



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

Leonardo de Souza Marinho

**ANÁLISE QUANTI-QUALITATIVA NO CONTEXTO DOS
ASPECTOS REGULATÓRIOS DO DESCARTE NO MAR DE FLUIDOS
AQUOSOS E CASCALHO DA FASE RESERVATÓRIO DE POÇOS**

Rio de Janeiro

2025



Leonardo de Souza Marinho

**ANÁLISE QUANTI-QUALITATIVA NO CONTEXTO DOS
ASPECTOS REGULATÓRIOS DO DESCARTE NO MAR DE FLUIDOS
AQUOSOS E CASCALHO DA FASE RESERVATÓRIO DE POÇOS**

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.

Orientadora: Juacyara Carbonelli Campos

Coorientador: Antônio Henrique M. F. T. da Silva

Rio de Janeiro

2025

CIP - Catalogação na Publicação

M338a Marinho, Leonardo de Souza
Análise quanti-qualitativa no contexto dos aspectos regulatórios do descarte no mar de fluidos aquosos e cascalho da fase reservatório de poços. / Leonardo de Souza Marinho. -- Rio de Janeiro, 2025. 210 f.

Orientadora: Juacyara Carbonelli Campos.
Coorientador: Antônio Henrique M. da Fonseca Thomé da Silva.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Escola de Química, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental, 2025.

1. Fluidos de perfuração. 2. Cascalho. 3. Regulação ambiental. I. Campos, Juacyara Carbonelli, orient. II. Silva, Antônio Henrique M. da Fonseca Thomé da, coorient. III. Título.



ANÁLISE QUANTI-QUALITATIVA NO CONTEXTO DOS ASPECTOS REGULATÓRIOS DO DESCARTE NO MAR DE FLUIDOS AQUOSOS E CASCALHO DA FASE RESERVATÓRIO DE POÇOS

Leonardo de Souza Marinho

Orientadora: Juacyara C. Campos
Coorientador: Antônio Henrique M. F. T. da Silva

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:

Documento assinado digitalmente
gov.br JUACYARA CARBONELLI CAMPOS
Data: 17/03/2025 00:10:31-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Presidente, Profa. Juacyara Carbonelli Campos, D.Sc., UFRJ

Prof. Antônio Henrique M. F. T. da Silva, D.Sc., UFF

Documento assinado digitalmente
gov.br ANTONIO HENRIQUE MONTEIRO DA FONSECA T
Data: 17/03/2025 17:51:10-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Estevão Freire, D.Sc., UFRGS

Documento assinado digitalmente
gov.br ESTEVAO FREIRE
Data: 19/03/2025 13:12:09-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Profa. Daniele Maia Bila, D.Sc., UFRJ

Documento assinado digitalmente
gov.br DANIELE MAIA BILA
Data: 19/03/2025 18:07:59-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Profa. Luciana Spinelli Ferreira, D.Sc., UFRJ

Dedico à memória do meu irmão Márcio Marinho, que tanto me inspira e incentiva com sua relação com o estudo, o conhecimento, a literatura, a poesia, a arte e a música. Tivesse eu finalizado um pouco antes este trabalho, quem sabe ele lançaria letra boa e música agradável para essas tortuosas linhas. Obrigado, Márcio!

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Petrobras pelo apoio e recursos disponibilizados para este estudo. Aos meus pares da Petrobras, por todo o suporte na condução do plano de amostragem, na disponibilização do serviço analítico, na parceria para a análise estatística. Agradeço à Sônia Melo pela leitura e sugestões em trechos deste texto.

Aos gestores da Petrobras que acreditaram nesta pesquisa e promoveram o reconhecimento institucional do mestrado. E, especialmente, aos que contribuíram para que eu a conciliasse com minhas atribuições: muito obrigado!

Agradeço à Letícia Veiga, uma das pioneiras do assunto no Brasil. Além de ter me apresentado ao tema, sempre foi uma inspiração de pesquisadora.

Agradeço à Professora Juacyara pela sua orientação paciente, observadora, disponível, assertiva e cordial.

Ao Professor Antônio Henrique por me acolher e proporcionar uma base crítica na dimensão estatística.

À banca examinadora, agradeço por todas as contribuições neste trabalho.

Ao professor Eduardo Serra, agradeço a sua excelente disciplina de Metodologia da Pesquisa.

Às profissionais da secretaria acadêmica do PEA, Andreia Rangel e Roberta Gomes, por todo o apoio nas questões acadêmicas do curso.

Um agradecimento especial ao Clube da Escrita do Centro de Tecnologia da UFRJ pelo seu trabalho essencial de naturalização da escrita acadêmica.

Agradeço: à Mariana Prado e ao Miguel Pestana, pela jornada terapêutica. Sem dúvida, foram decisivos para eu entender e superar o pântano de procrastinação e pânico que me encontrava. Ao Professor Robson Cruz (PUC- Minas) agradeço por nos proporcionar “caminhos para escrever com conforto e sentido” por meio de seus livros, cursos, transmissões ao vivo e conteúdos digitais.

Agradeço à professora Maria Clara Gebara que, cuidadosamente, faz do universo pianístico uma oportunidade para o nosso crescimento integral.

A todos os meus queridos amigos e amigas, agradeço pelo que representam para mim e pela compreensão e incentivo ao longo dessa jornada.

Em outra dimensão, maior e mais importante, sim, todo o agradecimento do mundo para o Hermano, por existir em minha vida, tornando-a melhor. Até mesmo pela leitura cuidadosa e reflexiva deste texto. Muito obrigado!

Um antropocentrismo desordenado não deve necessariamente ser substituído por um “biocentrismo”, porque isto implicaria introduzir um novo desequilíbrio que não só não resolverá os problemas existentes, mas acrescentará outros. (Carta Encíclica *Laudato Si'*, sobre o cuidado da casa comum. Papa Francisco, p. 92).

RESUMO

MARINHO, Leonardo de Souza. **Análise quanti-qualitativa no contexto dos aspectos regulatórios do descarte no mar de fluidos aquosos e cascalho da fase reservatório de poços**. Rio de Janeiro, 2025. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2025.

Para regular o descarte no mar de fluidos e cascalho da perfuração de poços, o Ibama promulgou a Instrução Normativa 01/2018, que foi suspensa no ano seguinte. Essa regulação proibiria o descarte no mar de resíduos da perfuração da fase reservatório, independentemente da contaminação por óleo. Sua adoção foi justificada como uma medida de precaução, uma vez que não havia informações quantitativas de hidrocarbonetos nesses resíduos. Esta dissertação tem como objetivo analisar o panorama internacional sobre o assunto, avaliar e comparar concentrações de hidrocarbonetos totais de petróleo e policíclicos aromáticos em amostras desses resíduos e propor melhorias nas diretrizes vigentes no Brasil. Trata-se de um estudo quanti-qualitativo. O plano amostral contemplou coleta de amostras de fluidos de base aquosa e cascalho antes e durante a perfuração da zona portadora de hidrocarboneto em 20 poços marítimos. Em seguida, quantificou os hidrocarbonetos totais e policíclicos aromáticos. Estatística descritiva foi empregada para caracterizar os resultados gerados. Teste de Mann-Whitney foi empregado para comparar valores de medida central entre os grupos antes e durante. Os resultados indicam concentrações de hidrocarbonetos totais de petróleo, especialmente em amostras de fluidos aquosos, inferiores a 1% m/m. A maioria dos resultados dos hidrocarbonetos policíclicos aromáticos foi menor do que o limite de quantificação do método. Foi constatada uma diferença significativa entre os grupos antes e durante, especialmente para os hidrocarbonetos policíclicos aromáticos. A investigação qualitativa revelou inexistência de medidas proibitivas em regulações internacionais. Este estudo concluiu que não há justificativa técnica para implementar uma proibição indiscriminada do descarte da fase reservatório. Uma série de medidas foram propostas para aprimorar a regulação vigente, como a incorporação da continuidade dos estudos ao monitoramento que, rotineiramente, é realizado pelos operadores.

Palavras-chave: fluidos de perfuração; cascalho; regulação ambiental.

ABSTRACT

MARINHO, Leonardo de Souza. **Quantitative and qualitative analysis in the context of regulatory aspects of marine disposal of aqueous drilling fluids and cuttings from the reservoir section of wells.** Rio de Janeiro, 2025. Dissertation (Master's) – Environmental Engineering Program, Polytechnic School & School of Chemistry, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2025.

To regulate offshore discharge of drilling fluids and cuttings from, the Brazilian environmental agency promulgated the Normative Instruction 01/2018, which was suspended the following year. This regulation would prohibit the marine discharge of waste from the reservoir section, regardless of oil contamination. Its adoption was justified as a precautionary measure, given the lack of quantitative information on hydrocarbons in these wastes. This dissertation aims to analyze the international panorama on the subject, evaluate and compare concentrations of total petroleum hydrocarbons and polycyclic aromatic hydrocarbons in samples of these wastes, and propose improvements to the current guidelines in Brazil. This is a quantitative-qualitative study. The sampling plan included the collection of aqueous fluid and cuttings samples before and during the drilling of the hydrocarbon-bearing zone in 20 offshore wells. Subsequently, total and polycyclic aromatic hydrocarbons were quantified. Descriptive statistics were employed to characterize the generated results. The Mann-Whitney test was used to compare central tendency values between the groups before and during drilling. The results indicate concentrations of total petroleum hydrocarbons, especially in aqueous fluid samples, below 1% w/w. Most results for polycyclic aromatic hydrocarbons were below the method's quantification limit. A significant difference was found between the groups before and during drilling, especially for polycyclic aromatic hydrocarbons. The qualitative investigation revealed the absence of prohibitive measures in international regulations. This study concluded that there is no technical justification for implementing an indiscriminate prohibition on the disposal of reservoir phase waste. A series of measures were proposed to improve the current regulation, such as the continuation of studies, incorporating it, in an adapted form, into the monitoring routinely carried out by operators.

Keywords: drilling fluids; drill cuttings; environmental regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Principais tipos de plataforma.....	24
Figura 2 – Esquema de um poço tipo meramente ilustrativo	26
Figura 3 – Trajetória de poço.....	29
Figura 4 – Esquema simplificado da circulação do fluido de perfuração em um poço	31
Figura 5 – Visão integrada das alternativas do gerenciamento de resíduos de fluidos e cascalho da atividade de perfuração de poços marítimos no Brasil.....	41
Figura 6 – Esquema do sistema de controle de sólidos com secador de cascalho ..	43
Figura 7 – Descartes nas fases sem retorno (a) e nas fases com retorno (b)	44
Figura 8 – Dispersão e destino do fluido de perfuração aquoso e cascalho depois de descartados no oceano	47
Figura 9 – Exemplos de cromatogramas de análise de HTP em amostras de sedimento marinho com óleo e base orgânica olefínica (SBM).....	55
Figura 10 – Estrutura química dos 16 hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA) prioritários segundo a U.S. EPA (1986)	57
Figura 11 – Diagrama de blocos matricial com objetivos específicos, metodologia, ferramentas e resultados esperados	76
Figura 12 – Esquema dos pontos amostrais em diferentes tipos de poços	83
Figura 13 – Pontos de coleta de fluido e cascalho na superfície	84
Figura 14 – Registro da coleta de amostra de cascalho (Casc_A) em um dos poços amostrados.....	84
Figura 15 – Ensaio de iridescência estática. (a) etapa de adição do fluido aquoso no recipiente teste; (b) etapa de observação da superfície do corpo receptor teste	87
Figura 16 – Distribuição das amostras obtidas pela campanha amostral.....	108
Figura 17 – Número de amostras coletadas por poço nos grupos “antes” e “durante”	109
Figura 18 – Distribuição das amostras de FBA para as determinações de (a) HTP e (b) $\sum 16\text{HPAs}$	116
Figura 19 – Distribuição das amostras de Casc_A para as determinações de (a) HTP e (b) $\sum 16\text{HPAs}$	116
Figura 20 – Distribuição das amostras de Casc_NA para as determinações de (a) HTP e (b) $\sum 16\text{HPAs}$	116
Figura 21 – Gráficos de frequência da concentração de HTP para: (a) toda a base; (b) fluidos aquosos; (c) Casc_A e (d) Casc_NA.	119
Figura 22 – Gráfico Box plot para as concentrações de HTP	121
Figura 23 – Gráficos de frequência da concentração de $\sum 16\text{HPAs}$ para: (a) toda a base; (b) fluidos aquosos; (c) Casc_A e (d) Casc_NA.	122
Figura 24 – Gráfico Box plot para as concentrações de $\sum 16\text{HPAs}$	124

Figura 25 – Gráfico de dispersão dos resultados HTP (mg.kg-1) por profundidade (m) para: (a) todos os resultados de HTP e (b) separados pelos grupos antes e durante.	124
Figura 26 – Gráfico de dispersão $\sum 16$ HPAs (mg.kg-1) por profundidade para: (a) todos os resultados de $\sum 16$ HPAs e (b) separados pelos grupos antes e durante.	125
Figura 27 – Gráfico de dispersão da concentração de % HTP (m/m) em amostras sequenciais de fluido base aquosa (FBA) com destaque para amostras do poço ID 8 (verde), ID 9 (amarela) e ID 17 (roxo)	126
Figura 28 – Gráfico de dispersão da concentração de $\sum 16$ HPAs em amostras sequenciais de fluido base aquosa (FBA) com destaque para amostras do poço ID 8 (verde), ID 9 (amarela) e ID 17 (roxo)	127
Figura 29 – Gráfico de dispersão da concentração de % HTP (m/m) em amostras sequenciais de cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa (Casc_A) com destaque para amostras do poço ID 8 (verde), ID 9 (amarela) e ID 17 (roxo). ..	127
Figura 30 – Gráfico de dispersão da concentração de $\sum 16$ HPAs em amostras sequenciais de cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa (Casc_A) com destaque para amostras do poço ID 8 (verde), ID 9 (amarela) e ID 17 (roxo). ..	128
Figura 31 – Cromatogramas das amostras P2 (a) e P7 (b) de fluido base aquosa (FBA) coletados no poço ID 17.....	129
Figura 32 – Cromatogramas de amostras do poço ID 9, pontos P1, P2, P3 e P7... ..	131
Figura 33 – Box plot para a concentração de $\sum 16$ HPAs em toda a base	132
Figura 34 – Cromatogramas de amostras do poço ID 15 coletadas no ponto P3.	136
Figura 35 – Box plot para as concentrações de (a) HTP e (b) $\sum 16$ HPAs considerando toda a base.....	137
Figura 36 – Gráficos box plot de HTP em: (a) toda a base por matriz. (b) FBA; (c) Casc_A e (d) Casc_NA	139
Figura 37 – HTP – Gráficos box plot de $\sum 16$ HPAs toda a base e separado por matriz em: (a) toda a base por matriz. (b) FBA; (c) Casc_A e (d) Casc_NA	140
Figura 38 – Comparação da frequência de distribuição das variáveis (a) HTP e (b) $\sum 16$ HPAs.....	142

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características gerais de um poço fictício	28
Tabela 2 – Matriz de classificação de fluidos de perfuração de base não aquosa da IOGP	35
Tabela 3 – Concentração (mg.kg-1) de HTP e HPA em amostras compostas de fluido de perfuração de base aquosa (FPBA) e seu cascalho associado (Casc_A) da perfuração de 5 poços marítimos na costa da Califórnia	58
Tabela 4 – Média das concentrações (mg.kg-1) de HPA em amostras compostas de fluido de perfuração de base aquosa (FPBA) e seu cascalho associado (Casc_A) da perfuração de 3 poços marítimos na costa da Índia	59
Tabela 5 – Concentração (mg.kg-1) de HTP e HPA em amostras de cascalho associado a diferentes tipos de fluidos.....	60
Tabela 6 – Requisitos para o uso de baritina e base orgânica	72
Tabela 7 – Principais ensaios regulatórios para compor o monitoramento pré descarte ou pós uso.....	73
Tabela 8 – Exemplo de quantificação de HPA, cálculo da variável $\sum 16\text{HPAs}$ e atribuição de valor para análise estatística	90
Tabela 9 – Distribuição dos poços por bacia	107
Tabela 10 – Quantitativo de amostras por compartimento e grupo amostral.....	108
Tabela 11 – Resumo dos resultados de HTP (% m/m) por compartimento	112
Tabela 12 – Resumo dos resultados de $\sum 16\text{HPAs}$ (mg.kg-1) por compartimento ..	113
Tabela 13 – Porcentagem de resultados censurados por compartimento analisado e amplitude dos limites de quantificação.....	114
Tabela 14 – Parâmetros de estatística descritiva para HTP.....	120
Tabela 15 – Parâmetros de estatística descritiva para $\sum 16\text{HPAs}$	123
Tabela 16 – Resumo dos principais parâmetros estatísticos para cada compartimento e grupo amostral	137
Tabela 17 – Resumo dos testes de normalidade e homogeneidade das variâncias	141
Tabela 18 – Resultados considerados como outliers para os dados de HTP	142
Tabela 19 – Resultados considerados como outliers para os dados de $\sum 16\text{HPAs}$. 143	
Tabela 20 – Resultados da comparação das médias pelo teste de t-Student com dados originais e dados transformados com remoção de outliers	144
Tabela 21 – Resultados da comparação das medianas pelo teste de Mann-Whitney com dados originais e dados transformados com remoção de outliers.....	146

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Atributos de impactos associados ao descarte de fluidos de perfuração e cascalho propostos para fins de estudos ambientais	52
Quadro 2 – Resumo dos principais eventos associados à regulação para o descarte no mar de fluidos e cascalho da perfuração de poços	68
Quadro 3 – Resumo dos parâmetros da pesquisa bibliográfica qualitativa	78
Quadro 4 – Parâmetros e métodos de ensaio	88
Quadro 5 – Campos da planilha do banco de dados e suas descrições	90
Quadro 6 – Principais documentos obtidos da pesquisa de análise regulatória	95
Quadro 7 – Comparação resumida do racional regulatório no Golfo do México, Mar do Norte e Brasil.....	97
Quadro 8 – Comparação resumida entre as diretrizes gerais para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalho no Golfo do México e no Brasil	99
Quadro 9 – Resultados do ensaio de iridescência estática	110

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AGU	Advocacia Geral da União
Anova	Análise de variâncias
U.S. EPA	Agência de Proteção Ambiental dos Estados Unidos/ <i>United States Environmental Protection Agency</i>
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BOP	<i>Blowout preventer</i>
BDTD	Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações
BPT	Melhor tecnologia praticável de controle atualmente disponível/ <i>Best practicable control technology currently available</i>
BAT	Melhor tecnologia disponível economicamente viável/ <i>Best Available Technology</i>
Capex	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CAS	<i>Chemical abstract registry number</i>
Casc_A	Cascalho Associado a Fluido Aquoso
Casc_NA	Cascalho Associado a Fluido Não Aquoso
CL	Coeficiente letal
RPE	Extração por Fase Reversa/ <i>Reverse Phase Extracion</i>
FDS	Ficha de Dados de Segurança
FBA	Fluido de Base Aquosa
FCBA	Fluido Complementar de Base Aquosa
FPBA	Fluido de Perfuração Base Aquosa
FPBNA	Fluido de Perfuração de Base Não Aquosa
FPS	Fração Particulada Suspensa
GEEs	Gases Efeito Estufa
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
HPA	Hidrocarboneto Policíclico Aromático
HTP	Hidrocarbonetos Totais de Petróleo
ID	Identificação
Ibama	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente Recursos Naturais Renováveis
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IN	Instrução Normativa

LQ	Limite de Quantificação
Mapem	Monitoramento Ambiental em Atividades Marítimas em Atividades Marítimas de Perfuração
MCNR	Mistura Complexa Não Resolvida
NPDES	Sistema Nacional de Eliminação de Descargas de Poluentes/ <i>National Pollutant Discharge Elimination System</i>
GML	Modelos Lineares Generalizados
ONU	Organização das Nações Unidas
Ospar	Oslo-Paris
Plonor	<i>Pose little or no risk to the environment</i>
PNRS	Política Nacional de Resíduos Sólidos
Prominp	Programa de Mobilização da Indústria Nacional do Petróleo
PMFC	Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalho
RPE	<i>Reverse phase extracion</i>
SEI	Sistema de Eletrônico de Informações
SPE	Sociedade Internacional de Engenharia de Petróleo

LISTA DE SÍMBOLOS

Al	Alumínio
As	Arsênio
Ba	Bário
/	Barra de fração
Cd	Cádmio
cm	Centímetro
Pb	Chumbo
Cu	Cobre
Kow	Coefficiente de partição octanol-água
Cr	Cromo
Fe	Ferro
°	Grau
H ₁	Hipótese alternativa
H ₀	Hipótese nula
h	hora
=	Igual
@	Indica a profundidade (figura 2)
log	Logaritmo
>	Maior
≥	Maior ou igual
Mn	Manganês
m/m	Massa por massa
μ ₁	Média da variável do grupo antes
μ ₂	Média da variável do grupo durante
<	Menor
≤	Menor ou igual
-	Menos
Hg	Mercúrio
m	Metro
m ³	Metro cúbico
μg	Micrograma
μm	Micrometro
mm	Milímetro

Mo	Molibdênio
Ni	Níquel
α	Nível de significância estatística
N ou n	Número de amostras
ppm	Parte por milhão
”	Polegada
P1 ao P7	Ponto amostral do 1 ao 7
%	Porcentagem
kg	Quilograma
km	Quilômetro
Si	Silício
Σ	Somatório
t	Tonelada
V	Vanádio
Zn	Zinco

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	OBJETIVOS	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
2.1	FUNDAMENTOS DA CONSTRUÇÃO DE POÇOS MARÍTIMOS	24
2.2	FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E FLUIDOS COMPLEMENTARES	30
2.2.1	Fluidos de perfuração	30
2.2.2	Fluidos complementares	37
2.3	RESÍDUOS GERADOS NA CONSTRUÇÃO DE POÇOS MARÍTIMOS	38
2.3.1	Resíduos de fluidos de perfuração e complementares	39
2.3.2	Cascalho	40
2.3.3	Gerenciamento dos resíduos de fluidos e cascalho	41
2.4	IMPACTOS NO AMBIENTE MARINHO DO DESCARTE DE FLUIDOS E CASCALHO	44
2.4.1	Fundamentos conceituais dos impactos	44
2.4.2	Síntese de alguns estudos de campo relevante	49
2.4.3	A descrição dos impactos no processo de licenciamento ambiental ...	52
2.4.4	Hidrocarbonetos totais de petróleo (HTP) e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA) em fluidos aquosos e cascalho	52
2.5	ASPECTOS REGULATÓRIOS PARA O DESCARTE NO MAR DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA NO BRASIL	61
2.5.1	Pré IN 01/2018	61
2.5.2	Pós IN 01/2018	64
2.5.3	Resumo das diretrizes vigentes de 2019	68
2.5.3.1	<i>Controle de substâncias autorizadas para uso</i>	71
2.5.3.2	<i>Produtos estoque: baritina e base orgânica</i>	71
2.5.3.3	<i>Restrições de descarte baseada em toxicidade e presença de contaminantes</i>	73
3	METODOLOGIA	75
3.1	FASE QUALITATIVA DA PESQUISA	77
3.1.1	Pesquisa bibliográfica	77
3.1.2	Análise documental	79
3.2	FASE QUANTITATIVA DA PESQUISA	80
3.2.1	Plano Amostral	81
3.2.2	Ensaio realizados	85
3.2.2.1	<i>Ensaio de iridescência estática</i>	85

3.2.2.2	<i>Ensaio para quantificação de indicadores de óleo</i>	87
3.2.3	Tratamento dos dados, variáveis de interesse e banco de dados	88
3.2.4	Abordagem estatística	91
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	95
4.1	RESULTADOS DO ESTUDO QUALITATIVO	95
4.1.1	Região do Golfo do México, Estados Unidos	97
4.1.2	Região do Mar do Norte	101
4.1.3	União Europeia	102
4.1.4	Reino Unido	103
4.1.5	Noruega	104
4.1.6	Convenção de Barcelona	105
4.1.7	Angola	106
4.1.8	Canadá	106
4.1.9	Banco Mundial	106
4.2	RESULTADOS DO ESTUDO QUANTITATIVO	107
4.2.1	Resultados da campanha amostral	107
4.2.2	Resultados do ensaio de iridescência estática	110
4.2.3	Síntese dos dados de HTP e $\sum 16$ HPAs	111
4.2.4	Perfil dos resultados em relação à quantificação	114
4.2.5	Análise estatística exploratória descritiva	118
4.2.5.1	<i>Resultados da análise univariada para HTP</i>	<i>118</i>
4.2.5.2	<i>Resultados da análise univariada para $\sum 16$HPAs</i>	<i>121</i>
4.2.5.3	<i>Relação profundidade do ponto amostral com as variáveis</i>	<i>124</i>
4.2.6	Análise de situações especiais	126
4.2.6.1	<i>Detalhamento da interpretação dos cromatogramas</i>	<i>130</i>
4.2.7	Estatística de inferência: comparação entre os momentos antes e durante	136
4.2.7.1	<i>Avaliações de normalidade e homogeneidade das variâncias</i>	<i>140</i>
4.2.7.2	<i>Remoção de Outliers e transformação de variável</i>	<i>141</i>
4.2.7.3	<i>Comparação de médias por método paramétrico (teste de t-student)</i>	<i>143</i>
4.2.7.4	<i>Comparação de mediana por método não paramétrico (teste de Mann-Whitney)</i>	<i>145</i>
4.3	PROPOSTAS PARA AS DIRETRIZES	148
4.3.1	Estudo multioperador	149
4.3.2	Orientação técnico normativa	150
4.3.3	Dimensionamento do esforço amostral: menos pode ser mais	151

4.3.4	Práticas operacionais	153
5	CONCLUSÕES	154
6	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	159
	REFERÊNCIAS	161
	APÊNDICE A – DIFERENTES SITUAÇÕES DE POÇOS DA CAMPANHA AMOSTRAL.....	179
	APÊNDICE B – DISTRIBUIÇÃO DE AMOSTRAS POR MATRIZ E POÇO	183
	ANEXO A – DIRETRIZES de 2019, SEI 5533803 associada ao Despacho nº 5540547/2019-GABIN IBAMA.....	185

1 INTRODUÇÃO

A construção de poços marítimos de petróleo e gás, especialmente na etapa de perfuração, gera grande quantidade de resíduos, com destaque para os fluidos de perfuração gastos e os fragmentos das rochas perfuradas (cascalho). Juntamente à água produzida na etapa de produção de óleo e gás, esses resíduos constituem as principais fontes de contaminantes do meio ambiente marinho durante a atividade de exploração e produção de petróleo e gás (Bakke; Klungsøyr; Sanni, 2013).

O descarte no ambiente marinho constitui o método predominante para a destinação ambientalmente adequada dos resíduos de fluidos aquosos e cascalho da perfuração, tanto em escala mundial (IOGP, 2016a) quanto no Brasil (Almeida, Araújo; Medeiros, 2017). A regulação do descarte desses resíduos no mar encontra-se em construção no Brasil.

A Instrução Normativa (IN) 01/2018 do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente Recursos Naturais Renováveis (Ibama) foi a primeira regulação brasileira que estabeleceu as diretrizes ambientais para o descarte no mar de fluidos de perfuração e cascalho de operações marítimas. Não fosse pelo seu cancelamento precoce, esse instrumento implementaria no Brasil a proibição de descarte no mar de fluidos aquosos e cascalho da fase (seção) do poço que contém o reservatório de hidrocarbonetos. Contudo, essa proibição teria ocorrido sem um embasamento técnico-científico que motivasse tal medida. Assim, este trabalho trata de esmiuçar alguns elementos de relevância para essa situação específica e discutir, por meio de dados quantitativos e qualitativos, como esses elementos poderiam aprimorar a referida regulação.

A partir de uma Nota Técnica do Ibama, Guimarães (2023), pesquisador e analista do Ibama, discutiu o assunto da IN 01/2018 em sua tese de doutorado. O autor, que associa o banimento a uma posição de precaução, esclarece que o Ibama considera provável a contaminação por óleo da formação em resíduos da fase reservatório. Somado a isso, indica que a ausência de resultados positivos para a contaminação por óleo, especialmente em fluidos e cascalho da fase de reservatório, causaria estranheza. Dentre outras justificativas que o autor aporta da Nota Técnica Interna do Ibama, destaca-se a desconfiança do Ibama em relação aos ensaios estabelecidos em suas próprias diretrizes, considerando-os, paradoxalmente, como não confiáveis. Além disso, expõe a dúvida do Ibama sobre a capacitação técnica dos

profissionais a bordo para realizar esses ensaios e interpretar seus resultados. Finalmente, aponta que há falhas no monitoramento pré-descarte realizado pelos operadores, especialmente nas ações para impedir descartes com óleo livre, conforme o método estabelecido.

