFICATIVA .....	18
1.3 OBJETIVOS .....	20
<b>1.3.1 Objetivo geral</b> .....	<b>20</b>
<b>1.3.2 Objetivos específicos</b> .....	<b>20</b>
1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO .....	20
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>22</b>
2.1 COMPOSIÇÃO TÍPICA DA AP .....	23
2.2 TECNOLOGIAS DE TRATAMENTO DE AP .....	26
<b>2.2.1 Tecnologias convencionais de tratamento da AP offshore</b> .....	<b>27</b>
<b>2.2.2 Tecnologias avançadas no tratamento da AP offshore</b> .....	<b>29</b>
2.3 PANORAMA REGULATÓRIO SOBRE O GERENCIAMENTO DE AP .....	36
<b>2.3.1 A regulação no Brasil</b> .....	<b>37</b>
<b>2.3.2 A regulação no Golfo do México (GoM)</b> .....	<b>41</b>
<b>2.3.3 A regulação no Mar do Norte (MN)</b> .....	<b>43</b>
<b>2.3.4 Análise comparativa entre o cenário regulatório brasileiro e internacional</b> .....	<b>46</b>
2.4 O CONCEITO DE CARGA POLUIDORA.....	51
<b>2.4.1 Aplicação da abordagem de carga poluidora para a queima de gás em plataformas</b> .....	<b>52</b>
<b>3 METODOLOGIA</b> .....	<b>55</b>
3.1 PESQUISA BIBLIOGRÁFICA E CONSULTA A REQUISITOS LEGAIS .....	55
3.2 PROPOSTA DE ANALOGIA AOS REGULAMENTOS DA ANP PARA O GERENCIAMENTO DE AP .....	56
3.3 DEFINIÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO, DO GRUPAMENTO DE PLATAFORMAS E DO PERÍODO DE APLICAÇÃO DO ESTUDO DE CASO.....	57
3.4 LEVANTAMENTO DE DADOS DE VOLUME DE DESCARTE E TOG EM AP, PARA AS PLATAFORMAS SELECIONADAS .....	58
3.5 APLICAÇÃO DO ESTUDO DE CASO .....	59
<b>3.5.1 Organização dos dados de volume de descarte e TOG, por ano, por plataforma</b> .....	<b>60</b>

3.5.2 Cálculo da “carga poluidora limite autorizada” (teórica), por ano, por plataforma.....	60
3.5.3 Cálculo da “carga poluidora realizada”, por ano, por plataforma .....	61
3.5.4 Cálculo da “carga limite autorizada” e da “carga realizada”, por ano, para o grupamento de plataformas .....	61
3.5.5 Aplicação da margem de variação anual de 10% sobre a “carga limite autorizada”, por ano, para o grupamento de plataformas.....	62
3.5.6 Cálculo do balanço anual de cargas, para o grupamento de plataformas	63
3.5.7 Identificação dos períodos de déficit ou excedente de carga .....	63
3.5.8 Para os anos de déficit de carga: análise detalhada dos resultados mensais de carga poluidora das plataformas identificadas como “melhor caso” e “pior caso”.....	64
3.5.9 Avaliação dos resultados .....	64
<b>4 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>65</b>
4.1 PROPOSTA DE ANALOGIA AO REGULAMENTO DA ANP PARA O GERENCIAMENTO DE AP .....	65
4.2 DEFINIÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO, GRUPAMENTO DE PLATAFORMAS E PERÍODO DE APLICAÇÃO PARA O ESTUDO DE CASO.....	70
4.2.1 Área de estudo .....	70
4.2.2 Tipos de plataformas em operação na Bacia de Campos .....	72
4.2.3 Plataformas da Bacia de Campos selecionadas para o estudo de caso...76	
4.2.4 Período de aplicação do estudo de caso .....	77
4.3 APLICAÇÃO DO ESTUDO DE CASO .....	77
<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>90</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>94</b>
<b>ANEXO 1 – RESOLUÇÃO ANP PORTARIA N. 249 / 2000 .....</b>	<b>99</b>
<b>ANEXO 2 - RESOLUÇÃO ANP Nº 806/2020 .....</b>	<b>106</b>
<b>APÊNDICE 1 - DETALHAMENTO DOS DADOS DO “PIOR CASO” (P-1) E “MELHOR CASO” (P-5) DO ANO DE 2019.....</b>	<b>111</b>

## 1 INTRODUÇÃO

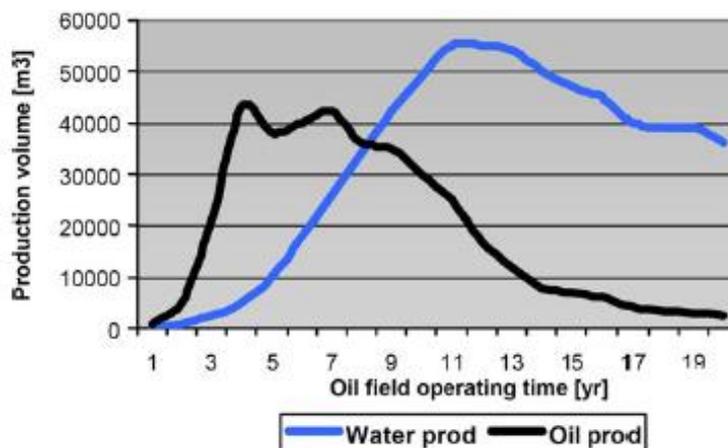
A Indústria de Óleo e Gás é responsável pelo consumo de elevados volumes de água e pela geração de diferentes tipos de efluentes, tais como efluentes sanitários e industriais, entre os quais o mais expressivo em termos de volume e complexidade é a água produzida (ZHENG et al., 2016).

A água produzida (AP) é constituída de água de formação, isto é, naturalmente presente na formação geológica do reservatório de petróleo e, a água de injeção, é adicionada com o objetivo de manter a pressão nos reservatórios e aumentar a recuperação ou extração do óleo (ARTHUR et al., 2011; FAKHRU'L-RAZI et al., 2009; NEFF, 2002; JIMÉNEZ et al., 2018).

A composição da AP é considerada complexa e contém, além dos hidrocarbonetos do petróleo, constituintes dos produtos químicos adicionados durante os processos de produção e tratamento de óleo (JIMÉNEZ et al., 2018). Além disso, segundo GABARDO (2007), por ter permanecido milhões de anos em contato com o reservatório em que se encontra, a composição química da AP possui grande influência do seu campo produtor.

A quantidade de AP gerada depende de uma série de fatores, tais como características específicas dos reservatórios e tecnologias de extração do óleo, e tende a aumentar de acordo com o amadurecimento dos campos de produção. Conforme pode ser observado na Figura 1 em um padrão de produção típico de um campo de petróleo, a porcentagem de geração de AP aumenta ao longo do tempo, enquanto a porcentagem de produção de hidrocarbonetos diminui (OZGUN et al., 2012).

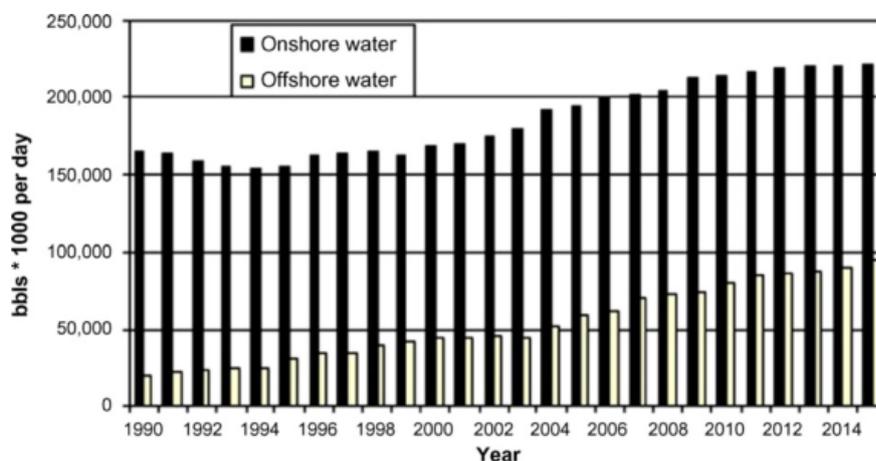
Figura 1 - Padrão de produção típico de um campo de petróleo.



Fonte: Adaptado de Igunnu e Chen (2012).

De acordo com Ahmadun et al. (2009), estima-se que a geração global de AP esteja em torno de 250 milhões de barris por dia, comparados com uma produção de 80 milhões de barris por dia de óleo. Como resultado, a razão água:óleo é de, aproximadamente, 3:1. De maneira geral, a geração de AP é impulsionada pelo amadurecimento dos campos de produção, mas também reduzida pela melhoria nos métodos de gerenciamento e introdução de novos campos petrolíferos. A Figura 2 apresenta uma estimativa dos volumes de AP descartados *onshore* e *offshore*, no período de 1990 a 2015.

Figura 2 - Estimativa dos volumes de AP descartados onshore e offshore, no período de 1990 a 2015.



Fonte: Adaptado de Ahmadun et al. (2009).

De acordo com estudo realizado no ano de 2012, no âmbito da Parceria de Pesquisa para garantir energia para a América (*Research Partnership to Secure Energy for America* - RPSEA), estima-se que, de maneira geral, para cada barril de petróleo produzido no mundo, são produzidos em média 4 barris equivalentes de AP.

O descarte de AP *offshore* é regulado em diversos países do mundo e o principal parâmetro utilizado para seu lançamento é o teor de óleo em água, também definido por algumas agências ambientais como Teor de Óleos e Graxas (TOG).

Segundo Lee e Neff (2011), os limites de descarte de TOG em AP adotados ao redor do mundo são bastante diferentes entre si e os resultados das análises desse parâmetro variam de acordo com o método de medição adotado.

No Brasil, a legislação atualmente vigente que dispõe sobre o descarte contínuo de AP em plataformas marítimas é a Resolução nº 393 do Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA (BRASIL, 2007)., que fixa os limites diário e mensal de TOG de 42 mg/L e 29 mg/L, respectivamente, pelo método gravimétrico. O não atendimento a essas concentrações de descarte resulta em sanções para as operadoras de petróleo, representando um típico instrumento de gestão de “comando e controle”.

Mesmo após 10 anos da publicação da Resolução CONAMA nº 393/07, seu pleno atendimento ainda representa um desafio para as operadoras de petróleo, principalmente devido grande esforço logístico e analítico para o monitoramento diário da qualidade da AP pelo método gravimétrico.

Tendo em vista que as condições operacionais das plantas de processo apresentam instabilidades inerentes às atividades industriais e que a capacidade de um sistema produtivo modificar seus parâmetros de produção, se adaptando às mudanças inerentes ao processo, é uma competência desejável à indústria moderna, o atendimento a um padrão de descarte baseado unicamente nas concentrações de TOG pode vir a reduzir a flexibilidade operacional das plataformas, elevando o risco de descumprimento da norma. Além disso, a adoção desse tipo de modelo regulatório pode resultar em um dispêndio exagerado de recursos, sem, necessariamente, trazer benefícios ao meio ambiente, pois não leva em consideração os volumes de AP descartados ou a carga poluidora de Óleos e Graxas associada às plataformas, ou seja, a quantidade desse poluente efetivamente lançada no mar, em termos de massa por tempo.

O conceito de carga poluidora já é adotado no Brasil para a gestão de queima de gás em plataformas offshore, sendo regida pela Portaria ANP nº 249/2000 (Anexo 1), que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em *flares* e as perdas de gás natural, com os limites máximos de queimas e perdas autorizadas e não sujeitas ao pagamento de royalties e estabelece parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural.

De acordo com essa Portaria, a ANP deve aprovar, anualmente, os Programas Anuais de Produção (PAP) das operadoras de petróleo, onde são descritas, em termos de volumes mensais, as previsões de produção e movimentação de petróleo, gás natural, água e outros fluidos e resíduos oriundos do processo de produção, para cada concessão em operação ao longo do ano. O documento define, ainda, as perdas e queimas que estão sujeitas à prévia autorização da ANP e aquelas que estariam dispensadas de prévia autorização, além da possibilidade de aprovação por parte da ANP para excepcionalidades aos volumes previstos no PAP, mediante justificativa técnica fundamentada.

Desde a publicação da Portaria ANP nº 249/2000, os PAP das operadoras vem sendo aprovados pela ANP, porém não havia um compromisso formal das operadoras em reduzir as queimas e perdas de gás natural nas plataformas. No ano de 2010, foi firmado entre a ANP e as operadoras de óleo e gás um Termo de Compromisso conhecido como PARQ – Programa de Ajuste para Redução da Queima, com o objetivo de reduzir a queima de gás, composto de metas plurianuais de redução de queima e elevação do aproveitamento de gás nas plataformas de petróleo.

Em janeiro de 2020, Portaria ANP nº 249/2000 foi revogada e substituída pela Resolução ANP nº 806, alterando alguns controles e margens de variação anteriormente previstos.

A presente dissertação apresenta uma analogia entre a gestão de queima de gás estabelecida pela ANP para o gerenciamento do descarte de AP *offshore*, propondo a adoção de uma abordagem de carga poluidora, mais lógica do ponto de vista ambiental do que o atual instrumento de comando e controle utilizado na legislação brasileira, uma vez que considera, além dos resultados de monitoramento do efluente, o volume de efluente descartado ao longo do tempo.

## 1.1 QUESTÕES NORTEADORAS

Para o desenvolvimento da presente dissertação foi estabelecida a seguinte questão geral:

“É possível construir um critério inovador para o gerenciamento do descarte de AP no Brasil, mais lógico do ponto de vista ambiental do que o instrumento de “comando e controle” comumente adotado na legislação ambiental nacional?”

Para auxiliá-la, foram formuladas as seguintes questões norteadoras específicas:

(i) De que maneira é realizado o gerenciamento de AP em outras regiões do mundo?

(ii) Tendo em vista os dados de monitoramento de AP atualmente disponíveis e reportados aos órgãos reguladores, é possível propor uma analogia entre o que é praticado pela ANP para a queima de gás, para o gerenciamento do descarte de AP *offshore*?

(iii) De que forma a proposição dessa analogia pode contribuir para a evolução do cenário regulatório brasileiro?

## 1.2 JUSTIFICATIVA

A escolha do tema do presente trabalho foi motivada pela experiência profissional adquirida pela autora enquanto Engenheira de Meio Ambiente na empresa Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), entre os anos de 2008 e 2021.

Diante da elevação cada vez maior dos volumes de AP gerados nas atividades de produção de óleo e gás, especialmente em função do amadurecimento dos campos, e dos potenciais impactos que o descarte desse efluente pode causar no meio ambiente, tem sido observada a tendência de um rigor cada vez maior na legislação que dispõe sobre o gerenciamento deste efluente no mundo.

A legislação ambiental brasileira que dispõe sobre o descarte de AP em plataformas marítimas – Resolução CONAMA nº 393/07 – define limites diário e mensal de descarte de Óleos e Graxas, cujo atendimento deve ser comprovado por meio de análises diárias deste parâmetro, não levando em consideração os volumes de AP descartados ou a carga poluidora efetivamente descartada, ou seja, a

quantidade desse poluente efetivamente lançada no mar, em termos de massa por tempo.

O conceito de carga poluidora é adotado no Brasil para a gestão de queima de gás em plataformas offshore, regida pela Portaria ANP nº 249/2000, que foi revogada no ano de 2020 pela Resolução ANP nº 806. De acordo com esses regulamentos, a ANP aprova, anualmente, os Programas Anuais de Produção (PAP) das operadoras de petróleo, onde são descritas todas as operações que poderão resultar em queimas e perdas de gás natural, bem como possíveis descomissionamentos ou entrada em operação de novas unidades, regulamentando também margens de variação para a queima de gás nas plataformas.

Ao longo da experiência profissional da autora, foi possível observar que a legislação ambiental brasileira que dispõe sobre o descarte de AP é pautada no conceito de “comando e controle”, uma vez que fixa limites de descarte de TOG por um método cuja análise não é passível de ser realizada a bordo das plataformas, elevando o risco de descumprimento da norma. Além disso, o não atendimento a esses limites resulta em sanções para as operadoras de petróleo, sem necessariamente resultar em benefícios para o meio ambiente.

Em uma abordagem de carga poluidora, o gerenciamento da AP não seria pautado, unicamente, nas concentrações de TOG, mas também nos volumes de descarte e na quantidade, em termos de massa por tempo, de óleos e graxas efetivamente lançada no mar.

Neste sentido, além de contribuir para o seu crescimento profissional, a participação discente nesse Mestrado Profissional e o desenvolvimento do presente estudo têm o intuito de auxiliar a evolução do cenário regulatório brasileiro em relação à temática de gerenciamento de AP, contribuindo com a construção de estratégias mais lógicas do ponto de vista ambiental e pautadas na proteção dos recursos naturais, mas também na viabilidade técnico-econômica da indústria.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo geral

O objetivo geral da dissertação é apresentar uma proposta inovadora e mais lógica do ponto de vista ambiental para o controle do descarte de AP em plataformas *offshore*, baseada na abordagem de carga poluidora, tendo como referência o modelo adotado pela ANP para a queima de gás.

### 1.3.2 Objetivos específicos

- Elaborar um panorama sobre o gerenciamento de AP *offshore*, incluindo as tecnologias de tratamento disponíveis.
- Analisar o panorama regulatório das regiões do Mar do Norte e Golfo do México (consideradas duas regiões com regulação criteriosa), comparando com os requisitos descritos na legislação ambiental brasileira– Resolução CONAMA nº 393/07.
- Propor uma analogia ao disposto na Portaria ANP nº 249/2000 para o gerenciamento do descarte de AP *offshore*, considerando a carga poluidora limite autorizada (teórica) junto ao órgão ambiental e a carga poluidora descartada pelas plataformas.
- Realizar um estudo de caso utilizando dados reais de um grupo de 5 plataformas de petróleo, utilizando os dados do período de 2018 a 2021 e adotando uma analogia à Portaria ANP nº 249/2000 para o gerenciamento do descarte de AP *offshore*.

## 1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho é desenvolvido em cinco capítulos, onde o primeiro apresenta os aspectos introdutórios gerais sobre o assunto, citando as questões norteadoras, a justificativa, os objetivos e a organização do trabalho.

No Capítulo 2, Revisão Bibliográfica, é apresentada a definição de AP, bem como sua composição típica e as principais tecnologias de tratamento em plataformas

marítimas. Em seguida, é apresentado o panorama regulatório do gerenciamento de AP no Brasil, Golfo do México e Mar do Norte e, a partir das informações levantadas, é realizada uma análise comparativa entre as disposições previstas nas diferentes regiões. Após o panorama regulatório, é apresentado o conceito de carga poluidora, bem como os requisitos descritos nos regulamentos da ANP que versam sobre a gestão de queima de gás em plataformas.

No Capítulo 3 é detalhada a metodologia do estudo, utilizada para o desenvolvimento de proposta de analogia ao regulamento da ANP para o gerenciamento de AP, utilizando a abordagem de carga poluidora e para a aplicação de estudo de caso.

No Capítulo 4 é mostrada a proposta de analogia aos regulamentos da ANP para o gerenciamento de AP; definida a área de estudo, as plataformas e o período de aplicação do estudo de caso e discutidos os resultados obtidos com o referido estudo, realizado a partir da utilização de dados reais de 5 plataformas em operação na Bacia de Campos.

O Capítulo 5 aborda as conclusões e considerações finais do trabalho, bem como sugestões para trabalhos futuros.

As Referências consultadas durante a elaboração do trabalho são listadas no item “Referências”. Adicionalmente, fazem parte desse documento um Apêndice e dois Anexos, contendo informações e dados complementares utilizados no desenvolvimento do trabalho.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Ao longo da vida produtiva de um campo de petróleo, ocorre a produção de uma corrente trifásica, composta de gás, óleo e água. A água gerada, comumente denominada “AP”, é inerente à atividade de produção de óleo e gás e, segundo Reynolds (2003) *apud* Weschenfelder et al. (2015), é considerada o maior resíduo obtido durante o processo de extração de petróleo e gás.

De acordo com Gabardo (2007), nas atividades de exploração e produção de óleo e gás são gerados resíduos e efluentes, dentre os quais se destaca a AP associada ao petróleo e gás, que consiste em água de formação (naturalmente presente na formação geológica do reservatório de petróleo) e água de injeção (aquela injetada no reservatório para aumento da produção).

Diante da elevação cada vez maior dos volumes de AP gerados nas atividades de produção de óleo e gás, especialmente em função do amadurecimento dos campos, e dos potenciais impactos que o descarte desse efluente pode causar ao meio ambiente, observa-se a tendência por um rigor cada vez maior na legislação que dispõe sobre o gerenciamento deste efluente ao redor do mundo. Tais fatores têm impulsionado o desenvolvimento de novas tecnologias de tratamento de AP.

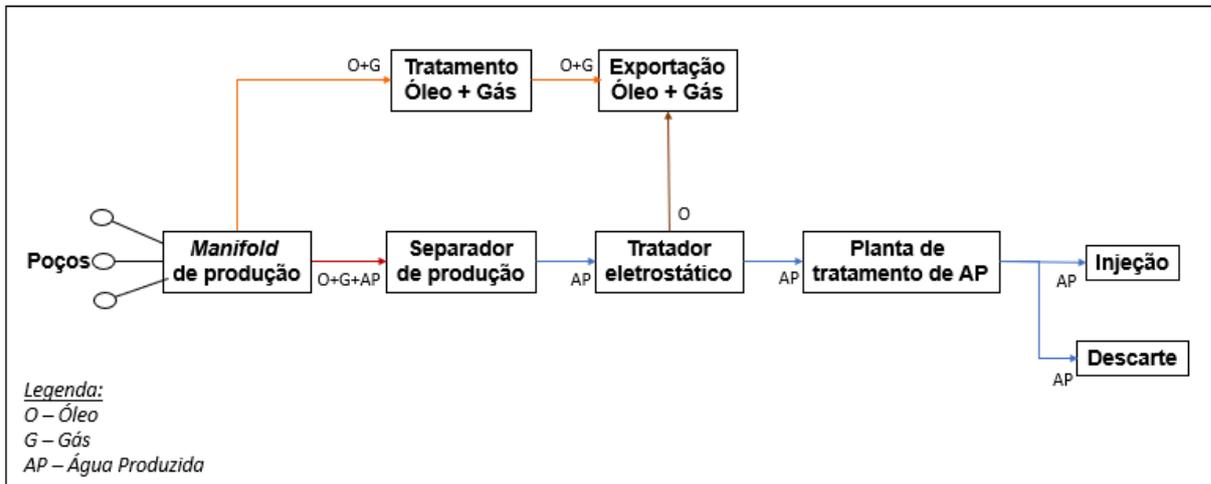
Devido a composição complexa desse efluente, este é difícil de ser biodegradado naturalmente e remediado por meio de processos convencionais, levando a regulamentações ambientais rigorosas para o descarte de AP. Desta forma, as plataformas *offshore* se concentram em tratamentos mais eficazes para reduzir o Teor de Óleos e Graxas (TOG), visto que esse efluente é principalmente despejado diretamente no oceano após o tratamento (ZHENG et al., 2016; KABYL et al., 2020 *apud* HENDGES et al., 2021).

Nas plataformas marítimas, a primeira etapa de separação ocorre em vasos separadores gravitacionais, também denominados “separadores de produção”, que fazem a separação das fases óleo/gás/água.

O óleo separado nos separadores de produção é encaminhado para tratamento eletrostático, onde através de um campo elétrico gerado no interior do equipamento, retira a água remanescente do óleo. Além disso, deve-se especificar o óleo em termos de salinidade e teor de água, comumente expresso como BSW (“*Basic Sediments and*

Water”). Nesta etapa do tratamento ocorre a maior parte da separação da AP (Figura 3).

Figura 3 - Configuração típica dos processos de tratamento de petróleo e AP em plataformas marítimas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com a Figura 3, após os tratadores eletrostáticos, a AP é direcionada para uma planta de tratamento específica. De maneira geral, a seleção dos tipos de tecnologias a serem empregadas no tratamento de determinado tipo de efluente, depende diretamente dos requisitos de qualidade a serem atingidos, que, por sua vez, são determinados pela legislação vigente na localidade onde o efluente será descartado.

Segundo Von Sperling (2005), os requisitos a serem atingidos para o efluente são função da legislação específica, que prevê padrões de qualidade para o efluente e para o corpo receptor. A remoção dos poluentes no tratamento, de forma a adequar o lançamento a uma qualidade desejada ou ao padrão de qualidade vigente, está associada aos conceitos de nível de tratamento e eficiência do tratamento.

## 2.1 COMPOSIÇÃO TÍPICA DA AP

As características físico-químicas da AP estão associadas a fatores geológicos e operacionais da produção de petróleo. Segundo Ozgun et al. (2012), a composição da AP está relacionada às características do campo de produção, ao tipo de estrutura geológica da formação de petróleo, ao tempo de vida do reservatório, ao tipo de

hidrocarboneto que está sendo produzido e às condições operacionais e produtos químicos utilizados nas instalações de produção.

Os principais componentes da AP são:

- Sais (expressos em termos de salinidade, sólidos dissolvidos totais e condutividade elétrica);
- Óleos e Graxas (TOG);
- Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno e Xilenos (BTEX);
- Hidrocarbonetos (HPA);
- Ácidos orgânicos;
- Fenóis;
- Compostos naturais orgânicos e inorgânicos (tais como Ca, Mg, Ba e Sulfatos);
- Aditivos químicos utilizados nos processos de produção e tratamento, que podem apresentar propriedades tóxicas (tais como biocidas e inibidores de corrosão) (JIMÉNEZ et al., 2018).

O Quadro 1 sintetiza as faixas de concentração dos principais componentes da AP, citadas por diferentes referências de literatura.

Quadro 1 - Faixas de concentração dos principais componentes da AP, citadas por diferentes referências de literatura.

<b>Componente</b>	<b>Concentração (mg/L)</b>
Na	0 – 150000
Cl	0 – 250000
Ba	0 – 850
Sr	0 – 6250
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0 – 15000
HCO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	0 – 15000
Ca	0 – 74000
K	24 – 4300
Mg	8 – 6000
Fe	0,1 – 100
Al	310 – 410
B	5 – 95
Cr	0,02 – 1,1
U	3 – 50
Mn	0,004 – 175

Continuação do Quadro 1 - Faixas de concentração dos principais componentes da AP, citadas por diferentes referências de literatura.