Contudo, problemas jurídicos na IN 01/2018 e a necessidade de avaliação de alguns pontos técnicos levaram o seu cancelamento em 2019 pela presidência do Ibama. Para evitar um vácuo regulatório, a presidência do Ibama emitiu o Despacho nº 5540547/2019-GABIN, de 22 de julho de 2019, discutindo aspectos jurídicos e técnicos sobre o tema. Em ato contínuo, promulgou novas diretrizes para a atividade, doravante denominadas “diretrizes de 2019” (Brasil, 2019), tornando-as obrigatórias (ANEXO A). Nessas diretrizes, o Ibama reiterou práticas já estabelecidas sobre o tema, incorporou diversas melhorias trazidas pela IN 01/2018 e tornou mais restritivo um dos critérios para o descarte de cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa (Casc_NA). Cumpre destacar que essas diretrizes provisórias não mencionam o descarte zero nem o estágio intermediário que seria a proibição de descarte no mar de fluidos aquosos e cascalho provenientes da fase reservatório.

Nas diretrizes de 2019, a presidência do Ibama decidiu por não instituir as proibições de descartes da IN 01/2018. Sobre a proibição dos descartes da fase reservatório, o despacho da presidência do Ibama esclarece que “[...] princípio da precaução pressupõe avaliação, não mera especulação”, (Brasil, 2019, p. 9). Adicionalmente, enaltece a importância de estudos, monitoramentos e discussões com a sociedade como forma de subsidiar o Ibama a decidir de outra forma.

Até o momento, houve poucos avanços para suprir a ausência de informações tecnicamente robustas e confiáveis, principalmente por meio de dados quantitativos de concentração de hidrocarbonetos em resíduos de fluidos aquosos e cascalho gerados da fase reservatório. Por isso, a importância de dirimir as incertezas postas sobre os resultados dos ensaios de campo que avaliam qualitativamente a contaminação por óleo livre previamente ao descarte de fluidos e cascalho no mar. Assim, estudos de monitoramento e caracterização desses resíduos são essenciais não apenas para a compreensão do suposto risco e do eventual dano, mas também para entender a resposta dos ensaios realizados a bordo.

Vale destacar que a proibição para descarte no mar motivar-se-ia apenas pela natureza da operação (perfuração da fase reservatório do poço), independentemente da pesquisa de óleo livre nesses compartimentos. Ademais, a regra como fora

estabelecida seria aplicada a toda extensão da última fase dos poços, assumida como fase reservatório. Dessa forma, mesmo o cascalho gerado pela perfuração de trechos fora da zona portadora de hidrocarboneto (formações geológicas não portadoras de hidrocarbonetos) seriam objetos da proibição, apenas por serem provenientes da fase reservatório.

Até o momento, a maioria dos estudos de caracterização de resíduos da perfuração privilegiam amostras de cascalho, em detrimento às de fluidos de perfuração aquoso. Além disso, há uma escassez de dados quantitativos sobre parâmetros químicos indicadores de óleo, como hidrocarbonetos totais de petróleo (HTP) e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPAs). Considerando a importância desse tema para o contexto brasileiro atual e a falta de investigações quantitativas em amostras de campo, este estudo pretende contribuir para a discussão, ao abordar o tema de uma perspectiva pouco explorada na literatura científica.

À luz dessas considerações, a pergunta de pesquisa que orienta esta dissertação é: *é justificável a adoção de uma medida proibitiva de descarte de fluidos aquosos e cascalho da fase reservatório, nas circunstâncias em que informações suficientes não estiveram disponíveis e ainda existem dúvidas técnicas sobre o tema?*

1.1 OBJETIVOS

Diante da lacuna identificada, aproveitando-se da oportunidade que se faz necessária nesse momento e ciente da criticidade do tema para os operadores de óleo e gás do Brasil, esta dissertação tem como objetivo geral:

Discutir critérios nacionais e internacionais que possam orientar a adoção de medida proibitiva de descarte de fluidos aquosos e cascalho da fase reservatório.

Como objetivos específicos, tem-se:

- a) Avaliar critérios internacionais para o descarte no mar de fluidos e cascalho da zona portadora de hidrocarboneto;
- b) Avaliar quantitativamente as concentrações de hidrocarbonetos em amostras de fluidos aquosos e cascalho obtidos antes e durante a perfuração da zona portadora de hidrocarboneto;
- c) Verificar se há diferenças significativas nas concentrações de hidrocarbonetos em amostras de fluidos aquosos e cascalho obtidos antes e durante a perfuração da zona portadora de hidrocarboneto;

- d) Propor melhorias que possam contribuir para o aprimoramento das diretrizes vigentes no Brasil com base em dados científicos, práticas internacionais e lições aprendidas.

Por fim, destaca-se que o objetivo deste trabalho é totalmente aderente à Década da Ciência Oceânica para o Desenvolvimento Sustentável, uma iniciativa da Organização das Nações Unidas (ONU) que proclamou os anos de 2021 a 2030 como a Década do Oceano. Esse período é dedicado a promover o engajamento entre ciências, políticas públicas e sociedade no que se refere ao Oceano (Brasil, 2021). Esses princípios orientam e fundamentam este estudo.

Com o lema “A ciência que precisamos para o oceano que queremos”, a Década do Oceano visa alcançar um oceano limpo, transparente e acessível em termos de dados (Brasil, 2021). Os objetivos deste estudo estão alinhados com esses propósitos, contribuindo não apenas para a realização dos resultados esperados pela Década do Oceano, mas também para a construção de uma regulação brasileira que promova melhorias efetivas no gerenciamento de fluidos e cascalho da perfuração descartados no mar.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção, são abordados os fundamentos teóricos essenciais para a compreensão do contexto deste trabalho. Inicialmente, discute-se a construção de poços de petróleo, com ênfase no fluido de perfuração, principal insumo desse processo, e nos resíduos gerados. Em seguida, apresenta-se o estado da arte sobre o impacto ambiental dos descartes desses resíduos no mar, com destaque para os hidrocarbonetos, um dos principais estressores químicos. Por fim, examina-se a evolução recente da regulamentação brasileira que estabelece diretrizes para o descarte qualificado no ambiente marinho.

2.1 FUNDAMENTOS DA CONSTRUÇÃO DE POÇOS MARÍTIMOS

O poço de petróleo é uma estrutura de interligação entre uma formação geológica subsuperficial de interesse e a instalação superficial, que pode ser terrestre ou marítima (IBP, 2023). É construído por meio de uma complexa obra de engenharia que adota o sistema de perfuração rotativa com o auxílio de uma sonda de perfuração. Nas atividades marítimas, as sondas podem estar instaladas em plataformas fixas, autoelevatórias, semissubmersíveis e navios sonda (Thomas, 2004) como representado na Figura 1. A escolha da unidade marítima de perfuração é regida, basicamente, pela profundidade da lâmina d'água.

Figura 1 – Principais tipos de plataforma



Fonte: Adaptado de Nora (2012)

A atividade principal na construção de um poço é a perfuração das rochas que constituem as formações geológicas até atingir a formação de interesse. No sistema de perfuração rotativa, a fragmentação das rochas ocorre pela ação da rotação e peso aplicados sobre uma broca localizada na extremidade da coluna de perfuração (Thomas, 2004). Como consequência, pequenos fragmentos das rochas cortadas são gerados e, continuamente, são removidos do espaço aberto, o qual se tornará o poço, permitindo o avanço da perfuração. A etapa da perfuração constitui a fase estrutural da construção do poço.

Para a remoção desses fragmentos de rochas, emprega-se um fluido que auxilia a perfuração, o fluido de perfuração. O fluido é bombeado para o interior da coluna de perfuração, é expelido pelos jatos da broca e, ao retornar à superfície por meio do espaço anular formado entre as paredes do poço e a coluna de perfuração, traz consigo esses fragmentos da rocha¹ (Thomas, 2004).

A coluna de perfuração é retirada do poço quando atinge determinada profundidade prevista em projeto, que está associada a aspectos de segurança e integridade do poço. Nesse estágio, uma coluna de revestimento de aço, cujo diâmetro é inferior ao da broca que fora retirada e empregada para perfurar aquela seção de poço, é descida. Entre essa nova coluna de revestimento e as paredes do poço forma-se um novo espaço anular, que é preenchido com cimento para a fixação da tubulação. Com a cimentação, é estabelecida uma barreira física que isola as rochas perfuradas em intervalos cautelosamente definidos, prevenindo o desmoronamento do poço e favorecendo o avanço da perfuração com segurança (Thomas, 2004).

As operações de cimentação são essenciais nas etapas de perfuração e de outras atividades do ciclo de vida de um poço. Ocorrem pelo bombeio de uma pasta de cimento, que é projetada para solidificar no tempo e condições adequadas (Speight, 2015). Para auxiliar a cimentação, alguns fluidos cimentantes são empregados.

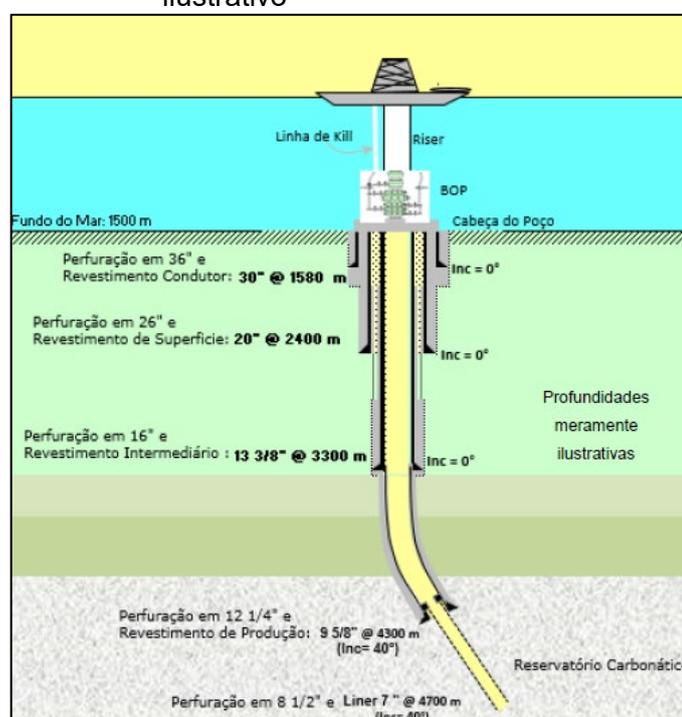
Uma vez cimentado o trecho, e fixado o revestimento, a coluna de perfuração é descida no poço para a continuidade da perfuração. Em sua extremidade, leva uma nova broca, de diâmetro menor em relação ao diâmetro do revestimento recém-

¹ Os fragmentos de rochas associados ao fluido de perfuração são denominados de cascalho. O termo cascalho é adotado pela indústria de óleo e gás independentemente da granulometria.

instalado. Em situações normais, a perfuração avança até o atingimento do novo trecho onde todo esse processo se repetirá. Dessa forma, o poço é perfurado em diversas fases, associadas aos diâmetros das brocas que perfuraram cada seção do poço (Thomas, 2004). Ao fim, no sistema de perfuração rotativa, o poço construído assemelha-se a um telescópio invertido. Se visto de cima, são circunferências concêntricas cujos diâmetros diminuem progressivamente menores à medida que a profundidade do poço aumenta.

Não é possível perfurar poços de petróleo marítimos em uma única fase. Os poços são construídos em diversas fases (seções). A quantidade e extensão de cada fase é determinada em função de sua extensão, das características das rochas atravessadas (Abdu, 2018) e do conhecimento da área perfurada. Cada fase é definida pelo diâmetro da broca empregada para a perfuração. A Figura 2 representa o esquema de um poço de 5 fases com geometria direcional, ou seja, cuja trajetória foi intencionalmente desviada depois de um trecho vertical.

Figura 2 — Esquema de um poço tipo meramente ilustrativo



Fonte: Abdu (2018)

As fases iniciais da perfuração (fases 1 e 2) são as mais simples e ocorrem sem que haja retorno do fluido bombeado e do cascalho gerado para a superfície da

sonda (Abdu, 2018). Por essa característica, essas fases são denominadas de “fases sem retorno”. O fluido e o cascalho são dissipados no fundo do mar a partir da cabeça do poço, próximo ao assoalho oceânico. Na fase 1, a água do mar pode ser empregada como o fluido de perfuração (IGOP, 2016). Terminada a fase 1, um revestimento condutor estará introduzido e será cimentado em toda a sua extensão.

Em geral, depois da perfuração da fase 2, é descido e cimentado o revestimento de superfície e, em seu topo, é adaptada a cabeça do poço. Na cabeça do poço é acoplado o principal sistema de segurança do poço, o preventor de *blowout* (BOP). Esse equipamento consiste de um conjunto de válvulas capaz de fechar o poço em caso de desconexão de emergência ou de *blowout*² (Thomas, 2004).

Em caso de descontrole desse influxo, a situação pode se transformar em um BOP, situação catastrófica na qual fluidos do reservatório fluem descontroladamente através do poço. Essa situação pode levar a perda de equipamentos, de vidas humanas e de grave acidente ambiental. Como nas fases iniciais da perfuração de poços marítimos não se espera a presença de formações com acúmulos de hidrocarbonetos, o equipamento de segurança e controle de poço é instalado ao término dessas fases (Thomas, 2004).

Uma vez instalados a cabeça de poço e o BOP, esses equipamentos são conectados à unidade marítima de perfuração por um condutor flexível denominado *riser* de perfuração, cujo diâmetro interno é em torno de 20”. A partir da fase 3, a coluna de perfuração, os equipamentos e as ferramentas para a construção do poço passarão pelo interior do *riser*. Esse componente também conduzirá o fluido de perfuração e o cascalho gerado para a superfície da unidade marítima de perfuração. Assim, não haverá contato com o oceano (Abdu, 2018). Por isso, as fases perfuradas depois da instalação do *riser* são denominadas de “fases com retorno”.

A Tabela 1 sintetiza algumas características da construção do poço fictício da Figura 2. O volume de cascalho foi calculado pelo volume do cilindro nominal perfurado, sem levar em consideração outros fatores que podem causar um discreto alargamento do diâmetro poço.

² Fluxo indesejável de fluidos da formação (óleo, gás e até mesmo água) para o poço.

Tabela 1 – Características gerais de um poço fictício

Fase	Diâmetro da broca	Diâmetro do revestimento (polegadas)	Modalidade do revestimento	Prof. Inicial (m)	Prof. Final (m)	Volume cascalho (m ³)	Tipo da fase	Local do descarte
1	36"	30"	Condutor	1.500	1.580	52	SR	Fundo
2	26"	20"	Superfície	1.580	2.400	281	SR	Fundo
3	17 ½"	13 ⅝"	Intermediário	2.400	3.300	140	CR	Superfície
4	12 ¼"	9 ⅝"	Produção	3.300	4.300	76	CR	Superfície
5	8 ½"	7"	<i>Liner</i>	4.300	4.700	15	CR	Superfície

Fonte: Adaptado de Abdu (2018)

Legenda: SR – Sem retorno; CR – Com retorno.

Nesse poço, a(s) zona(s) portadora(s) de hidrocarboneto encontra(m)-se no reservatório carbonático, que foi acessado majoritariamente pela última fase (fase 5) do poço. De fato, o final da fase 4 já se encontra dentro do reservatório.

Na Engenharia de Petróleo, uma fase do poço não é qualificada, discriminada ou mesmo nomeada por atravessar um reservatório de hidrocarboneto. Isso implica que não existe na área uma convenção ou conceito associado à ideia de fase(s) que atravessa(m) reservatório(s) e/ou zona(s) produtora(s). Não obstante, a perfuração desses trechos requer estratégias diferenciadas, como longos trechos horizontais em poços de desenvolvimento da produção e o uso de fluidos de perfuração especialmente formulados para essa finalidade (Fink, 2021).

Faz-se necessária essa menção pois o termo “fase de reservatório (ou zonas produtoras)” foi empregado na regulação brasileira que rege o descarte de fluidos e cascalho no mar (Ibama, 2019) sem que fosse definida no instrumento. Por isso, para fins de conformidade ambiental, a indústria convencionou que a “fase reservatório” seria a última fase do poço, independentemente da sua finalidade e geometria. Essa simplificação assume a última fase integralmente, a despeito da extensão da zona portadora de hidrocarboneto nessa fase ou até mesmo da coexistência de outras zonas portadoras de hidrocarbonetos em fases precedentes.

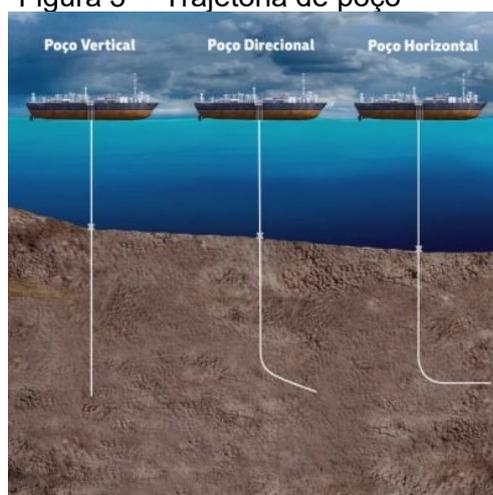
No âmbito da construção do poço, ao término da etapa de perfuração, inicia-se um conjunto de atividades que completa o poço recém-perfurado e que se mostra economicamente viável. Essa etapa é denominada de completação e tem como objetivo instalar equipamentos que serão empregados ao longo da vida produtiva do poço (Thomas, 2004). Na completação, são empregados fluidos específicos, os fluidos de completação, que participam de suas diversas fases.

Diferentemente da etapa de produção, a completção de poços já não tem natureza estrutural. Em contrapartida, envolve uma variedade e complexidade de etapas e equipamentos instalados em função da finalidade do poço, seja produzir óleo e/ou gás ou injetar fluidos no reservatório (Thomas, 2004). Uma vez perfurado e completados – e em alguns casos avaliados –, conclui-se a etapa de construção de poço. A partir daí, o poço entra em produção e opera em função de sua classe e propósito.

Os poços de petróleo e gás podem ser classificados segundo diversos critérios estabelecidos pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A sistemática, que gera uma codificação única do poço, considera a finalidade do poço, a trajetória e outros aspectos. Quanto à finalidade, os poços podem ser, basicamente, exploratórios e exploratórios. Exploratórios são aqueles destinados a descobertas e avaliações geológicas, ao passo que os exploratórios são aqueles para promover o desenvolvimento da produção, o que inclui poços produtores de óleo e/ou gás e os injetores, responsáveis pela injeção de fluidos para otimizar a recuperação do reservatório (ANP, 2017).

No que se refere à trajetória, a ANP (2017) define que os poços podem ser verticais, direcionais e horizontais (Figura 3).

Figura 3 – Trajetória de poço



Fonte: ANP (2022)

Nos poços verticais, as sondas e o alvo (objetivo) dos poços estão colimados na vertical. Em sua maioria, são poços exploratórios em áreas desconhecidas (Abdu, 2018). O poço direcional é aquele que ocorre com um desvio intencional da trajetória

vertical em busca de um objetivo específico em subsuperfície. O poço horizontal é um tipo de poço direcional, porém com ângulo de inclinação geralmente maior que 85° e, por isso, um trecho horizontal ou sub-horizontal ao longo alvo de interesse (ANP, 2017). Os poços direcionais e horizontais são frequentemente utilizados como estratégia de melhoria de produtividade, pois aumentam a área de contato do poço com o reservatório de interesse, uma vez que se estendem por centenas de metros (Abdu, 2018).

2.2 FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E FLUIDOS COMPLEMENTARES

Ao longo do ciclo de vida de um poço de petróleo e/ou gás a maioria das intervenções realizadas, incluindo a sua construção, é assistida pelo uso de fluidos específicos para cada etapa e finalidade. Na fase da construção do poço, em particular na etapa de perfuração, os fluidos de perfuração são os protagonistas, não se limitando a esses.

O desenvolvimento dos requisitos ambientais para uso e descarte dos fluidos teve seu início a partir dos fluidos de perfuração, o que é justificado pela relevância em relação aos seus aspectos ambientais e pela incidência de uso (IOGP, 2016b). Neste trabalho, os fluidos de perfuração estão mais associados aos objetivos propostos.

No Brasil, a regulação que estabelece diretrizes para o tema abrange os fluidos de perfuração, os fluidos cimentantes (pasta de cimento) e um grupo genericamente denominado de “fluidos complementares”.

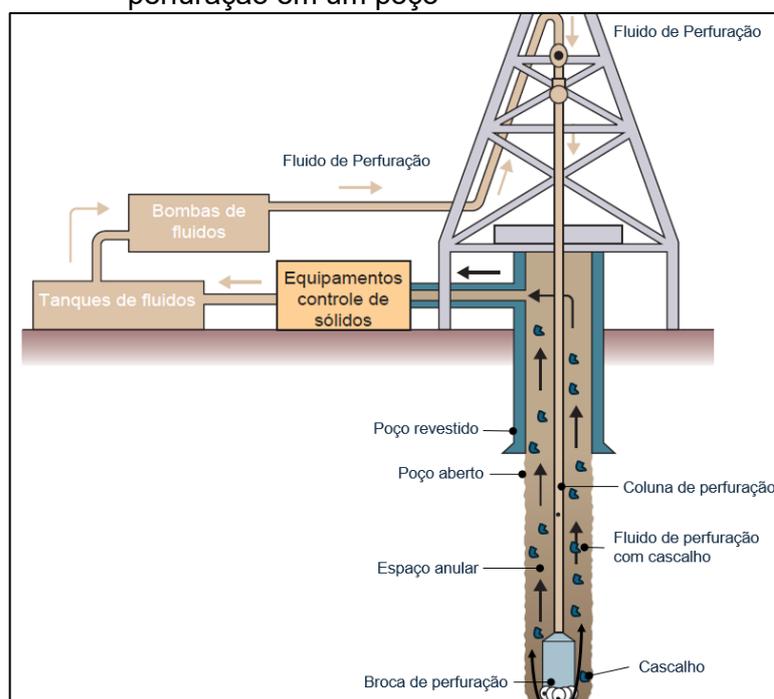
2.2.1 Fluidos de perfuração

Fluido de perfuração³ é a denominação genérica de qualquer fluido empregado para viabilizar a perfuração de rochas de forma segura, rápida, tecnicamente apropriada para o projeto de poço e ambientalmente adequada. Da perspectiva operacional, refere-se aos fluidos circulantes usados em operações de perfuração rotativa (Fink, 2021). Os fluidos de perfuração são bombeados a partir da superfície de uma sonda pela coluna de perfuração, sendo expelido pela broca, posicionada na

³ Fluidos de perfuração são conhecidos como lama de perfuração (*drilling mud*). Por razões históricas, reforçado pela semelhança visual e até mesmo com registro na literatura técnica e científica, esse jargão operacional ainda é recorrentemente empregado.

extremidade dessa coluna, a alta pressão e vazão. No sentido de volta, retornam pelo espaço formado entre a coluna e a parede do poço, denominado espaço anular (Growcock; Harvey, 2004). Nesse sentido, o fluido de perfuração remove e carrega consigo os fragmentos da rocha recém cortada (cascalho), limpando o fundo do poço e permitindo o avanço da perfuração (Thomas, 2004). A Figura 4 ilustra um esquema simplificando destacando a circulação do fluido de perfuração.

Figura 4 – Esquema simplificado da circulação do fluido de perfuração em um poço



Fonte: Adaptado de IPIECA (2009)

Do ponto de vista de composição, os fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos e líquidos e, eventualmente, de gases. São formulados a partir de uma fase contínua ou dispersante, que atua como um fluido-base. A essa, são adicionados aditivos químicos especializados para que as propriedades químicas, físicas e reológicas do fluido atendam às necessidades da perfuração. Podem apresentar-se em forma de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, o que é definido pela composição química e o estado físico dos componentes (Aragão, 2011; Thomas, 2004).

Na dimensão funcional, o fluido de perfuração é um dos principais integrantes do sistema de perfuração rotativa, sendo o responsável por desempenhar “funções vitais” na perfuração. Não por acaso, circula no meio especializado a metáfora entre

o fluido de perfuração e o sangue (Aragão, 2011; Yang *et al.*, 2023). Nessa comparação, o fluido de perfuração é descrito como essencial para manter o poço “saudável”, assim como o sangue é vital para o funcionamento do corpo humano.

Dentre as funções vitais do fluido de perfuração (Caenn; Darley; Gray, 2017), destacam-se:

- prevenir o influxo de fluidos (óleo, gás e/ou água) da formação perfurada para o poço. Isso ocorre pois o fluido de perfuração com o peso adequado exerce pressão hidrostática superior à pressão de poros da formação. Dessa forma, mantém o controle da perfuração e impede o fluxo não intencional de fluidos da formação;
- carrear o cascalho para a superfície, mantê-lo em suspensão ao longo do percurso no espaço anular, inclusive em repouso. Ao sair pelos jatos da broca em alta velocidade e pressão, o fluido deve ser capaz de remover o cascalho formado do fundo do poço, conduzindo-o para a superfície. O fluido deve ter viscosidade e propriedades reológicas ajustadas para essa função, que é essencial para manter o poço limpo;
- formar uma fina camada de sólidos (reboco) em formações permeáveis, o que causa um efeito selante protegendo a formação da invasão de sólidos indesejáveis. Com a formação do reboco, há influxo da fase líquida do fluido de perfuração na direção poço-formação. Esse líquido invade a rocha em processo denominado filtração. Em ensaio laboratorial, o volume do fluido filtrado e a espessura do reboco são monitorados para a garantia dessa função e
- manter a estabilidade física e química das paredes do poço aberto, evitando o seu alargamento excessivo e, principalmente, o desmoronamento da parede do poço. Diversos parâmetros do fluido contribuem para o sucesso dessa função, dentre elas a capacidade de inibição adequada de argilas, propriedades reológicas e o peso do fluido.

Outras funções exercidas inerentemente pelo fluido de perfuração são: resfriar, lubrificar e desobstruir a broca; reduzir a fricção entre a coluna de perfuração e a parede do poço; transmitir potência hidráulica à broca de perfuração e aos motores de fundo além de permitir a coleta, transmissão e interpretação de dados associados

à performance da perfuração, da litologia perfurada e de eventuais fluidos produzidos (Caenn; Darley; Gray, 2017).

Além disso, fluidos de perfuração são cautelosamente formulados para que não sejam prejudiciais ao meio ambiente e às pessoas; sejam bombeáveis, apresentem baixa corrosividade e abrasividade aos equipamentos de perfuração; permitam a avaliação adequada da formação geológica que está sendo perfurada; não interfiram na produtividade futura do poço e tenha os custos de fabricação, tratamento e, em alguns casos, de disposição final compatível com o orçamento do projeto (Thomas, 2004).

Para a Associação Internacional de Empresas de Perfuração, o fluido de perfuração é o principal responsável pelo sucesso de uma perfuração (Fluids, 2014), influenciando diretamente o seu desempenho e a qualidade do poço construído. Por isso, é um insumo de extrema relevância na construção de poços, sendo uma disciplina bem estruturada e especializada na Engenharia de Petróleo.

Fluidos de perfuração são, primariamente, classificados de acordo com a composição majoritária da fase contínua, o fluido-base que o constitui (IOGP, 2016b), qual seja: aquosa ou não aquosa. Neste trabalho, essa classificação será adotada.

Contudo, diversas sistemáticas de classificação são conhecidas e, a partir dessa classificação primária, há uma aparente divergência entre as proposições (Caenn; Darley; Gray, 2017; Thomas, 2004). Isso ocorre, especialmente, quando são considerados componentes secundários da composição, aspectos funcionais relevantes do fluido, propriedades predominantes como inibição, salinidade, presença e tipo de sólidos dentre outras. Quando empregadas na classificação, essas características delimitam subclasses, assemelhando-se a tipos, grupos ou famílias de fluidos. Para os objetivos deste trabalho, esses desdobramentos não serão considerados.

Os fluidos de perfuração de base aquosa são aqueles em que aditivos sólidos estão suspensos em uma fase contínua aquosa, que pode ser constituída de água doce, água do mar ou uma solução aquosa salina. Mesmo nessas composições, pode haver componentes não aquosos (hidrocarbônicos) emulsionados na água (Caenn; Darley; Gray, 2017; Neff, 2005).

Nos fluidos de perfuração de base não aquosa (FPBNA), a fase contínua é um componente não aquoso, insolúvel em água e de natureza orgânica, formando o fluido-base. Os aditivos sólidos estão suspensos em uma fase aquosa, em geral uma

solução salina, que forma uma emulsão estável com a fase contínua. Contudo, trata-se de uma emulsão na qual a fase aquosa está dispersa na fase não aquosa, ao contrário das emulsões comuns na indústria do petróleo, onde o óleo (fase não aquosa) é que está disperso na água. Dada essa conformação, a fase orgânica é a fase externa da emulsão⁴, que fica em contato com a formação a ser perfurada.

Dessa característica, advém as vantagens dos fluidos de perfuração de base não aquosa frente aos aquosos que, em síntese são: seu elevado grau de inibição em relação a rochas ativas propicia poços mais estáveis; alto grau de lubricidade e baixa corrosividade; maior estabilidade térmica, apresentando excelente desempenho em poços de alta pressão e alta temperatura; prevenção de prisão diferencial, sendo recomendado para perfurações direcionais e de geometria complexa e a possibilidade de reutilização depois de tratamento/condicionamento, o que pode ser feito na própria unidade de perfuração marítima (Growcock; Patel, 2011; Thomas, 2004).

O uso de fluidos de perfuração de base não aquosa é centenário e, ao longo desse tempo, a composição da base não aquosa vem evoluindo consideravelmente. Nos primórdios, para atender requisitos exclusivamente de engenharia, óleos crus ou refinados foram utilizados para criar um fluido oleoso, precursor dos atuais fluidos de base não aquosa (Caenn; Darley; Gray, 2017). Dessa época, surgiu a expressão “fluido base óleo”, cujo uso indistinto e impreciso ainda persiste globalmente, não apenas no universo semântico operacional dessa indústria, mas também na literatura científica nesse tema.

Nos anos de 1950, para aumentar a incorporação de água no fluido base óleo, tornando-o mais econômico e tecnicamente mais adequado para resolver certos problemas de poços, o óleo cru ou refinado foi substituído por óleo diesel. Nesse momento, surgiu a primeira geração de fluidos contendo uma fração aquosa emulsionada em óleo, sendo ainda um fluido base óleo (Caenn; Darley; Gray, 2017). Como resposta às crescentes restrições ambientais que já vinham se impondo, o óleo diesel foi inicialmente substituído por óleos minerais e, posteriormente, por óleos minerais melhorados, com toxicidade inferior quando comparado com os antecedentes (IPIECA; OGP, 2009).

⁴ Por essa lógica invertida, no segmento da perfuração de poços, os FPBNA são comumente designados como fluidos de “emulsão inversa”, apesar dessa convenção não ser universal.

Contudo, a evolução significativa na composição desses fluidos veio com o advento dos fluidos sintéticos na década de 1990. Esse movimento foi motivado pelo paulatino enrijecimento regulatório nas regiões do Mar do Norte e do Golfo do México, as principais regiões produtoras do globo. Ao longo desse percurso, o uso do diesel foi descontinuado nas formulações de fluidos de perfuração a partir de 1984. Tal evento impulsionou a indústria a desenvolver formulações ambientalmente mais evoluídas, mormente com menor toxicidade e maior biodegradabilidade no ambiente marinho. Além da melhoria na qualidade da fase não aquosa do fluido, foram implementadas restrições cada vez mais rigorosas para diminuir a quantidade máxima dessa fase associada ao cascalho descartado no mar (Growcock; Patel, 2011; IOGP, 2001, 2021; Razali *et al.*, 2018).

Com o objetivo de sistematizar e agrupar os fluidos-base historicamente empregados na formulação de FPBNA, a *International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP) propôs a classificação dos fluidos-base em três grupos (I, II e III), baseada na concentração de hidrocarbonetos aromáticos (IOGP, 2003). Essa classificação é crucial para entender os efeitos ambientais desses fluidos, eliminando a persistência de jargões operacionais imprecisos. Desde então, a sistemática vem sendo amplamente empregada por reguladores e pela indústria. Contudo, sua adoção na literatura científica não é tão difundida. A matriz de classificação e outras informações estão indicadas na Tabela 2.

Tabela 2 – Matriz de classificação de fluidos de perfuração de base não aquosa da IOGP (continua)

Grupo	Conteúdo de Aromáticos	Aromáticos totais (% m/m)	HPA (% m/m)	Exemplos de fluidos-base empregados	Processo produtivo do fluido-base
Grupo I	Alto	> 5	> 0,35	Óleo cru, refinado, óleo diesel e óleo mineral convencional	Refino de óleo cru
Grupo II	Médio	0,5 a 5	0,001 a 0,35	Óleo mineral de baixa toxicidade	Refino de óleo cru associado a operações adicionais de destilação

Tabela 2 – Matriz de classificação de fluidos de perfuração de base não aquosa da IOGP (conclusão)

Grupo	Conteúdo de Aromáticos	Aromáticos totais (% m/m)	HPA (% m/m)	Exemplos de fluidos-base empregados	Processo produtivo do fluido-base
Grupo III	Baixo ou negligenciável	< 0,5	< 0,001	Óleo mineral melhorado, altamente processado (parafinas normais ou ramificadas)	Após fracionamento, o produto é extensivamente destilado e hidrogenado
				Produtos sintéticos a (ésteres e olefinas polimerizadas, como poli-alfa-olefinas e olefinas internas)	Reações químicas específicas partir de precursores purificados

Fonte: Adaptado de: IOGP (2003)

Legenda: hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA)

Não há que se falar em uma composição única para fluidos de perfuração em geral, uma vez que as formulações respondem às necessidades específicas de projetos de poço. Ademais, ao longo do mesmo poço, diferentes classes e tipos de fluidos podem ser empregados e, em geral, a complexidade da formulação desses fluidos aumenta com o avanço da perfuração, adequando-se às necessidades de cada formação geológica perfurada (IPIECA; OGP, 2009). Para agregar ainda mais complexidade, a composição dos fluidos varia durante o processo, pois as suas propriedades, seus parâmetros físico-químicos e reológicos devem ser constantemente ajustados para atender necessidades e incertezas da perfuração.

De toda sorte, a IOGP (2016b) propõe composições típicas a partir de componentes majoritários dos fluidos. Os fluidos de perfuração de base aquosa contêm cerca de 76% m/m de fase aquosa (água ou salmoura), 14% m/m de baritina, 6% m/m de argilas/polímeros e 4% m/m de outros aditivos. Já os fluidos de perfuração de base não aquosa contêm, em média, 46% m/m de fase não aquosa (fluido-base), 33% m/m de baritina, 18% m/m de solução salina, 2% m/m de emulsificante e 1% m/m de geleificantes/outras aditivos. Em ambos os tipos de fluidos, os componentes majoritários são o fluido-base, aquosa ou não aquosa, e a baritina (Breuer *et al.*, 2004; Neff, 2005). A fração associada a “outras aditivos”, apesar de quantitativamente pequena em termos de composição mássica nas formulações gerais de fluidos, representa a fração com a maior diversidade de produtos químicos empregados.

Um estudo com dados de produtos químicos registrados no Ibama para uso em fluidos de perfuração marítima identificou aproximadamente 1.000 produtos

diferentes, classificados em 36 categorias funcionais prioritárias. As categorias com maior número de produtos cadastrados foram: viscosificantes, redutores de filtrado, inibidores de argila, surfactantes, controladores de pH e gelificantes (Ávila, 2018). Contudo, o estudo não associa esse resultado à quantidade de cada produto empregado. Logo, não significa que os produtos mais representados comercialmente sejam os mais consumidos na fabricação de fluidos de perfuração.

Tal como sugerido pela IOGP (2016b), o estudo de Ávila (2018) exemplifica bem a vasta diversidade de produtos empregados como aditivos nas formulações de fluidos e reforça a ideia de que poucos produtos constituem a composição majoritária dos fluidos. Adicionalmente, é reconhecido que a maioria desses produtos são classificados como substâncias que causam baixo ou nenhum risco ao meio ambiente e constituem a listagem Plonor (*substances considered to pose little or no risk to the environment*) segundo a Convenção Oslo-Paris (Ospar) (Tornerio; Hanke, 2016).

Aditivos químicos são usados nos fluidos de perfuração para ajustar suas propriedades às necessidades de projeto, permitindo que os fluidos cumpram suas funções gerais e específicas, incluindo aquelas que surgem contingencialmente. Eles auxiliam a prevenir ou resolver problemas durante a perfuração, que, se não solucionados, podem impactar o ciclo de vida produtiva do poço (Gaurina-Međimurec *et al.*, 2024).

2.2.2 Fluidos complementares

A expressão “fluido complementar” foi introduzida pelo Ibama no Brasil desde os primeiros movimentos de estabelecer diretrizes ambientais para as operações com fluidos em poços marítimos. Desde então, vem sendo empregada pela indústria essencialmente para fins de conformidade ambiental. No campo operacional, a expressão não se consolidou.

Dessa maneira, para conceituá-la, é importante remeter às diretrizes vigentes que tratam do assunto (Brasil, 2019). Nelas, fluido complementar é a: “[...] denominação genérica dada a todos os fluidos que não são fluidos de perfuração e que são utilizados durante a perfuração, cimentação e completação de poços [...]”. Trata-se de uma definição por exclusão (dos fluidos de perfuração) e que agrupa uma ampla variedade de fluidos empregados em diversas fases do ciclo de vida de um poço (construção, manutenção e abandono).

Depois de apresentar essa definição, as diretrizes juntam exemplos de fluidos complementares, como fluidos de completação e alguns tipos de “colchões”. Os fluidos de completação “[...] são soluções salinas utilizadas, em substituição aos fluidos de perfuração, para evitar danos às zonas de interesse por ocasião da etapa de completação de poços [...]” (Brasil, 2019).

Colchão, por sua vez, é um fluido coadjuvante empregado em pequenas quantidades no poço para exercer funções especializadas. Muitas vezes, é formulado a partir de um fluido de perfuração ou de completação pela adição de um ou mais aditivo. O termo “colchão” é um jargão da indústria para designar esse tipo de composição específica.

Ao fim da circulação, os colchões podem ser incorporados ao fluido principal, bombeados para o poço ou recebido em superfície para tratamentos adequados. Alguns exemplos de funções de colchões são: remover um filme de fluido do poço, remover sólidos particulados do poço, criar espaços entre dois fluidos, separando fluidos incompatíveis entre si, e permitir a visualização submarina da chegada da frente de um determinado fluido.

Nas operações de cimentação, além de fluidos complementares, é empregada uma pasta de cimento. Trata-se de um sistema de fluido que ao solidificar-se promove a vedação de espaços anulares ou do interior do poço (Brasil, 2019).

Fluidos complementares e pasta de cimento são objetos da regulação ambiental da atividade, contudo não estão diretamente associados ao escopo desta dissertação.

2.3 RESÍDUOS GERADOS NA CONSTRUÇÃO DE POÇOS MARÍTIMOS

Em estudo que consolidou resultados sobre a geração e destinação final de resíduos dos empreendimentos marítimos de exploração e produção, o Ibama (Brasil, 2011) destacou os seguintes resíduos da atividade de perfuração de poços que são passíveis de descarte no mar: fluidos de perfuração de base aquosa e cascalhos em geral. Para esta dissertação, esses são os resíduos de interesse.

Na sequência, o mesmo estudo apresentou um elenco de outros resíduos gerados na perfuração e que são destinados em terra, quais sejam: resíduo de fluidos de base não aquosa; cascalho contaminado; resíduos gerais de hotelaria, de acomodação e de escritório; lubrificantes e produtos para motores e equipamentos;

resíduos de soldagem e reparos mecânicos; resíduos de produtos químicos e demais resíduos contaminados com óleo (Brasil, 2011).

Os principais resíduos da atividade de construção de poços são os fluidos gastos, os resíduos líquidos diversos das operações com esses fluidos e o cascalho da perfuração. Especificamente na fase de perfuração, o fluido de perfuração gasto e/ou contaminado e o cascalho gerado são os resíduos gerados em maior quantidade e os mais representativos das atividade (CAPP, 2001).

2.3.1 Resíduos de fluidos de perfuração e complementares

Do aspecto qualitativo, os resíduos de fluidos, em geral, são fluidos gastos já circulados no poço. Dessa forma, a composição desse tipo de resíduo assemelha-se à composição do fluido que o gerou. Contudo, o resíduo do fluido de perfuração tem sua composição alterada pela interação com as rochas perfuradas. A perfuração de rochas portadoras de hidrocarbonetos durante a construção da fase reservatório pode representar um aporte de hidrocarbonetos nos fluidos, contaminando-os (Neff, 2005).

Além disso, a própria recirculação do fluido ao longo da perfuração e questões operacionais diversas de manuseio, armazenamento e tratamento do fluido podem conduzi-lo a um estado não conforme, fazendo com que o insumo fluido de perfuração seja gerenciado em terra como um resíduo da atividade.

Como regra geral, ao longo da perfuração e/ou no seu fim, os resíduos de fluidos aquosos podem ser descartados no mar caso atendam a requisitos da regulação vigente. Fluidos de perfuração de base não aquosa e seus resíduos não são permitidos de serem descartados no mar e devem ser desembarcados para gerenciamento em terra. Da mesma forma, fluidos de base aquosa contaminados com fluidos de perfuração de base não aquosa, situação que pode ocorrer durante a troca de fluidos na perfuração, tampouco pode ser descartado no mar (IBP, 2021) e representa um tipo adicional de resíduos da perfuração que devem ser gerenciados em terra.

Os fluidos de perfuração de base não aquosa têm uma vida útil maior como um insumo da perfuração quando comparados com fluidos aquosos (Growcock; Harvey, 2004). Isso se deve ao fato de serem reutilizados continuamente entre diferentes projetos, terem custo elevado e o descarte no mar proibido. O reúso ocorre mediante acondicionamento para ajustes de propriedades seguido da constatação de ausência

de contaminação por óleo da formação. Os fluidos contaminados com óleo da formação são considerados fluidos não conformes, fora das especificações para o reúso. Nessas situações, são gerenciados como resíduos (IBP, 2021).

2.3.2 Cascalho

Cascalho é a denominação para os fragmentos de rochas cortadas pela ação das brocas de perfuração, podendo ou não conter cortes de cimento curado (Brasil, 2019). O tamanho dessas partículas varia de cerca de 0,002 mm a mais de 30 mm. Sua composição química e mineralógica são inerentemente variadas (Soares; Marques; Costa, 2022) e depende, prioritariamente, da geoquímica das rochas perfuradas (IOGP, 2016a). O tipo de fluido de perfuração associado ao cascalho exerce grande relevância na sua composição. Além da composição do próprio fluido associado ao cascalho, sua composição também depende do regime de perfuração, da tecnologia usada para separar e secar o cascalho e outros fatores (Patin, 1999).

Todo o cascalho contém em sua composição um remanescente do fluido de perfuração. A quantidade de fluido associado ao cascalho depende do tipo de fluido, da rocha perfurada, da granulometria do cascalho e, principalmente, pelo tipo e qualidade do tratamento que foi realizado em superfície. Dessa forma, o resíduo de cascalho pode estar contaminado por substâncias adicionadas aos fluidos de perfuração. Por isso, o controle da qualidade e da composição do fluido influencia no gerenciamento e na conformidade ambiental do resíduo de cascalho.

Cascalho proveniente da zona portadora de hidrocarboneto pode ser a via de entrada de fluidos da formação (óleo e gás condensado) no sistema de perfuração, levando, inclusive, à contaminação do fluido empregado (Neff, 2005). Caso se constate a contaminação por hidrocarboneto da formação, o cascalho e/ou o fluido deve(m) ser gerenciado(s) como resíduo(s) em terra. Entretanto, a base não aquosa de natureza hidrocarbônica, constituinte de fluidos de perfuração não aquosos, também é uma fonte de hidrocarbonetos (IOGP, 2016a). Esse aspecto é de extrema relevância para este estudo e, posteriormente, serão apresentadas informações complementares.

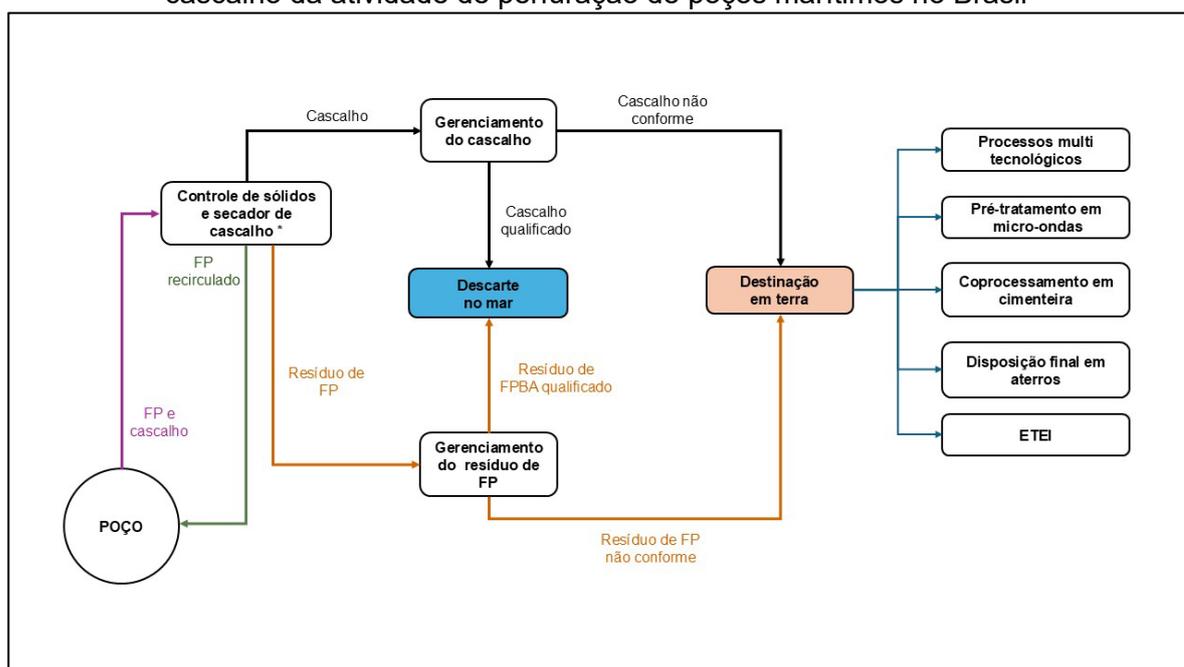
2.3.3 Gerenciamento dos resíduos de fluidos e cascalho

O gerenciamento dos resíduos da atividade marítima pode ser realizado na própria locação do poço. Nesse caso, desde que tecnicamente viável, os resíduos de fluidos e cascalho são reinjetados em subsuperfície ou descartados de forma qualificada no mar. No Brasil, a reinjeção de fluidos e cascalho gerados em operações marítimas não é adotada (IBP, 2021), predominando o descarte qualificado no mar (Almeida; Araújo; Medeiros, 2017),

Alternativamente, o gerenciamento pode se dar por rotas em terra, que requerem o manuseio a bordo, condicionamento adequado, transporte marítimo, operações portuárias, transporte terrestre e tratamento/disposição final ambientalmente adequadas (CAPP, 2001; IOGP, 2016a). A escolha pela estratégia de gerenciamento adequada depende de vários fatores, sendo a natureza do resíduo (aquoso ou não aquoso) e as restrições ambientais locais os fatores que mais contribuem.

A Figura 5 apresenta um diagrama simplificado da geração de resíduos de fluidos de perfuração e cascalho na atividade de perfuração. Destaca as rotas de descarte no mar para os resíduos que se qualificam legalmente para tal e a destinação em terra, com exemplo das principais rotas disponíveis no Brasil (IBP, 2021).

Figura 5 – Visão integrada das alternativas do gerenciamento de resíduos de fluidos e cascalho da atividade de perfuração de poços marítimos no Brasil



Fonte: Adaptado de IOGP (2016a)

Legenda: FP – fluido de perfuração; ETEI – Estação de tratamento de efluentes industriais.

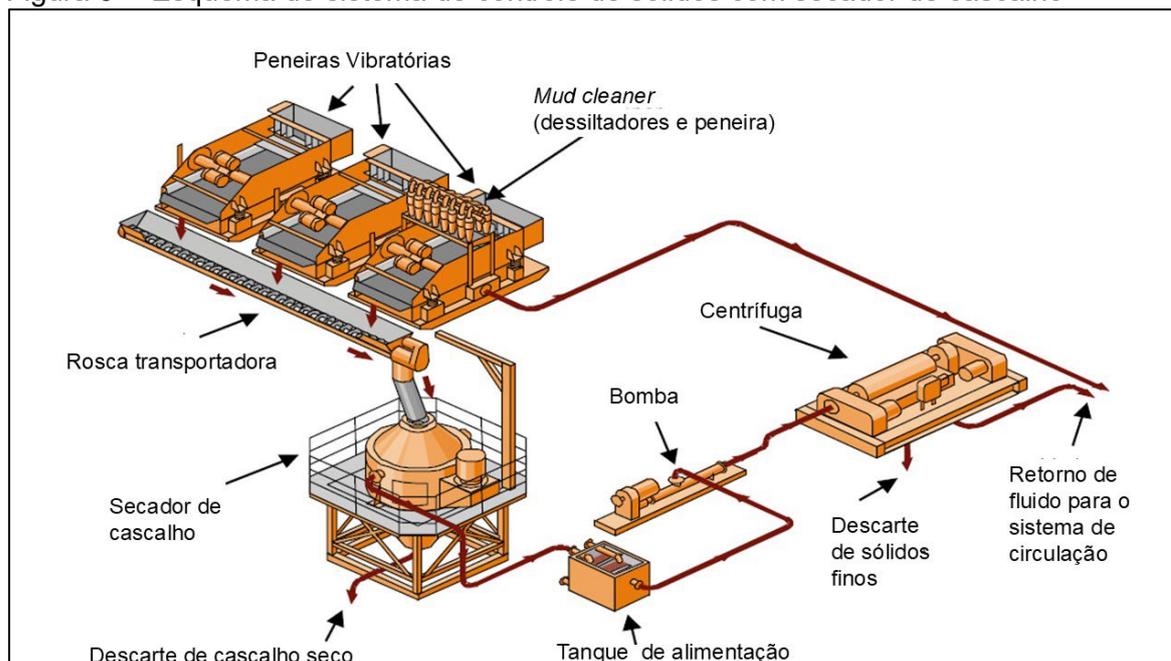
De toda a forma, independentemente do gerenciamento dos resíduos de fluidos de perfuração e cascalho, o sistema de circulação da unidade marítima de perfuração prevê uma sequência de operações para o tratamento de fluidos e cascalho. O fluido de perfuração quando retorna do poço carrega consigo o cascalho gerado para a superfície da unidade marítima de perfuração. A primeira etapa, conhecida como tratamento primário ou controle de sólidos, consiste, basicamente, em uma separação sólido-líquido (Thomas, 2004). No sistema de controle de sólidos, o primeiro equipamento é uma peneira vibratória, que separa os sólidos de maior dimensão do fluido de perfuração. Na sequência, o fluido de perfuração passa por hidrociclones, nas funções de “desareizador” e “dessiltadores”, equipamentos que removem sólidos mais finos, nas dimensões de areia ($> 50\mu\text{m}$) e silte (12 a $40\mu\text{m}$), respectivamente (IOGP, 2016a). É desejável que, posteriormente, também passe por uma centrífuga, para a remoção de partículas ainda menores (Thomas, 2004). Em perfurações com fluidos de base aquosa, em geral, o tratamento se limita a essas operações. O cascalho que é separado na peneira, se devidamente qualificado, tende a ser descartado no mar a partir desse equipamento com cerca de 25% do fluido associado (CAPP, 2001). Caso haja algum indício que o classifique como “não conforme”, o que ocorre majoritariamente motivado pela regulação ambiental, o cascalho é enviado para destinação em terra.

Em perfurações com fluidos de base não aquosa é necessário um tratamento secundário, que complementa o primário. Nesse estágio, um secador de cascalho é empregado e, por isso, o cascalho tratado atinge o valor máximo de fluido-base aderido, estando apto para ser descartado no mar segundo a regulação vigente (IOGP, 2003). Conseqüentemente, aumenta-se a recuperação do fluido usado.

No Brasil, o tratamento secundário é exclusivamente realizado com a utilização de secadores de cascalho (IBP, 2021), cujo desempenho é compatível com a regulação vigente para o descarte de Casc_NA (Petri Júnior *et al.*, 2020). Seu objetivo é reduzir o teor de fluido aderido ao cascalho, aumentando a recuperação do FPBNA e diminuindo o impacto causado pelo descarte desse cascalho no mar. Em geral, dados operacionais de cascalho processado em secadores de cascalho têm teor de base orgânica aderida entre 3,0 e 4,5% m/m em base úmida (Johnston, 2004; Djimpe *et al.*, 2006) podendo chegar a 10% m/m (IOGP, 2016).

Este equipamento é essencial em operações marítimas com fluidos de perfuração de base não aquosa, pois o descarte ambientalmente correto do cascalho com esse fluido só é permitido depois de ser processado pelo equipamento, sendo integrado ao sistema de tratamento primário mediante necessidade de projeto (Figura 6).

Figura 6 – Esquema do sistema de controle de sólidos com secador de cascalho



Fonte: Adaptado de IOGP (2016a)

Em outras partes do mundo, como no Mar do Norte, sistemas de dessorção térmica e suas variações tendem a ser adotados, especialmente caso a estratégia de gerenciamento seja o descarte no mar. Isso ocorre pelo melhor desempenho desse equipamento em termos de secagem, que atende ao limite mais restritivo nessa região. Contudo, o uso desse equipamento em rotas de tratamento de cascalho em terra também é comum (Svensen; Taugbol, 2011).

Os resíduos de fluidos e cascalho estão intimamente associados ao sistema de circulação de fluidos, incluindo o tratamento dos fluidos de perfuração na superfície, as operações de controle de sólidos e, caso a operação seja com fluido de perfuração com base não aquosa, uma etapa adicional de secagem de cascalho. Esses processos impactam diretamente a quantidade e qualidade de resíduos gerados. Em geral, se ineficazes contribuem para o aumento da quantidade de resíduos de fluidos e cascalho e impactam negativamente em propriedades vitais dos fluidos de

perfuração, a exemplo da densidade, viscosidade e propriedades de filtração. Manter estável esse complexo equilíbrio entre concentração de sólidos, propriedades do fluido de perfuração e o desempenho dos equipamentos de controle de sólidos (Growcock; Harvey, 2004) é primordial para o gerenciamento dos resíduos, sendo ações prioritárias na hierarquia do gerenciamento de resíduos.

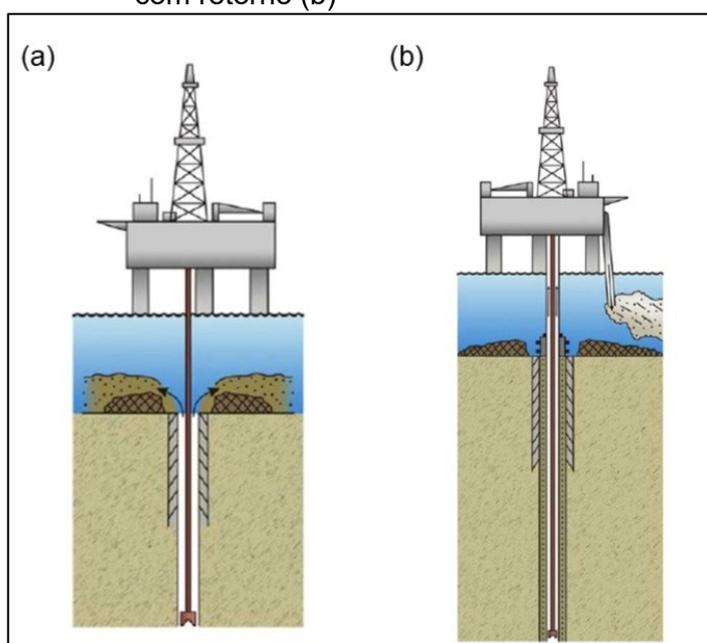
2.4 IMPACTOS NO AMBIENTE MARINHO DO DESCARTE DE FLUIDOS E CASCALHO

Esta seção destina-se a apresentar o estado da arte acerca da temática desta pesquisa, a partir de levantamento descrito na seção metodologia.

2.4.1 Fundamentos conceituais dos impactos

Em relação aos impactos provenientes do descarte de fluidos de perfuração e cascalho, deve-se considerar de forma distinta dois momentos da perfuração: as fases sem retorno à superfície, antes da instalação do *riser*, e as fases com retorno do fluido e cascalho à superfície, após a instalação do *riser* (Figura 7). Essa diferenciação é relevante em função da alteração da posição do descarte e, principalmente, da quantidade e a da qualidade dos materiais descartados.

Figura 7 – Descartes nas fases sem retorno (a) e nas fases com retorno (b)



Fonte: Hinwood *et al.* (1994 *apud* Veiga, 2010 com modificações)

O descarte das fases iniciais, sem *riser*, consiste em uma mistura de cascalho e do fluido de perfuração de base aquosa (FPBA), geralmente constituído de água do mar e um viscosificante. Dada a ausência do *riser*, o descarte ocorre pelo fundo do mar, limitando-se à circunvizinhança do poço. Para a perfuração de um poço convencional em águas profundas, dados de estudo de campo apontam para a presença de cascalho de 10 a 150 m do ponto de descarte, formando acúmulos de até 50 cm de altura (IOGP, 2016b). Assim, os principais impactos são o soterramento do fundo, predominando nas proximidades do poço, e alterações na estrutura do sedimento (Gates; Jones, 2012).

Nas fases com *riser*, são utilizados fluidos de perfuração de base aquosa com composição mais complexas além de fluidos não aquosos. Por isso, além dos impactos físicos causados pelo soterramento, podem ser observados efeitos tóxicos resultantes da exposição aos componentes dos fluidos usados (Holdway, 2002; Schaanning *et al.*, 2008; Singaas *et al.*, 2008; Tait *et al.*, 2016). Nesses casos, como o descarte ocorre pela superfície da unidade marítima, o alcance espacial do cascalho é expressivamente maior quando comparado àquele descartado nas fases sem retorno pelo fundo do mar.