<b>Componente</b>	<b>Concentração (mg/L)</b>
Ti	0,01 – 0,7
Zn	0,01 – 35
As	0,005 – 0,3
Pb	0,008 – 0,88
Sólidos dissolvidos totais (SDT)	100 – 400000
Demanda Química de Oxigênio (DQO)	1220 – 2600
Sólidos suspensos totais (SST)	12 – 1000
Carbono Orgânico Total (COT)	0 – 11000
Óleos e Graxas Totais	2 – 560
Hidrocarbonetos saturados	17 – 30
Benzeno	0,032 – 14,97
Tolueno	0,058 – 5,86
Etilbenzeno	0,086 – 0,57
m-Xileno	0,258 – 1,29
p-Xileno	0,074 – 0,34
o-Xileno	0,221 – 1,06
Naftaleno	0,194 – 0,841
Fenantreno	0,009 – 0,11
Dibenzotiofeno	0,001 – 0,023
Fluoreno	0,0041 – 0,067
Acenafteno	0,0003 – 0,015
Criseno	0,0006 – 0,015
Nitrogênio Amoniacal	10 - 300
Fenóis	0,009 – 23
Ácidos orgânicos totais	0,001 – 10000
Ácido fórmico	26 - 584
Ácido acético	8 - 5735
Ácido propanóico	36 – 98
Ácido butanóico	ND – 46
Ácido pentanóico	ND – 33
Ácido oxálico	ND – 495
Ácido malônico	ND – 1540
Ácidos alifáticos	1,8 - 120
Ácido benzóico	0,13 - 16

Fonte: Adaptado de Jiménez et al. (2018).

Como se pode observar no Quadro 1, as concentrações desses compostos na AP podem variar consideravelmente, inclusive em termos de ordem de magnitude (AHMADUN et al., 2009).

## 2.2 TECNOLOGIAS DE TRATAMENTO DE AP

Segundo diversos autores (JIMÉNEZ et al., 2018; IGUNNU; CHEN, 2012; AHMADUN et al., 2009), as estratégias de gerenciamento de AP e de prevenção da poluição podem ser elencadas de acordo com a seguinte ordem hierárquica, considerando seus respectivos benefícios em termos ambientais:

- Minimização da geração;
- Reúso/Reciclo;
- Descarte final (quando as alternativas anteriores não se mostram aplicáveis).

Nos campos *onshore*, o reúso de AP para fins de recuperação secundária de petróleo, é uma prática amplamente adotada em todo o mundo. Em relação ao descarte em corpo hídrico, por não possuírem restrições em termos de espaço físico e tempos de retenção hidráulica, vários tipos de tratamento podem ser adotados, como, por exemplo, sedimentação e remoção biológica.

Devido aos desafios inerentes à minimização da geração de AP e às restrições para a adoção do reúso deste efluente nos campos *offshore*, o tratamento para remoção de contaminantes e posterior descarte final tem sido a prática mais adotada.

Para a utilização *offshore*, são necessárias tecnologias mais compactas, devido às restrições de espaço e peso nas plataformas marítimas. Segundo Zheng et al. (2016), a necessidade de transporte de consumíveis e produtos químicos também afeta a eficiência do tratamento e limita a utilização de algumas tecnologias *offshore*.

De acordo com Ahmadun et al. (2009), diferentes tipos de tecnologias podem ser utilizados para o tratamento de AP, tais como métodos físico-químicos ou biológicos, que podem ser adotados separadamente ou de maneira combinada.

Conforme já abordado anteriormente, a seleção da tecnologia mais indicada para o tratamento depende, de questões regulatórias locais, das características físico-químicas e do volume a ser tratado, bem como de aspectos técnicos e econômicos.

### **2.2.1 Tecnologias convencionais de tratamento da AP offshore**

A legislação mundial acerca do descarte de AP se concentra na regulamentação das concentrações de Óleos e Graxas, em detrimento aos demais componentes da AP. Por este motivo, esses compostos constituem o principal foco das tecnologias convencionais de tratamento de AP, que se baseiam em técnicas de separação gravitacional (ARTHUR et al., 2011).

De maneira geral, o óleo presente na AP a ser tratada pode ser dividido em três formas:

- Óleo livre: Consiste em gotas grandes de óleo (DAIGLE et al., 2012).
- Óleo disperso: Consiste em pequenas gotas de óleo suspensas na AP e inclui em sua composição, por exemplo, os Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA) e alquil-fenóis de maior massa molar (FAKSNESS et al., 2004).
- Óleo dissolvido: Inclui espécies orgânicas solúveis em água, tais como BTEX, hidrocarbonetos alifáticos ácidos carboxílicos e outros compostos aromáticos de baixa massa molar (RØE, 1999). A remoção desses compostos é uma tarefa desafiadora para a indústria de óleo e gás (DAIGLE et al., 2012).

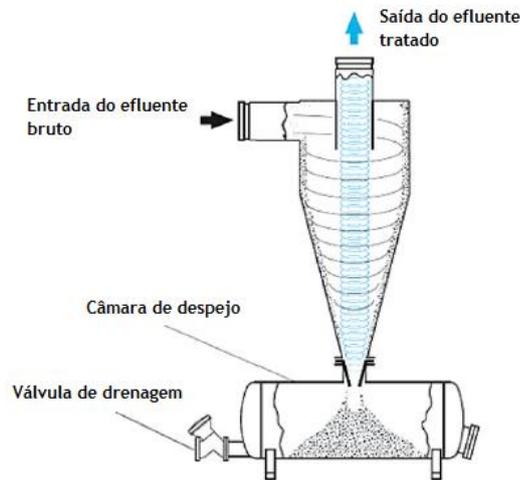
As tecnologias convencionais de tratamento da AP são especialmente eficientes na remoção das frações de óleo livre e disperso presente na corrente de AP. De acordo com Igunnu e Chen (2012), o uso de flutuadores a gás pode remover, além de óleos e graxas, matéria orgânica, compostos orgânicos voláteis e partículas de menor tamanho de gota, especialmente quando se utilizam produtos químicos coagulantes para aprimorar o desempenho do equipamento.

No entanto, para o tratamento adicional da fração de óleo emulsionado, óleo dissolvido e outros compostos presentes na AP, são requeridas técnicas mais avançadas de remoção. Essas tecnologias são consideradas emergentes e utilizadas de maneira combinada com as tecnologias tradicionais, por isso são classificadas como um tratamento secundário da AP ou como etapa de polimento do efluente (ZHENG et al., 2016).

Os hidrociclones utilizam o princípio físico da diferença de densidade para separar as partículas mais pesadas do fluxo aquoso, com uma faixa de remoção de partículas de 5 a 15 µm. Tais equipamentos são geralmente constituídos de estruturas

metálicas, plásticas ou cerâmicas e possuem um topo cilíndrico e uma base cônica, conforme pode ser observado na Figura 4 (IGUNNU; CHEN, 2012).

Figura 4 - Representação esquemática de um hidrociclone.



Fonte: Adaptado de Igunnu e Chen (2012).

A AP é introduzida nos hidrociclones em entradas tangenciais, onde a energia potencial da água é transformada em energia centrífuga. A força centrífuga direciona o fluxo mais denso (água) para as paredes do equipamento, enquanto o fluido menos denso (óleo) se mantém no centro do hidrociclone, por onde ocorre a retirada do rejeito oleoso e, posteriormente, é encaminhado para os processos de tratamento do óleo, seguindo as etapas do processo de produção.

O tratamento por meio de hidrociclones não demanda o uso de produtos químicos, nem mesmo o pré-tratamento do efluente, fatores que representam suas principais vantagens (especialmente para uso *offshore*). Como desvantagem, pode ser citado o acúmulo de rejeitos na câmara de despejo, o que pode demandar a retirada de lodo do equipamento.

Após passar pelos hidrociclones, a AP é direcionada para os flotadores. O processo de flotação se baseia na ocorrência de contato entre as gotas de óleo e bolhas de gás adicionadas ao fluxo. Como as fases gás e óleo são menos densas do que a água, tenderão a se ascender naturalmente.

Os principais processos de flotação empregados no tratamento de águas oleosas são flotação a gás induzido (FGI) e flotação a gás dissolvido (FGD), que diferem entre si na forma como o gás é introduzido no sistema.

Na flotação a gás induzido, o gás é introduzido no efluente a ser tratado por meio de um tubo contendo na sua extremidade um acessório para a dispersão do gás em bolhas pequenas, normalmente, em torno de 104  $\mu\text{m}$ .

Na flotação por gás dissolvido, todo ou pelo menos uma parte do efluente a ser tratado, é previamente saturado com gás sob pressão. Nesse processo são geradas bolhas de tamanho extremamente reduzido ( $\sim 102\mu\text{m}$ ) quando da despressurização deste efluente na câmara de flotação.

O tratamento com uso de flotores não demanda o uso de produtos químicos. Entretanto, os coagulantes podem ser utilizados para aprimorar a remoção de contaminantes (IGUNNU; CHEN, 2012).

### **2.2.2 Tecnologias avançadas no tratamento da AP *offshore***

Ao longo dos anos, novas tecnologias de tratamento de AP aplicáveis ao ambiente *offshore* vêm sendo desenvolvidas, com o objetivo de remover não somente as frações livre e dispersa do óleo presente na AP, mas também a fração dissolvida e outros tipos de compostos.

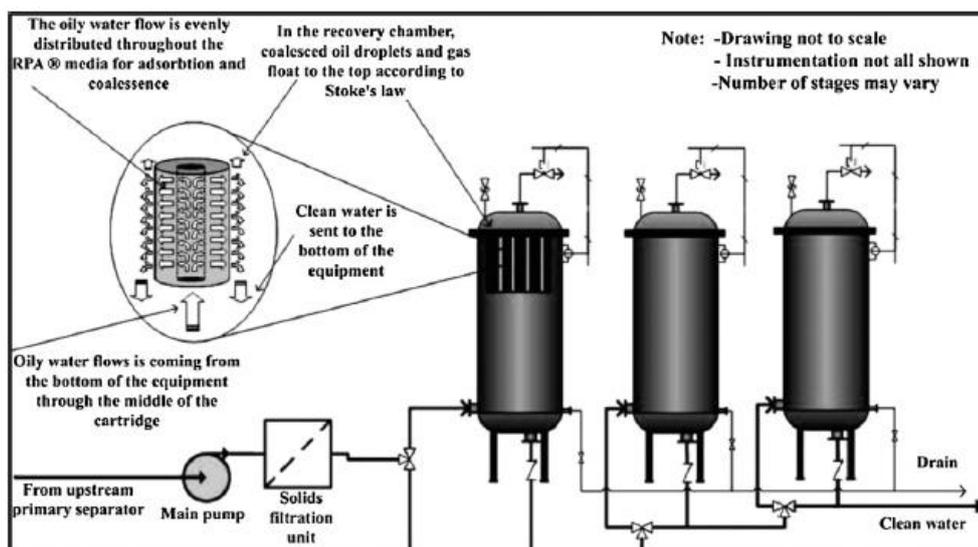
Os autores Ahmadun et al. (2009), Igunnu e Chen (2012), Zheng et al. (2016) e Jiménez et al. (2018), apresentam em seus trabalhos a descrição dessas tecnologias, que são consideradas como uma etapa de polimento no tratamento da AP. De acordo com os autores, existem, atualmente, tecnologias de polimento baseadas em diferentes tipos de tratamento, tais como: físicos, químicos, biológicos, por membranas, térmicos e processos oxidativos avançados (POA). Além disso, podem ser adotadas configurações que permitam a combinação entre esses diferentes tipos de tratamento.

O Quadro 2 apresenta um resumo das tecnologias avançadas de tratamento de AP citadas nos referidos estudos, de forma resumida, relatando poucos casos de aplicação em escala industrial.

Com base no disposto no Quadro 2, é possível observar que, de maneira geral, os tratamentos físicos baseados em filtração têm sido mais comumente empregados no tratamento de AP *onshore*. No entanto, sua aplicação em plataformas *offshore* é significativamente limitado pelo elevado tempo de retenção hidráulica das tecnologias e demanda por espaço físico (ZHENG et al., 2016). A Figura 5 apresenta um esquema

da tecnologia de tratamento físico de adsorção TORR - *Total Oil Remediation Recovery*.

Figura 5 - Representação esquemática da tecnologia de tratamento físico TORR.



Fonte: Ahmadun et al. (2009).

Quadro 2 - Principais tecnologias avançadas de tratamento de AP.

Tipos de tratamento	Tecnologia	Compostos-alvo	Vantagens	Desvantagens	Tecnologias disponíveis comercialmente
Físico	Adsorção em carvão ativado, zeólitas e resinas	Óleo disperso e dissolvido, metais, BTEX, ácidos carboxílicos, alifáticos e aromáticos e compostos fenólicos.	Elevada qualidade do efluente tratado.	Alto custo; alto tempo de retenção hidráulica; regeneração do leito de adsorção (disposição de resíduo e/ou lavagem química); operação afetada pela concentração de sólidos (demanda pré-tratamento).	Crudesorb; TORRTM - Total Oil Remediation Recovery; MPCFM - Modified Porous Ceramic Filtration Media.
	Filtros de areia	Metais.	Tratamento não é afetado pela salinidade do afluente. Uso de produtos químicos (coagulantes) pode melhorar a eficiência de remoção de contaminantes.	Necessidade de pré-tratamento do afluente; regeneração do meio filtrante e disposição final do leito saturado.	
	Evaporação		Não necessita de tratamento químico e reduz os volumes de afluente a ser tratado.	Custo energético.	
	Tecnologia C-TOUR™	Compostos dissolvidos, HPAs, fenóis.	Não demanda utilização de produtos químicos e utiliza como líquido de extração uma corrente disponível nas plataformas marítimas.	Necessidade de geração de gás condensado para utilização como líquido extrator dos contaminantes.	C-TOUR™
	Evaporação por congelamento-descongelamento	Compostos dissolvidos, compostos orgânicos voláteis e metais.	Elevada qualidade do efluente tratado.	Depende de condições climáticas; possui elevado gasto energético e requer espaço para instalação.	FTE™
	Eletrodialise (ED) e Eletrodialise Reversa (EDR)	Sais dissolvidos.	Tecnologia madura para fins de dessalinização da AP, mais utilizada em processos de tratamento <i>onshore</i> .	Custo elevado e operação afetada pela concentração de sólidos do afluente (necessidade de pré-tratamento).	HEED™
	Tecnologia de extração com polímero macroporoso (MPPE)	Óleo disperso e dissolvido e BTEX.	Não há formação de resíduos secundários; alta eficiência de remoção de hidrocarbonetos; processo totalmente automatizado.	Alto custo e necessidade de pré-tratamento para remoção de sólidos.	
Químico	Precipitação química	Partículas suspensas; hidrocarbonetos, metais e colóides.		Geração de lodo e possível aumento da concentração de outros contaminantes no efluente (ex. metais), devido à utilização de produtos químicos.	Spillsorb, FMA (polímero composto por Fe, Mg e Al).
	Oxidação química	Cor, odor, DBO, DQO, BTEX, compostos orgânicos e inorgânicos.	Tratamentos promovem a mineralização completa dos contaminantes, sem a geração de resíduos secundários e reduzido tempo de retenção hidráulica.	Custo elevado devido à utilização de produtos químicos; podem ser requeridos pré-tratamento para redução da carga orgânica e pós-tratamento para remoção dos compostos oxidados.	Processos Fenton (oxidante H <sub>2</sub> O <sub>2</sub> e Fe <sup>2+</sup> ) e Foto-Fenton.

Continuação do Quadro 2 – Principais tecnologias avançadas de tratamento de AP

<b>Químico</b>	Tratamento com Ozônio	Compostos dissolvidos.	Fácil operação e eficiente para o tratamento primário de contaminantes solúveis.	Alto custo e demanda energética; necessidade de suprimento do oxidante (O <sub>3</sub> ) e possível formação de subprodutos tóxicos.	Ozonix™.
	Tratamento com resinas de troca iônica	Íons mono e divalentes e metais.	Baixo consumo energético; baixa demanda por supervisão.	Elevado custo operacional; requer pré-tratamento para remoção de sólidos e dosagem de produtos químicos para regeneração da resina.	CDM technology, EMIT Higgings Loop, Drake System, Recolflo®.
	Tratamento com líquidos iônicos	Contaminantes orgânicos.		Baixa solubilidade dos líquidos e dificuldade de regeneração do líquido iônico.	
	Desemulsificação			Custo elevado devido à utilização de produtos químicos.	
<b>Biológico</b>	Lodos ativados, filtro percolador, reatores sequenciais em batelada (SBR), filtros biológicos aerados (BAF), lagoas, biodiscos, biorreatores anaeróbios	Hidrocarbonetos, amônia, compostos nitrogenados.	Maior facilidade operacional e baixo custo, quando comparados com outros tipos de tratamento.	Elevada demanda por espaço físico e necessidade de aclimação das bactérias, principalmente devido aos efeitos adversos da salinidade do afluente.	
<b>Membrana</b>	Osmose reversa e membranas de Micro, Ultra e Nanofiltração	Partículas, matéria orgânica, compostos dissolvidos, hidrocarbonetos.	Elevada eficiência de remoção de contaminantes, não necessita dosagem de produtos químicos, baixo custo energético e baixa demanda por espaço físico.	Necessidade de pré-tratamento do afluente, para remoção de sólidos; sensível a variações de fluxo do afluente.	OPUS™
	Membranas poliméricas	Partículas e óleo disperso e emulsionado.	Menor custo, quando comparadas com membranas inorgânicas (tais como membranas cerâmicas).	Suscetibilidade a danos térmicos; sensibilidade à aplicação de produtos químicos e necessidade de pré-tratamento do afluente, para remoção de sólidos.	
	Membranas cerâmicas	Sólidos suspensos totais e óleo disperso.	Mais estáveis a variações térmicas e químicas, quando comparadas com as membranas poliméricas.	Alto custo e demanda energética.	

Continuação Quadro 2 – Principais tecnologias avançadas de tratamento de AP

<b>Térmico</b>	Destilação multiestágio (MSF)		Tolerância à elevada salinidade e não requer pré-tratamento do efluente.	Efluente tratado pode requerer pós-tratamento, para remoção de sólidos e necessita a utilização de produtos químicos, para minimizar incrustação.	
	Destilação multifeito (MED)		Tolerância à elevada salinidade e não requer pré-tratamento do efluente.	Efluente tratado pode requerer a utilização de produtos químicos, para minimizar a formação de incrustação.	
	Destilação por vapor comprimido (VCD)		Opera a temperaturas menos elevadas e consome menos energia do que as tecnologias MSF e MED; tolerância à salinidade do efluente; menor potencial de formação de incrustação e menor consumo de energia.	Efluente tratado pode requerer a utilização de produtos químicos, para minimizar a formação de incrustação.	
	MED-VCD Híbrido		Maior eficiência energética, quando comparada com os processos utilizados separadamente; tolerância à salinidade do efluente; menor custo e menor potencial de formação de incrustação.	Operação requer mão-de-obra qualificada.	ENTROPIE/SIDEM/VeoliaWater Technologies
	Dewvaporation: Processo AltelaRain <sup>RM</sup>	Metais, compostos orgânicos e radionuclídeos.	Baixo requisito de energia e tolerância à elevada salinidade do efluente.	Custo total do equipamento desconhecido.	
	Lagoas de evaporação solar		Baixo consumo de energia; tolerância à elevada salinidade do efluente; baixo custo e não necessita dosagem de produtos químicos.	Alta demanda por espaço físico.	

Fonte: Adaptado de Ahmadun et al. (2009); Igunnu, Chen (2012); Zheng et al. (2016) e Jiménez et al. (2018).

Segundo Igunnu e Chen (2012) e Jiménez et al. (2018), embora os processos eletroquímicos tais como Eletrodiálise (ED) e Eletrodiálise Reversa (EDR) não sejam muito utilizados para o tratamento de AP, sua utilização é promissora, sendo que estes processos ou uma combinação destes com outras tecnologias, poderão ser utilizados futuramente para a gestão do descarte do efluente, visto que não geram resíduos secundários e não requerem a utilização de produtos químicos. Entre as desvantagens apresentadas pelos autores com relação a essas tecnologias, estão a limitação da sua aplicação *offshore* devido ao alto custo e operação afetada pela concentração de sólidos do afluente, necessitando pré-tratamento.

Os tratamentos químicos e biológicos também possuem características que limitam sua aplicação em plataformas marítimas, tais como necessidade de suprimento de produtos químicos (dificuldades logísticas para o fornecimento) e demanda por espaço físico (AHMADUN et al., 2009). Especificamente com relação aos tratamentos biológicos, cabe citar, ainda, a necessidade de aclimação da biota a variações de composição do efluente (especialmente com relação à salinidade do efluente), o que dificulta seu controle operacional em ambientes *offshore*.

Cabe ressaltar ainda que, apesar de os processos de oxidação química serem amplamente empregados no tratamento de água e esgoto, a dinâmica das reações de oxidação dos compostos presentes na AP ainda é pouco conhecida e pesquisas indicam que a foto-oxidação de hidrocarbonetos pode ser responsável pelo aumento da toxicidade do efluente (CASINI et al., 2006).

Segundo Jiménez et al. (2018), a maioria das referências de aplicação de processos de oxidação química, especialmente POA, está relacionada à escala laboratorial. Portanto, estudos de aplicação em maior escala são necessários para minimizar os custos e otimizar as condições operacionais desses tipos de tecnologia.

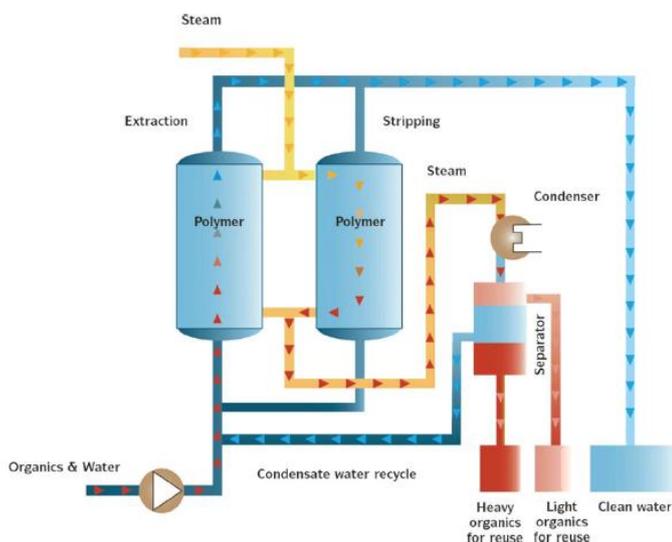
Devido a esses fatores, os tratamentos por meio de membranas têm se mostrado promissores para uso *offshore*, porém ainda não têm sido aplicados em grande escala (AHMADUN et al., 2009).

De acordo com Igunnu e Chen (2012), a ultrafiltração pode ser considerada um método efetivo para remoção de Óleos e Graxas em AP, em comparação com as tecnologias tradicionais de separação, sendo mais eficiente do que a Microfiltração. Jiménez et al. (2018), descreveu exemplos de aplicação dos processos de osmose inversa e nanofiltração no tratamento de AP, relatando que os primeiros testes

realizados em meados dos anos 2000 não obtiveram sucesso, principalmente devido à necessidade de pré-tratamento para remoção de sólidos e rápido entupimento das membranas. Porém, ao longo dos anos, outros ensaios foram realizados e vêm mostrando resultados favoráveis.

Segundo Igunnu e Chen (2012), a tecnologia de Extração em Polímero Macro Poroso (*Macro Porous Polymer Extraction – MPPE*) é uma das tecnologias mais promissoras para tratamento de AP *offshore*, com alguns exemplos de aplicação na região do Mar do Norte (Figura 6). No entanto, também requer pré-tratamento para a remoção de sólidos suspensos. Jiménez et al. (2018) ressaltam que pesquisas adicionais são necessárias para reduzir seu custo relativamente alto.

Figura 6 - Fluxograma simplificado da tecnologia MPPE.



Fonte: Igunnu e Chen (2012).

Como principal ponto de atenção em relação às tecnologias por membranas, pode-se citar a necessidade de pré-tratamento para remoção de sólidos, necessidade de retrolavagem regular e sensibilidade a variações de fluxo do afluente. Neste sentido, avanços ainda são necessários com relação a essas tecnologias, de modo a torná-las mais viáveis e amplamente utilizáveis na Indústria *Offshore* (ZHENG et al., 2016).

Com relação aos tratamentos térmicos, sua aplicação tem sido mais empregada para a dessalinização de água e remoção de salinidade nos efluentes e depende, basicamente, do custo local de geração de energia. Tecnologias avançadas têm sido desenvolvidas, de modo a aumentar a viabilidade de sua adoção no tratamento de diferentes tipos de efluentes. Atualmente, os processos de tratamento por membranas

têm sido os mais utilizados, em detrimento aos tratamentos térmicos, pois tem apresentado melhor custo-benefício e maior facilidade operacional (IGUNNU; CHEN, 2012; DARWISH et.al., 2013).

De acordo com Jiménez et al. (2018), as tecnologias térmicas atuais estão maduras, mas podem não ser relevantes no futuro, do ponto de vista da eficiência energética, a menos que sejam feitas reduções nos custos de energia.

As limitações dos diferentes tipos de tratamento podem ser contornadas com a aplicação de sistemas combinados, tais como combinações de processos físicos, seguidos de processos químicos e tratamentos por membranas. Para o ambiente *offshore*, essa configuração poderia ser composta sequencialmente, por exemplo, por hidrociclones, flotores, uso de desemulsificantes e tratamentos por membranas (AHMADUN et al., 2009).

De maneira geral, a aplicação *offshore* da maioria das tecnologias citadas ainda é consideravelmente limitada, principalmente devido às restrições de espaço e peso a bordo das instalações marítimas.

Neste contexto, o desenvolvimento de tecnologias de tratamento mais compactas, eficientes e técnico-economicamente viáveis, bem como a ampliação da gama de contaminantes que podem ser removidos com o uso desses processos estão entre os principais desafios relacionados ao gerenciamento de AP nas instalações marítimas de produção de óleo e gás.

### 2.3 PANORAMA REGULATÓRIO SOBRE O GERENCIAMENTO DE AP

O descarte de AP *offshore* é regulado em diversos países do mundo e o principal parâmetro utilizado para seu lançamento é o teor de óleo em água, também definido por algumas agências ambientais como Teor de Óleos e Graxas (TOG).

Segundo Lee e Neff (2011), os limites de descarte de TOG em AP adotados ao redor do mundo são bastante diferentes entre si e os resultados das análises desse parâmetro variam de acordo com o método de medição adotado. O Quadro 3 apresenta os limites de TOG em AP descartada *offshore* em diferentes países do mundo, bem como os respectivos métodos de análise a serem empregados.

Quadro 3 - Limites de TOG em AP descartada offshore em diferentes países do mundo.

País	Média mensal de TOG (mg/L)	Valor máximo diário de TOG (mg/L)	Método de análise
Brasil	29	42	Gravimetria (SM 5520 B)
Golfo do México (EUA)	29	42	Gravimetria (USEPA 1664)
Mar do Norte (OSPAR)	30	100	Cromatografia (OSPAR GC-FID)
Canadá	30	60	Gravimetria (SM 5520 F)
Austrália	30	50	Infravermelho (SM 5520 C)
Nigéria	40	72	Espectrometria UV/Visível (ASTM D3921-85)

Fonte: Adaptado de Lee e Neff (2011).

A seguir, será descrito com maior nível de detalhamento o contexto regulatório do Brasil, Golfo do México e Mar do Norte, reconhecidamente importantes regiões produtoras de óleo, que contam com instrumentos bem definidos de gerenciamento de AP.

### 2.3.1 A regulação no Brasil

No Brasil, a primeira Resolução aplicável ao descarte de AP a partir de plataformas marítimas foi a Resolução CONAMA nº 20, publicada em 20/06/1986, que estabelecia, além dos parâmetros de descarte de efluentes, a classificação das águas doces, salobras e salinas no território nacional (BRASIL, 1986). Em seu Artigo 21, a citada Resolução descrevia os limites de descarte para efluentes de modo geral, incluindo, para o parâmetro Óleos e Graxas, o limite de 20 mg/L para óleos minerais e de 50 mg/L para óleos vegetais e gorduras animais. Com efeito, em se tratando de um efluente de origem petrogênica, o monitoramento de AP buscava o atendimento ao limite de óleos minerais de até 20 mg/L. Cabe ressaltar que, como a norma não definia claramente a periodicidade das análises laboratoriais para medição de TOG, à época, estas eram realizadas mensalmente.

No ano de 2005, a Resolução CONAMA nº 20/1986 foi revogada em decorrência da publicação da Resolução CONAMA nº 357/2005, que modificou a classificação dos corpos d'água, alterando o número de classes, e estabeleceu em seu artigo 34 novos parâmetros para descarte de efluentes em corpos hídricos (BRASIL, 2005).

Em seu artigo 43, a Resolução CONAMA nº 357/2005 estabeleceu uma regra transitória para atendimento dos novos limites de descarte (a critério do órgão ambiental competente) e definiu que, devido às particularidades associadas ao descarte de AP em plataformas *offshore*, deveria ser elaborada norma específica para seu controle e monitoramento.

Assim, em 08/08/2007, foi publicada a Resolução CONAMA nº 393/2007, que dispõe sobre o descarte contínuo de AP em plataformas marítimas de petróleo e gás no Brasil e é o regramento vigente até o momento (BRASIL, 2007).

A parte inicial da Resolução descreve importantes considerações, que ratificam a necessidade de elaboração da referida norma, entre os quais destacam-se o artigo 43 da Resolução CONAMA 357/2005 e “as particularidades e limitações técnicas e tecnológicas de que se revestem a produção de petróleo e gás natural em plataformas e o tratamento de seus efluentes”.

O artigo 3º da Resolução CONAMA nº 393/07 se refere ao padrão de qualidade do corpo receptor e determina que:

“as águas salinas, na área em que se localizam as plataformas, enquanto não houver enquadramento específico, serão consideradas Águas Salinas de Classe 1, conforme definição constante da Resolução CONAMA nº 357, de 17 de março de 2005”. (CONAMA, 2007, p. 2).

Além disso, define que a zona de mistura no entorno das plataformas está limitada a um raio de 500 m do ponto de descarte (BRASIL, 2007). Observa-se, pela referência à classe de enquadramento do corpo receptor no entorno das plataformas, uma proposta de análise de risco ambiental implícita na legislação.

Nesta Resolução, o principal parâmetro de controle do descarte de AP continuou sendo o Teor de Óleos e Graxas (TOG), tendo sido estabelecidos no artigo 5º limites diário e mensal de 42 mg/L e 29 mg/L, respectivamente.

Em seu artigo 6º, a Resolução define que o TOG deve ser determinado pelo método gravimétrico, porém sem definição da metodologia específica a ser utilizada, e cita que o órgão ambiental poderá aceitar outras metodologias de análise, desde que apresentem correlação estatisticamente significativa com o referido método. O resultado diário de TOG é obtido a partir da análise de uma amostra composta (contendo quatro coletas realizadas em horários padronizados), sendo as análises ser realizadas posteriormente (em laboratórios *onshore*), respeitados os prazos de validade

das amostras. Já o resultado mensal de TOG deve ser calculado por meio da média aritmética dos resultados diários.

Não obstante o limite de descarte tenha sido aparentemente “flexibilizado” com a publicação da Resolução CONAMA nº 393/07 (uma vez que a média mensal de TOG passou de 20 para 29 mg/L), foi adicionalmente estabelecido o limite diário de descarte de 42 mg/L, inexistente nas Resoluções anteriores. A necessidade de atendimento a esse novo limite implicou grande esforço logístico e analítico por parte das operadoras de petróleo, uma vez que as amostras precisam ser continuamente desembarcadas para a realização das análises de TOG gravimétrico em laboratórios em terra, haja vista que este método requer a utilização de balanças analíticas, cuja utilização não é possível em ambientes *offshore*, devido ao balanço das embarcações. Assim, as operadoras têm conhecimento do resultado oficial de TOG pelo método gravimétrico em torno de 15 a 20 dias após o descarte do efluente no mar.

Em função dessa defasagem, para auxílio do controle operacional das plantas de tratamento de AP, as operadoras brasileiras têm adotado a bordo medições periódicas por meio do método colorimétrico, bem como sistemas de medição contínua por meio de analisadores de TOG em linha.

De acordo com Lee & Neff (2011), em um método colorimétrico, o óleo na água é determinado extraíndo uma amostra com um solvente (n-hexano, por exemplo) e, em seguida, medindo diretamente a cor no extrato da amostra usando um espectrofotômetro visível no comprimento de onda, por exemplo, de 450 nm. Os analisadores de TOG em linha são calibrados de acordo com o método utilizado a bordo e podem operar com base em diferentes princípios de medição, como por exemplo espalhamento de luz e fluorescência de ultravioleta.

Apesar de esses resultados serem úteis como indicativo de tendência das condições de operação das plataformas, a confiabilidade dos resultados e a continuidade operacional dos equipamentos ainda representam entraves à sua ampla utilização. Além disso, não se tem conhecimento sobre a obtenção de correlação estatisticamente significativa entre estes métodos e o método gravimétrico. Portanto, seus resultados não são reconhecidos pelo órgão ambiental para fins de atendimento aos limites da legislação.

Caso seja constatada a ocorrência de resultados de TOG superiores aos limites descritos na Resolução pelo método gravimétrico, as operadoras devem realizar

comunicação “imediata” ao órgão ambiental, as quais são objeto de autuação, ou seja, para cada resultado de TOG gravimétrico superior aos limites de descarte descritos na legislação (42 mg/L diário e 29 mg/L mensal) é emitido um respectivo auto de infração.

Outro item a ser destacado na Resolução CONAMA nº 393/07 é o artigo 10º, que descreve 27 parâmetros adicionais de monitoramento, analisados semestralmente na AP (Quadro 4). Porém, para estes parâmetros, não há definição de limites de descarte (Brasil, 2007).

Quadro 4 - Parâmetros de monitoramento semestral descritos no artigo 10º da Resolução CONAMA nº 393/07.

<b>Classe de compostos</b>	<b>Parâmetros a serem monitorados</b>
<b>Compostos inorgânicos</b>	Arsênio, Bário, Cádmio, Cromo, Cobre, Ferro, Mercúrio, Manganês, Níquel, Chumbo, Vanádio, Zinco
<b>Compostos orgânicos</b>	Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos - HPA, Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno e Xilenos - BTEX, Fenóis e Avaliação de Hidrocarbonetos Totais de Petróleo - HTP por meio de perfil cromatográfico
<b>Radioisótopos</b>	Rádio-226 e Rádio-228
<b>Toxicidade</b>	Ecotoxicidade crônica da AP determinada por meio do método ecotoxicológico padronizado com organismos marinhos
<b>Parâmetros complementares</b>	TOG, carbono orgânico total - COT, pH, salinidade, temperatura e nitrogênio amoniacal total

Fonte: Adaptado de Brasil (2007).

Os resultados dos monitoramentos exigidos na Resolução são anualmente entregues ao órgão ambiental competente até o dia 31 de março de cada ano, contendo todos os resultados e laudos de análise referentes ao ano civil anterior. Essas informações também são arquivadas pelas operadoras e ficam disponíveis para verificação em caso de auditorias externas e vistorias por parte do órgão ambiental. No protocolo anual, caso seja verificado o não cumprimento das determinações da Resolução CONAMA nº 393/07, esclarecimentos podem ser requisitados pelo órgão

ambiental, aplicando sanções, incluindo multas aos responsáveis pelo empreendimento (GOMES, 2014).

A Resolução menciona, ainda, em seu artigo 14º que: “os padrões de lançamento dos compostos e radioisótopos mencionados no artigo 10 serão objeto de uma resolução específica a ser encaminhada ao Plenário do CONAMA no prazo de um ano a contar da publicação da mesma”. No entanto, desde sua publicação, não houve a elaboração de outra Resolução CONAMA ou norma técnica que abordasse esta temática. Além disso, não se observa, mundialmente, o estabelecimento de limites de descarte para estes outros parâmetros, mas sim a adoção de uma abordagem integrada no gerenciamento de AP.

### **2.3.2 A regulação no Golfo do México (GoM)**

No Golfo do México (GoM), o principal parâmetro de controle do descarte de AP também é o Teor de Óleos e Graxas (TOG), cujos limites diário e mensal são idênticos aos adotados no Brasil: 42 mg/L e 29 mg/L, respectivamente (USEPA, 2017). O método de análise de TOG adotado também é o gravimétrico, porém neste caso utiliza-se o método USEPA 1664 (Material Extraível em Hexano ou *Hexane Extractable Material – HEM*), que corresponde ao *Standard Methods (SM) 5520-B*.

De acordo com Zheng et al. (2016) e Veil et al. (2004), os limites de descarte de TOG nos Estados Unidos foram estipulados pela Agência de Proteção Ambiental Norte Americana (*United States Environmental Protection Agency – USEPA*) com base em uma análise estatística dos resultados de 60 plataformas americanas, que demonstrou que 95% das plataformas atingiam a média mensal de 29 mg/L e 99% tinham picos máximos diários de 42 mg/L. Assim, tais valores foram considerados viáveis para serem adotados como limites de descarte, considerando também as melhores tecnologias de tratamento disponíveis e economicamente viáveis, também chamadas de “BAT” - *Best Available Technologies Economically Achievable*.

Apesar de existir um limite diário de TOG para o descarte de AP offshore, a frequência de análise para este parâmetro no GoM não é necessariamente diária. Segundo a Licença Geral (“*General Permit*”), que define os requisitos para o descarte de AP no GoM (“*Gulf of Mexico – Outer Continental Shelf General Permit – NPDES No. GMG290000*”), é exigida pelo menos uma análise de TOG ao mês, sendo que, para os

casos em que for coletada apenas uma amostra, esta deve atender o limite de TOG mais restritivo da legislação, de 29 mg/L (USEPA, 2017).

Especificamente com relação ao método de análise de TOG, o NPDES remete às informações apresentadas no Código de Regulação Federal do Governo Norte Americano (CFR), definindo que o método analítico a ser utilizado é o especificado em seu Título 40, que trata da Proteção ao Meio Ambiente e cuja Entidade Regulatória é a própria USEPA, Parte 136 (“40 CFR, Part 136”), a saber: métodos gravimétricos USEPA 1664 (Material Extraível em Hexano ou *Hexane Extractable Material* – HEM) e *Standard Methods* (SM) 5520 - *Standard Methods for Examination of Water and Waste Water, Oil and Grease* (USEPA, 2017).

Adicionalmente ao limite de descarte de TOG, a Licença Geral exige que sejam realizados ensaios trimestrais de ecotoxicidade aguda da AP (frequência essa que pode ser alterada caso os resultados sejam comprovadamente satisfatórios), que são comparados com a capacidade de diluição do efluente na região onde ocorre o descarte, pré-determinada por modelos de dispersão do efluente (USEPA, 2017). Neste sentido, se observa no arcabouço regulatório do Golfo do México a adoção de uma abordagem adicional baseada em risco (mesmo que simplificada) para o gerenciamento do descarte de AP.

É importante ressaltar, ainda, que a Licença Geral do Golfo do México explicita a possibilidade de instalação de dispersores nas tubulações de descarte de AP, bem como a mistura do efluente com a corrente de água de resfriamento previamente ao descarte (USEPA, 2017), corroborando o entendimento a respeito da adoção de uma abordagem integrada entre os critérios operacionais e dados ambientais, pautada em favorecer as condições de dispersão do efluente após o descarte, minimizando os possíveis impactos ambientais.

Os resultados dos monitoramentos de TOG e ecotoxicidade são reportados trimestralmente à USEPA em um relatório online denominado “Relatório de Monitoramento de Descarte” (“*Discharge Monitoring Report*” – DMR), em um prazo de até 60 dias após o término do período de monitoramento a ser reportado (USEPA, 2017).

### 2.3.3 A regulação no Mar do Norte (MN)

No Mar do Norte, o principal parâmetro de controle do descarte de AP também é o TOG. Até o ano de 2005, adotava-se um limite mensal de 40 mg/L, aferido pelo método analítico de Cromatografia Gasosa - Detector por ionização de chama (*Gas Chromatography - Flame Ionization Detector*, GC-FID). A partir de 2006, o limite de descarte de AP foi reduzido para a média mensal de 30 mg/L, seguindo o disposto na Recomendação OSPAR 2001/1, que teve como propósito prevenir e eliminar a poluição causada por petróleo e outras substâncias decorrente de descargas de AP no mar (OSPAR, 2001). Cabe comentar que o método de cromatografia gasosa também é realizado em laboratórios em terra, no entanto, já foram obtidas correlações estatísticas entre esse método e os métodos de monitoramento utilizados a bordo.

A OSPAR começou em 1972 com a Convenção de Oslo contra o *dumping*<sup>1</sup> e foi ampliada para cobrir fontes terrestres de poluição marinha e indústria offshore pela Convenção de Paris de 1974. Essas duas convenções foram unificadas, atualizadas e ampliadas pela Convenção OSPAR de 1992. O OSPAR recebeu esse nome devido às Convenções originais de Oslo e Paris ("OS" para Oslo e "PAR" para Paris).

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 (GOMES, 2014).

É importante comentar que a Convenção OSPAR é o mecanismo pelo qual 15 governos<sup>2</sup> cooperam para proteger o meio ambiente marinho do Atlântico Nordeste, possuindo o reconhecimento e o apoio da União Europeia (OSPAR, 2014).

De acordo com Zheng et al. (2016), assim como no GoM, os limites de descarte de AP no MN também foram definidos com base na aplicação das "BAT" ("Best

---

<sup>1</sup> Segundo o Ministério da Economia brasileiro, o termo "*dumping*" se refere à prática de exportação de um produto a preço (preço de exportação) inferior àquele que pratica para o produto similar nas vendas para o seu mercado interno (valor normal). Desta forma, a diferenciação de preços já é por si só considerada como prática desleal de comércio (Fonte: <https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-exterior/pt-br/assuntos/mdic/comercio-exterior/sistemas-on-line-57>).

<sup>2</sup> São signatários da OSPAR: Bélgica, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Islândia, Irlanda, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça e Reino Unido.

*Available Techniques*” - “Melhores Técnicas Disponíveis”) e “BEP” (“*Best Environmental Practices*” - “Melhores Práticas Ambientais”), definidas pela OSPAR. Além disso, a regulamentação para o descarte de AP no MN também não se baseia somente em limites de descarte de TOG, mas em uma abordagem baseada em risco – desta vez mais robusta.

Segundo Gomes (2014), a abordagem da OSPAR e países da região do Mar do Norte é voltada para a minimização dos riscos, com ênfase no controle do uso de químicos durante a produção e tratamento da AP, de modo a assegurar que os possíveis impactos causados ocorrerão em níveis considerados aceitáveis.

Desde o ano 2000, os países signatários da OSPAR se comprometeram a adotar medidas para eliminar, a longo prazo, o descarte de substâncias ambientalmente perigosas provenientes do setor de óleo e gás e implementaram o chamado “descarte zero de substâncias perigosas” (“*zero environmental harmful discharge*”).

De modo a atingir tal objetivo, o setor de óleo e gás desenvolveu um indicador ambiental denominado “Fator de Impacto Ambiental” (*Environmental Impact Factor* - EIF). Segundo Jiménez et al. (2018), o cálculo do EIF representa uma abordagem baseada em análise de risco, que considera todos os poluentes que compõem a AP, os produtos químicos adicionados à produção de óleo e gás e ao tratamento do efluente, além dos respectivos volumes a serem descartados.

O EIF é calculado por plataforma e obtido a partir da aplicação de um modelo matemático (Modelo DREAM), cujo objetivo é avaliar o risco ambiental associado ao descarte de AP. O indicador representa um volume de água do ambiente no entorno da plataforma no qual a concentração ambiental (“*Predicted environmental concentration*” – PEC) de um dado contaminante presente no efluente (ou mesmo o efluente como um todo) supera a concentração limiar de efeito sobre a biota (“*Predicted no effect concentration*” – PNEC, que representa o valor máximo do contaminante no meio ambiente em que não se prevê efeitos sobre os organismos vivos). Cada unidade do EIF corresponde a um volume de 100m X 100m X 10m, definido no espaço 3D.

A metodologia de cálculo do EIF se baseia no conceito de “melhoria contínua”, tendo como meta a redução do EIF das instalações ao longo do tempo, sem o estabelecimento de um limite específico para o indicador.

Adicionalmente, é interessante comentar o caso específico do contexto regulatório do Reino Unido, que apesar de ser signatário da OSPAR, adota um critério

adicional de gerenciamento de AP nas plataformas: além do limite mensal de TOG de 30 mg/L, existe um limite diário de TOG de 100 mg/L, cuja frequência de amostragem e análise é definida de acordo com a carga poluidora anual de Óleos e Graxas descartada pela instalação, conforme apresentado no Quadro 5. Quanto maior a carga poluidora descartada anualmente pela plataforma, maior é a frequência de amostragem e análise de TOG na AP definida para a instalação.

Quadro 5 - Amostragem e análise de TOG em AP no Reino Unido.

Carga poluidora de Óleos e Graxas descartada por ano	Tipo de plataforma	
	Habitada	Desabitada <sup>3</sup>
Menor do que 2 toneladas	Pelo menos 1 coleta e análise ao mês	Coleta e análise a cada visita à instalação
Maior do que 2 toneladas	Pelo menos 2 coletas e análises ao dia	Coleta e análise definida caso a caso

Fonte: Beis (2018).

De acordo com publicação datada de 2018 do Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial do Governo do Reino Unido – “Metodologia para a amostragem e análise de AP e outras descargas de hidrocarbonetos” (BEIS, 2018) – cada resultado de análise de TOG deve ser multiplicado pelo volume de AP descartada no período entre as amostras, calculando-se, desta forma, a carga poluidora descartada no mar no período entre as mesmas. Tais resultados são encaminhados mensalmente ao órgão ambiental competente, pelo Sistema de Monitoramento Ambiental de Emissões (*Environmental Emission Monitoring System - EEMS*).

Como se pode observar, o Reino Unido utiliza a carga poluidora como um critério para o gerenciamento da AP, fazendo com que as plataformas busquem reduzir sua carga de Óleos e Graxas. Quanto menor a carga poluidora da instalação, menor o requisito de amostragem e análise do efluente e, conseqüente, menores serão custos operacionais e logísticos da operadora para atender o plano de monitoramento exigido pelo órgão regulador. No entanto, cabe destacar que essa opção se aplica somente a

<sup>3</sup> Entende-se como “plataforma habitada” a instalação que conta com equipe de bordo continuamente, possuindo acomodações apropriadas. Já a “plataforma desabitada” é operada remotamente, sendo permitida a permanência eventual de equipe de bordo durante o dia, para trabalhos específicos, quando em condições meteorológicas favoráveis.

instalações que apresentam uma carga poluidora anual reduzida (<2 t/ano) e que se trata de um critério por instalação (e não por agrupamento de instalações).

#### **2.3.4 Análise comparativa entre o cenário regulatório brasileiro e internacional**

O Teor de Óleos e Graxas (TOG) é o principal parâmetro de controle do descarte de AP em todo o mundo, porém os limites de descarte são distintos e variam de acordo com o método de medição adotado.

Na legislação brasileira, a referência à classe de enquadramento do corpo receptor no entorno das plataformas demonstra que existe uma proposta de análise de risco ambiental implícita. No entanto, observa-se que a Resolução CONAMA nº 393/07 é especialmente focada no atendimento aos limites de descarte de TOG pelo método gravimétrico, sem considerar o volume de efluente descartado ao longo do tempo, ou seja, a carga poluidora, e a diluição do efluente no corpo receptor. Pode-se dizer, portanto, que a gestão do descarte de AP no Brasil se baseia em uma abordagem ou instrumento de “comando e controle”.

Cabe frisar que o método gravimétrico, citado como referência na legislação, não é passível de ser realizado a bordo das plataformas, bem como não há registros, até o momento, da obtenção de correlações estatísticas significativas entre esse método e os métodos de medição utilizados a bordo.

Ainda assim, as operadoras de petróleo são multadas a cada resultado de TOG superior aos limites diário ou mensal citados na legislação, que são conhecidos dias após a realização do descarte do efluente no mar. Tal fato traz desafios para o controle operacional das plataformas e gera um cenário de insegurança para as operadoras, podendo resultar em eventuais perdas de produção e, conseqüentemente, em prejuízos para a economia do país, sem que seja possível confirmar antecipadamente, pelos métodos disponíveis a bordo, a ocorrência de eventual inconformidade.

Em outras regiões do mundo, como por exemplo GoM e do MN, complementarmente ao atendimento dos limites de TOG, o gerenciamento de AP é realizado também por meio de abordagens de análise de risco ambiental, colocadas nos regramentos de forma clara e bem estabelecida.

O Quadro 6 apresenta uma análise comparativa entre o cenário regulatório brasileiro, do Golfo do México e do Mar do Norte. Como se pode observar, a regulação

no Brasil e nas demais regiões produtoras engloba, de diferentes maneiras, o monitoramento da ecotoxicidade do efluente descartado. No GoM e no MN, a análise de risco ambiental para o descarte de AP está colocada de forma mais clara e robusta, por esse motivo, pode-se dizer que uma maior preocupação com os efeitos ecotoxicológicos é uma tendência esperada em futuras revisões das normas de meio ambiente no Brasil e no mundo.

Quadro 6 - Análise comparativa entre o cenário regulatório brasileiro, do Golfo do México e do Mar do Norte.

<b>Resolução CONAMA Nº 393/07 (Brasil)</b>	<b>NPDES Nº GMG290000 (Golfo do México)</b>	<b>Comissão OSPAR (Mar do Norte)</b>
Abordagem de “comando e controle”, com análise de risco ambiental implícita na legislação.	Abordagem de análise de risco ambiental simplificada.	Abordagem de “melhoria contínua”, análise de risco ambiental robusta, representada pelo indicador de qualidade EIF.
Principal parâmetro de monitoramento é o TOG. Limite diário de 42 mg/L e limite mensal de 29 mg/L. Amostragem composta e análise diária de TOG. Método gravimétrico.	Principal parâmetro de monitoramento é o TOG. Limite diário de 42 mg/L e limite mensal de 29 mg/L. Pelo menos 1 análise de TOG ao longo do mês. Método gravimétrico.	Principal parâmetro de monitoramento é o TOG. Limite mensal de 30 mg/L. Método de Cromatografia gasosa - Detector por ionização de chama (GC-FID). No Reino Unido, adota-se adicionalmente o limite diário de 100 mg/L e a frequência de monitoramento é definida de acordo com a carga poluidora anual de Óleos e Graxas.
Monitoramento semestral da ecotoxicidade do efluente, sem a definição de limites de descarte. Análises de ecotoxicidade crônica em 1 nível trófico (Ouriço-do-mar <i>Echinometra lucunter</i> ).	Monitoramento trimestral da ecotoxicidade do efluente, cujos resultados são comparados com a diluição crítica no entorno da plataforma (CE50 ≤ Diluição crítica). Análises de ecotoxicidade aguda em 1 nível trófico (Microcrustáceo <i>Misidopsis baia</i> ).	Monitoramento semestral da ecotoxicidade do efluente, com a utilização dos dados de monitoramento como subsídio à aplicação do Modelo DREAM e cálculo do EIF. Análises de ecotoxicidade aguda em 3 níveis tróficos (microcrustáceo <i>Arcatia tonsa</i> , microalga <i>Skeletonema costatum</i> e bactéria MARA/LUMIMARA).

Fonte: Elaborado pelo autor.

É importante ressaltar que, no Brasil, os processos de licenciamento ambiental das plataformas incluem, por meio das condicionantes de licença dos empreendimentos, uma série de medidas mitigadoras de impactos, projetos de controle da poluição e planos de monitoramento dos diferentes compartimentos ambientais potencialmente impactados pela atividade. Além disso, estudos de modelagem de dispersão da água produzida, bem como resultados de monitoramento do corpo

receptor no entorno das plataformas são informações relevantes, que podem ser utilizadas para o gerenciamento do risco ambiental do descarte de AP.

De acordo com Frederico (2014), no Brasil, a gestão ambiental tem, de fato, se pautado pelo uso de instrumentos de comando e controle. Tais instrumentos “são aqueles que fixam normas, regras, procedimentos e padrões determinados para as atividades econômicas a fim de assegurar o cumprimento dos objetivos da política em questão e o não cumprimento acarreta sanções de cunho penal e administrativo” (MARTORELLI, 2015).

Os instrumentos de comando e controle têm demonstrado sua ineficácia ao longo dos tempos, posto que sua aplicação de forma solitária, não tem contribuído para a melhora do controle dos agentes poluidores, não tendo demonstrado resultados positivos no que diz respeito à diminuição ou controle da poluição e degradação dos recursos naturais (OLIVEIRA, 2016).

Cabe comentar, ainda, que o estabelecimento de limites de descarte, sem considerar o volume de efluente descartado ao longo do tempo, ou seja, a carga poluidora, e a diluição do efluente no corpo receptor, pode reduzir a flexibilidade operacional das plataformas, elevando o risco de descumprimento da norma, não resultando, necessariamente, em benefícios ao meio ambiente.