Estudos de campo demonstram que foram identificadas alterações na abundância e diversidade das comunidades bentônicas entre 100 e 1.000 m para o cascalho das fases com retorno (Ellis; Fraser; Russell, 2012). Para as fases com retorno, foi evidenciado um alcance maior do cascalho, sendo que a área de influência varia com o tipo de fluido empregado. O alcance do cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa (Casc_A) variou de 2 a 20 km, ao passo que com FPBA (grupo III da IOGP) ficou restrito de 100 a 1.000 m do ponto de descarte.

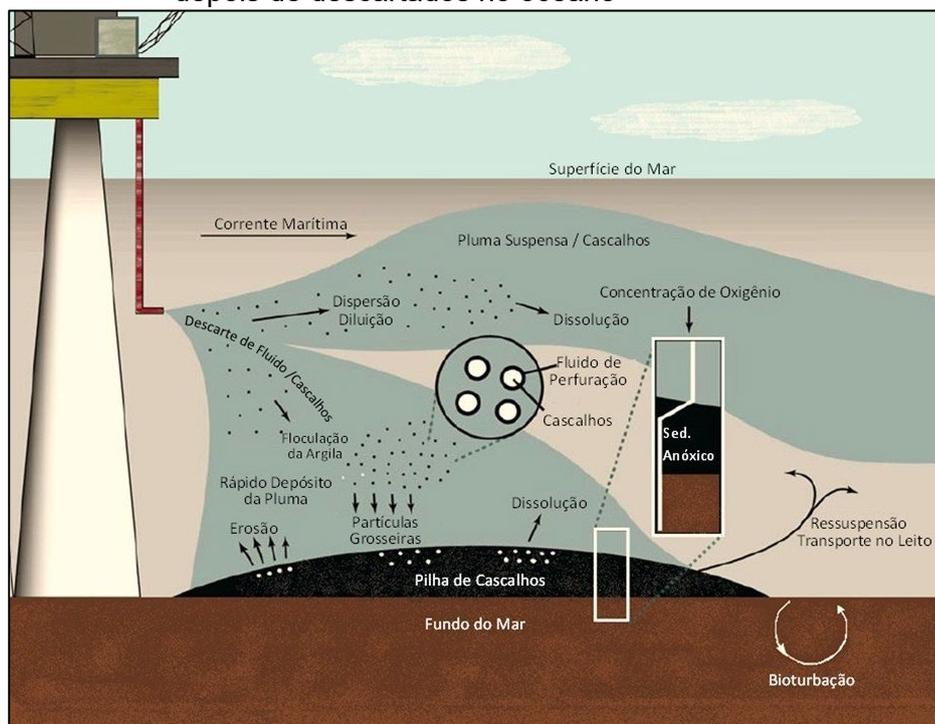
Em relação às quantidades envolvidas, dados do monitoramento da Bacia de Santos (Marinho *et al.*, 2024) mostram que a quantidade total de cascalho gerado a partir dos 41 poços foi de aproximadamente 16.000 m³ ou 41.600 t (densidade média de 2600 kg.m⁻³), indicando uma média de 390 m³ (1.000 t) por poço. No Reino Unido, foi reportado uma média de 1.481 t por poço, em uma amostragem de 98 poços (Ospar, 2009). No geral, 60% do total do cascalho foi descartado diretamente no leito marinho durante a perfuração das fases sem *riser*. Em relação à quantidade de fluidos aquosos descartados, o mesmo estudo divulgou o descarte no mar de 142.000 m³ de fluidos aquosos, entre fluidos de perfuração e fluidos complementares, incluindo salmouras. A maior parte (74%) foi descartada diretamente no leito marinho.

Dados da geração dos resíduos de fluidos e cascalho pela Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras) na Bacia de Campos, de 2009 a 2020, indicam uma média anual aproximada de 90.000 toneladas de fluidos base aquosa e 27.000 toneladas de cascalho descartados no mar (Guimarães, 2023). Associando esses dados a informações da tabela de poços perfurados no Brasil (ANP, 2024), estima-se uma média de 650 toneladas de cascalho gerado por poço.

Quando o fluido de perfuração aquoso e o cascalho (de fluidos aquosos e não aquoso) são descartados no mar pela superfície da unidade marítima de perfuração, forma-se uma pluma na coluna d'água. A partir do descarte, fenômenos de dispersão, diluição, dissolução, agregação, floculação e/ou deposição no sedimento marinho podem ocorrer. O modelo proposto por Neff (2005) (Figura 8), amplamente adotado pela indústria e no meio científico, representa os principais fenômenos físicos e biogeoquímicos envolvidos para explicar a dispersão e o destino dos resíduos da perfuração descartados no mar.

A taxa de dispersão da pluma depende do tamanho e da densidade das partículas. Componentes dissolvidos na pluma, como sais e aditivos solúveis dos fluidos, se diluem rapidamente na coluna d'água. As partículas inorgânicas do cascalho contendo aditivos orgânicos de fluidos de perfuração de base aquosa e não aquosa se dispersam e, dependendo das condições hidrodinâmicas, podem se acumular no fundo marinho nas proximidades do ponto de descarte (IOGP, 2016).

Figura 8 – Dispersão e destino do fluido de perfuração aquoso e cascalho depois de descartados no oceano



Fonte: Adaptado de Neff (2005)

Segundo IOGP (2016b), a área de acúmulo e a espessura da “pilha” de cascalho no fundo do mar dependem do tipo de fluido associado (FPBA ou FPBNA), do teor de base orgânica aderida, do tamanho das partículas e das condições oceanográficas no local de descarte. A formação de “pilha” de cascalho se deve aos primórdios das operações no Mar do Norte com descarte de grandes quantidades de cascalho associado a fluido base óleo sem tratamento em lâminas d’águas rasas e com baixa corrente de fundo. Essas pilhas persistiram por décadas no ambiente e motivaram o desenvolvimento regulatório do tema, o estabelecimento de uma série de medidas mitigadoras, incluindo novas tecnologias para formulações de fluidos de perfuração de base não aquosa e o tratamento de seu cascalho (IOGP, 2021). De fato, o impacto no ambiente bentônico pode ser crônico, ainda que restrito espacialmente (Daan; Mulder, 1996; Olsgard; Gray, 1995).

Em águas profundas, em contraste à imagem da “pilha” de cascalho, geralmente o que ocorre é a formação de uma fina e extensa camada formando assentamentos centimétricos. Estudos ambientais para avaliar o destino e os efeitos do cascalho descartado na plataforma continental e talude no Golfo do México indicaram que não há formação de pilhas nessa região, tais como aquelas conhecidas no Mar do Morte (CSA, 2006). Esses estudos de campo, associados a uma série de

desenvolvimento de ensaios laboratoriais, subsidiaram o estabelecimento da regulação norte-americana.

No Brasil, dados de modelagem de dispersão da pluma de cascalho sugerem fortemente a ausência de formação de “pilhas” de cascalho, especialmente proveniente do descarte das fases com retorno. Ao contrário, os resultados de modelagem preveem assentamento de cascalho cuja espessura é da ordem de milímetros a poucas unidades de centímetros (IBP, 2023). Os dados de modelagem são comprovados por campanhas de obtenção de imagens realizadas antes e depois da perfuração.

Vários estudos indicam que não se espera um impacto ambiental significativo na qualidade das águas devido ao descarte de fluidos de perfuração aquosos e de cascalhos em geral (Neff *et al.*, 1987; Patin, 1999; IOGP, 2016b; Neff, 2005; Veiga, 2010). Em relação ao fluido de perfuração, isso se deve à sua rápida dispersão e diluição na lâmina d’água e ao caráter intermitente de seus descartes.

Os principais parâmetros que podem ter alteração significativa na coluna d’água são turbidez e o teor total de sólidos em suspensão, concentrando-se na pluma de dispersão (Smit *et al.*, 2006, 2008b). Mesmo assim, a extensa literatura sumarizada por IOGP (2016b), fortemente embasada pelas contribuições de Neff (2000, 2005), considera que são negligenciáveis os possíveis efeitos decorrentes dessa pluma para o fitoplâncton, zooplâncton e animais pelágicos.

Da perspectiva de toxicidade, os fluidos de perfuração de base aquosa exibem baixo risco de toxicidade química ecologicamente significativa (IOGP, 2016b). Mesmo assim, a avaliação de toxicidade é de grande importância na avaliação dos efeitos do descarte e, para os fluidos de perfuração, resulta da combinação de substâncias associadas à fase particulada e sua fração solúvel na água (Neff, 1987).

Por outro lado, os principais impactos observados pela deposição do cascalho recaem sobre o sedimento marinho afetado, sendo esse o compartimento de maior relevância para a compreensão dos impactos da atividade perfuração (Melton *et al.*, 2000; Veiga, 2010). É nesse compartimento que ocorrerá a biodegradação dos componentes orgânicos dos fluidos de perfuração pela microbiota residente, resultando em outros efeitos.

Os principais efeitos da deposição de cascalho com fluidos base aquosa ou não aquosa associados sobre comunidades biológicas de fundo são causados por estressores físicos e químicos. Os principais efeitos físicos são: o soterramento por

sólidos do descarte, efeitos devido às alterações que acontecem na topografia do fundo e ainda o sufocamento devido à elevada concentração de partículas finas em suspensão (IOGP, 2016). Os impactos associados ao estresse químico estão principalmente associados ao cascalho com fluido de perfuração de base não aquosa. Esses impactos incluem toxicidade, enriquecimento orgânico, depleção de oxigênio com formação de micro regiões de anoxia (Smit *et al.*, 2008; Tait *et al.*, 2016).

Em termos conceituais, a síntese apresentada representa satisfatoriamente o modelo geral associado aos impactos da atividade de perfuração. Contudo, diversos parâmetros devem ser considerados antes de partir para uma generalização dos impactos. Aspectos associados aos descartes (tipo de fluido, quantidades, natureza do descarte e escala do projeto), bem como do corpo receptor (velocidade de correntes superficiais e de fundo, temperatura e propriedades físico-químicas do fundo do mar, profundidade da lâmina d'água, existência de ambientes reconhecidamente sensíveis) influenciam o risco de dano à biota marinho e seus atributos (IOGP, 2021), alterando a abrangência e intensidade do impacto.

2.4.2 Síntese de alguns estudos de campo relevante

Os estudos de campo mais significativos para avaliar o impacto dos descartes da atividade de perfuração de poço estão compilados em IOGP (2016b), referência de base para este tópico. O documento contém uma compilação atualizada de estudos e publicações realizadas no tema.

Muitas das conclusões sobre os impactos da perfuração advêm de estudos de campo realizados na região do Mar do Norte, que são mais acessíveis pela transparência e publicação de dados regulatórios da Agência Ambiental da Noruega do que por publicações científicas abertas (Ellis; Fraser; Russell, 2012).

Nos EUA, há uma robusta documentação que suporta cientificamente a revisão do principal documento regulatório. O suporte para essa tomada de decisão foi fortemente pautado em resultados de estudos de campo (U.S. EPA, 2000), sendo uma fonte preciosa de informações técnicas relevantes. Para o cenário brasileiro, em especial de águas profundas, um paralelo com o Golfo do México é mais pertinente.

Os principais estudos no Golfo do México, EUA, em campos onde ocorreu descarte de cascalho com fluidos de perfuração de base não aquosa (grupo III da IOGP) foram conduzidos e publicados pela *Continental Shelf Associates, Inc.* (CSA)

(CSA, 2004). Posteriormente, os resultados foram compilados pela IOGP (2016). Seus resultados indicam que:

- o Casc_NA do tipo sintético (grupo III da IOGP) foi depositado nas proximidades do ponto de descarte;
- não foram formadas pilhas de cascalho de vários metros de espessura como observado em outras áreas de perfuração;
- o cascalho descartado foi depositado de forma irregular em distâncias menores que 250 m do ponto de descarte;
- a qualidade do sedimento e as comunidades biológicas não foram severamente afetadas, sendo que os impactos se limitaram às áreas próximas ao ponto de descarte (< 250 m) e
- a recuperação física, química e biológica pareceu ocorrer no período de um ano entre as campanhas de amostragem realizadas.

O estudo da *American Chemistry Council* (ACC) (Higher Olefins Advocacy Task Group, 2006) avaliou o destino ambiental e os efeitos dos fluidos de perfuração de não aquosa constituídos de olefinas e parafinas, ambas bases orgânicas do Grupo III da IOGP. Para a compreensão do cenário brasileiro, esse estudo é de grande relevância, uma vez que compara o desempenho ambiental da base orgânica parafina, que foi amplamente utilizada no Brasil até cerca de 2016, com a base orgânica olefínica, atualmente empregada.

Os ensaios de toxicidade aguda indicaram que bases parafínicas e olefínicas não são tóxicas para os organismos aquáticos estudados. No entanto, ensaios de toxicidade com organismo de sedimento (o anfípodo *Leptocheirus plumulosos*) revelaram que olefinas internas e alguns produtos de alfa olefinas apresentam significativamente menos toxicidade (4 a 20 vezes) em comparação com a maioria das bases parafínicas (Higher Olefins Advocacy Task Group, 2006), sugerindo um melhor desempenho das bases orgânicas olefínicas quando comparadas com as parafínicas no critério de ecotoxicidade aguda para organismo de sedimento.

A investigação de biodegradabilidade em bases orgânicas foi conduzida em condições aeróbicas e anaeróbicas. Todas as bases orgânicas constituídas de olefinas e parafinas, assim como os fluidos base de óleo diesel, biodegradam em meio aeróbico. Na ausência de oxigênio, bases orgânicas olefínicas biodegradam mais de 50%, enquanto parafinas e óleo diesel degradam menos de 5% (Higher Olefins Advocacy Task Group, 2006).

O foco da avaliação de biodegradabilidade de bases orgânicas ocorreu com ensaios em condição anaeróbica, a mais provável de ocorrer em caso de formação de pilhas de cascalho. Essa tendência também foi refletida nos requisitos regulatórios, associada a outros critérios de desempenho ambiental, como toxicidade e bioacumulação (IOGP, 2016b), uma vez que produtos que biodegradam rapidamente nem sempre são desejáveis, pois podem induzir o aumento de toxicidade no seu entorno pela geração de uma microrregião anóxica (Boethling; Sommer; DiFiore, 2007).

Pesquisas no leito marinho (CSA, 2004; CSA 2006) avaliaram o impacto de fluidos parafínicos e olefínicos para as comunidades bentônicas decorrente do descarte de cascalho com esses fluidos associados. Seus resultados indicaram que as concentrações de hidrocarbonetos totais de petróleo no sedimento diminuiriam com o tempo devido à ressuspensão, transporte no leito e biodegradação. Os organismos bentônicos foram capazes de metabolizar as bases orgânicas como fonte de nutrição.

Em suma, os resultados da ACC (Higher Olefins Advocacy Task Group, 2006) com pesquisas no leito marinho demonstram que bases orgânicas olefínicas têm melhor desempenho ambiental do que para análogas parafínicas.

No Brasil, o principal estudo de campo cientificamente divulgado e que avalia os efeitos das atividades de perfuração foi o projeto intitulado “Monitoramento Ambiental em Atividades Marítimas em Atividades Marítimas de Perfuração (Mapem) (Toldo; Ayup Zouain, 2009). De modo geral, os resultados obtidos pelas análises químicas e biológicas de sedimentos impactados evidenciaram diminuição dos teores de compostos químicos e a recuperação das comunidades bentônicas, com o declínio na abundância de espécies oportunistas, com o fim da atividade de perfuração. Os efeitos foram limitados a distância de 500 m da cabeça do poço e a recolonização foi observada 12 meses depois da atividade de perfuração na maioria das estações (Corrêa; Toldo; Toledo, 2009).

Dos resultados do Mapem, destaca-se a conclusão geral acerca da concentração de HPAs encontrados em sedimentos, que se assemelha ao observado em áreas pristinas (Pozebon *et al.*, 2009). Ambos os componentes da fauna bentônica mostraram uma fraca relação com os parâmetros químicos analisados, como a concentração de hidrocarbonetos e de metais (Santos *et al.*, 2009). Esses resultados sugerem que os efeitos da atividade de perfuração sobre a fauna bentônica estão

relacionados às alterações físicas no sedimento causadas pelo descarte de cascalho, independentemente do tipo de fluido utilizado.

2.4.3 A descrição dos impactos no processo de licenciamento ambiental

Nos processos de licenciamento ambiental, é exigido que as empresas de óleo e gás realizem uma análise dos impactos ambientais decorrentes de seus empreendimentos, e os impactos ambientais devem ser enunciados e classificados segundo critérios que o caracterizam.

De acordo com um estudo do IBP (2023), os processos avaliados de licenciamento ambiental brasileiro são instruídos com até três principais impactos, cuja síntese da descrição é: (i) impacto 1: alteração da qualidade da água devido ao descarte de cascalho e fluido de perfuração; (ii) impacto 2: variação da qualidade dos sedimentos marinhos devido ao descarte de cascalho e fluido de perfuração e (iii) impacto 3: interferência nas comunidades bentônicas devido ao descarte de cascalho e fluido de perfuração. Os atributos desses impactos propostos no estudo (IBP, 2023) estão apresentadas no Quadro 1.

Quadro 1 – Atributos de impactos associados ao descarte de fluidos de perfuração e cascalho propostos para fins de estudos ambientais

Critério	Impacto 1	Impacto 2	Impacto 3
Classe	Efetivo	Efetivo	Efetivo
Natureza	Negativo	Negativo	Negativo
Forma de Incidência	Direto	Direto	Direto
Tempo de Incidência	Imediato	Imediato	Imediato
Abrangência espacial	Local	Local	Local
Duração	Imediata	Imediata à média	Imediata à longa
Permanência	Temporário	Temporário	Temporário/Permanente
Reversibilidade	Reversível	Reversível	Reversível/Irreversível
Cumulatividade	Indutor	Indutor	Induzido
Frequência	Contínuo	Contínuo	Contínuo
Magnitude	Baixa	Média	Baixa
Sensibilidade	Baixa	Baixa	Média/Alta
Importância	Pequena	Média	Média

Fonte: Adaptado de IBP (2023a)

2.4.4 Hidrocarbonetos totais de petróleo (HTP) e hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA) em fluidos aquosos e cascalho

Na composição dos fluidos de perfuração e cascalhos descartados no mar, os hidrocarbonetos de petróleo, metais e metaloides destacam-se como os principais estressores químicos devido à sua toxicidade (Neff, 2008). Alinha-se aos objetivos desta dissertação, apenas os hidrocarbonetos, tratados nesta seção.

Os hidrocarbonetos são considerados uma das classes de compostos mais importantes na matéria orgânica de áreas oceânicas sendo utilizados como parâmetro para avaliar a qualidade ambiental dos ambientes estudados (Arguelho; Carneiro, 2020). Por isso, caracterizá-los em fluidos e cascalho descartados no mar é de suma relevância, em particular quando se busca associações com dados de monitoramento ambiental das áreas afetadas pelo descarte da perfuração de poços marítimos.

Os HTP são compostos amplamente distribuídos na biosfera e podem causar efeitos adversos ao meio ambiente devido às propriedades tóxicas, mutagênicas e carcinogênicas, de persistência e de bioacumulação de alguns de seus compostos (Neff, 1979), sendo reconhecidos como a principal fonte de perigo para a vida aquática de sedimentos (Neff; Stout; Gunster, 2005). A exploração e produção marítima bem como o transporte do óleo constituem os principais mecanismos de introdução de hidrocarbonetos provenientes de atividades antrópicas em áreas oceânicas (Gesamp, 1993; Bouloubassi; Fillaux; Saliot, 2001; Readman *et al.*, 2002; Sojinu *et al.*, 2010).

O termo HTP consagrou-se em estudos de investigação ambiental por áreas impactadas por petróleo e vem sendo empregado mundialmente para fins correlatos. Contudo, para defini-lo, é necessária uma associação da metodologia de fracionamento e quantificação empregadas, pois é um parâmetro método-dependente.

Quimicamente, os HTP compreendem uma mistura complexa de vários hidrocarbonetos. A complexidade se deve tanto pela composição quanto pela estrutura molecular dos constituintes. São exemplos: hidrocarbonetos saturados alifáticos, incluindo alcanos saturados e ramificados, ciclo alcanos, alcenos, alcinos, hidrocarbonetos mono e poli aromáticos, asfaltenos, ceras e alcatrões (Ossai *et al.*, 2020).

Da perspectiva analítica, os HTP são compostos semivoláteis que se fracionam em compostos saturados (alcanos totais) e compostos aromáticos, sendo que nesses últimos não estão incluídos os compostos voláteis benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno (BTEX). Um dos métodos de maior relevância para a determinação de HTP é o EPA 8015 (Douglas *et al.*, 2015), dedicado a compostos orgânicos não halogenados usando cromatografia gasosa com detector por ionização de chama (GC-FID, sigla em inglês).

Os hidrocarbonetos saturados representam os alcanos totais que, em função dos parâmetros cromatográficos dos ensaios e de suas propriedades físico-químicas,

serão resolvidos ou não resolvidos cromatograficamente. Os compostos resolvidos são aqueles que formam picos separados e bem definidos na corrida cromatográfica. Alguns desses compostos são calibrados por meio de uma curva de calibração externa constituída de uma série de n-alcenos, pristano e fitano. Outros, não são identificados individualmente, mas sua quantificação ocorre no subgrupo denominado hidrocarbonetos resolvidos de petróleo (HRP).

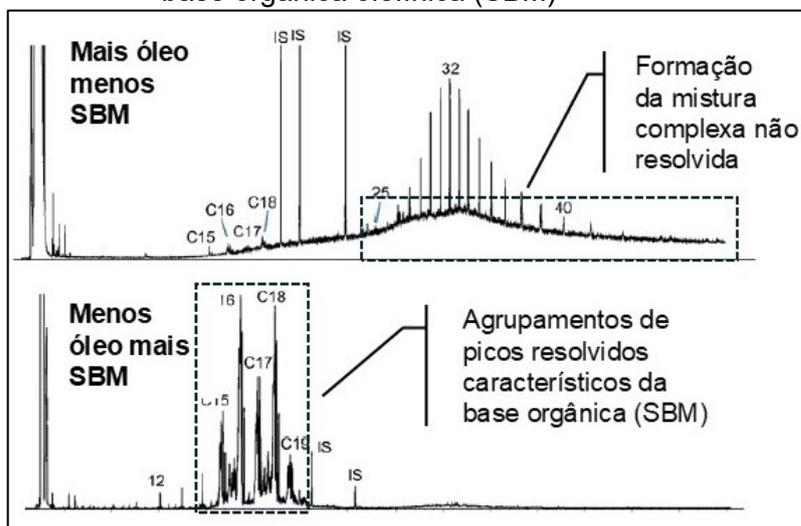
Em contraste, os compostos que não se resolvem em picos definidos causam uma elevação na linha base do cromatograma e formam uma mistura complexa não resolvida (MCNR), quimicamente constituída de uma variedade de compostos ramificados e cíclicos (Cavalvante, 2020). Sua presença em amostras ambientais está associada a indícios de resíduos de petróleo degradados ou intemperizados, ao retrabalho bacteriano de matéria orgânica ou mesmo ao intemperismo de rochas antigas. É considerado um dos mais convincentes indicadores de contaminação por petróleo (Volkman *et al.*, 1992) e sua constatação cromatográfica é um forte indício da origem petrogênia dos hidrocarbonetos (Zhendi Wang; Merv Fingas, 1999). Um indicador consagrado em estudos de investigação ambiental é a razão MCNR/HRP que, em geral, assume valor maior do que 4 em caso de contaminação por petróleo ou sua degradação no ambiente (Lipiatou; Saliot, 1991; Readman *et al.*, 2002).

Ademais da intrínseca complexidade analítica da determinação de HTP, as amostras dos resíduos de perfuração têm matrizes especialmente mais desafiadoras. A salinidade elevada, a presença de sólidos em suspensão em amostras líquidas e, em muitos casos, a presença da base orgânica olefínica agregam uma complexidade adicional a essas amostras.

Hidrocarbonetos alifáticos insaturados, como as olefinas constituintes das bases orgânicas dos fluidos de perfuração de base não aquosa, não são normalmente encontrados nas amostras de óleo cru (Palma-Fleming *et al.*, 2012). De fato, há mecanismos naturais que podem levar a formação de traços de olefinas alfa-lineares e internas em óleos. Contudo, a ocorrência e distribuição dessas olefinas de incidência natural não se confundem com a presença da olefina dos fluidos de perfuração em amostras com presença de óleo (Stout; Payne, 2017). Na Figura 9, são apresentados dois cromatogramas de HTP em amostras de sedimentos marinhos impactados por

óleo bruto e FPBNA olefínica provenientes do desastre da *Deepwater Horizon*⁵ em 2010.

Figura 9 – Exemplos de cromatogramas de análise de HTP em amostras de sedimento marinho com óleo e base orgânica olefínica (SBM)



Fonte: Adaptado de (Stout; Payne, 2017)

Legenda: SBM – syntetic base mud

Apesar do recorrente uso de hidrocarbonetos saturados para estudos de investigação ambiental por hidrocarbonetos, a classe mais empregada para essa finalidade é formada pelos HPAs (Wakeham; Schaffner; Giger, 1980). O uso do HPAs é particularmente mais relevante quando o objetivo da investigação é inferir a origem do aporte. Sua aplicação como indicador da contaminação por óleo baseia-se no fato de que a distribuição dos HPAs reflete as condições ou processos a partir dos quais são gerados (Wakeham; Schaffner; Giger, 1980) (Wakeham, 1980). Para os objetivos desta dissertação a análise de razões diagnósticas de HPAs não será considerada, pois as amostras envolvidas são, reconhecidamente, de fonte petrogênica.

Os HPAs são compostos orgânicos semivoláteis que apresentam dois ou mais anéis benzênicos condensados, podendo apresentar ramificações de cadeias alifáticas (alquis-HPAs) (Neff, 1979). São poluentes orgânicos persistentes e diversos HPAs possuem características tóxicas, mutagênicas, cancerígenas e teratogênicas (Cavalcante, 2020; Neff, 1979) e com potencial de bioacumulação. Na composição do

⁵ O acidente da plataforma de petróleo *Deepwater Horizon*, no campo de Macondo, Golfo do México, USA, é considerado um dos maiores desastres ambientais da história. Liberou cerca de 507.000 m³ de petróleo no fundo do oceano ao longo de 87 dias (Barron *et al.*, 2020). Em paralelo, estima-se que tenha ocorrido o derrame de 5.000 m³ de fluido de perfuração de base não aquosa olefínica (Stout; Payne, 2017).

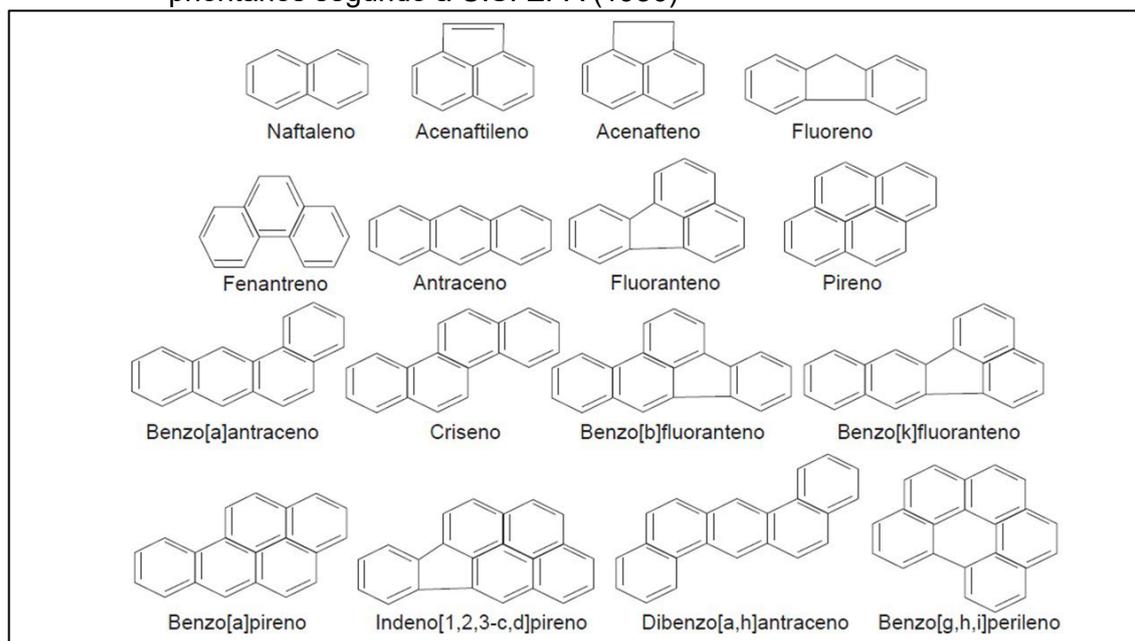
óleo, são considerados os compostos de maior toxicidade (Pulster *et al.*, 2020) e, não por acaso, a avaliação de HPAs é parte integrante de programas de monitoramentos, inclusive no contexto dos impactos do descarte da perfuração marítima.