Conforme pontuado anteriormente, “flexibilidade operacional” é a capacidade de uma empresa se adaptar às mudanças nas condições de mercado e às novas oportunidades de negócio de forma eficiente e eficaz, sendo uma competência desejável à indústria moderna. Segundo a pesquisa realizada por Moraes et al. (2020), a flexibilidade operacional é um fator crítico de sucesso para as empresas, especialmente em um ambiente de negócios volátil e incerto. Para serem competitivas, as empresas devem ter a capacidade de responder rapidamente às mudanças no mercado e ajustar seus processos de produção e estratégias de negócios de acordo com as demandas do mercado. A flexibilidade operacional pode ser alcançada por meio de uma gestão eficiente de recursos e processos, investimentos em tecnologia e inovação, bem como pela adoção de uma cultura empresarial flexível e adaptativa.

Segundo o Núcleo de Estudos Economia Regional, Território e Meio Ambiente do Paraíba do Sul, vinculado à Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (DIEGO, 2017), os instrumentos de “comando e controle” exprimem o controle da poluição com base em atos regulatórios relacionados a níveis permitidos de poluição e/ou

concentração e visam o gerenciamento da produção de poluentes por meio de penalizações impostas aos agentes poluidores, como forma de modular sua geração de resíduos.

Ainda segundo o Diego (2017), as políticas ambientais orientadas por instrumentos de “comando e controle” apresentam dificuldades de alcance dos resultados esperados, uma vez que podem conduzir a um deslocamento dos objetivos definidos pelas políticas, bem como favorecer o desperdício de recursos públicos e privados.

É importante ressaltar que as abordagens de análise de risco ambiental adotadas nas regiões do GoM e MN consideram a utilização de outras estratégias para o gerenciamento eficaz da AP offshore, como, por exemplo, melhorias na dispersão do efluente, minimização da geração e reúso, por meio da reinjeção de parte da AP nos reservatórios. Tais estratégias também podem ser atrativas, por exemplo, para a aplicação do critério de carga poluidora praticado no Reino Unido, uma vez que podem reduzir os volumes de AP descartados e, conseqüentemente, a carga poluidora de Óleos e Graxas, contribuindo para que as plataformas se enquadrem na faixa de menor frequência de amostragem e análise do efluente, reduzindo custos operacionais e logísticos para o atendimento ao plano de monitoramento exigido pelo órgão regulador.

Cabe destacar, no entanto, que a estratégia de minimização da geração pode ser realizada através da modificação de processos, adaptação de tecnologias ou substituição de produtos. 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 (GOMES, 2014).

A estratégia de reinjeção, assim como o gerenciamento do descarte, está associada à adoção de tecnologias de tratamento, uma vez que a AP utilizada para fins de reinjeção também possui requisitos de qualidade tais como remoção de sólidos, além da remoção de óleos e graxas, de modo a evitar danos aos reservatórios e, portanto, necessita de tratamento prévio, cuja seleção das tecnologias depende das características dos reservatórios.

Segundo informações da IOGP (2017), em termos mundiais, uma média de 27% da AP gerada em plataformas marítimas *offshore* é reinjetada em detrimento ao descarte, o que evidencia as restrições técnico-econômicas com relação à adoção dessa estratégia de gerenciamento do efluente.

Neste sentido, destaca-se que as operações *offshore* possuem importantes fatores limitantes para a implantação de tecnologias de tratamento de água de produção (seja para descarte, minimização ou reinjeção), relacionados ao espaço disponível a bordo das instalações e a restrição de peso dos equipamentos, o que as diferencia das atividades *onshore* (VEIL, 2011).

Além disso, ao entrar em contato com o ambiente marinho, a AP passa por diversos processos químicos, físicos e biológicos, tais como diluição, dispersão, volatilização e biodegradação (GOMES, 2014). Após o descarte, a mistura do efluente com a água do mar ocorre rapidamente e, em cerca de minutos, a água de produção já se encontra diluída de 30 a 100 vezes (GOMES, 2014), conseqüentemente reduzindo os potenciais impactos do descarte de AP no meio ambiente.

Diante desses argumentos, observa-se que a diversificação das estratégias pode ser interessante para aprimorar o gerenciamento da AP e contribuir com uma maior flexibilidade operacional para as plataformas. No entanto, deve ser pensada preferencialmente desde as fases de projeto, incluindo a variável ambiental no planejamento operacional das instalações e conferindo maior viabilidade técnico-econômica à adoção dessas práticas.

Cabe ressaltar que outros aspectos devem ser considerados para a adoção dessas outras estratégias, tais como maior gasto energético e/ou aumento das emissões atmosféricas, o que em uma análise de ciclo de vida dos empreendimentos podem causar impactos anteriormente inexistentes, pesando negativamente para a seleção dessas alternativas.

Conforme destacado por Gomes (2014), na seleção das estratégias de gerenciamento de AP é importante analisar as características e especificidades de cada ambiente, além da relevância dos impactos causados pela atividade, não só pelos responsáveis pelos empreendimentos, mas também pelos órgãos reguladores, que possuem papel fundamental na evolução tanto da legislação, quanto da proteção ambiental propriamente dita. Tais considerações podem contribuir, por exemplo, para que não sejam exigidas medidas arbitrárias de gerenciamento, que não apresentem

vantagens efetivas do ponto de vista da preservação ambiental e que ainda possam ser responsáveis pelo excessivo encarecimento das operações, a ponto até de inviabilizá-las.

Em complementação a essas questões, também é importante que se amplie o conhecimento a respeito dos impactos efetivos do descarte de AP, seus efeitos sinérgicos e cumulativos, bem como sua dispersão no ambiente marinho, especialmente em função da variabilidade e da complexidade associadas à composição desse efluente.

## 2.4 O CONCEITO DE CARGA POLUIDORA

Conforme descrito anteriormente, a Resolução CONAMA nº 357/05 dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências.

Em seu artigo 2º, é apresentada a definição do conceito de carga poluidora, como “a quantidade de determinado poluente transportado ou lançado em um corpo de água receptor, expressa em unidade de massa por tempo”.

No entanto, na prática, a carga poluidora somente passou a ser oficialmente reportada pelo empreendimento após a publicação da Resolução CONAMA nº 430/11, que em seu artigo 28º estabelece que “o responsável por fonte potencial ou efetivamente poluidora dos recursos hídricos deve apresentar ao órgão ambiental competente, até o dia 31 de março de cada ano, Declaração de Carga Poluidora, referente ao ano civil anterior”.

Cabe citar que não há definição clara na legislação com relação à forma de cálculo da carga poluidora, sendo uma prerrogativa dos órgãos ambientais competentes (estaduais ou federais) o estabelecimento de modelos para a declaração anual citada no referido regramento.

A carga poluidora associada à descarga de determinado efluente pode ser calculada tendo como referência diversos parâmetros de monitoramento. No entanto, como o Teor de Óleos e Graxas é o principal parâmetro de monitoramento do descarte e a AP é o principal efluente descartado pelas plataformas de óleo e gás, a carga poluidora dessas instalações pode ser calculada pelo produto entre os resultados das

análises de TOG e os volumes de AP descartados, conforme apresentado na Equação 1.

$$CP\ OG = \frac{TOG(mg/L) * vol(m^3)}{1.000.000} \quad \text{Equação 1}$$

Onde:

CP OG = Carga poluidora de Óleos e Graxas (t);

TOG = Concentração de Óleos e Graxas na AP (mg/L);

Vol = Volume de AP descartado no período (m<sup>3</sup>).

Considerando que, no Brasil, a estratégia de gerenciamento mais comumente utilizada é o controle do descarte, a carga poluidora das plataformas marítimas tende a aumentar ao longo dos anos, considerando dois fatores principais: maior produção de óleo e gás natural – e, conseqüentemente, maior geração de AP – e maior número de campos maduros que tendem a descartar maiores volumes desse efluente.

#### **2.4.1 Aplicação da abordagem de carga poluidora para a queima de gás em plataformas**

A gestão de queima de gás em plataformas é regida pela Portaria ANP nº 249/2000 (Anexo 1), que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em flares e as perdas de gás natural, com os limites máximos de queimas e perdas autorizadas e não sujeitas ao pagamento de royalties e estabelece parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural.

Esse regulamento apresenta uma abordagem similar ao conceito de carga poluidora definido para os efluentes líquidos na Resolução CONAMA nº 357/05, porém especificamente para a gestão das queimas em *flares* e perdas de gás natural para a atmosfera.

De acordo com essa Portaria, a ANP deve aprovar, anualmente, os Programas Anuais de Produção (PAP) das operadoras de petróleo, onde são descritas, em termos de volumes mensais, as previsões de produção e movimentação de petróleo, gás natural, água e outros fluidos e resíduos oriundos do processo de produção, para cada concessão em operação ao longo do ano.

A Portaria descreve, ainda, as categorias de queimas e perdas de gás natural (queimas autorizadas, com ou sem incidência de royalties), bem como os possíveis motivos de queimas e perdas de gás natural (segurança, emergência, limitação operacional, manutenção programada, obra em andamento, contaminação, economicidade, entre outros). Além disso, o documento define claramente as perdas e queimas que estão sujeitas à prévia autorização da ANP e aquelas que estariam dispensadas de prévia autorização.

No PAP, devem estar registradas todas as operações que poderão resultar em queimas e perdas de gás natural, bem como devem ser considerados possíveis descomissionamentos ou entrada em operação de novas unidades. Outros pontos de destaque da referida Portaria são: definição clara da condição padrão de medição do gás, evitando a ocorrência de medições por diferentes métodos ou mesmo interpretações diferentes entre as entidades envolvidas; previsão de margens de variaçãodiárias (3%), mensais (15%) e anuais (10%) em relação aos volumes de queima inicialmente previstos no PAP; dispensa de prévia autorização para queimas ou perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% da produção mensal de gás natural associado<sup>4</sup> do campo e possibilidade de aprovação por parte da ANP para excepcionalidades aos volumes previstos no PAP, mediante justificativa técnica fundamentada.

Desde a publicação da Portaria ANP nº 249/2000, os PAP das operadoras vem sendo aprovados pela ANP, porém não havia um compromisso formal das operadoras em reduzir as queimas e perdas de gás natural nas plataformas. No ano de 2010, foi firmado entre a ANP e as operadoras de óleo e gás um Termo de Compromisso conhecido como PARQ – Programa de Ajuste para Redução da Queima, com o objetivo de reduzir a queima de gás, composto de metas plurianuais de redução de queima e elevação do aproveitamento de gás nas plataformas de petróleo.

As metas plurianuais do PARQ foram negociadas com base na projeção de produção e queima/perdas de gás natural associado e as respectivas perdas/queimas previstas para cada ano, resultando em um Índice de Utilização de Gás Associado

---

<sup>4</sup> Segundo a Resolução ANP 806/2020, entende-se como “gás associado” o gás natural produzido de jazida onde ele se encontra dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás. Já o “gás não associado” é gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado.

(IUGA), definido pela proporção, em termos percentuais, do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado produzido.

Para atingir os objetivos do referido Programa, foram adotadas duas linhas de atuação: uma voltada para as plataformas em operação e outra para futuros projetos. Para as plataformas mais antigas, o foco foi a correção de problemas operacionais que têm como consequência a queima de gás em tocha, de modo a fazer com que o processamento seja o mais eficiente possível. Entre as ações adotadas, pode-se citar a instalação de sistemas de compressão eficientes, adequação das plantas, interligação submarina de gasodutos, ações de manutenção, entre outras. Para as novas unidades, foram definidos direcionadores estratégicos para viabilizar a concepção de projetos com elevado aproveitamento do gás.

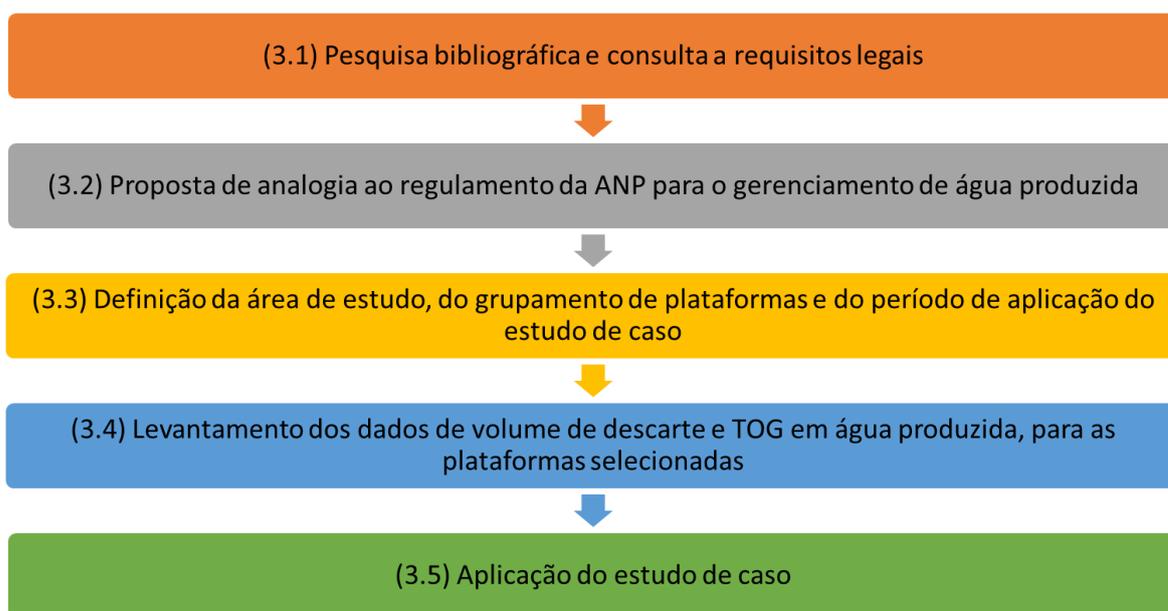
No ano de 2019, a ANP iniciou o processo de revisão da referida Portaria, que em janeiro de 2020 foi revogada e substituída pela Resolução ANP nº 806 (Anexo 1). Entre as principais alterações advindas da substituição desses regulamentos, podemos citar: exclusão da previsão de margem de variação anual de até 10% em relação aos volumes de queima inicialmente previstos no PAP; alteração do controle sobre os volumes de queima ou perda de gás natural em campos marítimos, que passou a ser realizado por unidade de produção (e não por campo) e maior controle sobre as queimas ou perdas consideradas ordinárias (variando de acordo com o início de operação das instalações e com o volume total de gás associado produzido), que dispensam prévia autorização da ANP.

### 3 METODOLOGIA

De modo a obter os resultados e respostas acerca da problematização apresentada neste trabalho, foi utilizada a metodologia de pesquisa exploratória e descritiva, baseada na literatura atual e na experiência da autora como Engenheira de Meio Ambiente na empresa Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), e adotada a ferramenta de estudo de caso.

A Figura 7 apresenta um resumo das etapas que fizeram parte da metodologia do presente estudo.

Figura 7 - Metodologia do estudo.



Fonte: elaborado pelo autor.

#### 3.1 PESQUISA BIBLIOGRÁFICA E CONSULTA A REQUISITOS LEGAIS

A pesquisa bibliográfica sobre o tema foi realizada a partir de buscas pelas palavras-chave “*produced water management*” e “*produced water treatment*”, em títulos e resumos de documentos em bases científicas disponíveis na rede mundial de computadores, para o período de 2008 a 2021.

Adicionalmente, foi realizada consulta a requisitos legais, nacionais e internacionais, que dispõem sobre o gerenciamento de AP offshore; publicações especializadas da Indústria de Óleo e Gás, mundialmente reconhecidas e comumente

utilizadas como importantes referências para o setor; bem como documentos e artigos que descrevessem a abordagem de carga poluidora para a gestão ambiental da indústria.

Nessa etapa, foi realizada uma avaliação do conteúdo da Portaria ANP nº 249/2000 e da Resolução ANP nº 806/2020, que dispõem sobre queimas em flares e perdas de gás natural, numa abordagem similar ao conceito de carga poluidora definido para os efluentes líquidos na Resolução CONAMA nº 357/05.

Com base nesses regulamentos, foi elaborada uma proposta de analogia para o gerenciamento do descarte de AP offshore.

### 3.2 PROPOSTA DE ANALOGIA AOS REGULAMENTOS DA ANP PARA O GERENCIAMENTO DE AP

A proposta de analogia aos regulamentos da ANP para o gerenciamento de AP utilizou como premissa quatro “pontos fortes” observados na Portaria ANP nº 249/2000. São eles:

**Ponto forte 1:** gerenciamento por grupamento de instalações (concessão, bacia ou área geográfica).

**Ponto forte 2:** diferentes horizontes temporais de controle, com previsão de “margens de variação” diárias, mensais e anuais.

**Ponto forte 3:** previsão de casos específicos de instabilidade.

**Ponto forte 4:** transparência e confiança entre os operadores e o órgão regulador.

Como o principal parâmetro de monitoramento da AP é o TOG, foi considerada especificamente a carga poluidora de óleos e graxas e as margens de variação previstas na Portaria ANP nº 249/2000 foram os pontos centrais do desenvolvimento do estudo de caso.

### 3.3 DEFINIÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO, DO GRUPAMENTO DE PLATAFORMAS E DO PERÍODO DE APLICAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

A definição da área de estudo utilizou como premissa a importância histórica da região e sua representatividade com relação à produção nacional de óleo e gás, tendo sido escolhida a área de estudo da Bacia de Campos.

Para a aplicação do estudo de caso, foi selecionado um grupamento de 5 plataformas, identificadas como P-1, P-2, P-3, P-4 e P-5, de acordo com os seguintes critérios:

- (i) tipos de plataformas instaladas e atualmente em operação na Bacia de Campos e
- (ii) possibilidade de reinjeção da AP, que, conforme identificado na etapa de revisão bibliográfica representa uma estratégia complementar importante para a aplicação do conceito de gestão por carga poluidora, uma vez que é capaz de conferir às plataformas uma alternativa adicional de disposição para a água produzida, contribuindo com a flexibilidade operacional das instalações.

Conforme apresentado anteriormente na Equação 1, o cálculo da carga poluidora de óleos e graxas pode ser definido pelo produto entre os resultados das análises de TOG e os volumes de AP descartados.

De acordo com o disposto no Artigo 12º da Resolução CONAMA nº 393/07, “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 arts. 5º e 10º”. Ou seja, os resultados mais recentes de TOG e volume protocolados pelas operadoras junto ao órgão ambiental são referentes ao ano de 2021.

No ano de 2018, foi firmado entre a Petrobras e o IBAMA o Termo de Compromisso (TC) nº 1777032, que teve como objetivo “disciplinar as ações e medidas necessárias para adequação de 28 plataformas marítimas da Companhia em relação ao descarte de AP, mediante a realização das análises gravimétricas de TOG a partir do método Standard Methods (SM) 5520-B”.

A assinatura desse TC estabeleceu, para essas plataformas, um período de transição de 02 anos<sup>5</sup>, no qual não seriam emitidos autos de infração por parte do IBAMA em caso de desenquadramento dos resultados de TOG pelo novo método de análise, dada a reconhecida necessidade de adequação. Em contrapartida, foram estabelecidas medidas compensatórias a serem pagas pelo empreendedor, além de outras exigências, adicionalmente ao disposto na legislação ambiental vigente.

De modo a considerar os dados públicos mais recentes e os resultados de TOG por meio de um mesmo método de análise, foi selecionado para o estudo de caso o período dos últimos 4 anos, ou seja, de 2018 a 2021.

Nos anos de 2018 e 2019, ainda estava em vigor a Portaria ANP nº 249/2000. Em janeiro de 2020, essa Portaria foi revogada pela Resolução ANP nº 806/2020. No entanto, nesse período, o Programa Anual de Produção dos Campos (PAP) para o ano de 2020 já havia sido aprovado com base no disposto na Portaria anterior.

Tendo em vista esses argumentos e como o planejamento de 3 dos 4 anos do período de aplicação do estudo de caso ainda estavam sendo regidos pelo disposto na Portaria ANP nº 249/2000, o referido trabalho utilizou como critério os requisitos dessa norma, e não da Resolução ANP nº 806, publicada no ano de 2020.

### 3.4 LEVANTAMENTO DE DADOS DE VOLUME DE DESCARTE E TOG EM AP, PARA AS PLATAFORMAS SELECIONADAS

Após a etapa inicial de revisão bibliográfica e consulta a requisitos legais, foi realizado o levantamento dos seguintes dados das 5 plataformas selecionadas, com vistas à realização dos cálculos de carga poluidora teórica e realizada:

- (i) volumes anuais de AP previstos pelas operadoras e aprovados pelo órgão ambiental no âmbito dos estudos de licenciamento ambiental das plataformas;
- (ii) resultados de Teor de Óleos e Graxas (TOG) em AP e
- (iii) volumes de descarte de AP, sendo esses dois últimos encaminhados pelas operadoras de petróleo ao IBAMA por meio de relatórios, em atendimento aos requisitos da Resolução CONAMA nº 393/07.

---

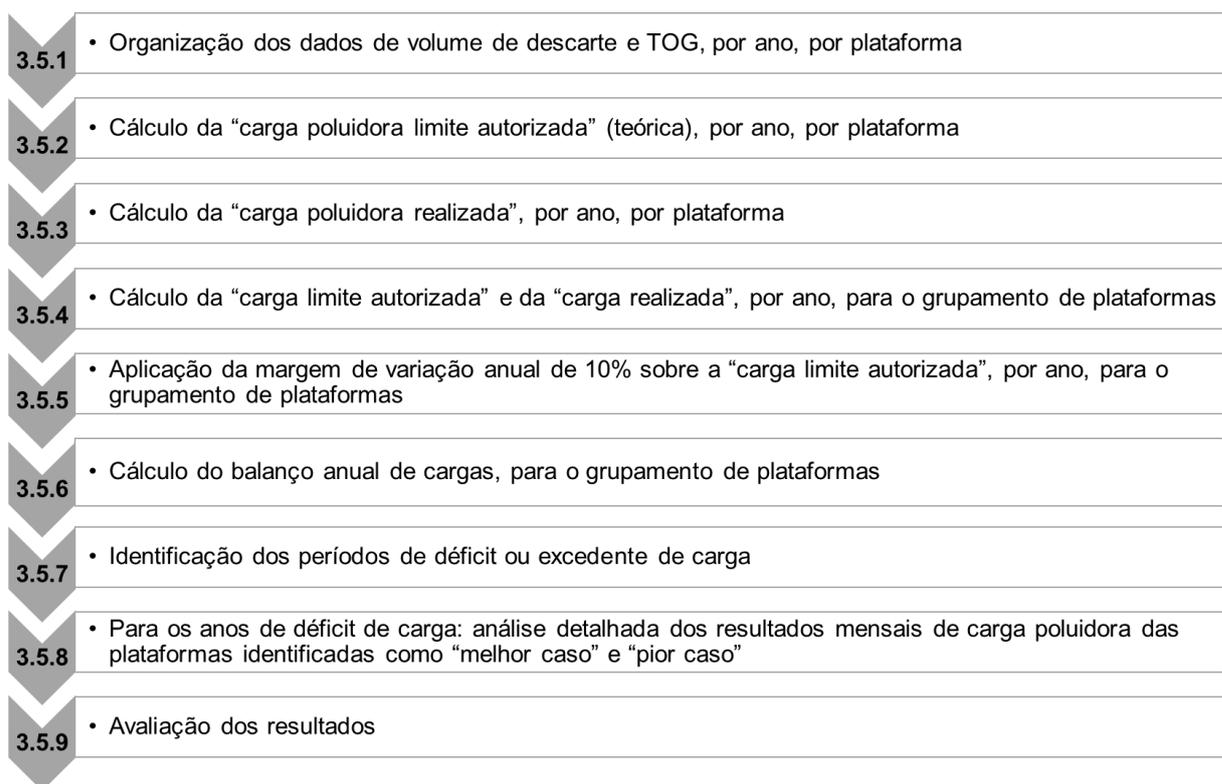
<sup>5</sup>O período de 02 anos foi o prazo inicial firmado entre a Petrobras e o IBAMA no Termo de Compromisso (TC) nº 1777032/18. No entanto, ao longo dos últimos anos, quatro aditivos de prazo foram firmados entre as partes (por múltiplas razões, entre elas, a pandemia de COVID-19), estando o último vigente até outubro de 2024.

Ressalta-se que se trata de dados secundários, encaminhados pelas operadoras de petróleo ao IBAMA em atendimento aos requisitos da Resolução CONAMA nº 393/07 e disponíveis no website do órgão ambiental. A periodicidade de envio de dados definida na Resolução CONAMA nº 393/07 é anual (até o dia 31 de março de cada ano), porém desde a assinatura do Termo de Compromisso (fevereiro de 2018), esses dados vêm sendo encaminhados pela Petrobras bimestralmente.

### 3.5 APLICAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

O estudo de caso foi desenvolvido utilizando os dados de volume de descarte e TOG na AP das 5 plataformas selecionadas (P-1, P-2, P-3, P-4 e P-5), para o período de 2018 a 2021. As etapas do estudo de caso encontram-se apresentadas na Figura 8.

Figura 8 - Etapas de desenvolvimento do estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

### 3.5.1 Organização dos dados de volume de descarte e TOG, por ano, por plataforma

A primeira etapa do estudo de caso consistiu na organização dos dados de volume de descarte e TOG das plataformas selecionadas, de modo a facilitar a realização dos cálculos e desenvolvimento das etapas subsequentes.

### 3.5.2 Cálculo da “carga poluidora limite autorizada” (teórica), por ano, por plataforma

Conforme apresentado anteriormente, a carga poluidora pode ser definida como “a quantidade de determinado poluente transportado ou lançado em um corpo de água receptor, expressa em unidade de massa por tempo”.

A carga poluidora associada à descarga de determinado efluente pode ser calculada tendo como referência diversos parâmetros de monitoramento. No entanto, como o Teor de Óleos e Graxas é o principal parâmetro de monitoramento do descarte da AP, foi selecionada para o presente estudo a carga poluidora associada a esse parâmetro.

Em resumo, a carga poluidora de óleos e graxas de uma plataforma é definida como o produto entre os resultados das análises de TOG e os volumes de AP descartados (Equação 1). Utilizando como referência essa equação geral, a “carga poluidora limite autorizada” ou “carga poluidora teórica de óleos e graxas (Equação 2) foi calculada pelo produto entre os volumes mensais de AP previstos nos estudos de licenciamento ambiental das plataformas e o limite mais restritivo de TOG previsto na Resolução CONAMA nº 393/07 (média mensal de 29 mg/L).