As fontes petrogênicas de HPAs incluem principalmente o petróleo e o carvão (Neff 1979, 1990). Os HPAs presentes nesses materiais são constituídos majoritariamente por dois ou três anéis aromáticos, com destaque para o naftaleno, o fluoreno e o fenantreno, além de seus homólogos alquilados

A agência de proteção Ambiental Americana/United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA) considera 16 HPAs como poluentes prioritários. A lista foi gerada levando em conta a frequência de ocorrência com carcinogenicidade (Arguelho; Carneiro, 2020). Apesar de ser uma ferramenta importante pois tende a padronizar os HPAs considerados em estudos ambientais – o que favorece a comparação de dados entre eles –, é criticada por limitar a abrangência da investigação, subestimar o montante realmente presente no meio ambiente e limitar a interpretação dos dados (Silva, 2018). A seguir, os 16 HPAs prioritários (Figura 10) são apresentados agrupados pelo número de anéis aromáticos:

- **dois anéis aromáticos:** naftaleno;
- **três anéis aromáticos:** acenaftileno, acenaftaleno, fluoreno, antraceno, fenantreno;
- **quatro anéis aromáticos:** fluoranteno, criseno, benzo[a]antraceno, pireno;
- **cinco anéis aromáticos:** benzo[k]fluoranteno, benzo[b]fluoranteno, benzo[a]pireno, dibenzo[a,h]antraceno;
- **seis anéis aromáticos:** indeno[1,2,3-cd]pireno e benzo[g,h,i]perileno.

Figura 10 – Estrutura química dos 16 hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA) prioritários segundo a U.S. EPA (1986)



Fonte: U.S. EPA (1986)

Quando analisados em conjuntos, comumente, são reportados como o somatório dos 16 HPAs prioritários ($\Sigma 16$ HPAs).

Estes compostos são contaminantes onipresentes no ambiente, exibindo solubilidade em água de moderada a baixa, que promove a sorção de partículas e o subsequente acúmulo nos sedimentos. As fontes de HPAs para o ambiente aquático incluem liberações durante o transporte ou uso industrial de petróleo, descarga de efluentes de águas residuais e transbordamentos combinados de esgoto e escoamento urbano, bem como exsudações naturais. Além disso, os HPAs são gerados a partir da combustão de carvão e óleo, o que pode contribuir para a contaminação de sedimentos, especialmente por precipitação atmosférica (McGrath *et al.*, 2019).

Dados da concentração de HTP em amostras de fluidos aquosos são escassos em literatura científica, especialmente para aqueles que são passíveis de descarte no mar. Em geral, fazem parte de estudos ambientais que enfatizam os resultados de parâmetros nos compartimentos abióticos afetados pela atividade (sedimento marinho, prioritariamente).

Um dos estudos mais significativos sobre os efeitos dos descartes no mar de fluidos de perfuração aquosos e seu cascalho associado foi preparado para o Fórum de Pesquisa Ambiental de Petróleo/*Petroleum Environmental Research Forum*

(PERF) e para o Instituto Americano de Petróleo/*American Petroleum Institute* (API). Nesse estudo, Neff (2005) compila resultados de quantificação de HTP e HPAs de amostras compostas de fluidos aquosos e cascalho coletados de 5 poços marítimos da costa da Califórnia, EUA.

As amostras de FPBA foram coletadas em duplicatas em quatro faixas do poço: profundidades superficiais (500 a 550 m), intermediárias (800 a 1.000 m), próximo do fundo (2.300 a 3.300 m) e do fundo do poço (2.600 a 4.000 m). As amostras de Casc_A também foram coletadas em duplicatas, mas em 3 profundidades: superficiais (400 m), intermediárias (1.200 a 1.800 m) e no fundo do poço (2.400 a 3.700 m). Amostras de mesma profundidade foram misturadas entre si para constituir uma amostra composta por faixa de profundidade coletada (Steinhauer; Crecelius; Steinhauer, 1994). Os resultados do estudo estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Concentração (mg.kg^{-1}) de HTP e HPA em amostras compostas de fluido de perfuração de base aquosa (FPBA) e seu cascalho associado (Casc_A) da perfuração de 5 poços marítimos na costa da Califórnia

Tipo de amostra	Parâmetro	Superficial	Intermediária	Próximo ao fundo	Fundo	Média ‡
FPBA	HTP* (mg.kg^{-1})	159	137	268	988	390
	HPAs total† (mg.kg^{-1})	0,87	8,0	39	51	25
Casc_A	HTP* (mg.kg^{-1})	600	95	NC	526	407
	HPAs total† (mg.kg^{-1})	2,3	12	NC	121	45

Fonte: Adaptado de Neff (2005) e complementado com Steinhauer *et al.* (1994)

Legenda: ‡Média de todas as profundidades coletadas; NC – Não coletado; *Soma de hidrocarbonetos resolvidos e mistura complexa não resolvida; †Total de HPAs de 2 a 5 anéis mais homólogos alquilados.

Adicionalmente à relevância desse estudo, destacam-se a existência de amostras de FPBA coletadas em profundidades próxima ao fundo e no fundo do poço. Apesar de não ter sido explicitado pelos autores, possivelmente as amostras designadas como “próximas ao fundo” referem-se àquelas de antes ou da fronteira da zona portadora de hidrocarbonetos. As amostras de “fundo” podem ser de dentro da zona portadora de hidrocarboneto.

Os autores não elucidaram a concentração de 600 mg.kg^{-1} de HTP no cascalho superficial, ao passo que associam consistentemente embasados que o aporte de HTP e HPA nas amostras de fundo é proveniente de incorporação de óleo durante a perfuração da zona portadora de hidrocarboneto. Ademais, constataram semelhança composicional entre o óleo do campo e aquele presente nas amostras de fundo, corroborando sua hipótese. Evidenciaram forte correlação entre o aumento da

concentração dos parâmetros estudados com o aumento da profundidade do poço (Steinhauer; Crecelius; Steinhauer, 1994).

Resultado semelhante entre profundidade e concentrações de HPA (Tabela 4) foi observado em estudo realizado com amostras de fluidos de perfuração de base aquosa e cascalho coletadas de 3 poços marítimos na Costa da Índia, lâminas d'águas de 800 a 3.100 m (Jagwani *et al.*, 2011). Contudo, nesse estudo, em todas as profundidades amostradas, a concentração de HPAs em amostras de fluidos de perfuração foi maior em comparação com as amostras de cascalho correspondentes. Para os autores, isso pode estar associado à aditivação do fluido com lubrificantes à medida que o poço avançou em profundidade.

Tabela 4 – Média das concentrações (mg.kg^{-1}) de HPA em amostras compostas de fluido de perfuração de base aquosa (FPBA) e seu cascalho associado (Casc_A) da perfuração de 3 poços marítimos na costa da Índia

Tipo de amostra	Parâmetro	Superficial (150 m)	Intermediária (300 m)	Fundo 600 m
FPBA	HPAs* (mg.kg^{-1})	2,79	12,38	102,2
Casc_A	HPAs* (mg.kg^{-1})	0,83	6,8	49,06

Fonte: Elaboração própria

Legenda: *Somatório das concentrações de naftaleno, fluoreno, fenantreno, fluoranteno, criseno e benzo(a)pireno.

Outros resultados de concentrações de HTP e/ou HPA em diversas amostras de cascalho são apresentados na Tabela 5 (Costa *et al.*, 2023). Apesar da ampla abrangência temporal dos dados revisados pela autora e colaboradores, 50% dos dados foram realizados com amostras de cascalho da perfuração terrestre e associados a fluido a base óleo (grupo I segundo a classificação da IOPG, 2003). Nesses casos, o próprio fluido torna-se a fonte majoritária de hidrocarbonetos, em especial dos HPAs. Do elenco de resultados, destacam-se os de Soares, Marques e Costa (2022) e os de Petri Júnior *et al.* (2017) com amostras de cascalho de poços marítimos do pré-sal.

Tabela 5 – Concentração (mg.kg⁻¹) de HTP e HPA em amostras de cascalho associado a diferentes tipos de fluidos

Referência geográfica	Fluido associado	HTP (mg.kg ⁻¹)	HPAs (mg.kg ⁻¹)	Referência de origem
Brasil. Pré-sal Poço marítimo	FPBA	< 5,58 (LQ) a 15,85	10 ⁻⁵ a 1,9x10 ⁻⁴	Soares; Costa Marques; Cunha Costa, 2022
Brasil. Pré-sal Poço marítimo	FPBNA, fluido olefínico	< 10,39 a 46,52	10 ⁻⁵ a 0,0141	Soares; Costa Marques; Cunha Costa, 2022
Golfo do México Poço marítimo	Não informado	2,6x10 ⁴	Não realizado	Rodríguez-López, 2021
Brasil. Pré-sal Poço marítimo	Não informado	7x10 ⁴	Não realizado	Petri Júnior <i>et al.</i> , 2017
Nigéria Poço terrestre	Fluido base óleo	8.913	14,5	Araka; Okparanma; Ayotamuno, 2019
País não citado Poço terrestre	Não informado	5,1 x10 ⁴ ‡ (Al + Ar)	Não realizado	Leonard; Stegemann, 2010
Nigéria Poço terrestre	Fluido base óleo	8,2x10 ⁴	223,52	Ayotamuno; Okparanma; Araka, 2009
Nigéria Poço terrestre	Não informado	Não realizado	226,72 a 912,00	Imarhiagbe; Atuanya, 2014
China Poço terrestre	Fluido base óleo	Não realizado	24,12	Yang <i>et al.</i> , 2023
China Poço terrestre	Fluido base óleo	Não realizado	2,369*	Liu <i>et al.</i> , 2022
China Poço terrestre	Fluido base óleo	Não realizado	46,27*†	Wang <i>et al.</i> , 2022
China Poço terrestre	Fluido base óleo	1,79x10 ⁵	3,4 a 5,10	Hu <i>et al.</i> , 2021
País não citado Poço não citado	FPBNA	8,5x10 ⁴	474	Yan <i>et al.</i> , 2011
Nigéria Poço terrestre	Fluido base óleo	82.195	223,52*	Okparanma; Ayotamuno; Araka, 2010

Fonte: Adaptado de Costa *et al.* (2023)

Legenda: FPBA – fluido de perfuração de base aquosa; FPBNA – fluido de perfuração de base não aquosa; LQ – limite de quantificação; * Σ 16HPAs; †alifáticos mais aromáticos; ‡média de amostras de três faixas granulométricas.

Resultados do monitoramento pré-descarte no mar de fluidos aquosos e cascalhos provenientes de 41 poços construídos na Bacia de Santos, Brasil, demonstram que a concentração de Σ 16HPAs em todas as amostras coletadas ficaram abaixo do limite de quantificação dos métodos empregados (Marinho *et al.*, 2024). O valor do limite de quantificação variou entre 0,3 mg.kg⁻¹ e 3,0 mg.kg⁻¹. Nesse estudo, um total de 148 amostras (86 amostras de FPBA e 62 amostras de cascalhos de perfuração) foram coletadas ao longo de 12 meses de atividade entre 2022 e 2023. Não há relatos da concentração de HTP.

2.5 ASPECTOS REGULATÓRIOS PARA O DESCARTE NO MAR DAS ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA NO BRASIL

No Brasil, a primeira tentativa de regulamentar os descartes no mar das atividades construção de poços marítimos ocorreu por meio da Lei Nº. 9.966 de 28 de abril de 2000, conhecida como a Lei do Óleo (Brasil, 2000). A lei regulou prioritariamente o lançamento de óleo e substâncias nocivas em águas sob jurisdição nacional. Adicionalmente, determinou que o descarte no mar das operações de perfuração de poços de petróleo fosse regulamentado pelo Ibama.

Para melhor compreensão da evolução da regulação brasileira nesse tema, foi estabelecido como marco temporal a IN 01/2018, o instrumento legal que propôs a medida proibitiva objeto de análise desta dissertação. As seções a seguir apresentam os aspectos mais relevantes anteriormente e depois da promulgação desse instrumento, finalizando com a apresentação resumida das diretrizes atualmente vigentes.

2.5.1 Pré IN 01/2018

Antes da regulamentação específica do tema, o Ibama estabelecia diretrizes para a atividade de perfuração por meio de "boas práticas". Esse regramento integrava os termos de referência que subsidiaram os processos de licenciamento ambiental (Schaffel, 2002) mais antigos. Posteriormente, e à medida que evoluíam, as regras passaram a ser apresentadas em pareceres ou notas técnicas do Ibama, instrumentos resolvidos exclusivamente no nível técnico de governança desse órgão.

Segundo Guimarães (2023), com base em sua experiência como pesquisador e servidor do Ibama, a manutenção dessas regras em instrumentos regulatórios de hierarquia inferior apresenta vantagens significativas, como a promoção da autonomia técnica. Dessa forma, esses instrumentos ficariam mais protegidos contra influências políticas, um efeito mais provável de incidir em instrumentos hierarquicamente superiores do arcabouço regulatório.

A primeira tentativa de uma versão unificada e que integrasse o arcabouço regulatório brasileiro de forma mais evoluída ocorreu no âmbito do Programa de

Mobilização da Indústria Nacional do Petróleo (Prominp)⁶ no ano de 2011. Essa proposta consolidaria as boas práticas regulatórias que já vinham sendo adotadas.

De forma resumida, essas práticas estabeleciam parâmetros simplificados para o descarte de cascalho e previam um processo de aprovação prévia de fluidos e pasta de cimento a serem usados e descartados no mar. As regras para o descarte seguiam o estabelecido nos termos de referência, podendo ser diferente em cada processo/licenciamento individualmente conduzido. Apenas fluidos previamente aprovados podiam ser empregados na atividade (Schaffel, 2002).

A aprovação dos fluidos dependia essencialmente da composição qualitativa e quantitativa declarada, que deveria estar associada a parâmetros físico-químicos e, principalmente, aos resultados de ensaios de ecotoxicidade crônica (organismo teste o ouriço do mar *Lytechinus variegatus*) e aguda (organismo teste o misidáceo *Mysidopsis juniae* (Almeida, 2016)). O parâmetro de ecotoxicidade aguda era comparado a um valor de referência adotado na época, que permanece atual nas diretrizes vigentes (CL50,96h \geq 30.000 ppm da FPS). Os ensaios de ecotoxicidade eram realizados com amostras de fluidos preparadas em laboratório especificamente para essa finalidade.

O modelo de anuência prévia com o controle das formulações por si só já era conceitualmente incompatível com a prática de reúso de fluidos de perfuração de base não aquosa (Guimarães, 2023). Ao longo de sua vigência, passou a exigir a indicação do nome comercial e do fabricante dos aditivos como atributos da composição anuída. Isso tornou o modelo insustentável e notoriamente incompatível com a (boa) prática de reúso do FPBNA.

O reúso desse tipo de fluido implicava em misturar fluidos usados compatíveis entre si e individualmente anuídos. A mistura é uma necessidade logística inerente às atividades com esse tipo de fluido e, em muitos casos, precede o acondicionamento para o reúso. Contudo, é impossível garantir, quiçá estimar, a composição da mistura, especialmente com o rigor regulatório que fora estabelecido. Como a prática do reúso violava a essência desse modelo, o Ibama abandonou-o, partindo para um mecanismo

⁶ Prominp foi um programa para fomentar a participação da indústria nacional de bens e serviços, de forma competitiva e sustentável, na implantação de projetos de petróleo e gás no Brasil e no exterior. Aperfeiçoamentos no arcabouço regulatório ambiental para o setor de óleo e gás foram tratados nesse programa, a exemplo da regulação para o descarte no mar de fluidos e cascalho.

de controle depois da utilização do fluido e previamente ao descarte no ambiente (Guimarães, 2023).

Em suma, o novo modelo proposto à época era pautado na gestão responsável do operador, submetido a práticas de autorregulação em todas as fases do processo. De fato, esse racional segue vigente integralmente nas diretrizes atuais, descritas em 2.5.3. Os pilares desse modelo são (Almeida, 2016):

- controle das substâncias autorizadas para uso;
- controle da qualidade de produtos estoques como a baritina e as bases orgânicas; e
- restrições de descarte baseada em toxicidade e presença de contaminantes. Essas restrições são comprovadas a partir de avaliação feita em amostras coletadas durante operação, seja após o uso do fluido e/ou prévio ao descarte no mar do fluido e do cascalho. Essas restrições deram origem ao Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos (PMFC), que veio a se tornar um dos instrumentos de maior importância no novo modelo.

As diretrizes gerais estabelecidas nesse modelo são fundamentadas na amadurecida estrutura regulatória predominante da U.S. EPA (Guimarães, 2023).

Para compor a nova regulação brasileira, além do racional e das regras gerais da regulação norte-americana, outros elementos da U.S. EPA foram incorporados. Entre esses elementos, estão métodos para a realização de ensaios regulatórios do monitoramento, valores máximos permitidos para o descarte e para o controle da qualidade da baritina e base orgânica.

O novo racional proposto pelo Ibama foi sendo introduzido paulatinamente aos operadores com licenças de operação para a perfuração de poços marítimos no Brasil. Para a Petrobras, isso ocorreu em setembro de 2013 por meio de um parecer técnico (Brasil, 2013) que motivou a revisão de todas as licenças vigentes à época.

Em março de 2014, o Ibama disponibilizou uma Nota Técnica (Brasil, 2014) em consulta pública para a regulamentação do tema, apresentando o novo modelo estabelecido. Nesse, a ênfase estava nos processos de controle e monitoramento, proporcionando acompanhar o resultado real da atividade.

2.5.2 Pós IN 01/2018

Depois da consulta pública de 2014, o Ibama publicou o primeiro instrumento regulatório sobre o tema apenas em janeiro de 2018: a Instrução Normativa nº 01/2018 (IN 01/2018) (Brasil, 2018a). Grande parte de seu conteúdo manteve a essência do modelo vigente no Brasil antes da consulta pública, além de ter incorporado melhorias identificadas ao longo do tempo.

A IN 01/2018, de 2 de janeiro de 2018, foi publicada no Diário Oficial da União em 5 de janeiro e republicada com complementações em 11 de janeiro de 2018. Seu objetivo principal é estabelecer normas para o uso e descarte de fluidos, cascalho e pastas de cimento resultantes das atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás. Inicialmente, entraria em vigor 30 dias após sua publicação.

Embora a IN 01/2018 tenha sido baseada na minuta⁷ submetida à consulta pública em 2014, documento discutido entre o Ibama e operadoras de óleo e gás com a mediação do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), ela introduziu elementos que não estavam presentes nas práticas regulatórias vigentes no país nem na minuta de consulta pública. Dentre eles, destaca-se (Brasil, 2018a):

3. CONDIÇÕES PARA DESCARTE DE CASCALHO, FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E COMPLEMENTARES DE BASE AQUOSA:

[...]

§ 6º: Não será permitido o descarte em águas marinhas de cascalhos gerados e fluidos aquosos utilizados nas fases de reservatório (ou zonas produtoras) dos poços.

[...]

4. CONDIÇÕES PARA DESCARTE DE CASCALHO COM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE BASE NÃO AQUOSA ADERIDO:

[...]

§ 4º: Não será permitido o descarte em águas marinhas de cascalhos com fluidos não aquosos aderidos, gerados nas fases de reservatório (ou zonas produtoras) dos poços.

A proibição de descarte no mar de fluidos aquosos e cascalho das fases reservatório modificaria significativamente a dinâmica até então adotada nas perfurações de poços marítimos (Reis *et al.*, 2023), o que seria intransponível em um prazo de mobilização de 30 dias. Para evitar impactos operacionais e econômicos, foi publicada a Instrução Normativa nº 8/2018 (Brasil, 2018b), que prorrogou a entrada em vigor da IN 01/2018 para 30 de junho do mesmo ano.

⁷ A minuta submetida para consulta pública não mais se encontra disponível no sítio eletrônico do Ibama. Tampouco o seu conteúdo agregaria para fins de fundamentação teórica deste trabalho.

Não obstante à extensão inicial de prazo para a vigência da IN 01/2018, a essência das restrições propostas e suas motivações suscitaram uma série de discussões entre a indústria, os ministérios envolvidos, a ANP e o Ibama. As discussões iniciais resultaram na publicação, em 26 de junho de 2018, da IN 16/2018 (Brasil, 2018c), acrescentando dispositivo no artigo 5º da IN 01/2018. Esse instrumento prorrogou, exclusivamente, o atendimento da proibição sobre descartes da fase reservatório para 30 de setembro de 2019, mas manteve a vigência da IN 01/2018 (sem essas restrições) para 30 de junho de 2018.

Em paralelo, atenção especial estava sendo dedicada para a segunda restrição da IN 01/2018 associada à implementação do descarte zero na atividade, conforme Art. 4º reproduzido a seguir (Brasil, 2018a):

Art. 4º Esta Instrução Normativa deverá ser revista no prazo de quatro anos contados a partir da data de sua publicação.

Parágrafo único. Este prazo destina-se a uma transição para a destinação final ambientalmente adequada dos resíduos sólidos e rejeitos como previsto no inciso I do art. 47 da Lei nº 12.305/2010.

A Lei 12.305/2010 (Brasil, 2010), que instituiu a PNRS no Brasil, no *caput* de seu artigo 47, indica a proibição do lançamento de resíduos sólidos ou rejeitos em praias, no mar ou em quaisquer corpos hídricos como forma de destinação ou disposição final. Esse ponto foi o fundamento da tese inicialmente sustentada pelo Ibama, qual seja: o descarte qualificado e licenciado de fluidos e cascalho no mar infringe a PNRS, que estabelece a proibição de lançamento de resíduos sólidos no mar.

Em termos práticos, o descarte zero significaria a proibição de descarte no mar de fluidos aquosos e de cascalho das fases do poço com retorno à superfície⁸. Dado o enorme impacto dessa medida para a indústria e as inúmeras dúvidas acerca do efetivo ganho ambiental em implementar o banimento, questões técnicas e legais começaram a ser consideradas por diferentes instituições brasileiras.

Considerando os enormes impactos que seriam decorrentes de um regime de descarte zero e, apoiando-se em fatos como a ausência de uma Análise de Impacto Regulatório para essas proibições, a ANP aprofundou essa questão sob uma perspectiva jurídica. Em suas conclusões, contra-argumentou que a PNRS não

⁸ Apesar de não ter sido claramente considerado na IN 01/2018, presume-se que o descarte zero afetaria apenas as fases com retorno, dada a impossibilidade de recolher os resíduos dessas fases iniciais sem retorno.

menciona explicitamente as operações de perfuração de poços de petróleo marítimos, as quais devem ser regidas pela Lei nº 9.966/2000, que não impõe tal restrição.

A divergência entre órgãos de assessoramento jurídico do Ibama e da ANP face à questão da aplicabilidade da PNRS no contexto da IN 01/2018 foi submetida à AGU para uniformização e entendimento (Reis *et al.*, 2023). Por isso, em decorrência da celeuma jurídica instaurada, o Ibama promulgou a IN 11/2019 (Brasil, 2019) em março de 2019 que suspendeu o início da vigência da IN 01/2018 até manifestação da AGU.

Embora houvesse muitos elementos técnicos sobre os pontos controversos da IN 01/2018, foi na esfera legal que as discussões avançaram primeiro. Em seu posicionamento, a AGU (Brasil, 2019) concluiu que o Ibama poderia instituir a proibição de lançamento nas águas nacionais dos resíduos especializados das operações de prospecção e exploração de petróleo e gás. Esclarece, contudo, que não é impingido a fazê-lo pelo artigo 47, I, da Lei nº 12.305/2010 e ratifica a competência do Ibama para regular a atividade.

Depois da suspensão da IN 01/2018, a presidência do Ibama emitiu em 22 de julho de 2019 o Despacho 5540547/2019⁹ (Brasil, 2019) sobre o tema. Dentre outros aspectos, o despacho admite que “[...] existem divergências técnicas profundas sobre o entendimento plasmado na IN Ibama 01/2018 de que a destinação final mais adequada para todos os fluidos e cascalhos de perfuração passe pela proibição de descarte no mar” (Brasil, 2019, p. 4). Também corrobora alguns argumentos que haviam sido apresentados pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) e pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) à época da discussão. Dentre eles, o argumento de que o descarte zero promoveria um aumento das emissões de Gases Efeito Estufa (GEEs), uma vez que sua prática requer um aumento do tráfego marítimo e terrestre desses resíduos.

Assim, o despacho concluiu que a proibição apresentada na IN 01/2018 não considera a questão da sustentabilidade do ponto de visto holístico, ignorando uma análise multicritério, de impacto regulatório e de risco. Ademais do profundo embasamento legal e adequadas contribuições técnicas, o despacho apresentou as

⁹ O Despacho nº 5540547/2019-GABIN, de 22/7/2019, está apenas disponível apenas mediante acesso ao Sistema de Eletrônico de Informações (SEI) do Governo Federal.

“novas” diretrizes (SEI 5533803) para a atividade, tornando-as obrigatórias no licenciamento federal enquanto uma nova regulação seria discutida.

As diretrizes de 2019 foram intituladas de “Diretrizes para o uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima de poços de exploração e produção de petróleo e gás nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás” (Brasil, 2019). Sua emissão ocorreu para que não houvesse um hiato regulatório sobre a utilização e descarte no mar de fluidos e cascalho, tentando manter estável o licenciamento de novos empreendimentos (IBP, 2021). Na prática, as diretrizes de 2019 replicam o conteúdo da IN 01/2018 sem os pontos controversos da PNRS (descarte zero) e da proibição do descarte da zona de reservatório.

A ausência desses itens nas diretrizes substitutas de 2019 alinha-se com a mensagem principal do despacho da presidência do Ibama. O despacho enfatiza a importância de revisar a IN 01/2018 de forma participativa, destacando a necessidade de “[...] discussão com a sociedade civil, com a realização de estudos, pesquisas e debates” (Brasil, 2019, p.11) baseando-se “[...] não somente nas práticas da indústria do petróleo, mas nos dados coletados no Brasil” (Brasil, 2019, p. 4). Adicionalmente, determina a adoção de padrões técnicos internacionais, estudos e testes, em particular aqueles da agência ambiental estadunidense United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA), cujo conteúdo já alicerçava a regulação brasileira.

Tal como a IN 01/2018, as diretrizes de 2019 também se baseiam nas práticas adotadas no Golfo do México (IBP, 2021). No entanto, o regramento de 2019 é mais restritivo em relação ao teor de base orgânica aderida ao cascalho descartado, estabelecendo um limite de 4,5% m/m para base orgânicas hidrocarbônicas (n-parafinas, olefinas internas, alfa lineares, poli alfa olefinas e fluidos à base de óleo mineral tratado).

Segundo Guimarães (2023), há indícios de que as diretrizes de 2019 teriam sido propostas pela ANP diretamente para a presidência do Ibama e a equipe técnica não teria sido consultada. Entretanto, o supracitado autor reconhece que elas eram, essencialmente, a IN 01/2018. Os atos promulgados pela presidência do Ibama de suspensão da IN 01/2018 e publicação de novas diretrizes evidenciam a falta de alinhamento entre a equipe técnica do órgão e sua alta gestão. Conforme apontado por Guimarães (2023), essa situação resultou da tentativa de instaurar uma

“normatização de alto nível” para o tema tradicionalmente tratado de forma exclusiva na governança técnica.

Na ocasião de publicação desta dissertação, em março de 2025, as diretrizes de 2019 (documento SEI 5533803) ainda estão vigentes para regular o tema. A IN 01/2018 permanece suspensa com a expectativa de iminente revisão. A proibição de descarte dos resíduos gerados durante a perfuração da fase de reservatório está suspensa (Brasil, 2019).

O Quadro 2 resume os principais eventos descritos anteriormente.

Quadro 2 – Resumo dos principais eventos associados à regulação para o descarte no mar de fluidos e cascalho da perfuração de poços

	Quando?	O que era?	O que fez?
Pré IN 01/2018	Abril/2000	Lei 9.996/2000	Instituiu a Lei do óleo. Faz a primeira menção legal sobre resíduos da perfuração de poços, indicando que o tema será objeto de regulamentação específica pelo Ibama
	Agosto/2010	Lei 12.305	Institui a PNRS e proíbe o lançamento de resíduos no mar
	Março de 2014	Minuta das diretrizes	Colocou em consulta pública a minuta das diretrizes
Pós IN 01/2018	Janeiro de 2018	IN 01/2018	Definiu diretrizes que regulamentam as condições ambientais de uso e descarte de fluidos, cascalhos e pastas de cimento dentro outros. Estabeleceu prazo de 30 dias para entrada em vigor
	Fevereiro de 2018	IN 08/2018	Prorrogou para 30 de junho de 2018 a entrada em vigor da IN 01/2018
	Junho de 2018	IN 16/2018	Prorrogou para 30 de setembro de 2019 a entrada em vigor da proibição de descartes no mar de fluidos aquosos e cascalho da fase reservatório
	Março de 2019	IN 11/2019	Suspendeu o início da vigência da IN 01/2018 até manifestação da AGU
	Abril de 2019	Parecer da AGU	Dirimiu a celeuma jurídica entre a ANP e o Ibama. Conclui que ao Ibama é conferida competência para regular o tema, mas que não é obrigado a instituir o descarte zero por força da PNRS
	Julho de 2019	Despacho nº 5540547/2019	Estabeleceu as diretrizes SEI 5533803 que resgatam o conteúdo da IN 01/2018 sem os pontos controversos
	Março de 2025	Sem evento relevante	As diretrizes SEI 5533803 seguem vigente com iminência de revisão

Fonte: Elaborado pelo autor a partir dos documentos citados

Legenda: PNRS – Política Nacional de Resíduos Sólidos.