CP OG LIMITE AUTORIZADA

$$= \frac{\text{Vol. Mensal (m}^3\text{)} * \text{TOG mensal (mg/L)}}{1.000.000} \quad \text{Equação 2}$$

Onde:

CP OG LIMITE AUTORIZADA(t) = Carga poluidora limite autorizada no estudo de licenciamento ambiental da plataforma (teórica), em termos de Óleos e Graxas;

Vol. mensal (m<sup>3</sup>) = Volume mensal de AP previsto no estudo de licenciamento ambiental da plataforma;

TOG mensal (mg/L) = Limite mensal de Óleos e Graxas previsto na Resolução CONAMA 393/07.

### 3.5.3 Cálculo da “carga poluidora realizada”, por ano, por plataforma

A “carga poluidora de óleos e graxas realizada” (Equação 3) foi calculada pelo produto entre os volumes mensais de AP efetivamente descartados pela plataforma e a média mensal dos resultados de TOG medidos pelo método gravimétrico SM 5520-B (método de referência oficial previsto na Resolução CONAMA nº 393/07).

$$CP\ OG\ REALIZADA = \frac{Vol.\ Mensal\ (m^3) * TOG\ Mensal\ (mg/L)}{1.000.000} \quad \text{Equação 3}$$

Onde:

CP OG REALIZADA = Carga poluidora descartada pela plataforma no mês (t);

Vol. Mensal = Volume mensal de AP descartado pela plataforma (m<sup>3</sup>);

TOG Mensal = Média mensal dos resultados de TOG medidos pelo método gravimétrico SM 5520-B (mg/L).

### 3.5.4 Cálculo da “carga limite autorizada” e da “carga realizada”, por ano, para o grupamento de plataformas

Após o cálculo da “carga poluidora limite autorizada” (teórica) e da “carga poluidora realizada” por ano, por plataforma, foi realizado o cálculo da “carga poluidora limite autorizada por ano” e “carga poluidora realizada por ano”, para o grupamento das 5 plataformas.

A “carga poluidora limite autorizada” para um determinado ano, pode ser entendida como a soma da carga poluidora limite autorizada para cada plataforma no referido ano, conforme exemplo abaixo (Equação 4).

*Carga Poluidora Limite Autorizada no ano de 20xx (t)*

$$\begin{aligned} &= \text{Carga poluidora limite autorizada para o ano em P1} \\ &+ \text{Carga poluidora limite autorizada para o ano em P2} + \dots \\ &+ \text{Carga poluidora limite autorizada para o ano em P5} \end{aligned}$$

(Equação 4)

A “carga poluidora realizada” para um determinado ano, pode ser entendida como a soma da carga poluidora realizada por cada plataforma no referido ano, conforme exemplo abaixo (Equação 5).

*Carga Poluidora Realizada no ano de 20xx (t)*

$$\begin{aligned} &= \text{Carga poluidora realizada para o ano em P1} \\ &+ \text{Carga poluidora realizada para o ano em P2} + \dots \\ &+ \text{Carga poluidora realizada para o ano em P5} \end{aligned}$$

(Equação 5)

### **3.5.5 Aplicação da margem de variação anual de 10% sobre a “carga limite autorizada”, por ano, para o grupamento de plataformas**

Após o cálculo da “carga poluidora limite autorizada” (teórica) e da “carga poluidora realizada” por ano, para o grupamento de plataformas, foi realizada a aplicação da margem de variação anual de 10% (prevista na Portaria ANP nº 249/2000) sobre a “carga poluidora limite autorizada” (teórica).

O resultado da “carga poluidora limite autorizada, com margem de variação anual de 10%” foi obtida por meio da multiplicação da “carga poluidora limite autorizada” por 1,1 (Equação 6).

*Carga Poluidora Limite Autorizada, com folga anual de 10% (t)*

$$= \text{Carga poluidora limite autorizada} * 1,1$$

(Equação 6)

### 3.5.6 Cálculo do balanço anual de cargas, para o grupamento de plataformas

De modo a obter uma visão anual geral e avaliar o desempenho do grupamento das 5 plataformas frente ao critério de gestão proposto, foi realizado o cálculo do “balanço anual de cargas” (Equação 7).

*Balanço anual de cargas (t)*

$$= \text{Carga poluidora total licenciada} - \text{Carga total poluidora}$$

*(Equação 7)*

O balanço anual de cargas pode ser entendido como a diferença entre os resultados da “carga poluidora limite autorizada” e da “carga poluidora limite autorizada, com margem de variação anual de 10%” e os resultados da “carga poluidora realizada”, ano a ano (Equação 8).

*Balanço anual de cargas, com folga de 10% (t)*

$$= \text{Carga poluidora limite autorizada, com folga de 10\%}$$

$$- \text{Carga poluidora realizada}$$

*(Equação 8)*

### 3.5.7 Identificação dos períodos de déficit ou excedente de carga

A partir dos resultados dos balanços anuais de cargas (com e sem a margem de variação de 10%), foi realizada a identificação dos períodos de déficit ou excedente de carga, com vistas a avaliar o desempenho do grupamento das 5 plataformas frente ao critério de gestão proposto.

De maneira geral, um cenário de “déficit” de carga ocorre quando a carga poluidora de OG realizada em determinado período foi maior do que a carga poluidora de OG limite autorizada (teórica), ou seja: carga realizada (t) > carga limite autorizada (t).

Já um cenário de “excedente” de carga ocorre quando a carga poluidora de OG realizada em determinado período foi menor do que a carga poluidora de OG limite autorizada, ou seja: carga realizada (t) < carga limite autorizada (t).

Ao identificar a ocorrência de déficit de carga para o grupamento das 5 plataformas em determinado ano, foi realizada uma análise detalhada dos resultados de cada plataforma, considerando a plataforma que representou o “melhor caso” e a plataforma que representou o “pior caso” observado no período.

A plataforma que representou o “melhor caso” foi definida como aquela de maior excedente de carga no ano e a plataforma que representou o “pior caso”, como aquela de maior déficit de carga por ano.

### **3.5.8 Para os anos de déficit de carga: análise detalhada dos resultados mensais de carga poluidora das plataformas identificadas como “melhor caso” e “pior caso”**

As plataformas que representaram o “melhor caso” e o “pior caso” no ano de déficit de carga foram analisadas em maior detalhe, considerando todo o período do estudo (2018 a 2021).

Além dos resultados anuais anteriormente avaliados, foram adicionalmente incluídos nessa análise os resultados mensais de carga poluidora limite autorizada e realizada, bem como o cálculo das demais margens de variação previstas na Portaria ANP nº 249/2000, a saber: diária de 3%; mensal de 10% e anual de 10%.

### **3.5.9 Avaliação dos resultados**

A partir dos dados avaliados e da analogia proposta, foram desenvolvidas algumas análises e discutidos os resultados do estudo de caso, bem como do exercício de analogia entre a gestão de queima de gás descrita na Portaria ANP nº 249/2000 e o gerenciamento de AP pela abordagem de carga poluidora para as 5 plataformas selecionadas.

Por fim, foi possível obter as conclusões descritas no presente trabalho, possibilitando, a partir das informações apresentadas, o desenvolvimento futuro de novas investigações a respeito do assunto.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo tem como objetivo apresentar e analisar os resultados dos procedimentos propostos na metodologia do presente trabalho e responder às questões norteadoras descritas no capítulo introdutório.

### 4.1 PROPOSTA DE ANALOGIA AO REGULAMENTO DA ANP PARA O GERENCIAMENTO DE AP

Conforme descrito no Capítulo 2, o conceito de carga poluidora foi implementado no Brasil com a publicação da Resolução CONAMA nº 357/05, que dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes e dá outras providências.

Definida como “a quantidade de determinado poluente transportado ou lançado em um corpo de água receptor, expressa em unidade de massa por tempo”, a carga poluidora de um poluente é basicamente calculada pelo produto dos resultados de concentração, pelo volume de efluente descartado no período correspondente entre as análises de monitoramento.

A Portaria ANP nº 249/2000 e a Resolução ANP nº 806/20, apresentam abordagens similares ao conceito de carga poluidora definido para os efluentes líquidos na Resolução CONAMA nº 357/05, porém para a gestão das queimas em flares e perdas de gás natural para a atmosfera.

Conforme pontuado anteriormente, tendo em vista que a Resolução ANP nº 806 foi publicada em 2020 e que o planejamento de 3 dos 4 anos do período de aplicação desse estudo ainda estavam sendo regidos pelo disposto na Portaria ANP nº 249/2000, utilizou-se como critério direcionador para a construção da proposta de analogia os requisitos dessa norma, e não da Resolução ANP nº 806, publicada no ano de 2020.

Conforme ressaltado ao longo desse estudo, quatro pontos fortes da Portaria nº 249/2000 da ANP foram destacados e considerados na elaboração da proposta de gerenciamento da AP utilizando a abordagem de carga poluidora:

**Ponto forte 1:** Gerenciamento por agrupamento de instalações;

**Ponto forte 2:** Diferentes horizontes temporais para controle;

**Ponto forte 3:** Previsão de casos específicos de instabilidade e

**Ponto forte 4:** Relação de confiança entre as operadoras e os órgãos reguladores.

É importante comentar que, com a publicação da Resolução ANP nº 806/20, a margem de variação anual de 10% deixou de ser considerada como um critério da norma e a gestão da queima de gás passou a ser realizada por instalação, e não mais por concessão, o que interfere nos pontos fortes (1) e (2) descritos anteriormente.

O Quadro 7 apresenta os principais requisitos descritos na Portaria ANP nº 249/00 e a respectiva proposta de conceito análogo para o gerenciamento de carga poluidora de AP offshore, tendo como referência o parâmetro TOG.

Quadro 7 - Analogia entre a gestão de queima de gás e o gerenciamento de AP pela abordagem de carga poluidora.

<b>Portaria ANP nº 249/2000 – Gestão de queima</b>	<b>Conceito análogo para o gerenciamento de AP</b>
Estabelece limites para queimas e perdas autorizadas.	Estabelece limite para a carga de Óleos e Graxas descartada no mar.
Em outubro de cada ano, a operadora submete à ANP os Programas Anuais de Produção dos campos (PAP) e a ANP aprova os volumes de queima permitidos para o ano subsequente, por meio do Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA).	Periodicamente, a operadora submete ao IBAMA o “Plano Anual de Descarte de AP” (PAD-AP) e o IBAMA aprova a carga de Óleos e Graxas descartada no mar permitida para o(s) ano(s) subsequente(s).
Cálculos do PAP realizados por concessão.	Cálculos do PAD-AP realizado por conjunto de plataformas.
Define padrão de medição da queima (Cita Decreto nº 2.705/1998, que descreve a pressão e a temperatura no momento da medição)	(Padrão de medição de Óleos e Graxas condizente com o método de análise de TOG da legislação vigente. Considerando a Resolução CONAMA 393/07, método gravimétrico <i>Standard Methods</i> 5520-B.
Diferença de até 3% em relação à produção mensal de gás associado do campo está dispensada de prévia autorização da ANP e não precisa ser justificada.	Diferença de até 3% em relação à carga mensal prevista está dispensada de prévia autorização do IBAMA e não precisa ser justificada.
Volume mensal de queima não pode ultrapassar 15% do volume previsto no PAP, exceto quando essa variação resultar de motivos de comprovada necessidade operacional, conforme justificativa a ser apresentada na ANP no “Boletim Mensal de Produção”.	Carga poluidora mensal descartada não pode ultrapassar 15% da carga prevista no PAD-AP, exceto quando essa variação resultar de motivos de comprovada necessidade operacional, conforme justificativa a ser apresentada ao IBAMA por meio de “Boletim Bimestral de Descarte de AP”.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Continuação do Quadro 7 - Analogia entre a gestão de queima de gás e o gerenciamento de AP pela abordagem de carga poluidora.

<p align="center"><b>Portaria ANP nº 249/2000 – Gestão de queima</b></p>	<p align="center"><b>Conceito análogo para o gerenciamento de AP</b></p>
<p>Volume anual de queima não pode ultrapassar 10% do volume previsto no PAP, exceto quando essa variação resultar de motivos de comprovada necessidade operacional, conforme justificativa a ser apresentada na ANP até o dia 31 de janeiro do ano seguinte.</p>	<p>Carga poluidora anual descartada não pode ultrapassar 10% da carga prevista no PAD-AP, exceto quando essa variação resultar de motivos de comprovada necessidade operacional, conforme justificativa a ser apresentada ao IBAMA assim que constatado o risco de ultrapassagem ou até o dia 31 de janeiro do ano seguinte.</p>
<p>Envio de Boletim Mensal de Produção, detalhado por concessão, até o 15º dia corrido de cada mês.</p>	<p>Envio de “Boletim Bimestral de Descarte de AP”, detalhado por conjunto de plataformas, até o último dia útil do mês subsequente (em função da logística de coleta das amostras de AP e análise de TOG gravimétrico em laboratório em terra).</p>
<p>Define queimas autorizadas, que são contabilizadas no PAP.</p>	<p>Define “cargas autorizadas”, que são contabilizadas no PAD-AP.</p>
<p>Define motivos de perdas e queimas de gás natural, bem como situações de exceção aos volumes queimados, que não são contabilizados no PAP: Segurança; Emergência; Limitação Operacional; Manutenção Programada; Obras; Baixa produção de gás natural; Contaminação; Economicidade; Ventilação em tanques; Teste de poço e outros motivos.</p>	<p>Define motivos de descarte de AP e situações de exceção à carga poluidora descartada, que não serão contabilizadas no PAD-AP: Segurança; Emergência; Manutenção Programada; Obras; Teste de poço e outros motivos (desde que tecnicamente justificados junto ao órgão ambiental).</p>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Cabe ressaltar que a Portaria ANP nº 249/2000 define um padrão de medição da queima específico, definido por meio do Decreto nº 2.705/1998<sup>6</sup>, que descreve condições específicas a serem atendidas no momento da medição das queimas de gás natural, tais como pressão e temperatura.

O Art. 6º da Resolução CONAMA nº 393/07 define que “a concentração de óleos e graxas deverá ser determinada pelo método gravimétrico”, porém não define especificamente qual metodologia analítica deve ser utilizada para tal.

De acordo com Queirós et al. (2005), os óleos e graxas podem ser monitorados por meio de diversas técnicas – tais como gravimetria, colorimetria, infravermelho e fluorescência, e cada uma delas pode analisar total ou parcialmente os constituintes existentes na AP das plataformas de petróleo *offshore*, de acordo com o método analítico utilizado.

Por este motivo, numa eventual negociação sobre a carga de Óleos e Graxas descartada no mar permitida para as plataformas, é muito importante que fique claramente definido qual método de análise deverá ser utilizado como referência para o cálculo da carga poluidora. Considerando os recentes esclarecimentos sobre o método de análise que deve ser utilizado para a obtenção dos resultados de TOG da AP, a referência para os cálculos de carga poluidora é método gravimétrico *Standard Methods 5520-B*.

Destaca-se que, para que possa estabelecer um compromisso com relação a esse tipo de abordagem, é imprescindível a obtenção de informações detalhadas sobre as curvas de produção de água das plataformas, bem como sobre os volumes de AP estimados para reinjeção.

Além disso, é importante que as operadoras de petróleo adotem linhas de atuação análogas às adotadas para cumprimento do PARQ, para a otimização operacional das plataformas em operação e definição de diretrizes claras para melhorias em novos projetos.

---

<sup>6</sup> O Decreto nº 2.705, publicado pela Presidência da República em agosto de 1998, define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.

## 4.2 DEFINIÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO, GRUPAMENTO DE PLATAFORMAS E PERÍODO DE APLICAÇÃO PARA O ESTUDO DE CASO

Conforme apresentado no Capítulo 1 um dos objetivos específicos do presente trabalho é realizar a aplicação de um estudo de caso utilizando dados reais de um grupamento de plataformas de petróleo, adotando uma analogia com a Portaria ANP nº 249/2000 para o gerenciamento de AP.

Os itens abaixo apresentam os critérios utilizados para a definição da área de estudo, do grupamento de plataformas e do período de aplicação do estudo de caso.

Em resumo, foi selecionada a área de estudo da Bacia de Campos – em função de sua importância histórica e representatividade na produção nacional de óleo e gás – e utilizados os dados de AP de a um grupo de 5 plataformas em operação durante o período de 2018 a 2021, disponíveis no *website* do órgão ambiental (<https://www.gov.br/ibama/pt-br>).

### 4.2.1 Área de estudo

A exploração de petróleo na Bacia de Campos teve início no final da década de 1950, quando a Petrobras realizou uma campanha para aquisição de dados sísmicos bidimensionais em águas rasas da Bacia de Campos. No início da década 1970 iniciou-se uma campanha de perfuração de poços, que culminou em 1974 na descoberta do Campo de Garoupa (ANP, 2015), representando o marco da descoberta da Bacia de Campos.

De acordo com informações da Petrobras (PETROBRAS, 2015a), a Bacia de Campos é constituída de uma área de cerca de 100 mil quilômetros quadrados, se estendendo do Estado do Espírito Santo (imediações da cidade de Vitória) até o litoral norte do Estado do Rio de Janeiro (cidade de Arraial do Cabo). Nela encontra-se a Área Geográfica da Bacia de Campos, com cerca de 22.914 km<sup>2</sup>, onde ocorrem as atividades de produção de óleo e gás.

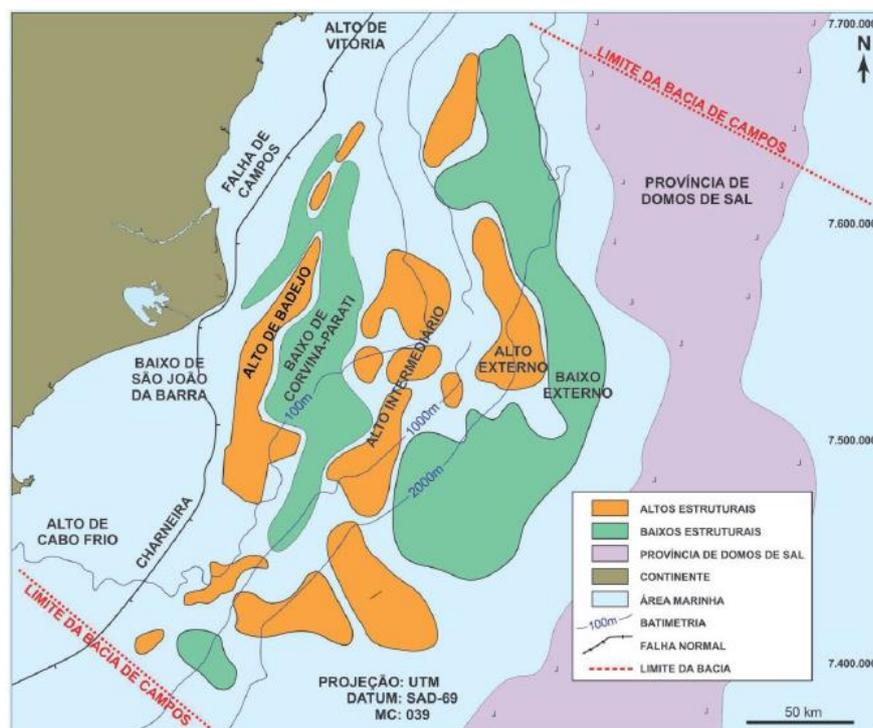
A Bacia de Campos apresenta características em sua evolução tectonosedimentar que a torna singular em termos de potencial petrolífero. Sua origem, bem como as das demais bacias da margem continental leste brasileira, está relacionada ao processo de abertura do Atlântico Sul, que teve início no Mesozóico com a separação das placas tectônicas da América do Sul e da África e a consecutiva deriva continental observada,

como resultado dos esforços distensivos entre os continentes da América do Sul e da África (MOHRIAK, 2003; PETROBRAS, 2015b).

No limite sul está o Alto de Cabo Frio, que se estende por toda plataforma continental. Dentre as principais feições desse alto destaca-se uma zona de transferência expressa por falhas de alto ângulo, mergulhando para o continente e descolando blocos da plataforma carbonática albiana. Esses sistemas de falhas são responsáveis pelo controle das feições mapeáveis numa área de centenas de quilômetros de comprimento por dezenas de largura. Próximo ao limite de São Paulo e Rio de Janeiro a propagação norte-sul do rifte da Bacia de Santos é interrompida e transferida mais a norte na Bacia de Campos. Ao Norte, o Alto de Vitória define uma zona de transferência entre a Bacia de Campos e a Bacia do Espírito Santo, capaz de ser periodicamente reativada através de um regime regional de esforço (PETROBRAS, 2015b).

A Figura 9 apresenta os principais compartimentos estruturais da Bacia de Campos.

Figura 9 - Principais compartimentos estruturais da Bacia de Campos.



Fonte: PETROBRAS (2015b).

As plataformas de produção localizadas na Bacia de Campos estão situadas a uma distância entre 70 e 187 km da costa (Figura 10) e a profundidades de lâmina d'água que variam entre 80 e 1.000 m, aproximadamente (PETROBRAS, 2015a).



### **Plataformas fixas**

As plataformas fixas funcionam como uma estrutura rígida, fixada no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas. Podem ter sua subestrutura constituída de aço (jaquetas ou torre complacente) ou de concreto (plataforma de gravidade), em seu topo existem módulos que fornecem o espaço dos quartos para a tripulação, equipamentos de perfuração e de produção (AMORIM, 2010). A Figura 11 apresenta uma foto da plataforma fixa de Garoupa (PGP-1), que opera no Campo de Garoupa, Bacia de Campos.

Figura 11 - Plataforma fixa PGP-1.



Fonte: PETROBRAS (2017).

O controle dos poços produtores é realizado na superfície e o escoamento da produção, por oleodutos. Atuam em águas superficiais e em lâminas d'água médias, geralmente, com profundidades de até 300 m (PETROBRAS, 2017).

### **Plataformas flutuantes**

As plataformas flutuantes foram desenvolvidas a partir da necessidade de exploração e produção de petróleo em lâminas d'água mais profundas. Ou seja, são embarcações que podem ser instaladas em grandes profundidades, acima de 2.000

metros, graças aos sistemas de ancoragem modernos. Os sistemas de controle dos poços ficam ancorados sobre o solo marinho (PETROBRAS, 2017).

Existem vários tipos de unidades flutuantes, que diferem pelo fato de produzir e armazenar petróleo, apenas produzir ou apenas armazenar (AMORIM, 2010).

Seguem descritos abaixo os dois tipos de plataformas flutuantes mais comuns no Brasil, em operação na Bacia de Campos.

### ***Semi-submersíveis (SS)***

As plataformas semi-submersíveis (SS) são estabilizadas por colunas, podendo ser ancoradas no solo marinho ou dotadas de sistema de posicionamento dinâmico, que mantém a posição da plataforma de forma automática. Além disso, podem ser instaladas em grandes profundidades (mais de 2.000 metros), graças aos sistemas de ancoragem modernos. A Figura 12 apresenta uma foto da plataforma SS P-55, que opera no Campo de Roncador, Bacia de Campos.

Figura 12 - Plataforma SS P-55.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Este tipo de instalação é capaz de realizar o escoamento da produção por oleodutos ou transferência e armazenamento em navios (por meio de operações denominadas “*offloading*”), que posteriormente descarregam em terminais (PETROBRAS, 2017).

### ***FPSO (Floating Production Storage and Offloading)***

Os FPSO consistem em plataformas flutuantes, geralmente convertidas a partir de navios petroleiros. Como a própria sigla sugere, são instalações projetadas para produzir, armazenar e transferir sua produção para navios que descarregam em terminais. Assim como as plataformas semissubmersíveis, podem ser instaladas em grandes profundidades (mais de 2.000 metros) e são ancorada no solo marinho (PETROBRAS, 2017). A Figura 13 apresenta uma foto da plataforma FPSO P-63, que opera no Campo de Papa-Terra, ao sul da Bacia de Campos.

Figura 13 - Plataforma FPSO P-63.



Fonte: PETROBRAS (2017).

Segundo a PETROBRAS (2017), a vantagem que um FPSO apresenta em relação aos outros tipos de plataformas de petróleo é que a sua capacidade de armazenamento permite que opere a grandes distâncias da costa, onde a construção de oleodutos torna-se inviável.

O conhecimento dos tipos de plataformas existentes é importante para o desenvolvimento de uma estratégia de gestão pela abordagem de carga poluidora, uma vez que as características e os compartimentos existentes nas instalações interferem diretamente na capacidade de armazenamento e descarte de AP. Por exemplo, as instalações que dispõem de tanques de armazenamento apresentam

maior flexibilidade com relação ao gerenciamento de efluentes, uma vez que podem aumentar ou diminuir as vazões de descarte, a depender das condições de operação. Essa tem sido, inclusive, a concepção comumente utilizada em projetos mais modernos.

#### 4.2.3 Plataformas da Bacia de Campos selecionadas para o estudo de caso

Conforme apresentado anteriormente no Capítulo 3 - Metodologia, a escolha da base de dados utilizada no estudo de caso teve como ponto de partida a seleção de um grupamento de plataformas, considerando os tipos de instalação em operação na Bacia de Campos e a possibilidade de reinjeção da AP, que representa uma estratégia complementar importante para a aplicação da abordagem de carga poluidora, uma vez que confere às plataformas maior flexibilidade operacional.

Conforme pontuado anteriormente, de acordo com Pereira et al. (2018), a “flexibilidade operacional” é uma competência desejável para a indústria moderna e pode ser definida como a capacidade de um sistema produtivo modificar seus parâmetros de produção, absorvendo e se adaptando às mudanças inerentes ao processo produtivo, sem o dispêndio exagerado de recursos.

Neste sentido, foram selecionadas 5 plataformas, identificadas hipoteticamente como “P-1” a “P-5”, cujas principais características encontram-se resumidas no Quadro 8.

Quadro 8 - Resumo das características das 6 plataformas selecionadas para o estudo.

<b>Identificação (ID) da plataforma</b>	<b>Tipo</b>	<b>Início de operação</b>	<b>Capacidade de processamento de petróleo (bpd)</b>	<b>Estratégia complementar de gestão de AP</b>
P-1	SS	2009	180.000	Reinjeção <sup>1</sup>
P-2	FPSO	2007	180.000	Reinjeção <sup>2</sup>
P-3	FPSO	2014	180.000	-
P-4	FPSO	1998	200.000	Reinjeção
P-5	FPSO	2010	180.000	Reinjeção

Fonte: elaborado pelo autor.

Notas:

<sup>1</sup>Início da reinjeção de AP na plataforma em abril de 2021

<sup>2</sup>Início da reinjeção de AP na plataforma em junho de 2021

Como particularidades importantes de cada uma das plataformas selecionadas, é possível destacar:

- A plataforma P-1 é uma plataforma do tipo SS, que iniciou a reinjeção de AP no reservatório no ano de 2021.
- A plataforma P-2 iniciou a reinjeção de AP mais recentemente, em 2021, porém é uma instalação do tipo FPSO, com capacidade de armazenamento de produção.
- A plataforma P-3 é uma FPSO e é a mais recentemente licenciada entre as cinco plataformas selecionadas, no entanto não possui a alternativa de reinjeção de AP no reservatório.
- As plataformas P-4 e P-5 são do tipo FPSO e implementaram a reinjeção de AP em reservatório antes de 2018, portanto contam com essa alternativa de disposição do efluente ao longo de todo o período do estudo.

#### **4.2.4 Período de aplicação do estudo de caso**

Conforme apresentado no Capítulo 3 – Metodologia, foi selecionado como período de aplicação para o estudo de caso os últimos 4 anos, ou seja, 2018 a 2021. A definição desse período teve como base as principais premissas: (1) o fato de os resultados mais recentes de TOG e volume protocolados pelas operadoras junto ao órgão ambiental serem referentes ao ano de 2021 e (2) os esclarecimentos sobre o método de análise que deve ser utilizado para a obtenção dos resultados de TOG da AP, de Standard Methods (SM) 5520-F para SM 5520-B no ano de 2018.

#### **4.3 APLICAÇÃO DO ESTUDO DE CASO**

Este item tem como objetivo apresentar os resultados da aplicação do estudo de caso, a partir da analogia ao regulamento da ANP para o gerenciamento de AP proposta anteriormente. Conforme apresentado no Capítulo 3 – Metodologia, como o principal parâmetro de monitoramento da AP é o TOG, foi considerada especificamente a carga poluidora de óleos e graxas e as margens de variação previstas na Portaria ANP nº 249/2000 foram os pontos centrais do desenvolvimento desse estudo de caso.

A tabela 1 apresenta os dados de entrada para o cálculo e os resultados de “carga poluidora limite autorizada (teórica)” por ano, por plataforma, obtida pelo

produto entre o volume anual de descarte de AP autorizado pelo órgão ambiental no âmbito do licenciamento e a média mensal de TOG, utilizando, em uma abordagem conservadora, o limite mensal de 29 mg/L, valor mais restritivo definido na Resolução CONAMA nº 393/07.

É importante ressaltar que as estimativas ou curvas de geração de água produzida ao longo do ciclo de vida das plataformas – juntamente com outras informações relevantes, tais como o estudo de modelagem de dispersão do efluente e a avaliação de impactos ambientais – fazem parte do escopo dos estudos de impacto ambiental e subsidiam os processos de licenciamento junto ao órgão ambiental.

O cálculo da carga poluidora limite autorizada utilizou essas estimativas como referência, partindo da premissa que, estando a plataforma com sua Licença de Operação válida, conseqüentemente, esses volumes de geração (e, portanto, de descarte) encontram-se devidamente autorizados pelo órgão ambiental competente.

Tabela 1 - Dados de entrada para o cálculo e resultados de “carga poluidora limite autorizada (teórica)” por ano, para as plataformas do estudo de caso.

Plataforma	Volume de AP licenciado, em M m <sup>3</sup>				Média anual de TOG (teórica), em mg/L				Carga poluidora limite autorizada (teórica), em t			
	2018	2019	2020	2021	2018	2019	2020	2021	2018	2019	2020	2021
P-1	9,1	9,1	8,7	8,1	29	29	29	29	265	265	254	235
P-2	6,3	6,5	6,7	6,9	29	29	29	29	183	188	195	201
P-3	14,3	14,5	14,8	14,0	29	29	29	29	416	421	429	407
P-4	1,8	1,8	1,8	1,8	29	29	29	29	52	52	54	53
P-5	13,1	13,5	13,8	14,0	29	29	29	29	381	391	399	405

Fonte: Adaptado de [www.ibama.gov.br](http://www.ibama.gov.br).

A tabela 2 apresenta os dados de entrada para o cálculo e os resultados de “carga poluidora realizada”, por ano, por plataforma, obtida pelo produto entre o volume anual de AP descartado e a média anual dos resultados de TOG da plataforma (método gravimétrico SM 5520-B).

Tabela 2 - Dados de entrada para o cálculo e resultados de “carga poluidora realizada” por ano, para as plataformas do estudo de caso.

Plataforma	Volume de AP descartado, em M m <sup>3</sup>				Média anual dos resultados de TOG, em mg/L				Carga poluidora realizada, em t			
	2018	2019	2020	2021	2018	2019	2020	2021	2018	2019	2020	2021
P-1	6,5	7,4	6,6	3,3	69	89	59	54	445	655	395	180
P-2	3,9	2,9	2,6	0,4	175	166	149	185	676	481	383	63
P-3	2,8	3,6	3,6	4,2	16	34	11	14	48	140	39	56
P-4	2,3	1,1	0,9	0,8	19	20	13	15	48	23	12	11
P-5	0,8	1,1	1,3	1,5	21	18	15	16	18	20	19	23

Fonte: Adaptado de [www.ibama.gov.br](http://www.ibama.gov.br).

O Quadro 9 apresenta uma análise comparativa dos dados anuais de “carga poluidora limite autorizada”; “carga poluidora limite autorizada, considerando a margem de variação anual de 10%” e “carga poluidora realizada” para as 5 plataformas do estudo de caso, bem como o cálculo da diferença entre os resultados de “carga poluidora teórica” (com e sem a margem de variação anual de 10%) e “carga poluidora realizada”, de modo a identificar ocorrência de déficit ou excedente de carga em cada ano. Conforme mencionado no Capítulo 3 - Metodologia, entende-se como “déficit de carga poluidora” o caso em que a carga limite autorizada (teórica) é inferior à carga efetivamente realizada e “excedente de carga poluidora” o caso em que a carga limite autorizada é superior à realizada.

Quadro 9 - Dados anuais de carga poluidora teórica e realizada das plataformas do estudo de caso e cálculo da diferença entre os resultados, com e sem a margem de variação anual de 10%.

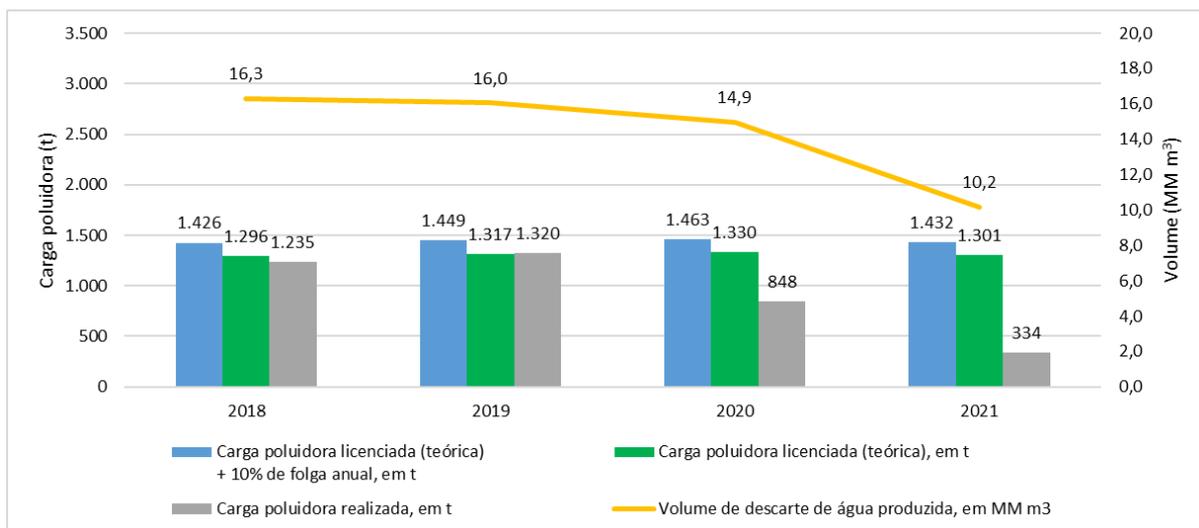
Ano	2018	2019	2020	2021
Carga poluidora limite autorizada (teórica), em t	1.296	1.317	1.330	1.301
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 10% margem de variação, em t	1.426	1.449	1.463	1.432
Carga poluidora realizada, em t	1.235	1.320	848	334
Balanço (teórico - realizado) <u>sem</u> margem de variação anual, em t	62	-2	482	967
Balanço (teórico - realizado) <u>com</u> margem de variação anual, em t	191	129	615	1.097

Fonte: elaborado pelo autor.

Como se pode observar, considerando o grupamento das 5 plataformas, a análise comparativa entre a carga poluidora limite autorizada sem considerar a margem de variação anual de 10% (prevista na Portaria ANP nº 249/00) e a carga poluidora realizada mostrou que houve um excedente de carga poluidora (carga limite autorizada  $\geq$  carga realizada) em três dos quatro anos do período estudado (2018, 2020 e 2021). No ano de 2019, foi registrado um déficit de carga poluidora, ou seja, a carga poluidora realizada (efetivamente descartada por esse grupo de plataformas), excedeu em 2 toneladas a carga limite autorizada junto ao órgão ambiental.

Já a análise comparativa entre a carga poluidora limite autorizada considerando a margem de variação anual de 10% (prevista na Portaria ANP nº 249/00) e a carga poluidora realizada mostrou que houve um excedente de carga poluidora (carga limite autorizada  $\geq$  carga realizada) em todos os anos do período estudado (2018 a 2021). A Figura 14 apresenta um comparativo entre a carga poluidora limite autorizada, com e sem a margem de variação anual de 10%, a carga poluidora realizada e o volume de AP descartada em cada ano, no grupamento de plataformas do estudo de caso.

Figura 14 - Comparativo entre carga poluidora limite autorizada (com e sem a margem de variação anual de 10%), carga poluidora realizada e o volume de AP descartada em cada ano, nas 5 plataformas do estudo de caso.



Fonte: elaborado pelo autor.

É importante ressaltar que, considerando a carga poluidora limite autorizada e a margem de variação anual prevista na Resolução ANP nº 249/00, o déficit em torno de 2 toneladas corresponde a, aproximadamente, 0,2% da carga poluidora teórica originalmente autorizada para o grupo de plataformas (1.317 t). Essa pequena diferença não necessariamente deve ser interpretada como um descumprimento dos compromissos acordados, uma vez que pode estar relacionada à própria incerteza dos dados utilizados nos cálculos, como por exemplo, o arredondamento dos resultados de TOG (sem casa decimal) e volumes de descarte de AP (expressos em milhões de m<sup>3</sup>). Neste contexto, é muito importante que essas premissas sejam discutidas e claramente estabelecidas junto ao órgão regulador nas etapas de planejamento e negociação dos limites anuais de descarte.

Uma vez identificada a ocorrência de déficit de carga poluidora no grupamento das 5 plataformas em determinado ano, foi realizada uma avaliação mais detalhada por plataforma, considerando o “melhor caso” e do “pior caso” observados. O “melhor caso” foi definido como o de maior excedente de carga por ano e o “pior caso”, como o de maior déficit de carga por ano.

O Quadro 10 apresenta um detalhamento por plataforma dos dados de carga poluidora referentes ao ano de 2019, quando foi observado déficit de carga poluidora de óleos e graxas, na análise comparativa entre a carga poluidora limite autorizada sem considerar a margem de variação anual de 10% (prevista na Portaria ANP nº 249/00) e a carga poluidora realizada.

Quadro 10 - Detalhamento dos resultados de carga poluidora por plataforma, para o ano de 2019.

<b>Plataforma</b>	<b>P-1</b>	<b>P-2</b>	<b>P-3</b>	<b>P-4</b>	<b>P-5</b>
Carga poluidora limite autorizada (teórica), em t	265	188	421	52	391
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 10% margem de variação anual, em t	291	207	463	57	431
Carga poluidora realizada, em t	655	481	140	23	20
Balanço (teórico – realizado) sem margem de variação anual, em t	<b>-390</b>	<b>-293</b>	281	29	<b>371</b>
Balanço (teórico – realizado) com margem de variação anual, em t	<b>-363</b>	<b>-274</b>	323	34	<b>410</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o ano de 2019, foi possível observar que houve um efeito de “compensação em pares” ou “compensação em subgrupos” nos balanços de carga poluidora das plataformas “sem a margem de variação anual de 10%” e “com a margem de variação anual de 10%”. Por exemplo, o resultado do balanço de P-2 sem a margem de variação anual foi bastante próximo do resultado do balanço de P-3 e o de P-1 foi bastante próximo do de P-5. Uma outra análise pode considerar, ainda, que o somatório dos balanços (negativos) de P-1 e P-2 sem a margem de variação anual foi compensado pelo somatório dos balanços (positivos) de P-3, P-4 e P-5.

Tendo em vista que, no processo de licenciamento ambiental, cada uma das plataformas teve seus potenciais impactos ambientais avaliados e suas respectivas medidas mitigadoras traduzidas em condicionantes nas suas licenças de operação, observa-se que a abordagem de carga poluidora para o conjunto das 5 plataformas pode trazer benefícios à gestão da AP, conferindo maior flexibilidade operacional às instalações, uma vez que não é pautada unicamente na concentração de TOG da AP, mas também nos volumes descartados ao longo do tempo na região produtora como um todo.

Conforme mostrado no Quadro 10, a plataforma considerada o “pior caso” de 2019 foi P-1, com um déficit de 390 toneladas de óleos e graxas, quando comparamos a carga poluidora realizada com a carga poluidora teórica sem a margem de variação anual de 10%. O melhor caso, por sua vez, foi o de P-5, com um excedente de 371 toneladas de óleos e graxas, quando comparamos esses mesmos dados. Os dados dessas duas plataformas foram detalhados em uma base mensal (considerando os volumes mensais de descarte de AP e média aritmética mensal dos resultados de TOG), cujos resultados são apresentados no Apêndice 1 do presente trabalho.

O Quadro 11 apresenta um resumo dos fatores do cálculo da carga poluidora e respectivos resultados consolidados para o “pior caso” (P-1) e o “melhor caso” (P-5) do ano de 2019.

Quadro 11 - Resumo dos fatores do cálculo da carga poluidora e respectivos resultados consolidados para o “pior caso” (P-1) e o “melhor caso” (P-5) de 2019.

<b>Plataforma</b>	<b>P-1</b>	<b>P-5</b>
Volume de AP licenciado, em M m <sup>3</sup> /ano	9,1	13,5
Volume de AP descartado, em M m <sup>3</sup> /ano	7,4	1,1
Média anual de TOG, em mg/L	89	18
Carga poluidora limite autorizada (teórica), em t	265	391
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 3% margem de variação diária, em t	273	403
Carga poluidora limite autorizada (teórica)+15% margem de variação mensal, em t	304	431
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 10% margem de variação anual, em t	291	450
Carga poluidora realizada, em t	655	20
Balanço (teórico - realizado) sem margens de variação, em t	-390	371
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação diária de 3%, em t	-382	383
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação mensal de 15%, em t	-350	410
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação anual de 10%, em t	-363	430

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para P-1, foi possível observar que todos os meses de 2019 apresentaram déficit de carga poluidora, representando um descarte médio mensal de aproximadamente 32 toneladas de óleos e graxas a mais em relação à carga poluidora limite autorizada, conforme informações apresentadas no Apêndice 1. As margens de variação previstas na Portaria ANP nº 249/00 (3% ao dia, 15% ao mês e 10% ao ano) não foram suficientes para que a carga poluidora realizada ficasse dentro da previsão autorizada junto ao órgão ambiental. O Quadro 12 apresenta um resumo dos fatores do cálculo da carga poluidora e respectivos resultados consolidados para a plataforma P-1, para o período de 2018 a 2021.

Quadro 12 - Resumo dos fatores do cálculo da carga poluidora e respectivos resultados consolidados para a plataforma P-1, para o período de 2018 a 2021.

<b>P-1</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021*</b>
Volume de AP licenciado (m <sup>3</sup> )	9.125.000	9.123.905	8.741.385	8.088.035
TOG teórico (referência da legislação)	29	29	29	29
Carga poluidora limite autorizada (teórica), em t	265	265	254	235
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 3% margem de variação diária, em t	273	273	261	242
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 15% margem de variação mensal, em t	304	304	292	270
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 10% margem de variação anual, em t	291	291	279	258
Volume de AP descartado (m <sup>3</sup> )	6.486.420	7.355.710	6.579.050	3.337.467
Média anual de TOG (mg/L)	69	89	59	54
Carga poluidora realizada, em t	445	655	395	180
Balanco (teórico - realizado) sem margens de variação, em t	-181	-390	-141	55
Balanco (teórico - realizado) com margem de variação diária de 3%, em t	-173	-382	-134	62
Balanco (teórico - realizado) com margem de variação mensal de 15%, em t	-141	-350	-103	90
Balanco (teórico - realizado) com margem de variação anual de 10%, em t	-154	-363	-116	78

\*Início da reinjeção de AP na plataforma em abril de 2021.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O volume anual descartado pela P-1 no ano de 2019 correspondeu a 81% do volume teórico informado no processo de licenciamento ambiental da plataforma, obtido a partir das curvas de geração de AP. O resultado médio de TOG, no entanto, foi de 89 mg/L, superior ao limite mensal de 29 mg/L e ao limite diário de 42 mg/L, previsto na Resolução CONAMA nº 393/07. Cabe ressaltar, ainda, que o limite de 29 mg/L foi adotado como referência para o cálculo da carga poluidora limite autorizada. Esse último fator parece ter pesado de maneira significativa para o resultado negativo do balanço de carga poluidora da plataforma no ano de 2019.

Conforme apontado no Capítulo 3 – Metodologia, cabe destacar que, no ano de 2018, foi firmado Termo de Compromisso (TC) entre a Petrobras e o IBAMA, que teve como objetivo “disciplinar as ações e medidas necessárias para adequação de 28 plataformas marítimas da Companhia em relação ao descarte de AP, mediante a

realização das análises gravimétricas de TOG a partir do método *Standard Methods* (SM) 5520-B". A plataforma P-1 faz parte do referido TC e se encontra respaldada pelo período de transição acordado entre as partes, o que justifica a ocorrência de resultados médios de TOG superiores aos limites da Resolução CONAMA nº 393/07, dada sua necessidade de adequação em função dos esclarecimentos sobre o método de análise que deve ser utilizado para a obtenção dos resultados de TOG.

No ano de 2020, foi possível observar melhora no resultado de carga poluidora de P-1, porém ainda apresentando um déficit de carga poluidora de 141 toneladas de óleos e graxas, comparando os resultados de carga poluidora limite autorizada (sem margens de variação) e carga poluidora realizada. Isso pode ser explicado tanto pela redução do volume de AP descartado, que correspondeu a 75% do volume teórico informado no processo de licenciamento ambiental da plataforma, como pela redução do resultado médio de TOG em 2020, que apesar de permanecer superior aos limites da Resolução CONAMA nº 393/07, foi menor do que o resultado médio do ano anterior (passou de 89 mg/L em 2019 para 59 mg/L em 2020).

Já no ano de 2021, o cenário da plataforma deixou de ser deficitário (-141 t em 2020), passando para um cenário de excedente de 55 toneladas de carga poluidora.

Apesar de ter havido uma redução considerável na média dos resultados de TOG nos anos seguintes a 2019, o resultado da média anual permaneceu superior aos limites descritos na Resolução CONAMA 393/07. No entanto, o volume de descarte de AP teve uma redução ainda mais significativa: em 2019, o volume de AP descartado em P-1 correspondia a, aproximadamente, 81% do volume licenciado; em 2020 passou para 75% e, em 2021, o volume descartado esteve em torno de 41% do volume de descarte de AP licenciado para a plataforma. Essa redução no descarte de AP ocorreu em função do início da reinjeção em abril de 2021.

Fazendo uma avaliação análoga para a plataforma P-5, foi possível observar que todos os meses de 2019 apresentaram excedente de carga poluidora, totalizando 371 toneladas de óleos e graxas a menos do que a carga poluidora limite autorizada, o que representa um descarte médio, em cada mês, de aproximadamente 31 toneladas de óleos e graxas a menos do que a carga poluidora limite autorizada junto ao órgão ambiental. Considerando as margens de variação previstas na Portaria ANP nº 249/00 (3% ao dia, 15% ao mês e 10% ao ano), esse

excedente foi ainda maior, chegando a um valor de 410 toneladas a menos do que o teoricamente licenciado junto ao órgão ambiental para o ano de 2019, considerando a margem de variação anual de 10%. O Quadro 13 apresenta um resumo dos fatores do cálculo da carga poluidora e respectivos resultados consolidados para a plataforma P-5, para o período de 2018 a 2021.

Quadro 13 - Resumo dos fatores do cálculo da carga poluidora e respectivos resultados consolidados para a plataforma P-5, para o período de 2018 a 2021.

<b>P-5</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Volume de AP licenciado (m <sup>3</sup> )	13.139.270	13.498.065	13.770.355	13.968.550
TOG teórico (referência da legislação)	29	29	29	29
Carga poluidora limite autorizada (teórica), em t	381	391	399	405
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 3% margem de variação diária, em t	392	403	411	417
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 15% margem de variação mensal, em t	438	450	459	466
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 10% margem de variação anual, em t	419	431	439	446
Volume de AP descartado (m <sup>3</sup> )	824.417	1.090.955	1.303.328	1.460.564
Média anual de TOG (mg/L)	21	18	15	16
Carga poluidora realizada, em t	18	20	19	23
Balanço (teórico - realizado) sem margens de variação, em t	363	371	381	382
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação diária de 3%, em t	375	383	392	394
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação mensal de 15%, em t	421	430	440	442
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação anual de 10%, em t	402	410	420	422

Fonte: elaborado pelo autor.

O resultado médio de TOG se manteve em torno de 18 mg/L em 2019, inferior ao limite diário de descarte de 42 mg/L e à média mensal de 29 mg/L previstos na Resolução CONAMA nº 393/07, sendo este último utilizado como referência para o cálculo da carga poluidora limite autorizada (teórica). O volume anual descartado pela P-5 esteve sempre bem abaixo do volume teórico licenciado, correspondendo

a, aproximadamente, 8% do volume teórico informado no processo de licenciamento ambiental da plataforma para o ano de 2019. Esses dois fatores, concomitantemente, contribuíram para o resultado positivo do balanço de carga poluidora da plataforma no ano de 2019.

No ano de 2020, houve uma pequena redução no resultado de carga poluidora de P-5, de 20 toneladas em 2019 para 19 toneladas de carga poluidora em 2020. Neste caso, é possível observar que a redução da média anual de TOG ao longo dos anos contribuiu de forma mais significativa para esse resultado, uma vez que o volume de AP descartado aumentou de 1,1 milhões de metros cúbicos para 1,3 milhões de metros cúbicos no mesmo período e, mesmo assim, o resultado da carga poluidora realizada diminuiu.

No ano de 2021, a carga poluidora realizada em P-5 aumentou 4 toneladas em relação ao ano anterior. Apesar de a média de TOG ao longo do ano ter permanecido praticamente inalterada (Apêndice 1), o volume de AP descartado aumentou de 1,3 para 1,5 milhões de metros cúbicos no ano, contribuindo para a ocorrência desse aumento no resultado.

A tendência observada em P-5 condiz com o resultado esperado para uma plataforma, uma vez que, com o amadurecimento dos campos de produção, há um aumento na geração de AP. De qualquer forma, caso fosse adotada uma abordagem de gestão por carga poluidora, a situação da plataforma P-5 seria muito favorável, uma vez que essa plataforma apresenta um excedente altíssimo de carga poluidora (excedente médio de ~370 t de O&G entre 2028 e 2021), contribuindo positivamente e forma significativa para o balanço de carga poluidora do grupamento de plataformas selecionadas.

Conforme descrito no item 4.2.2, a plataforma P-5 não foi projetada e licenciada com a possibilidade de realizar reinjeção de AP, não dispondo dessa alternativa de disposição. Já no caso de P-1, a reinjeção de AP se mostrou técnico-economicamente viável, tendo sido implementada desde abril de 2021. Apesar de não ter sido planejada desde o início de operação da plataforma, a estratégia de reinjeção de AP parece ter sido uma peça-chave para a adoção da abordagem de carga poluidora nessa unidade: com o início da reinjeção, a plataforma deixou de apresentar déficit de carga poluidora e passou a apresentar excedente de carga, resultando em uma operação ambientalmente mais favorável e contribuindo não

somente com sua própria flexibilidade operacional, mas também com a flexibilidade operacional do grupamento das 5 plataformas, uma vez que passou a contar com uma alternativa adicional de disposição do efluente.

É importante ressaltar que, do ponto de vista da preservação ambiental, é importante que se busque o descarte da menor carga poluidora possível em todos os empreendimentos. No entanto, essa ambição deve vir acompanhada de uma avaliação criteriosa sobre a viabilidade técnico-econômica das tecnologias de tratamento e disposição existentes, especialmente frente às restrições técnicas e logísticas de que se reveste a produção de petróleo *offshore*. A reinjeção de AP, por exemplo, nem sempre é uma opção possível e/ou viável, especialmente em plataformas que já se encontram em operação, devendo ser pensada preferencialmente desde a fase de projeto da unidade. Neste sentido, cabe comentar que os estudos de modelagem de dispersão de água produzida demonstram que, no ambiente *offshore*, esse efluente se dispersa rapidamente, a distâncias inferiores aos 500m da zona de mistura descrita na legislação.

De acordo com resultados da aplicação do estudo de caso, tendo em vista os dados de monitoramento de AP atualmente disponíveis e reportados aos órgãos reguladores, observa-se que é possível propor uma analogia entre o que é praticado pela ANP para a queima de gás, para o gerenciamento de AP *offshore*.

A utilização da abordagem de carga poluidora e a realização dos cálculos para o grupo de plataformas se mostraram opções interessantes para o gerenciamento ambiental do descarte de AP, uma vez que consideram, além do comparativo entre as concentrações de TOG e os limites descritos na legislação (diário de 42 mg/L e mensal de 29 mg/L), os volumes de água produzida descartados no ambiente.

Em contrapartida, a aplicação das margens de variação previstas no regulamento da ANP (3% diária, 15% mensal e 10% anual) não trouxe impacto significativo no balanço de carga poluidora das plataformas estudadas, portanto, não seria um aspecto relevante para a abordagem de carga no descarte de AP.