2.5.3 Resumo das diretrizes vigentes de 2019

O conteúdo das diretrizes de 2019 (SEI 5533803), bem como o da predecessora IN 01/2018, reforçou o caráter de autorregulação que já havia sido impresso à atividade (Almeida, 2016). Para tal, transferiu para os operadores a responsabilidade da manutenção das condições ambientais estabelecidas, cabendo a eles atestarem o atendimento dos requisitos regulatórios. Para alcançar esse

objetivo, as diretrizes estabeleceram alguns projetos para execução dos operadores. Dentre eles, destacam-se o “plano de amostragem de estoques de baritina e base orgânica” e “projeto de monitoramento de fluidos e cascalho”.

Essa configuração é um típico instrumento de comando e controle, ou seja, aquele no qual o órgão regulador define normas e padrões que os regulados devem seguir, aplicando penalidades como multas e cancelamento de licenças em caso de descumprimento (Farias; Damacena, 2017).

Inicialmente, são apresentados algumas permissões e proibições gerais constantes das diretrizes de 2019 em relação ao descarte no mar:

- É permitido:
 - a) o descarte qualificado de fluidos de base aquosa (perfuração e complementares) se: (i) a baritina atender aos critérios de Cd e Hg em 2.5.3.2 (ii) for constatada ausência de óleo livre segundo os critérios de ensaio de iridescência estática e (iii) forem atendidos os demais critérios de monitoramento, indicados em 2.5.3.3;
 - b) o descarte de água de lavagem de tanques com fluidos aquosos se: (i) o fluido do tanque atender a todos os requisitos de descarte; (ii) não houver óleo livre segundo os critérios do ensaio de iridescência estática e (iii) não houver adição de produtos químicos durante a lavagem do tanque;
 - c) o reúso de fluidos de perfuração de base não aquosa se for constatada ausência de óleo da formação segundo o ensaio de extração por fase reversa/*reverse phase extracion* (RPE);
 - d) descarte qualificado de Casc_A se: (i) for constatada ausência de óleo livre segundo os critérios de ensaio de iridescência estática; (ii) o fluido de perfuração associado ao cascalho atender a todos os requisitos de uso descarte e (iii) forem atendidos os demais critérios de monitoramento, indicados em 2.5.3.3;
 - e) descarte qualificado de cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa se: (i) for constatada ausência de óleo livre segundo os critérios de ensaio de iridescência estática; (ii) o teor de base orgânica aderida ao cascalho (Boac) for inferior a 4,5% m/m em peso úmido segundo o ensaio de retorta; (iii) a base orgânica empregada na formulação do fluido atender a todos os requisitos de qualidade apresentados em 2.5.3.2 (iv) o FPBNA

- associado ao cascalho atender a todos os requisitos de descarte e (iii) forem atendidos os demais critérios de monitoramento, indicados em 2.5.3.3; e
- f) o retorno de cimento durante a cimentação dos revestimentos condutor e de superfície (fases sem retorno na atividade de cimentação).

Adicionalmente aos excludentes de permissão:

- É proibido:
 - a) o descarte direto de fluidos de perfuração e complementares de base não aquosa;
 - b) o uso de produtos químicos descritos em 2.5.3.1 na formulação de fluidos de perfuração;
 - c) o descarte de efluentes da cimentação: pastas de cimento, água de mistura excedente e água de lavagem do sistema de cimentação;
 - d) o descarte de fluidos aquosos e qualquer cascalho que contenham óleo livre constatado segundo os critérios de ensaio de iridescência estática;
 - e) O descarte de qualquer compartimento que não seja explicitamente permitido;
 - f) exceder a vazão de descarte máxima de $159 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ ($1.000 \text{ bbl} \cdot \text{h}^{-1}$) para descartes de fluidos de perfuração, fluidos complementares e de cascalho durante a perfuração de poço. Para fluidos complementares empregados em outras atividades, a vazão máxima de descarte é de $31,8 \text{ m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ ($200 \text{ bbl} \cdot \text{h}^{-1}$).

Merece destacar que as diretrizes de 2019 e suas anteriores não levam em consideração aspectos locais. Por elas, são estabelecidas as regras específicas para o descarte no mar que, geralmente, ocorre na própria localização do poço. Contudo, outro instrumento, a Nota Técnica nº3/2021/COEXP/CGMAC/DILIC, de 31 de maio de 2021, regula as restrições locais, que, geralmente, são motivadas pela presença de recifes de corais, bancos de rodólitos, algas calcárias ou qualquer formação biogênica. Tais características conferem sensibilidade ambiental à área.

Em áreas sensíveis, o Ibama não permite a perfuração. Dependendo da distância entre a cabeça do poço e a incidência desses organismos, tolera a perfuração mediante uma solicitação de anuência específica. Mesmo assim, proíbe o descarte de fluidos de perfuração e cascalho das fases com retorno naquela localização, e por isso, a restrição local.

Esse descarte pode ocorrer alhures, em uma área oceânica previamente anuída para recebê-lo e cuja qualidade do sedimento marinho é acompanhada por estudos ambientais periódicos. Na ocasião do descarte no mar na área permitida, os fluidos e cascalho devem atender aos requisitos das diretrizes de 2019.

A seguir, o resumo das diretrizes vigentes para uso e descarte de fluidos e cascalho no mar será apresentado a partir dos três pilares indicados no item 2.5.1:

2.5.3.1 Controle de substâncias autorizadas para uso

Todos os produtos químicos empregados nas formulações de pastas de cimento, fluidos de perfuração e complementares devem ser previamente apresentadas ao Ibama. Não há devolutiva do Ibama nessa etapa, uma vez que a sistemática de solicitação de anuência foi descontinuada.

O ato é realizado por meio de uma listagem preenchida pelo operador e deve ser acompanhada da Ficha de Dados de Segurança (FDS) do produto.

As diretrizes (Brasil, 2019) não estabelecem as substâncias autorizadas. Ao contrário, indica aquelas proibidas de serem usadas na composição de fluidos de perfuração sob quaisquer circunstâncias. São elas: óleo diesel, cromo hexavalente, lignosulfonato de cromo, lignosulfonato de ferrocromo, ligas de ferrocromo e brometo de zinco.

Nos fluidos complementares, o uso desses produtos é tolerado desde que não haja o descarte no mar do fluido.

2.5.3.2 Produtos estoque: baritina e base orgânica

Todo o lote de baritina a ser empregado na formulação de fluidos e pasta de cimento deve ser analisada para a determinação dos seguintes metais e metaloides: Cd, Hg, Al, As, Ba, Cr, Cu, Fe, Mn, Mo, Ni, Pb, Si, V e Zn.

É proibido o uso de baritina que não atenda aos limites de 3 mg.kg^{-1} de Cd e 1 mg.kg^{-1} de Hg. Não há limites estabelecidos para esses elementos.

Todo lote de base orgânica a ser empregado na atividade deve ter concentração de HPAs inferior a 10 mg.kg^{-1} . Fica proibido o uso de base orgânica que não atenda a esse limite (grupo III da IOGP).

Em relação ao critério de ecotoxicidade aguda com organismo de sedimento marinho, a base orgânica a ser fornecida deve ser igual ou menos tóxica que a base

orgânica de referência estabelecida no método analítico de referência. Da mesma forma, a biodegradabilidade anaeróbica da base orgânica deve ser igual ou superior à base orgânica de referência. Os resultados desses parâmetros devem ser expressos em forma de uma razão adimensional (padrão/amostra) e são considerados conformes se a razão for menor ou igual a 1,0. A base orgânica de referência é definida como uma interna olefina, na faixa de C₁₆ (hexadeceno, CAS nº 26952) a C₁₈ (octadeceno, CAS nº 27070-58-2) na razão 65:35 C₁₆:C₁₈ e com propriedades definidas no regulamento federal 40 CFR 435 da U.S. EPA (Estados Unidos, 1999).

Diferentemente do critério de HPA, bases orgânicas que não atendam aos critérios de ecotoxicidade e biodegradabilidade podem ser utilizadas. Contudo, o cascalho com o fluido de base não aquosa associado que tenha sido preparado com lotes dessas bases não poderá ser descartado no mar.

Para a constatação do atendimento aos requisitos desses produtos estoques, o operador deverá executar um plano de amostragem a cada lote a ser fornecido desses insumos. O resultado do plano de amostragem é apresentado anualmente ao Ibama juntamente a informações das quantidades consumidas desses insumos.

O resumo desses critérios com as metodologias de análise indicadas nas Diretrizes 2019 está apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Requisitos para o uso de baritina e base orgânica

Produto	Parâmetro	Método de Ensaio	Padrão estabelecido para descarte
Baritina	Al, As, Pb, Cu, Cr, Fe, Mn, Mo, Ni, Si, V e Zn	Digestão ácida: U.S. EPA 3050 Determinação analítica: U.S. EPA 6010 ou 6020	Não estabelecido. Os resultados devem ser apresentados ao Ibama.
Baritina	Cd	Digestão ácida: U.S. EPA 3050 Determinação analítica: U.S. EPA 6010	3 mg.kg ⁻¹
Baritina	Hg	Dissolução ácida e determinação analítica: U.S. EPA 7471B	1 mg.kg ⁻¹
Base Orgânica	Hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA)	U.S. EPA 1654 ou U.S. EPA 8270	10 mg.kg ⁻¹
Base Orgânica	Ecotoxicidade em sedimento marinho (10 dias de exposição ao <i>Leptocheirus plumulosus</i>)	U.S. EPA 1644 e U.S. EPA 1646	Razão menor ou igual a 1,0
Base Orgânica	Potencial de biodegradabilidade anaeróbica	U.S. EPA 1647	Razão menor ou igual a 1,0
Base Orgânica	Potencial de Bioacumulação expresso como log Kow	Não estabelecido	Não estabelecido

Fonte: Brasil (2019a)

2.5.3.3 Restrições de descarte baseada em toxicidade e presença de contaminantes

Na Tabela 7, estão apresentados os principais ensaios que são realizados em amostras coletadas no momento pré-descarte ou pós-uso de fluidos e cascalho descartados no mar. Os métodos recomendados nas diretrizes de 2019 e o padrão estabelecido para o descarte também estão indicados. Outras informações a exemplo de frequência de amostragem, tipo de amostragem (simples ou composta), pontos de coleta, apresentação de resultados, são tratados ao longo das diretrizes.

Tabela 7 – Principais ensaios regulatórios para compor o monitoramento pré descarte ou pós uso

Parâmetro	Metodologia de Análise	Padrão estabelecido para descarte
Iridescência Estática ^{a,b,c,d}	U.S. EPA 1617	Ausência de óleo livre
Ecotoxicidade aguda com <i>Mysidopsis juniae</i> ^{a,b}	ABNT NBR 15.308 e ABNT NBR 15.469	CL _{50, 96h} ≥ 30.000 ppm da FPS
Ecotoxicidade aguda com <i>Leptocheirus plumulosus</i> (96h) ^b	U.S. EPA 1644 e 1646	Razão ≤ 1,0
Extração em fase reversa (RPE). Avalia contaminação por óleo da formação ^b	Extração em fase reversa (RPE) Método U.S. EPA 1670	Ausência de óleo da formação conforme método U.S. EPA 1670
Hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (Σ16HPAs) ^{a,c,d}	U.S. EPA 8270	10 mg.kg ⁻¹
Teor de Base orgânica aderida ao cascalho (% Boac) ^d	Teste de Retorta de massa Método EPA 1674	4,5% m/m base úmida para base orgânica hidrocarbônica como média global do poço
Metais e metaloides (As, Al, BA, Cd, Cr, Cu, Fe, Hg, Mn, Mo, Ni, Pb, Si total, V e Zn) ^{a,c,d}	U.S. EPA 7471B (para Hg); U.S. EPA 3052 e EPA 6010 (para os demais analitos).	Não estabelecido

Fonte: Brasil (2019a)

Legenda: ^aFluidos aquosos; ^bFluidos não aquosos; ^cCascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; ^dCascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa; ^eÁgua de lavagem de tanques com fluidos aquosos.

Todos os fluidos aquosos utilizados nas fases ou atividades sem retorno à superfície devem ter uma amostra representativa coletada no momento prévio ao uso do fluido. A amostra é empregada para a realização do ensaio de ecotoxicidade aguda com o *Mysidopsis juniae* nos mesmos critérios descritos na Tabela 7, inclusive o

padrão estabelecido para o de descarte. Nesse caso em particular, o critério confunde-se com um requisito de uso.

Do elenco de ensaios da Tabela 7, apenas são realizados a bordo os ensaios de iridescência estática, de RPE e o teor de base orgânica aderida ao cascalho, além da medição e controle da vazão de descarte. Esses ensaios são de extrema importância, pois seus resultados definem se o compartimento testado poderá ser descartado no mar ou deverá ser submetido para disposição final em terra.

No caso do ensaio de RPE, realizado em fluidos de perfuração de base não aquosa para avaliar contaminação com óleo da formação, a conduta é diferente. Caso seja evidenciada a contaminação segundo os critérios do método, o descarte no mar com o cascalho associado a esse fluido deve ser interrompido. Adicionalmente, o fluido contaminado com óleo da formação não poderá ser encaminhado para a reutilização. Em vez disso, deverá ser enviado para terra com o objetivo de acondicionamento ou disposição final ambientalmente adequada.

Os demais ensaios (ecotoxicidade, HPAs, metais e metaloides) são realizados em laboratórios convencionais em terra. Na prática, uma amostra representativa é coletada previamente ao descarte a bordo. Tão logo os ensaios expeditos atestem positivamente, a prática recorrente é que a batelada seja descartada no mar, mesmo que o operador não tenha tido acesso aos resultados desses ensaios. Posteriormente, caso seja constatado o descumprimento de um ou mais requisitos de descarte, o operador é passível das sanções devidas, corroborando a natureza de autorregulação estabelecida.

Para a constatação do atendimento às restrições de toxicidade e presença de contaminantes, os operadores devem executar o PMFC (Brasil, 2019), um instrumento essencial no modelo vigente da regulação brasileira (Marinho *et al.*, 2024). O resultado desse projeto é periodicamente apresentado ao Ibama segundo a frequência estabelecida na licença ambiental.

3 METODOLOGIA

Nesta seção, são descritos os procedimentos metodológicos empregados para o desenvolvimento desta pesquisa, as fases estabelecidas e a sua natureza.

A abordagem combinada entre pesquisa qualitativa e quantitativa foi adotada, com dominância da pesquisa quantitativa. A combinação foi do tipo incorporada, com a fase de pesquisa qualitativa conduzida simultaneamente à pesquisa quantitativa. A análise de dados foi conduzida separadamente e as respostas foram consideradas independentes.

A escolha pela abordagem quanti-qualitativa deve-se ao fato de que o uso isolado de uma única abordagem não responderia de maneira satisfatória à questão de pesquisa, ou o faria com limitações excessivas. Essa estratégia proporciona uma visão mais abrangente e permite a utilização prática de uma variedade de métodos para buscar respostas à pergunta de pesquisa (Ensslin; Vianna, 2008).

Dada a complexidade do trabalho envolvido, especialmente para a aquisição de amostras em atividades de perfuração marítima, é relevante esclarecer quais foram as atribuições e o nível de participação do autor deste trabalho nas suas diversas etapas.

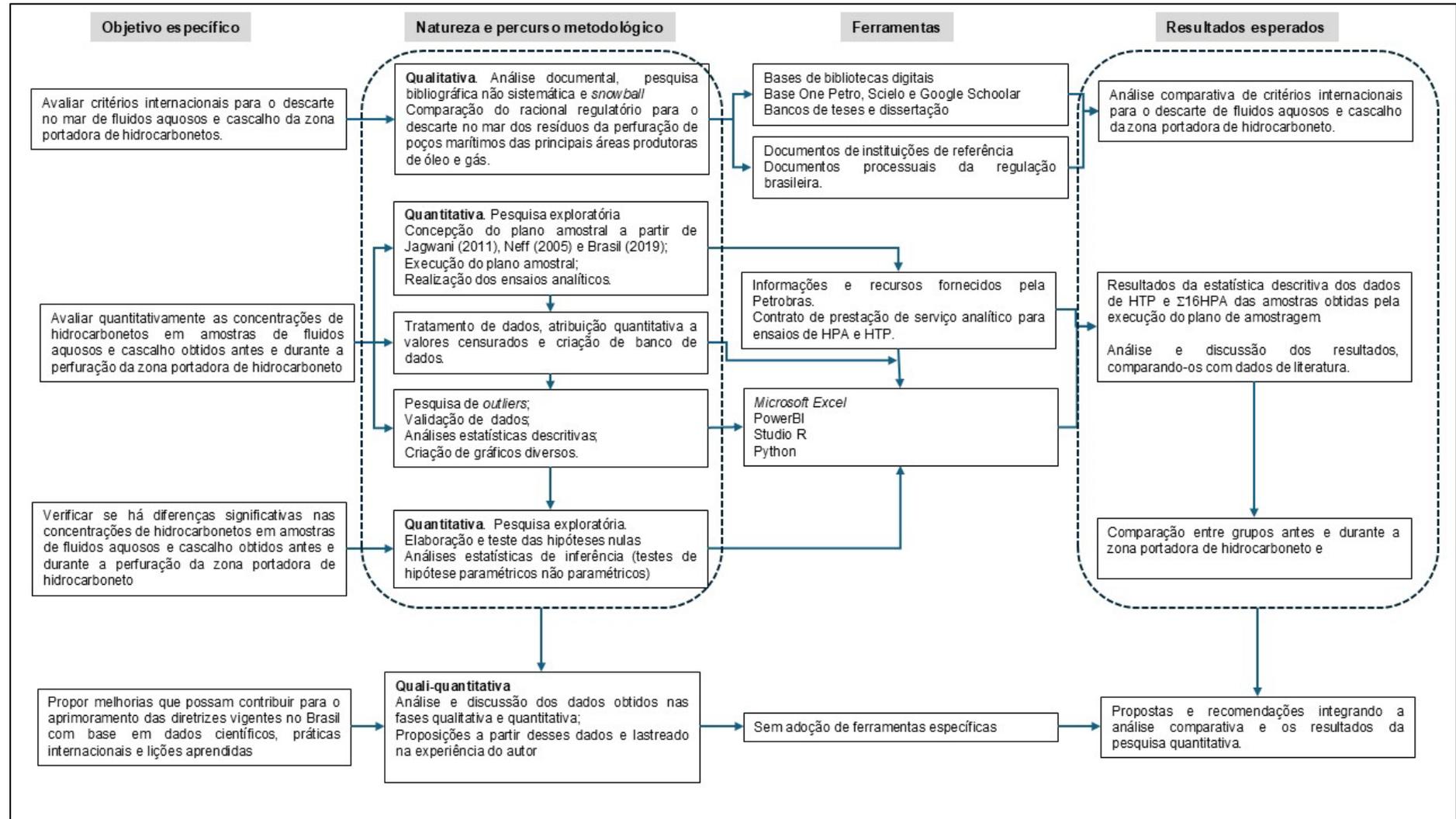
A etapa de amostragem foi realizada pela força de trabalho da Petrobras a bordo das unidades marítimas. Não houve participação direta do autor deste trabalho nessa etapa.

O processamento analítico das amostras para as determinações de HTP e $\Sigma 16\text{HPAs}$ foi realizado exclusivamente em laboratório contratado para a prestação de serviços. A participação do autor limitou-se à especificação do serviço a ser contratado e interações técnicas ao longo da execução.

Por fim, destaca-se que atuação do autor priorizou a idealização da estratégia amostral, a elaboração de orientações para a coleta, o planejamento da execução em cada poço, o acompanhamento da custódia das amostras, a interface e interação com o laboratório prestador do serviço analítico, o recebimento dos laudos de análise e todo o processamento estatístico subsequente.

A Figura 11 representa o esquema desta pesquisa a partir da metodologia adotada. Propõe uma visão matricial que permite a interconexão entre objetivos específicos, metodologias, ferramentas empregadas e resultados esperados.

Figura 11 – Diagrama de blocos matricial com objetivos específicos, metodologia, ferramentas e resultados esperados



Fonte: Elaboração própria

3.1 FASE QUALITATIVA DA PESQUISA

A fase qualitativa da pesquisa foi conduzida para realizar um levantamento cientificamente embasado do estado da arte sobre o destino e os efeitos do descarte no mar de fluidos de perfuração e cascalho provenientes da construção de poços marítimos. Além disso, examinou-se o arcabouço regulatório das principais regiões produtoras marítimas de óleo e gás, bem como alguns documentos internacionais relevantes, com o objetivo de identificar se o objeto da medida proibitiva em análise é presente em outras jurisdições e, se sim, em quais condições.

Essa fase foi conduzida por meio de uma pesquisa bibliográfica e análise documental. Para compor o *corpus* da pesquisa foram publicações científicas em revistas ou periódicos especializados internacionais e documentos de grande importância para o tema como relatórios e estudos de organismos e institutos internacionais.

3.1.1 Pesquisa bibliográfica

A etapa da pesquisa bibliográfica por artigos científicos foi conduzida nas bases de bibliotecas digitais da ScienceDirect, ISI Web of Science e Scopus. Adicionalmente, pontos específicos foram complementados no sítio eletrônico do *Undermind*, assistente de pesquisa movido por inteligência artificial generativa.

Dada a especificidade do tema da pesquisa na área de petróleo e gás, a base OnePetro também foi consultada. A base OnePetro é uma importante fonte de literatura técnica para a indústria de petróleo e gás, com contribuições de diversos parceiros editoriais e acesso a mais de 1,3 milhão de documentos. Destaca-se pelas publicações de artigos de conferências da área, representando uma fonte significativa de tecnologia e inovação na indústria de petróleo e gás. Embora amplamente reconhecida em seu nicho, em particular pela Sociedade Internacional de Engenharia de Petróleo (SPE), sua abrangência e reconhecimento científico é limitada.

As pesquisas foram estruturadas por palavras-chave logicamente organizadas, estrategicamente escolhidas e conectadas pelo uso dos conectivos “AND” (E lógico) e “OR” (OU lógico) na função de operadores booleanos. Essas combinações constituíram uma *string* de busca com os termos a serem buscados de maneira que contemplasse as matérias de interesse. Inicialmente, o período definido para a busca foi o de 2010 a 2024.

O processo de definição da *string* de busca foi iterativo e envolveu vários ciclos de experimentação, conforme necessidade de refinamento. Ao término do período de busca inicial, foram acionados alarmes com os termos de interesse, que atualizavam a busca periodicamente com novas recuperações de documentos.

Dada a forma não sistemática de revisão de literatura, não houve quantificação das saídas mais relevantes em cada base e por combinação de termos. O resumo dos critérios da pesquisa bibliográfica está descrito no Quadro 3.

Quadro 3 – Resumo dos parâmetros da pesquisa bibliográfica qualitativa

Parâmetro	Atributo
Bases	ScienceDirect ISI Web of Science Scopus OnePetro
Período	2010 a 2024
Termos adotados	- <i>Offshore drill cuttings AND drilling fluid AND characterization</i> - <i>HPA (=polycyclic aromatic hydrocarbons) AND total petroleum hydrocarbons</i> - <i>offshore drilling discharge (=oil and gas drilling discharge) AND monitoring drilling fluids AND characterization AND HPA (=polycyclic aromatic hydrocarbons) AND petroleum hydrocarbons</i> - <i>Offshore drill cuttings (= offshore drilling cuttings);</i> - <i>marine sediment AND oil and gas drilling discharge;</i> - <i>marine sediment AND petroleum hydrocarbons;</i> - <i>environmental monitoring AND oil and gas drilling discharge;</i> - <i>environmental monitoring AND formation hydrocarbons;</i> - <i>offshore drill cuttings AND drilling fluid AND characterization AND metals AND/OR HPA (=polycyclic aromatic hydrocarbons) AND petroleum hydrocarbons.</i>

Fonte: Elaboração própria

Para compreender as produções acadêmicas brasileiras relacionadas ao tema desta pesquisa, foram realizadas buscas de dissertações e teses registradas no Banco de Teses da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes) e na Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações (BDTD). Utilizaram-se descritores análogos nas buscas, com palavras-chave em português. De forma similar, para acessar artigos publicados em português no Brasil, especialmente devido à importância da regulação brasileira no contexto da pesquisa, a busca foi replicada nas bases Scielo e Google Scholar.

A partir dos resultados mais relevantes obtidos, foi realizado um aprofundamento da pesquisa utilizando a técnica de *snowball* (bola de neve). Essa prática visa identificar estudos relevantes citados em outros trabalhos, complementando a revisão da literatura com estratégias adicionais além da busca por palavras-chave (Demerval, 2020).

Os documentos selecionados para leitura, extração de informações e, em alguns casos, para um fichamento simplificado, foram indexados pelo gerenciador de referência Mendely, versão 1.19.8 (Mendely, 2025).

3.1.2 Análise documental

A análise documental é reconhecida como um efetivo percurso metodológico na pesquisa qualitativa (Lima Junior *et al.*, 2021) e tem como objetivo buscar informações concretas em documentos de diversas naturezas associados ao *corpus* da pesquisa, incluindo documentos legais.

Pautada na experiência profissional do autor deste trabalho, com o objetivo de acessar dados mais específicos para a fundamentação teórica e a averiguação proposta nos objetivos desta pesquisa, foram consultados estudos e relatórios de diversas organizações reconhecidas no setor industrial. Essas instituições são reconhecidas pela alta qualidade técnica de suas publicações, que são amplamente utilizados pela indústria e pela academia.

As organizações consultadas incluem: (i) International Association of Oil & Gas Producers (IOGP); (ii) International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA); (iii) Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP); (iv) o Environmental Studies Research Funds (ESRF); (v) Petroleum Environmental Research Forum (PERF) e (vi) United States Environmental Protection Agency (U.S. EPA), com seus estudos e compêndios que fundamentam detalhadamente as escolhas regulatórias do Golfo do México, EUA e (vii) Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). A adoção dessas fontes se deve à sua relevância e credibilidade.

Para atualização e aprofundamentos dos aspectos regulatórios de alguns países, foi necessário consultar em sítios eletrônicos de suas agências ambientais/reguladora. Essa etapa foi conduzida tanto para aqueles países ou regiões que apresentam regulações bem amadurecidas bem como aquelas emergentes com o objetivo de captar eventuais tendências.

Depois de uma análise exploratória dos documentos obtidos, buscou-se, preferencialmente, pelos elementos que se relacionavam com a medida proibitiva em análise neste trabalho. Uma vez identificada, foi avaliada a forma com a qual se relacionava e os termos colocados adotados na IN 01/2018.

Para a compreensão dos trâmites regulatórios inerentes aos propósitos deste trabalho, a pesquisa documental em processos administrativos do Ibama foi de extrema relevância para os resultados esperados. Embora haja divergências na literatura quanto à confiabilidade dos documentos processuais como registros do passado, por terem sido elaborados no período de interesse, eles tendem a expressar um conhecimento mais objetivo e fidedigno da realidade, ao menos na perspectiva de seu emissor (Lima Junior *et al.*, 2021). Nesse sentido, a busca por documentos processuais como parte da pesquisa documental foi empregada nesta pesquisa, pois representa a melhor maneira praticamente acessível de conhecer as intenções e motivações do Ibama ao longo da criação da regulação.

Como desvantagem, destaca-se o aspecto da acessibilidade aos documentos instruídos em processos. Apesar de serem de domínio público, requerem acesso prévio ao SEI (Sistema de Eletrônico de Informações) do Governo Federal e ao processo de interesse.

3.2 FASE QUANTITATIVA DA PESQUISA

Nesta seção, serão detalhadas as metodologias empregadas para alcançar os objetivos específicos desta pesquisa dedicados à avaliação quantitativa e posterior verificação de diferenças estatisticamente significativas entre grupos estabelecidos.

Primeiramente, buscou-se avaliar quantitativamente as concentrações de hidrocarbonetos em amostras de fluidos aquosos e cascalho obtidos em dois momentos diferentes, constituindo dois grupos amostrais distintos, quais sejam: “antes” e “durante” a perfuração da zona portadora de hidrocarbonetos em poços selecionados. Depois do processamento analítico e obtenção dos resultados dos parâmetros estabelecidos, estes foram estatisticamente descritos. Em seguida, verificou-se se houve diferenças significativas nas concentrações dos parâmetros de estudo comparando a dispersão dos resultados dois grupos, tanto para a base completa, como por tipo de amostras.

As amostras obtidas foram de diferentes compartimentos (fluidos ou cascalho). As amostras de cascalho foram obtidas em perfuração com fluidos de base aquosa e com fluidos de base não aquosa.

Amostras de FPBNA não fizeram parte deste estudo, mesmo tendo sido empregado na perfuração de algumas fases em poços amostrados. Essa combinação gerou amostras com as características a seguir:

- Fluido de perfuração de base aquosa: FPBA
- Fluido de completação de base aquosa: FCBA;
- Fluido de base aquosa (FBA): constituído de amostras de FPBA e FCBA;
- Cascalho com fluido de perfuração de base aquosa aderido: Casc_A; e
- Cascalho com fluido de perfuração de base não aquosa aderido Casc_NA.