A proposição dessa analogia contribui para a evolução do cenário regulatório brasileiro, uma vez que:

- dissemina iniciativas e boas práticas adotadas internacionalmente;
- incentiva a modernização do arcabouço legal brasileiro, por meio do desenvolvimento de novas ideias;

- demonstra, de maneira prática, a possibilidade de adoção de um critério inovador para o gerenciamento da AP offshore, mais lógico do ponto de vista ambiental do que o instrumento de comando e controle comumente utilizado na legislação ambiental brasileira e

- promove a construção de uma abordagem mais lógica do ponto de vista ambiental, tendo em vista que considera, além dos resultados de monitoramento de TOG, os volumes descartados ao longo do tempo.

## CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

### Considerações finais

A Indústria de Óleo e Gás é responsável pelo consumo de elevados volumes de água e pela geração de diferentes tipos de efluentes, entre eles a AP, cuja composição é complexa e os volumes, expressivos.

O amadurecimento dos campos de produção resulta em um aumento dos volumes gerados. Em função dos potenciais impactos do descarte no ambiente, tem-se observado um rigor cada vez maior na legislação.

A legislação ambiental brasileira é, de maneira geral, pautada no instrumento de “comando e controle”, que fixa padrões de lançamento e resulta em sanções aos empreendimentos, reduzindo a flexibilidade operacional das instalações, sem necessariamente resultar em benefícios para o meio ambiente.

Outras abordagens de gerenciamento vêm sendo adotadas na temática ambiental. O conceito de carga poluidora, por exemplo, já é adotado no Brasil para a gestão de queima de gás em plataformas, regida pela Portaria ANP nº 249/2000, revogada pela Resolução ANP nº 806/2020.

Baseado na abordagem de carga poluidora adotada pela ANP para a queima de gás, o presente trabalho teve como objetivo apresentar uma proposta inovadora e mais lógica do ponto de vista ambiental para o gerenciamento de AP *offshore*, levando em consideração não somente os resultados de TOG, mas também os volumes descartados ao longo do tempo.

Na revisão da literatura, foram identificadas diversas tecnologias de tratamento de AP *offshore*. No entanto, devido às limitações de peso e espaço físico, o desenvolvimento de tecnologias mais compactas, eficientes e técnico-economicamente viáveis continua sendo um dos principais desafios da indústria.

O TOG é o principal parâmetro de controle da AP em todo o mundo, porém os limites de descarte são distintos e variam de acordo com o método de medição. Em outras regiões do mundo, como Golfo do México e Mar do Norte, complementarmente aos limites de TOG, o gerenciamento da AP é realizado por

meio de análises de risco ambiental, colocadas nos regramentos de forma clara e bem estabelecida.

No desenvolvimento do trabalho, foi elaborada uma proposta de analogia ao regramento da ANP para o gerenciamento de AP, tendo como referência a carga poluidora de óleos e graxas e utilizando como premissa quatro “pontos fortes” identificados na Portaria ANP nº 249/2000.

Assim, foi realizada a aplicação de um estudo de caso com dados reais de 5 plataformas em operação na Bacia de Campos, para o período de 2018 a 2021.

## **Conclusões**

- Os resultados do estudo de caso demonstraram que é possível propor uma analogia entre o que é praticado pela ANP para o gerenciamento do descarte de AP offshore, promovendo a construção de um critério inovador, mais lógico do ponto de vista ambiental do que o instrumento de “comando e controle” comumente adotado na legislação brasileira. Isto porque tal abordagem considera, além dos resultados de TOG, os volumes descartados ao longo do tempo.

- A adoção de limites em termos de carga poluidora, ao invés de unicamente a comparação entre os resultados de TOG e os limites descritos na legislação, bem como a realização dos cálculos para um grupo de plataformas se mostraram estratégias interessantes para o gerenciamento do descarte de AP *offshore*. Em contrapartida, a aplicação das margens de variação previstas no regulamento da ANP (3% diária, 15% mensal e 10% anual) não trouxeram impactos significativos no balanço de carga poluidora das plataformas, portanto, não seria um aspecto relevante na abordagem de carga para o descarte de AP.

- Do ponto de vista da preservação ambiental, é importante que se busque o descarte da menor carga poluidora possível em todos os empreendimentos. No entanto, essa ambição deve vir acompanhada de uma avaliação criteriosa sobre a viabilidade técnico-econômica das tecnologias de tratamento e disposição existentes, especialmente frente às restrições técnicas e logísticas de que se reveste a produção de petróleo *offshore*. A reinjeção de AP, por exemplo, nem sempre é uma opção possível e/ou viável, especialmente em plataformas que já se encontram em operação, devendo ser pensada preferencialmente desde a fase de projeto da

unidade. A metodologia proposta contribui para a evolução do cenário regulatório brasileiro, uma vez que:

- dissemina boas práticas internacionais;
- incentiva a modernização do arcabouço legal brasileiro, desenvolvendo novas ideias;
- demonstra a possibilidade de adoção de um critério inovador para o gerenciamento da AP, diferente do instrumento comumente utilizado na legislação ambiental e
- promove a construção de uma abordagem mais lógica do ponto de vista ambiental, tendo em vista que considera, além dos resultados de TOG, os volumes descartados no corpo receptor.

### **Sugestões para trabalhos futuros**

- Ampliar o escopo do estudo de caso apresentado, explorando outras plataformas

O presente trabalho realizou um estudo de caso utilizando dados reais de 5 plataformas de petróleo em operação na Bacia de Campos, adotando uma analogia à Portaria ANP nº 249/2000 para o gerenciamento do descarte de AP offshore. Sugere-se, como trabalho futuro, ampliar o escopo do referido estudo de caso, explorando também as informações referentes a outras plataformas.

- Avaliar o impacto da revogação da Portaria ANP nº 249/2000 e publicação da Resolução ANP nº 806/2020 na proposta de analogia para o gerenciamento de AP

A Resolução ANP nº 806/2020, que revogou a Portaria ANP nº 249/2000, excluiu a previsão da margem de variação anual de 10% em relação aos volumes de queima previstos no PAP e alterou o controle sobre os volumes de queima ou perda de gás natural em campos marítimos, que passou a ser realizado por unidade de produção, e não mais por grupamento de instalações.

Conforme pontuado no presente trabalho, o planejamento de 3 dos 4 anos do período de aplicação do estudo de caso (2018, 2019 e 2020) ainda estavam sendo regidos pela Portaria ANP nº 249/2000, fato esse que embasou a utilização dos requisitos dessa norma nesse estudo. Tendo em vista as alterações advindas da

publicação da Resolução ANP nº 806/20, sugere-se, como trabalho futuro, avaliar o impacto da mudança do contexto regulatório para a queima de gás sobre a proposta de analogia para o gerenciamento de AP *offshore*.

- Avaliar a possibilidade de elaboração de índice específico para o gerenciamento de AP, a exemplo do Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA), descrito na Portaria ANP nº 249/2000

O presente trabalho apresentou uma proposta de analogia ao regulamento da ANP para o gerenciamento de AP, porém não discorreu sobre a elaboração de um plano ou sobre o estabelecimento de metas de redução de carga poluidora.

Conforme disposto na Portaria ANP nº 249/2000, as metas plurianuais de redução de queima/perdas de gás das plataformas são negociadas com base no Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA), definido pela proporção, em termos percentuais, do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado produzido. Neste contexto, sugere-se, como trabalho futuro, avaliar a possibilidade de elaboração de índice específico para o gerenciamento de AP, a exemplo índice adotado no referido regulamento da ANP.

- Avaliar a aplicação de análise integrada entre os balanços de carga poluidora e demais resultados associados à operação das plataformas

O presente trabalho não abordou as questões relacionadas aos resultados de ecotoxicidade e ao gerenciamento do risco ambiental do descarte de água produzida no entorno das plataformas.

Sugere-se, como trabalho futuro, avaliar os balanços de carga dos grupos de plataformas em uma análise integrada, considerando também outros resultados, tal como dados dos estudos de modelagem de dispersão da pluma de descarte de AP e os dados de monitoramento do corpo receptor.

## REFERÊNCIAS

AHMADUNET al., Review of technologies for oil and gas produced water treatment. **Journal of Hazardous Materials**, v. 170, n. 2-3, p. 530–551, 2009.

AMORIM, Tailand Oliveira de. **Plataformas offshore. Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento**. 2010. 70 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Tecnologia em Construção Naval), Centro Universitário Estadual da Zona Oeste, 2010.

ANP, Agência Nacional de Petróleo. **Portaria ANP nº 249/2000**. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/portarias-anp/tecnicas/2000/novembro&item=panp-249--2000>> Acesso em: abril 2022.

ANP, 2015 - **BACIA DE CAMPOS - Sumário Geológico e Setores em Oferta**. Disponível em:

[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUK EwjH95TEsvvAhX6GrkGHYnWBwcQFjABegQIFRAD&url=http%3A%2F%2Frodadas.anp.gov.br%2Farquivos%2FRound\\_13%2Fareas\\_oferecidas\\_r13%2FSumarios\\_Geologicos%2FSumario\\_Geologico\\_Bacia\\_Campos\\_R13.pdf&usq=AOvVaw3pJY-3leeTYsi3XbNsk-9n](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUK EwjH95TEsvvAhX6GrkGHYnWBwcQFjABegQIFRAD&url=http%3A%2F%2Frodadas.anp.gov.br%2Farquivos%2FRound_13%2Fareas_oferecidas_r13%2FSumarios_Geologicos%2FSumario_Geologico_Bacia_Campos_R13.pdf&usq=AOvVaw3pJY-3leeTYsi3XbNsk-9n). Acesso em: nov 2022.

ANP, 2021. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Janeiro 2021/Número 125**. Disponível em:

[https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUK EwjI87LqpPvvAhW\\_JLkGHZ61C4oQFjAAegQIAxAD&url=https%3A%2F%2Fwww.gov.br%2Fanp%2Fpt-br%2Fcentrais-de-conteudo%2Fpublicacoes%2Fboletins-anp%2Fbmp%2F2021%2F2021-01-boletim.pdf&usq=AOvVaw1gGj1LkF4Dltyn4BkvwBWj](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUK EwjI87LqpPvvAhW_JLkGHZ61C4oQFjAAegQIAxAD&url=https%3A%2F%2Fwww.gov.br%2Fanp%2Fpt-br%2Fcentrais-de-conteudo%2Fpublicacoes%2Fboletins-anp%2Fbmp%2F2021%2F2021-01-boletim.pdf&usq=AOvVaw1gGj1LkF4Dltyn4BkvwBWj). Acesso em: out 2022.

ARTHUR, J. D.; DILLON, L. W.; DRAZAN, D. J. Management of Produced Water from Oil and Gas Wells. **Working Document of the NPC North American Resource Development Study**, p. 32. 2011.

BEIS, DEPARTMENT FOR BUSINESS ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY. **Methodology for the Sampling and Analysis of Produced Water and Other Hydrocarbon Discharges**. 2018.

BRASIL. **Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente n. 20 de 18 de junho de 1986**. Ministério do Meio Ambiente. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res86/res2086.html>

BRASIL. **Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente n. 357 de 17 de março de 2005**. Brasil: Ministério do Meio Ambiente. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=459>

BRASIL. **Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente n. 393 de 08 de agosto de 2007**. Brasil: Ministério do Meio Ambiente. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=541>

CASINI, S. et al. Use of biomarkers to investigate toxicological effects of produced water treated with conventional and innovative methods. **Marine Environmental Research**, v. 62, p. S347–S351, jan. 2006.

CFR 40 PART 136. **Guidelines Establishing Test Procedures For The Analysis Of Pollutants**. Disponível em: <https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=57d5771415f8a36cb8c0e2ca2a1583a2&mc=true&node=pt40.25.136&rgn=div5> . Acesso em: jun. 2022.

CFR 40 Part 435. **Oil And Gas Extraction Point Source Category**. Disponível em: <https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=d20720134903da66140f4cb2d7e6d088&mc=true&node=pt40.32.435&rgn=div5> . Acesso em: out. 2021.

CONAMA. **Resolução Conama nº 393 / 2007**. Disponível em: [https://www.cbhdoce.org.br/wp-content/uploads/2018/08/CONAMA\\_RES\\_CONS\\_2007\\_393.pdf](https://www.cbhdoce.org.br/wp-content/uploads/2018/08/CONAMA_RES_CONS_2007_393.pdf) . Acesso em: março 2022.

CONAMA. **Resolução Conama nº 430 / 2011**. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=114770> . Acesso em: jul. 2022.

COSTA, C. R. et al. A toxicidade em ambientes aquáticos: discussão e métodos de avaliação. **Química Nova**, v. 31, n. 7, p. 1820–1830, 2008.

COSTA. Ana Karolina Menezes. **Análise sobre a água de produção para fins de descarte e reinjeção**. 2017. 70 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Departamento de Engenharia Química e de Petróleo, Universidade Federal Fluminense, 2017.

DAIGLE, T. P. et al. Treating and Releasing Produced Water at the Ultra Deepwater Seabed. **All Days**, 30 abr. 2012.

DARWISH, M. A.; AL ASFOUR, F.; AL-NAJEM, N. Energy consumption in equivalent work by different desalting methods: case study for Kuwait. **Desalination**, v. 152, n. 1-3, p. 83–92, fev. 2003.

DIEGO. **Instrumento de Comando e Controle**. Disponível em: <<https://neertam.eco.br/economia-da-poluicaodiscussao/instrumentos-economicos-na-poluicao/instrumento-de-comando-e-controle/>>. Acesso em: 21 dez. 2022.

FAKHRU’L-RAZI, A. et al. Review of technologies for oil and gas produced water treatment. **Journal of Hazardous Materials**, v. 170, n. 2-3, p. 530–551, 2009.

FAKSNESS, L.-G.; GRINI, P. G.; DALING, P. S. Partitioning of semi-soluble organic compounds between the water phase and oil droplets in produced water. **Marine Pollution Bulletin**, v. 48, n. 7-8, p. 731–742, abr. 2004.

FREDERICO, Alan Temporini. **Municípios, Meio Ambiente, Política Ambiental e os Instrumentos Econômicos no Estado do Paraná**. 2014. 93 f. Monografia (Especialização em Gestão Ambiental), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. 2014

GABARDO, Irene Terezinha. **Caracterização química e toxicológica da AP descartada em plataformas de óleo e gás na costa brasileira e seu comportamento dispersivo no mar**. 2007. 261 f. Tese (Doutorado em Química) – Centro de Ciências Exatas e da Terra, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2007.

GOMES, Ana Paula Pereira. **Gestão Ambiental da AP na Indústria de Petróleo: Melhores Práticas e Experiências Internacionais**. 2014. 128f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.

GULF OF MEXICO. **Outer Continental Shelf General Permit – NPDES No. GMG290000**. Disponível em: [https://www.epa.gov/sites/production/files/2017-09/documents/2017\\_final\\_gp\\_for\\_fr\\_091817.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2017-09/documents/2017_final_gp_for_fr_091817.pdf). Acesso em: jul. 2021.

HENDGES, L. T. et al. Adsorption and desorption of water-soluble naphthenic acid in simulated offshore oilfield produced water. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 145, p. 262–272, jan. 2021.

IGUNNU, E. T.; CHEN, G. Z. Produced water treatment technologies. **International Journal of Low-Carbon Technologies**, v. 9, n. 3, p. 157–177, 4 jul. 2012.

IOGP. **Environmental performance indicators**. 2017. Reino Unido: International Association of Oil e Gas Producers.

JIMÉNEZ, S. et al. State of the art of produced water treatment. **Chemosphere**, v. 192, p. 186–208, fev. 2018.

LEE, K. & NEFF, J. **Produced Water – Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies**. Springer, New York, 2011.

MADI, Juliana Ferreira de Freitas. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo e gás – Critérios ambientais para avaliação de alternativas**. 2018. 124 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) – Escola Politécnica & Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

MARTORELLI, Eduardo Barbosa. **Política Ambiental: dos limites do comando e controle à potencialidade dos instrumentos econômicos**. 2015. 38 f. Monografia (Bacharelado em Economia) – Departamento de Economia, Universidade de Brasília, 2015.

MORAES, V. A. F. de et al. **Flexibilidade operacional: uma revisão da literatura**. *Revista de Administração*, São Paulo, v. 55, n. 4, p. 414-427, jul./ago. 2020.

MOTTA, A. R. P. DA et al. **Tratamento de AP de petróleo para remoção de óleo por processos de separação por membranas: revisão**. Engenharia Sanitária e Ambiental, v. 18, n. 1, p. 15–26, mar. 2013.

OLIVEIRA, H. S. de. **Políticas ambientais sustentáveis de comando e controle e a eficácia dos instrumentos econômicos**. FrutaIMG: Prospectiva. 2016.

OSPAR. **The OSPAR Acquis: Decisions, Recommendations & Agreements**. Disponível em: <https://www.ospar.org/convention/agreements/page6?q=OSPA> . Acesso em: dez. 2021.

OZGUN, H. et al. Comparative Evaluation for Characterization of Produced Water Generated from Oil, Gas, and Oil-Gas Production Fields. **CLEAN - Soil, Air, Water**, v. 41, n. 12, p. 1175–1182, 1 jul. 2013.

PEREIRA et. al. **Flexibilidade e orientação para mercados em duas cadeias de suprimentos da indústria da moda: análise e modelo para futuras pesquisas**. Gest. Prod., São Carlos, v. 25, n. 2, p. 319-330, 2018.

PETROBRAS. **Relatório de Impacto Ambiental da Atividade de Produção de Petróleo e Gás no âmbito do Termo de Ajustamento de Conduta da Bacia de Campos – TAC-BC**. 2015. 129 f. 2015a.

PETROBRAS. **Estudo de Impacto Ambiental de Desenvolvimento da Produção da Jazida de Tartaruga Verde e Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça, Campo de Tartaruga Verde - Bacia de Campos**. 2015. 78 f. RIMA – Relatório de Impacto Ambiental. 2015b. Disponível em: <https://docplayer.com.br/131464477-Desenvolvimento-da-producao-do-campo-de-tartaruga-verde-bacia-de-campos.html> Acesso em: jun. 2022.

PETROBRAS. **Tipos de plataformas - Infográfico**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html#>. Acesso em: ago. 2021.

RØE UTVIK, T. I. Chemical characterisation of produced water from four offshore oil production platforms in the North Sea. **Chemosphere**, v. 39, n. 15, p. 2593–2606, dez. 1999.

TEIXEIRA, M. S.; ALMADA, F. S. Competências Operacionais e Industria 4.0: Revisão Sistemática da Literatura. **Future Studies Research Journal: Trends and Strategies [FSRJ]**, v. 12, n. 2, p. 264 - 288. 2020.

USEPA. (n.d.). **Gulf of Mexico – Outer Continental Shelf General Permit – NPDES No. GMG290000. GMG290000**. Disponível em: [https://www.epa.gov/sites/production/files/201709/documents/2017\\_final\\_gp\\_for\\_fr\\_091817.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/201709/documents/2017_final_gp_for_fr_091817.pdf) . Acesso em: jan. 2022.

VEIL et al. **A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas and coal bed methane**. 2004. Disponível em: <https://publications.anl.gov/anlpubs/2004/02/49109.pdf> . Acesso em: out. 2021.

VEIL, J. A. Produced Water Management Options and Technologies. **Produced Water**, p. 537–571, 2011.

VON SPERLING, M. **Introdução à qualidade das águas e ao tratamento de esgotos**. [s.l.] Belo Horizonte: Departamento De Engenharia Sanitária e Ambiental; UFMG, 2005.

WESCHENFELDER, S. E.; BORGES, C. P.; CAMPOS, J. C. Avaliação de membranas para o tratamento de água proveniente do processo de extração de petróleo. **Ambiente e Agua - An Interdisciplinary Journal of Applied Science**, v. 10, n. 2, 30 abr. 2015.

YU, L.; HAN, M.; HE, F. A review of treating oily wastewater. **Arabian Journal of Chemistry**, v. 10, p. S1913–S1922, 1 maio 2017.

ZHENG, J. et al. Offshore produced water management: A review of current practice and challenges in harsh/Arctic environments. **Marine Pollution Bulletin**, v. 104, n. 1-2, p. 7–19, mar. 2016.

## ANEXO 1 – Resolução ANP Portaria n. 249 / 2000

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

### PORTARIA Nº 249, DE 1º DE NOVEMBRO DE 2000

Aprova o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em *flares* e as perdas de gás natural.

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO – ANP, no uso de suas legais atribuições e tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, e na Resolução de Diretoria nº 658, de 31 de outubro de 2000, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica aprovado o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, anexo à presente Portaria, que dispõe sobre as questões relacionadas com as queimas em *flares* e as perdas de gás natural, com os limites máximos de queimas e perdas autorizadas e não sujeitas ao pagamento de *royalties* e estabelece parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural, de acordo com o instituído na Seção VI, art. 47, § 3º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no Capítulo II, art. 3º, inciso XI, do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.

Art. 2º O não cumprimento das disposições contidas na presente portaria implicará em aplicação das penalidades previstas na Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999, e no Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN  
Diretor-Geral

Publicada no DOU de 03/11/2000

PANP 249/2000

## REGULAMENTO TÉCNICO DE QUEIMAS E PERDAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

### 1 OBJETIVO E CAMPO DE APLICAÇÃO

1.1 O presente regulamento técnico estabelece os procedimentos e fundamentos para as queimas e perdas de petróleo e gás natural produzidos em todo o território nacional, e tem por objetivo:

1.1.1 Regulamentar os procedimentos e fundamentos para as queimas em *flares* e as perdas de gás natural;

1.1.2 Estabelecer os limites para as queimas e perdas autorizadas;

1.1.3 Estabelecer os limites para as queimas e perdas não sujeitas ao pagamento de *royalties*;

1.1.4 Estabelecer as condições para as queimas e perdas de petróleo e gás natural nos testes de poços;

1.1.5 Estabelecer parâmetros para o controle das queimas e perdas de gás natural.

### 2 DISPOSIÇÕES GERAIS

2.1 Este Regulamento Técnico estabelece os procedimentos operacionais relacionados com as queimas e a perdas de gás natural, tendo em vista as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia, conforme estabelece o art. 1º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

2.2 Este Regulamento Técnico atende:

2.2.1 ao inciso IV, art. 1º, Capítulo I, dos Princípios e Objetivos da Política Energética Nacional, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que determina as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visando a necessidade de proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;

2.2.2 ao inciso IX, art. 8º, Seção I, Capítulo IV, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que estabelece que é atribuição da ANP fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, dos derivados e do gás natural e de preservação do meio ambiente;

2.2.3 ao disposto no § 3º, do art. 47, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que estabelece que as queimas de gás em *flares*, em prejuízo de sua comercialização, e as perdas do produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo de *royalties* devido;

2.2.4 ao disposto no inciso XI, do art. 3º, do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, que estabelece que estão excluídas do volume total de produção para efeito de pagamento de *royalties*, entre outros, as quantidades de gás natural queimadas em *flares*, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais na indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após sua ocorrência.

2.3 A cada ano, juntamente com as aprovações dos Programas Anuais de Produção dos campos, a ANP aprovará os volumes de queimas e perdas de gás natural e definirá as quantidades que não estarão sujeitas ao pagamento de *royalties*.

2.4 A condição padrão de medição é a estabelecida no art. 3º, inciso I, do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, em que a pressão absoluta é de 0,101325 MPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimo de megapascal) e a temperatura de 20° C (vinte graus centígrados).

2.5 O volume de gás associado, efetivamente queimado em cada campo, a cada mês, não poderá ser superior a 15% em relação ao nível de queima previsto para esse mês no Programa Anual de Produção em curso, exceto quando essa variação resultar de motivos de comprovada necessidade operacional, conforme justificativa a ser apresentada à ANP, no Boletim Mensal de Produção.

2.6 O volume de gás associado, efetivamente queimado em cada campo, a cada ano, não poderá ser superior a 10% em relação ao nível de queima previsto para esse ano no Programa Anual de Produção em curso, exceto quando essa variação resultar de motivos de comprovada necessidade operacional, conforme justificativa a ser apresentada à ANP, até o dia 31 de janeiro do ano seguinte.

### **3 DEFINIÇÕES**

3.1 Plano de Desenvolvimento – documento preparado pelo Concessionário contendo o programa de trabalho e respectivo investimento necessário ao desenvolvimento de uma descoberta de petróleo ou gás natural, na área da Concessão, nos termos do Contrato de Concessão.

3.2 Programa Anual de Produção – programa em que se discriminam as previsões de produção e movimentação de petróleo, gás natural, água e outros fluidos e resíduos oriundos do processo de produção de cada campo.

3.3 Gás associado – significa o gás natural produzido de jazida onde é encontrado dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo subjacente saturado de gás.

3.4 Gás não associado – significa o gás natural que é produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás e condensado.

3.5 Comercialização do gás natural – é o ato ligado à transferência de titularidade de um volume de gás natural para uma determinada utilização ou aplicação.

3.6 Utilização do gás natural – é qualquer uso do gás natural nas atividades industrial, comercial, institucional, residencial ou automotiva.

3.7 Aplicação do gás natural – é o uso final que se dá ao gás natural para injeção em reservatórios, combustível, geração de energia elétrica, matéria prima (petroquímica e fertilizante), redutor siderúrgico, como desaerador e para selagens.

### **4 QUEIMAS E PERDAS DE GÁS NATURAL**

4.1 Queimas de gás natural – significa o ato de queimar em *flares* um determinado volume de gás natural.

4.2 Perdas de gás natural - significa o ato de ventilar no meio ambiente um determinado volume de gás natural.

## 5 CATEGORIAS DE QUEIMAS E PERDAS DE GÁS NATURAL

5.1 Queimas e perdas autorizadas – significa o volume máximo de gás natural, aprovado pela ANP, que pode ser queimado ou ventilado no meio ambiente, cujo total foi previsto no Plano de Desenvolvimento e no Programa Anual de Produção dos campos, ou no programa de teste de poço.

5.1.1 Queimas e perdas autorizadas sem incidência de *royalties* – significa o volume máximo de gás natural aprovado pela ANP, não sujeito ao pagamento de *royalties*, que pode ser queimado ou ventilado no meio ambiente, cujo total foi previsto no Plano de Desenvolvimento e no Programa Anual de Produção do campo, ou no programa de teste de poço;

5.1.2 Queimas e perdas autorizadas com incidência de *royalties* - significa o volume máximo de gás natural, aprovado pela ANP, sobre o qual incide o pagamento de *royalties*, que pode ser queimado ou ventilado no meio ambiente, cujo total foi previsto no Plano de Desenvolvimento e no Programa Anual de Produção do campo, ou no programa de teste de poço.

## 6 MOTIVOS DE QUEIMAS E PERDAS DE GÁS NATURAL

As queimas e as perdas de gás natural são classificadas de acordo com os seguintes motivos:

**6.1 Segurança** – diz respeito ao volume de gás natural queimado nos pilotos dos queimadores de segurança (*flares*), incluindo o volume mínimo para manter a pressão positiva nos queimadores, nos pilotos dos queimadores dos fornos, das fornalhas, dos tratadores, das caldeiras e nos pilotos de outros equipamentos, desde que tal queima esteja relacionada às operações nas fases de exploração e produção de petróleo e gás natural.

**6.2 Emergência** – diz respeito ao volume de petróleo ou de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente, decorrente de:

6.2.1 paradas de emergência de unidades de produção (plataformas marítimas ou estações terrestres) que implique na cessação da produção de petróleo e gás natural;

6.2.2 vazamentos acidentais nas instalações de produção, compressão, transferência e transporte de petróleo e gás natural;

6.2.3 acidentes de descontrole de poços (cabeceio e erupção de poços).

**6.3 Limitação operacional** – diz respeito ao volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente, em decorrência de:

6.3.1 produção de gás em quantidade menor do que o inventário mínimo necessário à pré-operação de unidades compressoras em novas instalações;

6.3.2 falhas de unidades compressoras, no tempo coincidente com o período de manutenção de sua reserva operacional;

6.3.3 falhas de unidades compressoras em instalações já aprovadas sem reserva operacional, ou em novas instalações onde a existência da unidade reserva não se faz possível em função de restrições justificadas pelo concessionário e aprovadas pela ANP.

**6.4 Manutenção programada** – diz respeito ao volume de gás natural associado queimado ou ventilado no meio ambiente em função de paradas programadas de estações ou de unidades compressoras, de unidades de tratamento de gás natural, ou de sistemas periféricos aos sistemas de gás natural e que foram previstas no Programa Anual de Produção.

**6.5 Obra em andamento** – diz respeito ao volume de gás natural associado queimado ou ventilado no meio ambiente oriundo de um campo com instalação para o aproveitamento do referido volume de gás natural em fase de construção, obra esta prevista no Programa Anual de Produção e no Programa de Trabalho/Orçamento.

**6.6 Baixa produção de gás natural** – diz respeito ao volume de gás natural associado queimado ou ventilado no meio ambiente correspondente a um campo com baixa produção de gás natural associado, cujo volume é insuficiente para o seu aproveitamento.

**6.7 Contaminação** – diz respeito ao volume de gás natural associado queimado ou ventilado no meio ambiente por conter contaminantes em teores tais que não possa ser utilizado e desde que satisfeitas as duas situações a seguir:

6.7.1 tais teores não representem ameaça à saúde ocupacional e satisfaçam os padrões legais de emissões;

6.7.2 sua injeção não se mostrou técnica e economicamente viável.

**6.8 Economicidade** – diz respeito ao volume de gás natural associado queimado ou ventilado no meio ambiente, cuja utilização ou injeção inviabiliza economicamente a produção do campo (petróleo e gás natural como um todo).

**6.9 Ventilação em tanques** – diz respeito ao volume de gás natural associado ventilado em tanques terrestres ou em navios armazenadores, proveniente do último estágio de separação em vasos de pressão.

**6.10 Teste de poço** – diz respeito ao volume de petróleo queimado ou ao volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente por ocasião dos testes de poços.

**6.11 Outros motivos** – diz respeito ao volume de petróleo queimado ou de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente, por outros motivos distintos dos anteriormente especificados.

## **7 QUEIMAS E PERDAS DISPENSADAS DE PRÉVIA AUTORIZAÇÃO**

7.1 Estão dispensadas de prévia autorização, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, as queimas ou perdas de gás natural que correspondam a um volume igual ou inferior a 3% da produção mensal de gás natural associado do campo.

7.1.1 Não se computará para o cálculo do percentual referido neste parágrafo o gás natural não associado produzido ou mesmo os volumes de gás natural circulados para elevação artificial do petróleo (bombeamento pneumático).

7.2 Estão dispensadas de prévia autorização de forma cumulativa:

7.2.1 A queima do volume de petróleo e a queima ou perda do volume de gás natural, produzidos no teste de poço, durante a fase exploratória, com período de fluxo, contínuo ou não, igual ou inferior a 72 horas, por intervalo testado;

7.2.2 A queima para segurança, limitada ao volume mensal de até 15 mil metros cúbicos para os pilotos dos queimadores de equipamentos, de até 30 mil metros cúbicos para os pilotos dos queimadores (*flares*) de instalações terrestres e de até 60 mil metros cúbicos para os pilotos dos queimadores (*flares*) de instalações marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes;

7.2.2.1 Volumes diferentes dos estabelecidos no subitem 7.2.2 poderão ser previamente autorizados através da apresentação, pelo concessionário, de justificativas em que constem as especificações técnicas de projeto ou do fabricante do queimador ou equipamento.

7.2.2.2 Inclui-se no referido volume mensal de queima em *flares*, em instalações terrestres e marítimas, o volume mínimo de gás natural necessário para manter a pressão positiva nos queimadores.

7.2.3 As queimas e perdas do volume de gás natural associado produzido em campos, que produzam, no período de um mês, volume total igual ou inferior a 150 mil metros cúbicos, independente do número de poços produtores, ou em campo que produz com razão gás/petróleo igual ou inferior a 20 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, medida nas condições básicas.

7.2.4 As queimas ou perdas de vapores de gás natural em tanques terrestres ou navios de armazenamento, limitadas pelo valor de razão de solubilidade igual ou inferior a 15 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, medida nas condições básicas.

7.2.5 As queimas e perdas por motivos de emergência decorrentes de:

7.2.5.1 paradas por emergência de unidades de produção de petróleo e gás natural, terrestres ou marítimas, no tempo estritamente necessário à eliminação das causas;

7.2.5.2 acidentes de descontrole de poço (cabeceio e erupção de poços), no tempo estritamente necessário à eliminação das causas.

## **8 QUEIMAS E PERDAS SUJEITAS À PRÉVIA AUTORIZAÇÃO**

8.1 Estão sujeitas à prévia autorização da ANP as queimas e perdas de petróleo e gás natural nas seguintes situações:

8.1.1 Queimas ou perdas devidas à limitação operacional;

8.1.2 Queimas ou perdas devidas à manutenção programada;

8.1.3 Queimas ou perdas devidas à obra em andamento;

8.1.4 Queimas ou perdas devidas à contaminação;

8.1.5 Queimas ou perdas devidas à economicidade.

8.2 Além dos volumes queimados ou perdidos por razões de segurança, emergência ou testes de poços, nenhuma outra queima ou perda de gás natural não associado será autorizada.

## **9 QUEIMAS E PERDAS NÃO SUJEITAS AO PAGAMENTO DE ROYALTIES**

Não estão sujeitos ao pagamento de *royalties*, conforme estabelece o inciso XI, do art. 3º, do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, desde que aprovados e autorizados pela ANP, os seguintes volumes de queimas e perdas de petróleo e gás natural:

### **9.1 Segurança**

volume de gás natural queimado por motivo de segurança, conforme descrito nos subitens 6.1 e 7.2.2 deste regulamento;

### **9.2 Comprovada necessidade operacional.**

São consideradas queimas e perdas por razão de comprovada necessidade operacional o seguinte:

9.2.1 o volume de queimas e perdas ocorridas por motivos de emergência;

9.2.2 o volume de queimas e perdas ocorridas nos testes de poços durante a fase de exploração, com fluxos contínuos ou não até 72 horas por intervalo testado, conforme descrito nos subitens 6.2 e 6.10 deste regulamento, respectivamente.

## ANEXO 2 - Resolução ANP nº 806/2020

21/01/2020

RESOLUÇÃO Nº 806, DE 17 DE JANEIRO DE 2020 - RESOLUÇÃO Nº 806, DE 17 DE JANEIRO DE 2020 - DOU - Imprensa Nacional



### DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO

Publicado em: 20/01/2020 | Edição: 13 | Seção: 1 | Página: 77

Órgão: Ministério de Minas e Energia/Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

#### RESOLUÇÃO Nº 806, DE 17 DE JANEIRO DE 2020

Regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural.

A DIRETORIA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS -

ANP, no exercício das atribuições conferidas pelo art. 6º do Regimento Interno e pelo art. 7º do Anexo I do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, considerando o que consta do Processo nº 48610.013696/2014-96 e as deliberações tomadas na 1007ª Reunião de Diretoria, realizada em 16 de janeiro de 2020, resolve:

#### CAPÍTULO I

#### DO OBJETO E DAS DEFINIÇÕES

Art. 1º Ficam estabelecidos os procedimentos para controle e para redução de queimas e perdas de petróleo e gás natural.

Art. 2º Para fins desta Resolução, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - comissionamento: conjunto de atividades executadas sobre itens, malhas de controle, subsistemas e sistemas, objetivando inspecionar e testar cada equipamento da instalação, a fim de garantir que estejam instalados e aptos a operar dentro das condições normais de projeto, a partir do primeiro óleo até atingir o valor do IUGA projetado para a unidade em plena operação.

II - convalidação de queima extraordinária: aprovação dada pela ANP para queimas realizadas em volumes superiores aos autorizados ou dispensados de prévia autorização.

III - gás associado: gás natural produzido de jazida onde ele se encontra dissolvido no petróleo ou em contato com o petróleo saturado de gás.

IV - gás não associado: gás natural produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás econdensado.

V - Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA): percentual do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado produzido.

VI - Índice de Utilização de Gás Movimentado (IUGA movimentado): percentual do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado movimentado.

VII - movimentação do gás natural: fluxo, pelos equipamentos de processamento da unidade de produção, de gás produzido, recebido e circulado para fins de elevação artificial.

VIII - perda de gás natural: ventilação no meio ambiente de um determinado volume de gás natural não utilizado.

IX - queima de gás natural: envio de um determinado volume de gás natural não utilizado para queimadores (flares).

X - queima ordinária: queimas ou perdas de gás natural ou petróleo dispensadas de prévia autorização;

XI - queima extraordinária: queima ou perda de gás natural associado sujeita à prévia autorização ou posterior convalidação da ANP nos termos do Capítulo III, Seções II e III;

XII - queima de gás natural por motivo de emergência: volume de gás natural queimado ou

ventilado no meio ambiente decorrente de: parada de emergência de unidade de produção que implique na cessação da produção de petróleo e gás natural; vazamento acidental nas instalações de produção, compressão, transferência e escoamento de petróleo e gás natural; ou evento de descontrole de poço.

XIII - queima de gás natural por motivo de limitação operacional: volume de gás natural queimado ou ventilado no meio ambiente decorrente de produção de gás em quantidade menor do que o inventário mínimo necessário à operação de unidades compressoras ou decorrente de falhas de unidades compressoras e de outros sistemas.

XIV - queima de gás natural por motivo de segurança: volume de gás natural utilizado para manter a operação segura nos queimadores de segurança (flares) de unidades de produção terrestres e marítimas.

XV - queima por comprovada necessidade operacional: a) as queimas e perdas ocorridas por motivos de emergência; e b) as queimas e perdas decorrentes de testes de poços, na fase de exploração, com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado, sem aproveitamento econômico do hidrocarboneto extraído.

XVI - utilização do gás natural: uso do gás natural para exportação, injeção em reservatórios, realização de elevação artificial e consumo na unidade de produção ou geração de energia elétrica.

Parágrafo único. Além destas definições, são supletivamente aplicáveis as definições contidas no art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural para todos os fins e efeitos.

## CAPÍTULO II

### DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 3º A ANP aprovará, anualmente, as previsões de queimas e perdas de gás natural associado juntamente com as aprovações dos Programas Anuais de Produção (PAP) e definirá as quantidades que não estarão sujeitas ao pagamento de royalties.

§ 1º O volume de queima ou perda de gás natural realizado, a cada mês, não poderá ser superior àquele correspondente ao IUGA previsto para o mesmo mês no PAP aprovado e em curso, acrescido de 15% (quinze por cento).

§ 2º O controle sobre os volumes previstos no §1º será realizado:

I - por unidade de produção, para os campos marítimos;

II - por campo:

a) para os campos terrestres; e

b) para os campos marítimos cuja queima seja realizada em instalações terrestres.

§3º O descumprimento dos §§1º e 2º sujeita o infrator à aplicação de uma sanção para cada infração mensal, ressalvadas as hipóteses excepcionais de dispensa de prévia autorização e de convalidação.

Art. 4º Desde que autorizados pela ANP nos limites impostos nesta Resolução, não estão sujeitos ao pagamento de royalties os volumes de queimas e perdas de gás natural por motivo de segurança e/ou de comprovada necessidade operacional, tal qual definido no artigo 3º, XI, do Decreto nº 2.705/1998.

Art. 5º São vedadas:

I - a queima ou perda de gás natural não associado; e

II - a queima de petróleo.

§1º A queima ou perda de gás natural não associado poderá ser autorizada, excepcionalmente, por motivo de segurança, emergência, testes ou limpeza de poços.

§2º A queima de petróleo poderá ser autorizada, excepcionalmente, por razões de emergência ou em testes de poço com tempo total de fluxo franco de até 72 horas.

## CAPÍTULO III

### DA QUEIMA E PERDA DE GÁS ASSOCIADO

#### Seção I

##### Das Queimas Ordinárias

Art. 6º São queimas ordinárias:

I - as queimas e perdas de gás associado que correspondam a um volume igual ou inferior:

a) a 3% (IUGA maior ou igual a 97%) da produção mensal de gás natural associado de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima que já esteja em produção ou cuja produção se inicie em até cinco anos após a publicação desta Resolução;

b) a 2% (IUGA maior ou igual a 98%) da produção mensal de gás natural associado de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima cuja produção se inicie em, no mínimo, cinco anos após a publicação desta Resolução;

c) a 1,5% (IUGA movimentado maior ou igual a 98,5%) da movimentação mensal de gás natural, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda, realizada em unidade de produção marítima que circule gás para elevação de petróleo ou receba gás de outras unidades em volumes iguais ou maiores a 50% (cinquenta por cento) do volume de gás movimentado;

d) a 3% (IUGA maior a igual a 97%) da produção mensal de gás natural associado por campo terrestre, de forma não cumulativa a nenhum outro motivo de queima ou perda;

II - os volumes de queima maiores do que os aprovados, quando o novo IUGA ou IUGA movimentado, conforme o caso, for igual ou superior àquele considerado quando da autorização da referida queima;

III - a queima do volume de petróleo e a queima ou a perda do volume de gás natural, produzidos no teste de poço, previsto no Programa Anual de Trabalho e Orçamento (PAT), com tempo total de fluxo franco de até 72 horas por intervalo testado;

IV - as queimas e as perdas de gás natural associado em campos que produzam, por mês, volume total igual ou inferior àquele correspondente a uma vazão média de 5.000m<sup>3</sup>/dia, salvo os campos que possuam poços com vazão média acima de 1.500m<sup>3</sup>/dia, para os quais deverá ser proposto projeto visando seu aproveitamento;

V - as queimas e as perdas do volume de gás natural associado produzido em campos terrestres ou unidades de produção marítimas com razão gás/petróleo igual ou inferior a 20m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, medida nas condições básicas;

VI - as queimas por motivo de segurança, limitada ao volume mensal de até 1.000m<sup>3</sup>/dia para cada piloto dos queimadores (flares) de unidades de produção terrestres e de até 2.000m<sup>3</sup>/dia para cada piloto dos queimadores (flares) de unidades de produção marítimas, desde que tais pilotos estejam operantes; e

§ 1º Na hipótese do inciso III, caso a decisão pela realização do teste ocorra após o prazo de envio do PAT, o operador deverá notificar a ANP previamente à realização do mesmo.

§ 2º Na hipótese do inciso IV, ante inviabilidade técnico-econômica para aproveitamento do gás natural associado, deverá ser apresentada documentação comprobatória, ficando a autorização para não aproveitamento do gás natural associado condicionada à análise pela ANP.

## Seção II

### Das Autorizações de Queimas Extraordinárias

Art. 7º O operador deverá solicitar previamente à ANP a autorização de queimas extraordinárias, com antecedência mínima de trinta dias, cujo requerimento deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

I - o descritivo técnico da ocorrência que acarretará a queima extraordinária, apresentando as justificativas e ações a serem tomadas para a realização da queima ou perda nos menores volumes necessários;

II - a duração do evento, volume estimado de queima extraordinária a ser gerado, assim como a memória de cálculo para a estimativa deste volume de queima ou perda; e

III - o PAP ou sua revisão, contendo as previsões mais atualizadas de produção e movimentação de petróleo e gás natural.

Art. 8º Nos casos de previsão de queima ou perda devido ao comissionamento de nova unidade de produção marítima, além do previsto no art. 7º, deverão ser encaminhados os seguintes documentos:

I - cronograma do comissionamento dos sistemas de óleo e gás, incluindo a previsão de interligação do gasoduto ou do poço injetor, o comissionamento dos sistemas de compressão e o início de exportação ou injeção de gás;

II - fluxograma simplificado e descritivo técnico da planta de processo;

III - cronograma de entrada dos poços até a o alcance do IUGA projetado;

IV - memória de cálculo do volume de queima ou perda previsto incluindo tabela com as

previsões de produção, queima ou perda e IUGA quinzenais para todo o período de comissionamento;

V - IUGA projetado para a unidade de produção;

VI - demonstração de que estão sendo produzidos os volumes mínimos de gás natural estritamente necessários para o comissionamento dos sistemas;

VII - curva de aproveitamento do gás natural até alcance do IUGA projetado para a unidade de produção, demonstrando que se buscou a melhor curva de eficiência do comissionamento;

VIII - potencial de cada poço a ser interligado até o alcance do IUGA projetado, explicitando se o poço produzirá restringido ou na sua vazão máxima;

IX - capacidade nominal de cada trem de compressão, fabricante, modelo, bem como a configuração de redundância dos compressores; e

X - previsão de movimentação do gás natural na plataforma até o fim do comissionamento.

§ 1º Quando houver reinjeção do gás, além do cronograma de comissionamento exigido pelo art. 8º, III, incluir as informações do andamento ou previsão da perfuração, completação e interligação dos poços injetores necessários para o atingimento do IUGA projetado.

§ 2º Caso o IUGA projetado, a que se refere o art. 8º, V, seja inferior ao exigido por esta Resolução, o operador deverá justificar os motivos de o projeto ter sido realizado para o não atendimento deste IUGA.

Art. 9º Relatórios mensais de andamento do comissionamento deverão ser apresentados em conjunto com o Boletim Mensal de Produção (BMP) até o fim do comissionamento.

Art. 10. O gasoduto de exportação ou os poços e as linhas submarinas de injeção de gás de novas unidades deverão estar disponíveis antes do fim do comissionamento.

Art. 11. Nos casos de previsão de queima ou perda devido a Testes de Longa Duração (TLDs) ou Sistemas de Produção Antecipada (SPAs), além dos documentos previstos no art. 7º, II e III, deverão ser encaminhados também:

I - previsões dos tempos de fluxo e estática;

II - previsões de vazões de produção;

III - origem da razão gás-óleo (RGO) utilizada.

§ 1º A duração máxima para TLDs e SPAs sem aproveitamento do gás natural produzido é de cento e oitenta dias de fluxo franco.

§ 2º A critério da ANP, excepcionalmente, poderão ser autorizados prazos maiores.

Art. 12. A ANP poderá solicitar esclarecimentos adicionais para o completo entendimento e melhor análise do pedido de autorização de queima extraordinária.

Art. 13. No caso de paradas programadas, manutenções ou intervenções com queimas ou perdas de gás previstas no PAP, é permitida a realocação de queimas extraordinárias já autorizadas e não realizadas, desde que pelo mesmo motivo, no mesmo volume e dentro do ano civil do PAP.

Parágrafo único. O novo período e sua justificativa detalhada deverão ser informados na revisão do PAP.

Art. 14. As queimas extraordinárias comprovadamente realizadas por motivo de emergência e no tempo estritamente necessário à eliminação das causas não estão sujeitas a autorização.

Parágrafo único. O operador poderá solicitar a convalidação dos volumes queimados devido à retomada da produção que não tenham sido previamente autorizados.

### Seção III

#### Das Convalidações de Queimas Extraordinárias

Art. 15. No caso de queimas extraordinárias por limitação operacional superiores aos limites estabelecidos no art. 3º, o operador deverá:

I - reduzir a produção de petróleo e de gás natural de forma a minimizar a queima ou a perda e, no caso de a ocorrência ultrapassar 72 horas de duração, limitar a produção a, no máximo, 50% (cinquenta por cento) em relação à média praticada nos últimos trinta dias, até a cessação da queima extraordinária ou até manifestação da ANP;

II - comunicar à ANP a ocorrência da queima extraordinária em até 72 horas após ultrapassar os

limites estabelecidos no art. 3º;

III - solicitar a convalidação de queima extraordinária, até o décimo quinto dia do mês subsequente ao evento, de forma que seja possível a sua análise em conjunto com a do Boletim Mensal de Produção (BMP) do mês da ocorrência da queima extraordinária.

§ 1º Na hipótese do inciso I, caso a referida redução implique no comprometimento do inventário mínimo para operação da unidade, o limite poderá ser ultrapassado mediante apresentação de justificativa técnica à ANP.

§ 2º A solicitação de convalidação de queimas extraordinárias deverá conter, no mínimo, as seguintes informações:

- I - descritivo técnico da ocorrência que gerou a queima extraordinária;
- II - volumes de petróleo e gás natural produzidos durante o ocorrido;
- III - duração do evento e o volume de queima ou perda realizado com as devidas justificativas que embasem os valores solicitados;
- IV - demonstrativo das ações de contingência tomadas para a redução do volume de queima ou perda no campo, incluindo a redução de produção; e
- V - previsão do restabelecimento do sistema de aproveitamento de gás natural, com a consequente cessação da queima ou perda.

§ 3º A ANP poderá solicitar esclarecimentos adicionais para o completo entendimento e melhor análise do pedido de convalidação.

#### CAPÍTULO IV

#### DAS DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 16. As operadoras terão cento e oitenta dias, contados a partir da publicação desta Resolução, para a implementação das adequações necessárias relativas às unidades de produção marítimas para atendimento integral dos dispositivos desta Resolução.

Art. 17. Fica revogada a Portaria ANP nº 249, de 1º de novembro de 2000.

Art. 18. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

**DÉCIO FABRÍCIO ODDONE DA COSTA**

Diretor-Geral

Este conteúdo não substitui o publicado na versão certificada.



**Apêndice 1 - Detalhamento dos dados do “pior caso” (P-1) e “melhor caso” (P-5) do ano de 2019.**

<b>2019 – “Pior caso” (P-1)</b>	<b>jan</b>	<b>fev</b>	<b>mar</b>	<b>Abr</b>	<b>mai</b>	<b>jun</b>	<b>jul</b>	<b>ago</b>	<b>set</b>	<b>out</b>	<b>nov</b>	<b>dez</b>	<b>ANUAL</b>
Volume de AP licenciado (m <sup>3</sup> )	774.9 07	699.9 16	774.9 07	749.9 10	774.9 07	749.9 10	774.9 07	774.9 07	749.9 10	774.9 07	749.9 10	774. 907	9.123.9 05
TOG teórico (referência da legislação)	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Carga poluidora limite autorizada (teórica), em t	22	20	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	265
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 3% margem de variação diária, em t	23	21	23	22	23	22	23	23	22	23	22	23	273
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 15% margem de variação mensal, em t	26	23	26	25	26	25	26	26	25	26	25	26	304
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 10% margem de variação anual, em t	25	22	25	24	25	24	25	25	24	25	24	25	291
Volume de AP descartado (m <sup>3</sup> )	565.0 10	538.9 73	616.9 89	592.7 26	614.0 33	613.1 66	670.5 95	671.8 00	608.5 61	667.9 38	575.0 32	620. 885	7.355.7 10
Média anual de TOG (mg/L)	86	91	94	108	85	80	84	97	84	92	89	81	89
Carga poluidora realizada, em t	49	49	58	64	52	49	56	65	51	61	51	50	655
Balanço (teórico - realizado) sem margens de variação, em t	-26	-29	-35	-42	-30	-27	-34	-42	-29	-39	-29	-28	-390
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação diária de 3%, em t	-25	-28	-35	-41	-29	-27	-33	-42	-28	-38	-29	-27	-382
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação mensal de 15%, em t	-23	-26	-32	-39	-26	-24	-30	-39	-26	-35	-26	-24	-350
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação anual de 10%, em t	-24	-27	-33	-40	-27	-25	-31	-40	-27	-36	-27	-26	-363

Fonte: elaborado pelo autor.

**Continuação do Apêndice 1 - Detalhamento dos dados do “piores caso” (P-1) e “melhor caso” (P-5) do ano de 2019.**

<b>2019 - "Melhor caso" (P-5)</b>	<b>jan</b>	<b>fev</b>	<b>mar</b>	<b>abr</b>	<b>mai</b>	<b>jun</b>	<b>jul</b>	<b>ago</b>	<b>set</b>	<b>out</b>	<b>nov</b>	<b>dez</b>	<b>ANUAL</b>
Volume de AP licenciado (m <sup>3</sup> )	1.146.411	1.035.468	1.146.411	1.109.430	1.146.411	1.109.430	1.146.411	1.146.411	1.109.430	1.146.411	1.109.430	1.146.411	<b>13.498.065</b>
TOG teórico (referência da legislação)	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Carga poluidora limite autorizada (teórica), em t	33	30	33	32	33	32	33	33	32	33	32	33	<b>391</b>
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 3% margem de variação diária, em t	34	31	34	33	34	33	34	34	33	34	33	34	<b>403</b>
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 15% margem de variação mensal, em t	38	35	38	37	38	37	38	38	37	38	37	38	<b>450</b>
Carga poluidora limite autorizada (teórica) + 10% margem de variação anual, em t	37	33	37	35	37	35	37	37	35	37	35	37	<b>431</b>
Volume de AP descartado (m <sup>3</sup> )	90.608	52.019	107.180	153.524	49.866	63.791	65.951	48.792	80.666	108.903	82.187	187.468	<b>1.090.955</b>
Média anual de TOG (mg/L)	17	16	20	24	15	17	16	14	20	18	23	18	18
Carga poluidora realizada, em t	2	1	2	4	1	1	1	1	2	2	2	3	20
Balanço (teórico - realizado) sem margens de variação, em t	32	29	31	29	33	31	32	33	31	31	30	30	371
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação diária de 3%, em t	33	30	32	30	34	32	33	34	32	32	31	31	383
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação mensal de 15%, em t	37	34	36	33	37	36	37	38	35	36	35	35	430
Balanço (teórico - realizado) com margem de variação anual de 10%, em t	35	32	34	32	36	34	36	36	34	35	33	33	410

Fonte: elaborado pelo autor