Vale destacar que os dados empregados neste trabalho foram gerados pela Petrobras em suas operações de construção de poços marítimos, sendo de sua propriedade. Por se tratar de dados sensíveis e estratégicos, todas as informações associadas à identificação dos poços que participaram do estudo foram descaracterizadas, mantendo o sigilo exigido para divulgação dos resultados. Pelo mesmo motivo, não foi possível exibir o banco de dados integral, contudo entende-se que isso não altera o compromisso com a qualidade e rastreabilidade das informações aqui apresentadas.

A campanha de amostragem ocorreu de setembro de 2018 a março de 2020 em áreas exploradas pela Petrobras. Por ocasião das ações de enfrentamento à pandemia de Covid-19, a amostragem foi interrompida em março de 2020 e, posteriormente, foi encerrada.

Os dados utilizados nesta pesquisa começaram a ser adquiridos antes do início do ingresso no mestrado em março de 2020. Originalmente, estavam associados à atuação profissional do autor em um estudo que seria desenvolvido em duas fases. Com os desdobramentos da IN 01/2018, sua suspensão e a necessidade (ainda atual) de aprofundar a questão da proibição do descarte no mar com informações quantitativas, os dados gerados sob a curadoria do autor foram incorporados ao contexto acadêmico, culminando nesta dissertação.

A seguir, será apresentado o percurso realizado para a realização dessa etapa.

3.2.1 Plano Amostral

O estabelecimento das premissas para o plano de amostragem foi baseado nos estudos de Jagwani *et al.* (2011) e Neff (2005), com expressivas adaptações para

os objetivos deste estudo. Nesses estudos, grupos discretos de poços de única área foram amostrados ao longo da perfuração.

No presente trabalho, com o objetivo de garantir a representatividade das amostras obtidas e capturar a diversidade das operações de construção de poços marítimos, a campanha amostral foi conduzida com extensa abrangência espacial e temporal.

Na perspectiva temporal, a campanha amostral deste estudo foi realizada de setembro de 2018 a março de 2020 em poços construídos pela Petrobras. Durante a campanha, poços de diversas finalidades, em diferentes campos ou blocos dessas bacias foram amostrados para aquisição de amostras representativas de fluidos aquosos e cascalho.

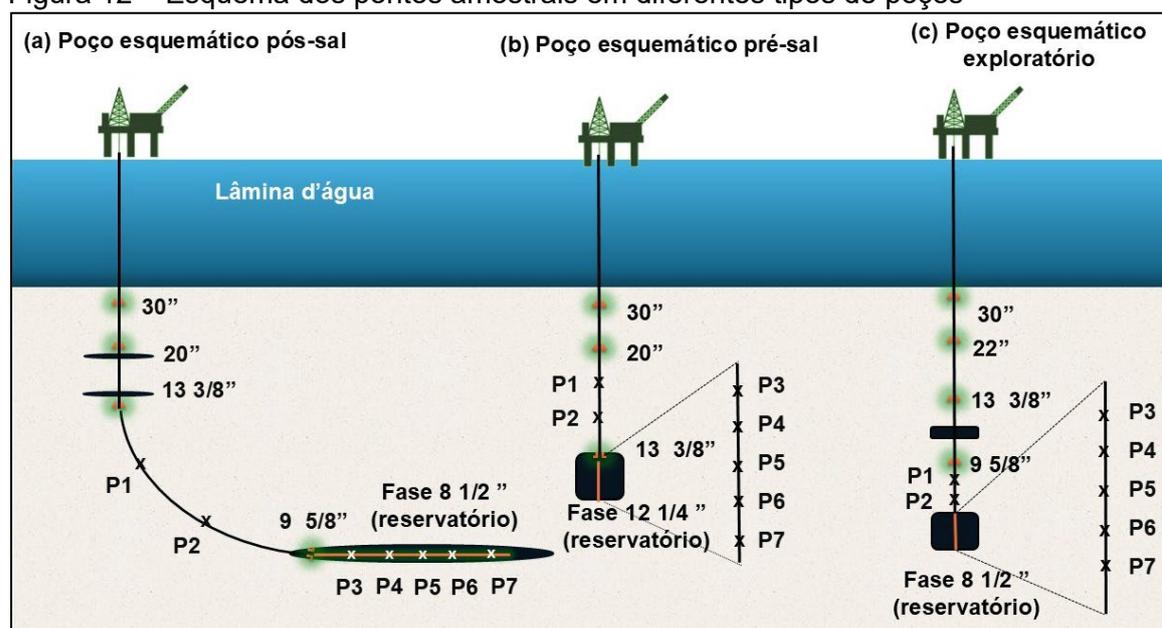
Para a amostragem foram estabelecidos dois momentos: (i) antes do início da zona portadora de hidrocarboneto e (ii) durante (ou dentro) a zona portadora de hidrocarboneto. Assim sendo, dois momentos amostrais distintos foram determinados e, doravante, seguem denominados como “antes” e “durante” (ou dentro). Dependendo da conformação do poço, esses momentos ocorreram na penúltima fase do poço e na última (fase reservatório) ou exclusivamente na última, configurando sete situações distintas, cujas representações gráficas encontram-se no APÊNDICE A.

No momento antes, foi definida a coleta em dois pontos amostrais, cujo espaçamento entre eles dependia da conformação do poço. No momento durante, foram definidos até cinco pontos. Dessa forma, é possível chegar a até sete pontos amostrais por poço.

Como regra geral, foi indicado o espaçamento equidistante dos pontos ao longo da extensão prevista, do trecho ou da fase, dependendo da conformação do poço. Essa estratégia foi baseada na orientação do Ibama (Brasil, 2019) para a obtenção de amostras representativas por meio de amostragem composta.

A Figura 12 ilustra diferentes configurações de poços hipotéticos com os pontos amostrais P1 e P2 (antes da zona portadora de hidrocarboneto) seguido dos pontos P3 a P7 (durante).

Figura 12 – Esquema dos pontos amostrais em diferentes tipos de poços



Fonte: Elaboração própria

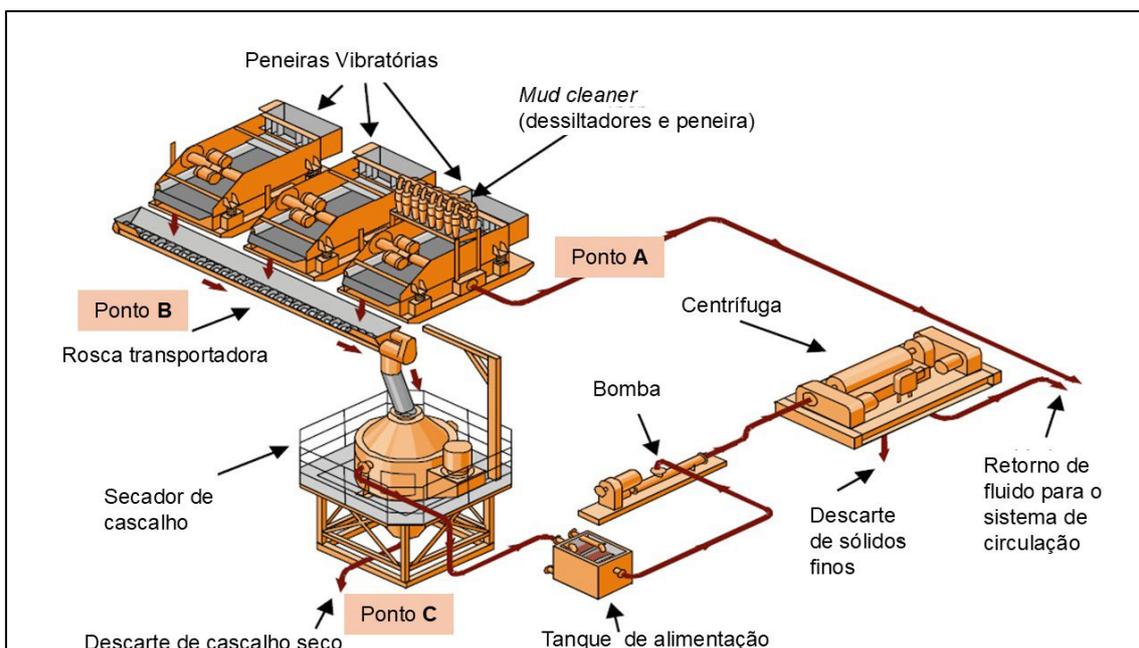
Em cada ponto amostral (P_n), houve coleta de fluido aquoso e cascalho. Em operações com FPBA, em cada ponto P_n foram coletadas amostras do fluido e do cascalho associado a esse fluido (Casc_A), ambos na mesma profundidade. Em operações com FPBNA, a coleta se limitou ao cascalho associado a esse fluido (Casc_NA).

Cada ponto amostral associa-se a uma profundidade medida durante a perfuração. As profundidades de coleta não foram pré-definidas no plano amostral como um atributo e, por isso, variariam de poço para poço. A rigor, assemelham-se a uma variável de resposta contínua e são decorrentes da aplicação da estratégia amostral estabelecida.

Uma vez na superfície da unidade marítima, as amostras de fluidos aquosos foram coletadas no retorno do fluido para a superfície, depois da separação do cascalho nas peneiras vibratórias, antes do fluido retornar para o sistema de circulação (Figura 13, ponto A). Amostras de Casc_A foram coletadas na calha das peneiras, antes do ponto de descarte para o mar¹⁰ (Figura 13, ponto B). Amostras de Casc_NA foram coletadas depois do processamento no secador de cascalho, antes do ponto de descarte para mar (Figura 13, ponto C).

¹⁰ O ponto de descarte para o mar não está esquematicamente representado na figura 13, que se trata de um sistema com controle de sólidos associado ao um secador de cascalho, configuração empregada para o uso de fluidos de perfuração de base não aquosa.

Figura 13 – Pontos de coleta de fluido e cascalho na superfície



Fonte: Adaptado de IOGP (2016a)

A Figura 14 registra o momento de coleta de amostras de Casc_A durante a perfuração da zona portadora de hidrocarboneto. O ponto de coleta foi na saída de uma das peneiras vibratórias, equivalente ao ponto B da Figura 13.

Figura 14 – Registro da coleta de amostra de cascalho (Casc_A) em um dos poços amostrados



Fonte: Acervo do autor

Para este estudo, não houve uma definição prévia do número de poços que participariam por meio de cálculo amostral, utilizando métodos estatísticos. O

empenho foi de amostrar a maior quantidade possível de poços com o objetivo de garantir representatividade amostral dentro do período estabelecido.

A escolha dos poços que participaram do estudo foi determinada, primeiramente, pelo cronograma das atividades de perfuração da Petrobras em curso à época da campanha amostral. Em seguida, pela disponibilidade logística para o desembarque das amostras dado o acréscimo do esforço amostral decorrente deste estudo. Adicionalmente, algumas escolhas foram lastreadas na experiência profissional do autor e de outros especialistas na área que contribuíram para a seleção de poços mais representativos.

Durante o planejamento amostral, decidiu-se por aumentar o número de pontos do grupo “durante” (5 pontos) em comparação ao grupo “antes” (2 pontos). Essa decisão visou melhorar a qualidade das informações para a caracterização do grupo “durante” por meio do aumento do número de amostras. No entanto, esse desequilíbrio pode comprometer a comparação estatística entre os grupos, embora não a inviabilize. Como o tratamento estatístico foi realizado por grupos de amostras e não poço a poço, esse impacto foi mitigado. Considerando que os benefícios da caracterização do grupo “durante” superam as desvantagens da comparação entre os grupos, e com base no elevado número de poços previstos, essa foi a escolha do autor e dos demais integrantes do estudo.

3.2.2 Ensaios realizados

O estudo foi constituído de dois grupos de ensaios para a determinação de indicadores de óleo, a saber:

- ensaio expedito de iridescência estática e
- ensaios analíticos convencionais para quantificação de hidrocarbonetos.

Apesar de serem ensaios de naturezas diferentes, seus resultados foram analisados conjuntamente para atender aos objetivos deste estudo.

3.2.2.1 Ensaio de iridescência estática

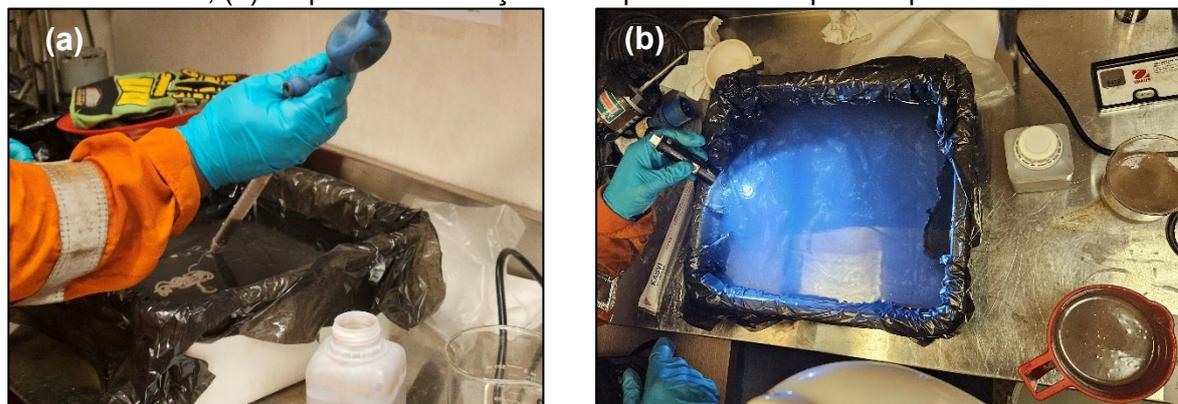
O ensaio de iridescência estática é um dos ensaios expeditos realizados a bordo durante a perfuração, previamente ao descarte de fluidos aquosos e cascalho (associado a ambos os fluidos, aquoso ou não aquoso) no mar. É parte integrante do Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalho rotineiramente conduzido, conforme

determinado nas diretrizes (Brasil, 2019). Sua função é demonstrar conformidade com o requisito de ausência de óleo livre nos descartes de fluidos aquosos e de cascalhos. Segundo a U.S. EPA, o termo óleo livre refere-se a qualquer óleo contido em um material que, quando descartado, causará algum efeito na superfície do corpo receptor, como a formação de uma película, brilho, iridescência, ou até uma descoloração.

O ensaio de iridescência estática é padronizado segundo método U.S. EPA 1617 (U.S. EPA, 2012) e foi desenvolvido pela U.S. EPA durante o estabelecimento do arcabouço regulatório do Golfo do México. O óleo livre atua como uma espécie de indicador de poluição escolhido pela U.S. EPA relacionando-se à presença de poluentes prioritários presentes no diesel, em óleos minerais e no óleo da formação (Candler; Rushing; Leuterman, 1993).

Também chamado de *sheen test*, o ensaio reproduz em condições controladas de laboratório o que ocorreria com o material ao alcançar o corpo receptor. Consiste em transferir uma alíquota do fluido ou cascalho a ser testado para um recipiente com dimensões padronizadas no método U.S. EPA 1617, contendo água do mar coletada no local do possível descarte (Figura 15 – a). Depois da adição da amostra-teste no recipiente, sua superfície é visualmente monitorada pelo analista para detectar algum fenômeno na superfície, como um brilho prateado, metálico, colorido ou formação de iridescência (Figura 15 – b). Segundo o método U.S. EPA 1617, se algum fenômeno na superfície cobrir 50% da área do recipiente, o material testado não pode ser descartado para o mar pois se constata presença de óleo livre nas condições do ensaio. Já as diretrizes vigentes no Brasil (Brasil, 2019) estabelecem como limite para o descarte “ausência de iridescência”, apesar de referenciar o método U.S. EPA 1617. O ensaio é de natureza qualitativa e seu resultado expressa a presença ou ausência de óleo livre segundo o seu critério.

Figura 15 – Ensaio de iridescência estática. (a) etapa de adição do fluido aquoso no recipiente teste; (b) etapa de observação da superfície do corpo receptor teste



Fonte: Acervo do autor

Neste estudo, o ensaio de iridescência estática seguiu a frequência estabelecida nas diretrizes vigentes (Brasil, 2019): diariamente durante a perfuração das fases reservatório e previamente ao descarte de qualquer batelada de fluido aquoso no mar. Nas fases anteriores à fase reservatório, o ensaio foi realizado apenas ao fim da fase. O ensaio foi realizado por profissionais a bordo capacitados e responsáveis pelas operações com fluidos.

Embora esse ensaio tenha natureza qualitativa, ele foi considerado integrante da fase quantitativa da pesquisa, sendo uma variável de resposta de natureza categórica.

3.2.2.2 Ensaios para quantificação de indicadores de óleo

Foram estabelecidas as determinações de HTP e $\Sigma 16$ HPAs para essa finalidade.

Para a realização desses ensaios, as amostras coletadas a bordo foram condicionadas em frascos dedicados, sem preservação química. Durante permanência na unidade marítima de perfuração, foram armazenadas na geladeira do laboratório de fluidos. Para o desembarque e transporte até o laboratório prestador do serviço analítico, as amostras foram acondicionadas em caixas térmicas e mantidas refrigeradas em temperatura menor que 4 °C até recepção no laboratório. O prazo máximo entre a coleta das amostras e o início do processamento analítico foi de 14 dias, compatível com o tempo de preservação da amostra sugerido pelos métodos. Os ensaios foram realizados no laboratório comercial Eurofins Anatech, unidade Vila Mariana, São Paulo, SP.

As etapas de coleta, condicionamento, armazenamento temporário, desembarque e envio para o laboratório foram incorporadas à rotina da Petrobras durante a execução do seu PMFC.

Os métodos, parâmetros de análise empregados pelo laboratório e a estimativa dos limites de quantificação estão indicados no Quadro 4. Os ensaios possuíam certificado de acreditação pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) segundo a norma ABNT NBR ISO/IEC 17025.

Quadro 4 – Parâmetros e métodos de ensaio

Classe de composto	Parâmetros reportados	Referência metodológica	Estimativa do limite de Quantificação do método
Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (HTP)	n-alcanos individuais (C10 ao C36) Pristano e fitano MCNR HRP HTP total	Extração: EPA 3550 C:2007 Quantificação: EPA 8015:2007 C	<u>Amostras de FBA:</u> 9x10 ⁻³ a 2,88 µg.kg ⁻¹ . <u>Amostras de Cascalho:</u> 2,9x10 ⁻³ a 4,1x10 ⁻² µg.kg ⁻¹
Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPAs)	16 HPAs prioritários da U.S. EPA (individualmente)	Extração: EPA 3550 C:2007 Quantificação: EPA 8270D:2007 C	<u>Amostras de FBA</u> 2x10 ⁻⁴ a 0,1 mg.kg ⁻¹ . <u>Amostras de Cascalho:</u> 0,0037 a 2,0 mg.kg ⁻¹

Fonte: Elaboração própria

Legenda: MCNR – mistura complexa não resolvida; HRP – hidrocarbonetos resolvidos de petróleo; HTP – hidrocarbonetos totais de petróleo.

16 HPA prioritários da U.S. EPA: Naftaleno, acenaftileno, acenaftaleno, fluoreno, antraceno, fenantreno, fluoranteno, criseno, benzo[a]antraceno, pireno, benzo[k]fluoranteno, benzo[b]fluoranteno, benzo[a]pireno, dibenzo[a,h]antraceno, indeno[1,2,3-cd]pireno, benzo[g,h,i]perileno.

3.2.3 Tratamento dos dados, variáveis de interesse e banco de dados

Previamente ao tratamento de dados, foram definidas as variáveis de interesse para o estudo, uma vez que cada classe de composto foi desdobrada em múltiplos analitos quantificáveis.

Para HTP, foi eleita como variável de interesse a resposta de HTP total, parâmetro que melhor se identifica com o objetivo de caracterizar exclusivamente o aporte de hidrocarbonetos, sem interesse em investigar fonte de origem. A concentração de HTP total veio fornecida como um parâmetro de análise nos laudos analíticos emitidos pelo laboratório. Todos os resultados de HTP foram originalmente expressos em micrograma por quilograma (µg.kg⁻¹).

O uso da mistura complexa não resolvida como variável de interesse na análise estatística fora inicialmente considerada, mas foi descontinuada ao longo do tratamento dos dados. Contudo, esse parâmetro teve uma contribuição em uma

análise não estatística associada aos registros de cromatogramas de algumas amostras.

Para HPA, a variável de interesse foi definida como o somatório da concentração dos 16 HPAs ($\sum 16\text{HPAs}$) prioritários individualmente quantificados. Como a informação não foi apresentada nos laudos de análise, foi realizado o somatório ao longo dessa etapa de preparação e tratamento dos dados.

Para a obtenção do $\sum 16\text{HPAs}$ foram considerados nas parcelas aditivas apenas os compostos efetivamente quantificados. Aquele(s) composto(s) cuja(s) concentração(ões) ficou(aram) abaixo do LQ do método adotado pelo laboratório – e por isso foram emitidos como menor do que o valor do limite de quantificação – não participaram do somatório. Matematicamente, significa que, nesse caso, foi atribuído valor zero para essas parcelas no somatório.

Situações em que a concentração de todos os 16 compostos foi menor do que o limite de quantificação do método, o valor de $\sum 16\text{HPAs}$ foi estabelecido da mesma forma, ou seja, menor do que o limite de quantificação do método. Concentrações expressas como menor do que o limite de concentração ou de detecção são considerados dados censurados do ponto de vista analítico. Essa designação não é um demérito para a medição, mas sinaliza que a concentração do analito está em uma faixa tão baixa que os critérios de precisão e exatidão ficaram comprometidos para o método empregado. Do ponto de vista estatístico, denominam-se dados censurados ou “censurados à esquerda” aqueles com registros abaixo de um certo limite (Christofaro; Leão, 2014) que, dentre outros, pode ser o limite de quantificação.

Neste estudo, para fins de processamento estatístico e visualização gráfica, as concentrações das variáveis de interesse (HTP e $\sum 16\text{HPAs}$) expressas como menor do que o limite de quantificação foram substituídas pelo valor integral do limite de quantificação.

Não foram empregadas metodologias estatísticas especializadas para o tratamento de dados censurados e atribuição de valores. Apesar da prática adotada majorar a concentração dos analitos analisados, imprime uma postura conservadora a este estudo, o que é favorável para sua finalidade. Contudo, é sabido que ao adotá-la pode-se gerar grandes desvios em determinados cálculos estatísticos, em particular para situações com elevados percentuais de resultados censurados (Helsel, 2006).

Avaliou-se que o aprofundamento em estatística de dados censurados não agregaria ao estudo com a qualidade dos dados obtidos. Limitações inerentes à

geração dos dados analíticos permaneceriam prevalecendo, agregando incertezas e complexidades adicionais.

A Tabela 8 exemplifica com dados hipotéticos as situações descritas anteriormente.

Tabela 8 – Exemplo de quantificação de HPA, cálculo da variável $\sum 16\text{HPAs}$ e atribuição de valor para análise estatística

	Situação 1 Todos quantificados	Situação 2 Quantificados e censurados	Situação 3 Todos censurados
Naftaleno	1,0	1,0	< 0,001
Acenaftileno	1,0	1,0	< 0,001
Acenaftaleno	1,0	< 0,001	< 0,001
Fluoreno	1,0	< 0,001	< 0,001
Antraceno	1,0	< 0,001	< 0,001
Fenantreno	1,0	< 0,001	< 0,001
Fluoranteno	1,0	< 0,001	< 0,001
Criseno	1,0	< 0,001	< 0,001
Benzo[a]antraceno	1,0	< 0,001	< 0,001
Pireno	1,0	< 0,001	< 0,001
Benzo[k]fluoranteno	1,0	< 0,001	< 0,001
Benzo[b]fluoranteno	1,0	< 0,001	< 0,001
Benzo[a]pireno	1,0	< 0,001	< 0,001
Dibenzo[a,h]antraceno	1,0	< 0,001	< 0,001
Indeno[1,2,3-cd]pireno	1,0	< 0,001	< 0,001
Benzo[g,h,i]perileno	1,0	< 0,001	< 0,001
$\sum 16\text{HPAs}$ calculado	16,0	2,0	< 0,001
$\sum 16\text{HPAs}$ atribuído no estudo estatístico	16,0	2,0	0,001

Fonte: Elaboração própria

Os dados gerados na campanha de amostragem e os resultados analíticos foram organizados em uma planilha do MS Excel®. Cada amostra foi alocada em uma linha da planilha, e os conteúdos das colunas foram preenchidos conforme especificado no Quadro 5.

Quadro 5 – Campos da planilha do banco de dados e suas descrições (continua)

Conteúdo da coluna	Especificação do conteúdo
LOG nº	Número associado à identidade do laudo analítico
ID do laboratório	Identidade da amostra associada pelo laboratório
Data	Data de emissão do laudo
Operadora	Petrobras
Matriz	Matriz da amostra analisada. Os atributos foram: Casc_A, Casc_NA, FPBA e FCBA.
Matriz resumida	Os atributos foram: Casc_A; Casc_NA e FBA
ID do poço	Número de identidade (ID) associado ao poço atribuído pelo autor.
Poço	Código Petrobras do poço
Ponto	Ponto de amostragem no poço. Atributos de P1 a P7
Grupo	Grupo formado pela posição da amostra em relação à zona portadora de hidrocarboneto. Atributos são: antes e dentro (algumas vezes identificadas como durante)

Quadro 5 – Campos da planilha do banco de dados e suas descrições (conclusão)

Conteúdo da coluna	Especificação do conteúdo
Profundidade	Profundidade medida em metros na ocasião da coleta
Identificação completa da amostra	Concatenação dos campos de matriz simplificada, poço e ponto (P1 a P7)
ID da amostra	Número de identidade (ID) da amostra
16 compostos HPA em $\mu\text{g.kg}^{-1}$	Concentração em $\mu\text{g.kg}^{-1}$, tal como reportado no laudo de análise
Soma 16 HPA em mg.kg^{-1}	Soma dos HPAs quantificáveis, expresso em mg.kg^{-1} [mg.kg^{-1}] = [$\mu\text{g.kg}^{-1}$]/ 10^3
29 compostos (27 n-alcenos de C10 a C36), pristano e fitano em $\mu\text{g.kg}^{-1}$	Concentração em $\mu\text{g.kg}^{-1}$, tal como reportado no laudo de análise
Mistura complexa não resolvida (MCNR) em $\mu\text{g.kg}^{-1}$	Concentração em $\mu\text{g.kg}^{-1}$, tal como reportado no laudo de análise
Hidrocarbonetos resolvidos de petróleo em $\mu\text{g.kg}^{-1}$	Concentração em $\mu\text{g.kg}^{-1}$, tal como reportado no laudo de análise
Hidrocarbonetos totais de petróleo em % m/m	Concentração de HTP em % m/m [% m/m] = [$\mu\text{g.kg}^{-1}$]/ 10^7

Fonte: Elaboração própria

Legenda: Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração não aquosa; FBA – fluido base aquosa; FPBA – fluido de perfuração de base aquosa; FCBA – fluido complementar de base aquosa.

3.2.4 Abordagem estatística

A partir da construção do banco de dados com os resultados das amostras efetivamente executadas, as variáveis de interesse foram submetidas a tratamentos estatísticos. Inicialmente, foram realizadas análises exploratórias para descrever o banco de dados gerados e obter os resultados da campanha amostral em termos de número total de poços, de amostras por matriz simplificada, de amostras por grupo (antes e durante) e outras variações de interesse.

Em seguida, as variáveis de interesse foram descritas e avaliadas por meio de análise de distribuição das concentrações e identificação dos possíveis padrões. Na sequência, os dados foram validados tecnicamente com o objetivo de detectar eventuais erros metodológicos ou de registro de dados.

Pelo perfil dos resultados observados durante o período de aquisição de dados, estes foram separados em resultados quantificáveis e censurados, com a indicação da distribuição percentual de cada grupo.

Parâmetros convencionais da estatística como média, mediana, desvio padrão etc. foram empregados para descrever a distribuição dos resultados, tanto de todo o banco de dados, quanto separadamente por matriz. Para essa etapa, foram construídos gráficos uni e multivariáveis, como gráficos de barras, histogramas e *box plots* que, contribuíram para a interpretação do perfil de distribuição dos resultados.

Em seguida, quando pertinente, procedeu-se, à avaliação da ocorrência de eventuais discrepâncias pontuais (valores extremos, candidatos a *outliers*) em relação à tendência dos valores esperados para um determinado fenômeno. Em caso de ocorrência, os valores extremos foram avaliados para categorizá-los como *outliers* de origem técnica ou associado a um por evento real.

Os *outliers* são pontos extremos e sem correlação técnica com o fenômeno observado, não trazendo em si ganhos técnicos para as análises realizadas. Uma vez comprovada sua presença, esses não foram considerados para os demais tratamentos estatísticos, e foram descartados estatisticamente mediante justificativa devida (Miller; Miller, 2000).

Contudo, em caso de ocorrência de pontos extremos, porém com relação técnica com o fenômeno observado, esses foram mantidos. Essa situação foi categorizada como ponto extremo associado a um evento, ou pontos de evento. Apesar de não esperado, sua incidência é uma realidade. A manutenção desses pontos no tratamento estatístico agrega ganhos técnicos para a análise. Por isso, mesmo que fora da tendência dos dados, foram mantidos quando identificados (Montgomery; Douglas, 1985).

Testes estatísticos para avaliar a normalidade e homocedasticidade foram aplicados e, juntamente a informações gráficas, foram empregados para a caracterizar o perfil da distribuição dos dados. Quando necessário para a realização dos testes, as variáveis de resposta foram transformadas. Os testes estatísticos foram aplicados com nível de significância (α) de 0,05, como comumente utilizado na literatura atual.

Para a verificação da normalidade dos dados, foi empregado o teste de Shapiro-Wilk, para o qual a hipótese nula (H_0) postulou que o conjunto de dados não é significativamente diferente de uma população normal. Em outras palavras, a hipótese nula assumiu que os dados são provenientes de uma população normalmente distribuída.

O teste de Levene foi adotado para avaliar a homoscedasticidade. Nesse, a hipótese nula (H_0) postulou que não havia diferença entre as variâncias dos diferentes grupos. Ou seja, a hipótese nula assumiu que as variâncias eram homogêneas.

Para atenuar os efeitos da distribuição não normal, os dados de HTP e $\Sigma 16$ HPAs foram transformados aplicando o logaritmo natural à soma da variável mais uma unidade. A transformação de variáveis é uma abordagem para contornar o

problema de dados que não atendem aos pressupostos essenciais, como a normalidade e análise de variância (Aitchison, 1982).

$$\text{HTP transformado} = \log(\text{HTP (\% m/m)}+1)$$

$$\sum 16\text{HPAs transformado} = \log(\sum 16\text{HPAs (mg.kg}^{-1}\text{)}+1)$$

Para a comparação das variáveis de estudo entre os grupos (antes e durante), foram empregados testes de hipóteses paramétricos e não paramétricos, como o teste t de Student (paramétrico) e o teste de Mann-Whitney (não paramétrico). A escolha dos testes foi em razão do perfil de distribuição dos dados e da quantidade de amostras nos grupos de interesse, considerando a independência entre os grupos. Para essa etapa, optou-se por verificar o efeito da remoção de pontos considerados *outliers*. Os testes foram realizados com e sem a remoção de *outliers*.

Para a remoção de *outliers*, foi empregado o método Isolation Forest. Esse método isola dados em subconjuntos de maneira eficiente, utilizando árvores de decisão, considerando todas as variáveis disponíveis no banco de dados para a construção de seu modelo. Foi utilizado o parâmetro *contamination* = 0,1 para induzir que 10% da base fosse considerada como *outlier*.

Para essa fase de estatística de inferência, foi postulada a seguinte hipótese nula principal.

- Não há diferença significativamente estatística entre as zonas antes e durante para as variáveis de estudo.

Hipóteses derivadas decorrentes de testes da base toda ou de segmentos da base, como uma ou mais matrizes testadas separadamente, foram geradas e testadas, sendo o resultado discriminado na apresentação de resultados.

Para a execução do tratamento dos dados e a implementação dos métodos estatísticos, foram empregadas diversas ferramentas e pacotes ou bibliotecas que proporcionaram um processamento rigoroso e uma análise estatística avançada, visualização e identificação de padrões nos dados. A linguagem Python foi utilizada devido à sua flexibilidade e capacidade de processamento, com a aplicação dos seguintes pacotes:

- **SciPy Stats** para a realização de testes estatísticos paramétricos e não paramétricos e análise de distribuições de probabilidade, suportando a análise inferencial.

- **Sklearn** para a implementação do método Isolation Forest utilizada na identificação dos outliers. Métricas que possibilitaram analisar o desempenho e/ou adequabilidade dos modelos testados.

Além disso, o software Power BI® foi utilizado para a criação de dashboards interativos, viabilizando a visualização e interpretação dinâmica de padrões nos dados. A combinação dessas ferramentas garantiu uma análise precisa e eficiente ao longo do estudo.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 RESULTADOS DO ESTUDO QUALITATIVO

Dos documentos obtidos da pesquisa bibliográfica e documental, os mais efetivos para fins de revisão regulatória para o descarte de fluidos e cascalho no mar estão sumarizados no Quadro 6.

Quadro 6 – Principais documentos obtidos da pesquisa de análise regulatória

Autor / Órgão emissor	País de origem	País / Região / Instituição tratadas	Referência
Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)	Brasil	Angola, Austrália, Golfo do México (EUA), Mar do Norte, Mar de Barents (Noruega), Reino Unido e Brasil.	IBP, 2021
Associação Internacional de Produtores de Petróleo e Gás (IOGP)	Múltiplos países. Organização internacional.	Mar do Norte, Golfo do México, Austrália, Canadá, Comunidade Europeia, Convenção de Barcelona, Convenção de Abidjan, Diretrizes do Banco Mundial.	IOGP, 2021
Fundos de Pesquisa em Estudos Ambientais (ESRF)	Canadá	Canadá, Estados Unidos, Mar do norte, Austrália, Noruega e Brasil	Stantec, 2009
Agência de Proteção Ambiental Norte-americana	Estados Unidos	Estados Unidos e Noruega	U.S. EPA, 2011
Associação Canadense de Produtores de Petróleo (CAPP)	Canadá	Mar do Norte, Noruega, Reino Unido, Estados Unidos, Austrália Canadá.	CAPP, 2001

Fonte: Elaboração própria

Muitos dos documentos citados apresentaram uma visão geral do cenário regulatório dos países e/ou regiões cobertos em suas abrangências. Com diferentes níveis de detalhamento, os documentos permitem uma visão abrangente e satisfatória do arcabouço vigente em cada área estudada. Em alguns deles, foram apresentadas informações mais específicas da execução e do percurso histórico, com destaque para a abordagem histórica presente no documento da IOGP (2021).

As regulações para o descarte dos resíduos da perfuração no mar começaram a se desenvolver a partir da década de setenta do século passado, uma tendência global em diversos segmentos industriais. Contudo, as tecnologias dos fluidos de perfuração antecederam o surgimento das principais estruturas regulatórias ambientais no tema. Dessa forma, os primeiros passos focaram na avaliação das tecnologias então existentes, passando em seguida a construir uma estrutura regulatória concebida para diminuição dos impactos dos descartes da atividade. A primeira reação da indústria limitou-se a eliminar produtos restritos dos fluidos. Mas

com o aumento da consciência ambiental e das restrições regulatórias, a dimensão ambiental passou a direcionar e influenciar o desenvolvimento de novas tecnologias de fluidos e aditivos químicos. Da mesma forma, impulsionou a busca de tecnologias para o tratamento de resíduos a bordo, como a secagem de cascalho que visa diminuir a quantidade da base orgânica aderida, mitigando o impacto químico de seu descarte indireto no mar. A tecnologia de secagem de cascalho mais difundida é por centrifugação vertical. Mais recentemente, equipamentos por dessorção termomecânica e suas variantes têm sido empregados para regiões onde o valor de base orgânica aderida ao cascalho é 1% m/m ou inferior (IOGP, 2016a).

Em todos os documentos foi apresentado o racional das regulações do Mar do Norte e do Golfo do México. Considerados os dois blocos regulatórios predominantes, seus modelos inspiram demais regiões (IOGP, 2021) para aplicação, mediante adaptações.

Na região do Mar do Norte, o modelo é regido pela Convenção Oslo-Paris (The Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic, Oskar Convention) que, em suma, prioriza, o conhecimento detalhado de características ambientais das substâncias que compõem os produtos que serão empregados na atividade.

No Golfo do México, a regulação está a cargo da agência ambiental norte-americana Environmental Protection Agency (U.S. EPA) que, ao invés, utiliza o sistema de "fim de tubo", no qual o controle é praticado sobre o efluente integralmente descartado (Pappworth; Caudle, 2016), com ênfase em sua toxicidade.

No Quadro 7 é apresentada uma comparação entre os racionais regulatórios das regiões do Golfo do México, Mar do Norte e do Brasil em relação alguns requisitos mais relevantes.

Quadro 7 – Comparação resumida do racional regulatório no Golfo do México, Mar do Norte e Brasil

	Golfo de México (U.S. EPA)	Mar do Norte (Ospar)	Brasil (Diretrizes 2019)
Resumo do racional	Fim de tubo – valores de referência para o descarte. Controle de estoques de baritina e base orgânica.	Análise baseada em risco ecológico. Foco nos produtos químicos empregados.	Fim de tubo – valores de referência para o descarte. Controle de estoques de baritina e base orgânica.
Ecotoxicidade	Aguda. Avaliada na formulação integrado fluido	Crônica. Avaliada em cada substância componente dos fluidos	Aguda. Avaliada na formulação integrado fluido
Biodegradabilidade	Avaliada na base orgânica do fluido aquoso	Avaliada em cada substância orgânica componente dos fluidos	Avaliada na base orgânica do fluido não aquoso
Bioacumulação	Não demandado		
Hidrocarboneto associado ao cascalho	< 6,9% m/m	<1% m/m	< 4,5% m/m

Fonte: Elaboração própria

Para obter informações sobre o descarte de fluidos e cascalho na zona portadora de hidrocarbonetos ou com presença de óleo da formação, em muitos casos foi necessário consultar documentos originais que fundamentaram esses compêndios. A seguir, são apresentados os resultados obtidos, iniciando com as regiões do Golfo do México e do Mar do Norte e, na sequência, demais achados que, de certa forma, trazem informações relevantes para o tema específico.

Nas seções a seguir, inicialmente são apresentados resumos do racional regulatório predominantes nas regiões do Golfo do México (4.1.1) e do Mar do Norte (4.1.2). Posteriormente, das seções 4.1.3 a 4.1.9 são exibidos os resultados da busca por informações correlatas à medida proibitiva de descarte de fluidos aquosos e cascalho da fase reservatório, como constou na IN 01/2018 (Brasil, 2018). Algumas regulações como a da Austrália e a Convenção de Abidjan não foram encontradas em busca recente e, por isso, não foram consideradas nesta etapa. Informações gerais dessas áreas estão disponíveis em IBP (2021) e IOGP (2021), limitada à melhor informação disponível à época.

4.1.1 Região do Golfo do México, Estados Unidos

Nos Estados Unidos, um dos marcos regulatórios de sua política ambiental é a Lei da Água Limpa (*Clean Water Act*) que, dentre outros, proíbe o descarte de qualquer poluente nas águas do país, ao menos que esteja em conformidade com

requisitos específicos. Cabe à agência de proteção ambiental norte-americana (U.S. EPA) regular esses descartes, o que é feito por meio do Sistema Nacional de Eliminação de Descargas de Poluentes/*National Pollutant Discharge Elimination System* (NPDES) (Kapp, 2023).

O cerne de uma permissão do NPDES é o estabelecimento de limites (valores máximos permitidos) para o lançamento de efluentes em corpos hídricos, com a identificação de quais poluentes devem ser monitorados. O estabelecimento desses limites advém da análise do desempenho tecnológico das alternativas de tratamento e controle de resíduos e efluentes, considerando aspectos ambientais e econômicos. Essas análises são pautadas em alguns conceitos, sendo os mais relevantes: (i) Melhor tecnologia praticável de controle atualmente disponível/*Best practicable control technology currently available* (BPT¹¹) e (ii) Melhor tecnologia disponível economicamente viável/*Best Available Technology* (BAT¹²) (OECD, 2017).

Para a indústria de óleo e gás, as diretrizes da U.S. EPA estão estabelecidas no *Effluent Guidelines and Standards, Oil and Gas Extraction Point Source Category – 40 CFR Part 435*). Desde sua promulgação inicial, seu conteúdo vem passando por aprimoramentos em razão dos desenvolvimentos de novas tecnologias, como a secagem de cascalho e o desenvolvimento de fluidos de perfuração de bases não aquosas de natureza sintética, com menor toxicidade e maior biodegradabilidade.

Foi na revisão de 2001 que a U.S. EPA promulgou o documento *Effluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standards for Synthetic Based and Other Non-Aqueous Drilling Fluids in the Oil and Gas Extraction Point Source Category* (U.S. EPA, 2001). O documento apresenta a fundamentação teórica que direcionou os preceitos regulatórios, os resultados dos estudos de campo realizados, o desenvolvimento e seleção dos parâmetros de controle com o estabelecimento de seus limites, as metodologias analíticas para adoção no monitoramento e a análise econômica de cada cenário de gerenciamento dos resíduos de Casc_NA (como o descarte zero e a adoção de diferentes níveis de controle, BPT ou BAT).

¹¹ BPT: os padrões são baseados levando em consideração o custo total da aplicação da tecnologia em relação aos benefícios de redução de efluentes a serem alcançados. Outros fatores são considerados, dentre eles o levantamento de impactos ambientais não relacionado à qualidade da água (incluindo requisitos de energia).

¹² BAT: Padrões baseados em tecnologia aplicados para poluentes prioritários e não convencionais. Este nível de controle é geralmente descrito como a melhor tecnologia atualmente em uso e inclui controles sobre poluentes tóxicos.

Todas as diretrizes estão consolidadas em forma de uma permissão geral, que para o Golfo do México, é a *General Permit GMG 290000*. O resumo dos principais aspectos da regulação do Golfo do México está apresentado no Quadro 6. Nesse, também é apresentado um paralelo simplificado com as diretrizes vigentes no Brasil (Brasil, 2019), apresentadas no item 2.5.3, tendo em vista que são regulações que compartilham do mesmo racional e cuja comparação ponto a ponto é viável. Uma comparação geral entre a regulação vigente no Brasil e de outras partes do mundo foi publicada pelo IBP (2021) e está resumida no Quadro 8:

Quadro 8 – Comparação resumida entre as diretrizes gerais para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalho no Golfo do México e no Brasil (continua)

Requisito	Golfo do México	Brasil (Diretrizes de 2019)
Uso de baritina em geral	-Concentração máxima de cádmio (3 mg.kg^{-1}) e mercúrio (1 mg.kg^{-1}). No Brasil, outros elementos devem ser analisados e reportados, sem que haja valor máximo estabelecido para o uso.	
Uso de base orgânica em geral	-HPA máximo de 10 mg.kg^{-1} ; -Toxicidade com organismo de sedimento e biodegradabilidade devem ter desempenho superior à base orgânica de referência, uma olefina interna na faixa de C_{16} - C_{18} . O uso do diesel na formulação de fluidos de perfuração é proibido.	
Uso de FPBA e FPBNA – critérios gerais	-Atender aos requisitos de baritina. -Toxicidade aguda $\text{CL}_{50-96\text{h}} \geq 30.000 \text{ ppm}$ da fase de partículas em suspensão (FPS); -Para FPBNA: o fluido usado deve atender ao critério de ecotoxicidade para organismo de sedimento, sendo menos tóxico que o fluido de referência.	
Uso de FPBNA e seu reúso quanto ao óleo de formação	-Primeiro fornecimento: constatar quantitativamente ausência de óleo da formação; -Rotineiramente durante o reúso: constatar ausência de óleo da formação pelo método de extração em fase reversa.	-Rotineiramente durante o reúso: constatar ausência de óleo da formação pelo método de extração em fase reversa.
Descarte de FPBA	-Ausência de óleo livre pelo ensaio de iridescência estática; -Toxicidade aguda $\text{CL}_{50-96\text{h}} \geq 30.000 \text{ ppm}$ da fase de partículas em suspensão (FPS); -Vazão máxima de descarte de $159 \text{ m}^3.\text{h}^{-1}$; não aplicável a fluidos de perfuração descartados antes da instalação do riser.	-Ausência de óleo livre pelo ensaio de iridescência estática; -Toxicidade aguda $\text{CL}_{50-96\text{h}} \geq 30.000 \text{ ppm}$ da fase de partículas em suspensão (FPS); -HPA máximo de 10 mg.kg^{-1} ; -Vazão máxima de descarte de $159 \text{ m}^3.\text{h}^{-1}$; aplicável, inclusive, a fluidos de perfuração descartados antes da instalação do riser; -Cumprir demais requisitos do monitoramento, como determinação de metais e parâmetros físico-químicos.

Quadro 8 – Comparação resumida entre as diretrizes gerais para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalho no Golfo do México e no Brasil (conclusão)

Requisito	Golfo do México	Brasil (Diretrizes de 2019)
Descarte de FPBNA	Não é permitido em nenhuma condição.	
Descarte de Casc_A	-Ausência de óleo livre pelo ensaio de iridescência estática; -O fluido aderido atenda aos requisitos de descarte.	-Ausência de óleo livre pelo ensaio de iridescência estática; -O fluido aderido atenda aos requisitos de descarte. - HPA máximo de 10 mg.kg ⁻¹ ; -Cumprir demais requisitos do monitoramento, como determinação de metais e parâmetros físico-químicos.
Descarte de Casc_NA	-Ausência de óleo livre pelo ensaio de iridescência estática; -Ausência de óleo da formação testado no FPBNA. Ensaio realizado semanalmente durante a perfuração com esse fluido; -Atender ao critério de uso do FPBNA e da base orgânica; - Teor de base orgânica aderido ao cascalho < 6,9% m/m (olefina interna).	-Ausência de óleo livre pelo ensaio de iridescência estática; -Ausência de óleo da formação testado no FPBNA. Ensaio realizado diariamente durante a perfuração da fase reservatório e no fim de cada fase. -Atender ao critério de uso do FPBNA e da base orgânica; -Teor de base orgânica aderido ao cascalho < 4,5% m/m (olefina interna); -HPA máximo de 10mg.kg ⁻¹ ; -Cumprir demais requisitos do monitoramento, como determinação de metais e parâmetros físico-químicos.

Fonte: Elaboração própria

À parte das premissas gerais já apresentadas, a regulação do Golfo México não traz regras específicas atreladas à fase reservatório ou mesmo à zona portadora de hidrocarboneto. Por sua vez, destaca o parâmetro de ausência de óleo livre para quaisquer descartes de fluidos aquosos e cascalhos associados a ambos os tipos de fluidos. Para sua análise, desenvolveu e estabeleceu o ensaio de iridescência estática (EPA 1617), um método de natureza qualitativa (sua resposta é presença ou ausência), passível de ser realizado a bordo, com duração estimada de até 1 hora. Assim, com base em seu resultado, decide-se sobre a possibilidade de descarte no mar do resíduo testado.

No compêndio regulatório que estabelece as condições para o descarte (U.S. EPA, 2001) a agência de proteção ambiental norte-americana esclarece que a função desse critério é evitar a formação de iridescência ou qualquer outro efeito na superfície do corpo receptor que recebe os descartes da perfuração. Também explica que a proibição de descarte de óleo livre não controla o descarte de óleos e graxas e de óleo da formação em fluidos de base não aquosa, como o faz em fluidos aquosos.

Para fluidos de base não aquosa, o parâmetro equivalente é denominado “óleo da formação”, cujo descarte é igualmente proibido. O óleo da formação funciona como um indicador para a presença de poluentes considerados tóxicos e prioritários pela U.S. EPA, a exemplo dos HPA, benzeno, tolueno, etilbenzeno, fenóis e outros (Stantec, 2009).

O óleo da formação em fluidos de perfuração de base não aquosa é determinado pelo método U.S. EPA 1670 (Extração em fase reversa). O método consiste em eluir uma amostra do fluido-teste em uma pequena coluna de extração apolar. Sob a incidência de luz ultravioleta em uma câmera escura, compara-se a luminescência do cartucho-teste a outros, como um cartucho que representa uma amostra contaminada com 1% de óleo da formação. Caso a fluorescência da amostra seja superior a esse padrão, o fluido é considerado contaminado por óleo da formação. Nesse caso, seu uso é bloqueado (em caso de remessas novas) ou interrompido (em caso de verificação rotineira) e o cascalho com o fluido de perfuração de base não aquosa contaminado por óleo da formação não pode ser descartado no mar. O regulamento prevê a possibilidade de o operador realizar um ensaio quantitativo por cromatografia gasosa acoplada a um detector de massas para confirmação do resultado qualitativo obtido pelo ensaio de extração em fase reversa.

Por fim, destaca-se que na regulação norte-americana o monitoramento de HPA é realizado exclusivamente na base orgânica empregada na fabricação do FPBNA. Durante a perfuração, não há monitoramento específico para esse critério que, indiretamente, é acessado pelos ensaios para óleo livre e óleo da formação.

4.1.2 Região do Mar do Norte

Essencialmente, o modelo europeu se fundamenta na avaliação individual de cada produto químico utilizado no processo de formulação de fluidos. A União Europeia segue a Convenção Oslo-Paris (Ospar) que tem entre suas atribuições a prevenção e eliminação da poluição proveniente de produtos químicos nas atividades marítimas relacionadas às atividades da indústria de óleo e gás no Mar do Norte Ocidental.

Em sua essência está a adoção de um sistema harmonizado e obrigatório de controle do uso e da redução do descarte de produtos químicos utilizados nas atividades marítimas. Os produtos químicos devem ser previamente registrados em

um sistema de gestão harmonizado. Dentre outras, informações de toxicidade e biodegradabilidade das substâncias de que constituem o produto (IOGP, 2021) devem ser apresentadas para proporcionar uma análise baseada em risco. Por isso, o modelo da Ospar é fundamentado no controle na fonte, mesmo que também adote mecanismos de “fim de tubo” (Pappworth; Caudle, 2016).

Dentre os controles de fim de tubo adotados, o mais marcante é o que estabelece o valor máximo de 1% m/m de hidrocarboneto. Majoritariamente adotado para o descarte no mar de Casc_NA (Ospar 2000/3), esse controle proporciona uma efetiva redução do aporte de hidrocarbonetos no mar decorrente da atividade da perfuração, sendo, nesse quesito, o critério mais rigoroso em vigência no mundo.

Na Noruega, prevalece uma abordagem baseada em risco para controle e diminuição da poluição, filosofia que foi totalmente adaptada para as particularidades dos descartes da indústria de óleo e gás. Depois de diversos aprimoramentos, inclusive passando pela tentativa de implementar o descarte zero físico das atividades marítimas de óleo e gás, o país introduziu a meta de descarte zero para substâncias ambientalmente perigosas (Knol-Kauffman; Solås; Arbo, 2021), alinhando-se ao que já vinha sendo desenvolvido pela Comunidade Europeia para a gestão de produtos químicos (Veiga, 2010).

Segundo Knol-Kauffman, Solås e Arbo (2021) o modelo implementado na Noruega é um sucesso e, parte disso, é fruto da colaboração baseada na confiança entre o governo e a indústria, com destaque para a abertura e transparência do sistema norueguês.

4.1.3 União Europeia

No documento de orientação da União Europeia (WOOD, 2019) sobre exploração e produção de hidrocarbonetos, há uma seção dedicada para as melhores abordagens em matéria de gestão de risco. Nesta, encontra-se a menção sobre os descartes no mar de cascalhos que ocorrem durante a perfuração de um reservatório de hidrocarbonetos. A recomendação nesse caso é de coleta de amostras para a determinação do conteúdo de óleo.

A orientação não detalha outros aspectos, além de recomendar métodos de análise que poderiam ser empregados, como o ensaio de retorta, métodos cromatográficos e espectrofotométricos na região do infravermelho. Em seguida,

indica o valor máximo de 1% m/m de base orgânica aderida ao cascalho para o descarte.

Apesar de tratar o tema de interesse, o texto é marcado com alguma imprecisão e não define se o mesmo valor de 1% m/m deve ser usado para os descartes da fase reservatório, em particular com o uso de fluidos de perfuração de base aquosa. De toda a forma, deixa claro que existe uma preocupação adicional sobre o tema, sem que haja uma proibição associada.

4.1.4 Reino Unido

Mesmo que aderente à Ospar, o setor do Reino Unido no Mar do Norte tem regras próprias e ferramentas específicas, em especial para o gerenciamento e análise de risco de produtos químicos.

Com ênfase no descarte de fluidos e cascalho, a regulamentação de 2005 para a prevenção e controle da poluição por petróleo em atividades *offshore* (*Offshore Petroleum Activities Oil Pollution Prevention and Control, OPPC*) (DEPARTAMENT FOR BUSINESS, ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY, 2022) traz um aspecto relevante: indica que é necessária uma permissão específica para o descarte de Casc_A que seja decorrente da perfuração da zona portadora de hidrocarbonetos e que esteja contaminado com hidrocarbonetos do reservatório. A mesma condição se aplica ao fluido de perfuração aquoso empregado na perfuração da zona portadora de hidrocarbonetos.

O Casc_NA, gerado em qualquer fase do poço cujo uso do FPBNA seja possível, segue a regra geral de 1% m/m hidrocarboneto para o descarte no mar. Nesses casos, mesmo para a perfuração da zona portadora de hidrocarboneto, não é necessária a solicitação prévia para o descarte, pois está abarcada na regra geral.

Também há dispensa da permissão em caso de não ser esperado hidrocarbonetos da formação ou se for confirmada a ausência por meio de análises prévias ao descarte. Possivelmente, a primeira parte da concessão remete a fases do poço cujo prospecto geológico não contenha rochas reservatórios. Já a segunda parte, que é condicionada à constatação de ausência de óleo da formação em amostras coletadas previamente ao descarte, a dispensa parece não funcionar. Em termos práticos, isso implica na necessidade de solicitação de permissão para o descarte em caso de constatação de óleo.

Para determinar hidrocarbonetos em amostras de cascalho de perfuração com fluido de base aquosa, as regras do Reino Unido¹³ exigem a coleta de pelo menos 5 pontos ao longo do reservatório. Cada amostra deve ser analisada para verificar o conteúdo de óleo cru usando o método de retorta.

Embora não esteja claramente indicado na regulação ou no material de orientação técnica, infere-se que, se o operador solicitar a licença para descarte no mar de cascalho da fase reservatório gerado com a perfuração de fluido de base aquosa, esse deverá ter condições a bordo de tratá-lo de forma a garantir o limite máximo de 1% m/m de hidrocarbonetos. Nesse caso, conclui-se que as amostras a serem coletadas são do cascalho tratado (seco). Alternativamente, pode-se acompanhar os resultados do ensaio de retorta no cascalho não tratado e, a partir desses, decidir sobre o descarte no mar ou não.

Pela análise do conteúdo da regra do setor do Reino Unido, constata-se a existência de uma restrição diferenciada para o descarte no mar de fluido aquoso e seu cascalho associado quando provenientes da zona portadora de hidrocarbonetos. Contudo, merece destaque que seu conteúdo não proíbe o descarte *a priori*. Ao contrário, prevê a possibilidade de solicitar uma autorização para o descarte mediante constatação *a posteriori* de atendimento ao valor máximo permitido de 1% m/m de hidrocarbonetos. É nesse aspecto que o item regulatório do Reino Unido se descola sobremaneira da proposta apresentada na IN 01/2018.

Para a perfuração com fluido de base não aquosa, como já é previsto o tratamento do cascalho para atender o valor máximo permitido de 1% m/m de hidrocarbonetos, a regulação não especifica conduta diferenciada. Disso, infere-se que a preocupação está mais associada à concentração de hidrocarbonetos do que de sua origem, qual seja: a base orgânica constituinte do FPBNA ou óleo da formação.

4.1.5 Noruega

Na Noruega, as regulamentações são altamente influenciadas pela convenção Ospar. Contudo, os requisitos nesse país são mais rigorosos e a aplicação mais severa do que a dos outros membros (CAPP, 2001).

¹³ Para saber mais, ver: OEUK (2025).

Da análise do documento que apresenta as regulações para conduzir atividades de petróleo (PETROLEUM SAFETY AUTHORITY NORWAY, 2022), verifica-se que há uma seção específica que trata do descarte de cascalho, areia produzida e demais partículas sólidas. Nessa, é reafirmado o valor máximo de 1% m/m de hidrocarbonetos já estabelecido em regulamento Ospar para o descarte no mar. O diferencial é que esse item da regulação associa o valor máximo de 1% m/m à base não aquosa do fluido ou ao óleo da formação, explicitando-o.

Indica que mesmo com previsão de atingimento do valor máximo, o operador deve ter anuência prévia para o descarte de Casc_NA, o que é regido pelo tipo de fluido e não pela presença de óleo da formação. Tanto é, que para o descarte de cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa, o único requisito é que a concentração de óleo da formação não exceda 1% m/m. O trecho regulatório não esclarece se o requisito é igualmente válido para o descarte do fluido de perfuração aquoso.

4.1.6 Convenção de Barcelona

A Convenção de Barcelona oficialmente conhecida como Convenção para a Proteção do Meio Marinho e da Região Costeira do Mediterrâneo, tem como objetivo principal reduzir a poluição no Mar Mediterrâneo, proteger e melhorar o ambiente marinho na área, contribuindo para o desenvolvimento sustentável (Unep, 2019). Fazem parte da convenção os seguintes países: Albânia, Argélia, Bósnia e Herzegovina, Chipre, Croácia, Egito, Eslovênia, Espanha, França, Grécia, Israel, Itália, Líbano, Líbia, Malta, Marrocos, Mônaco, Montenegro, Síria, Tunísia, Turquia e o bloco da União Europeia.

No que tange à regulação para o descarte de fluidos e cascalho no mar, as diretrizes são apresentadas no anexo 1 da Convenção de Barcelona, que se espelha nas diretrizes da Ospar, especialmente na adoção do valor de 1% m/m de hidrocarboneto associado ao cascalho tratado.

Especificamente sobre fluidos do reservatório, a convenção determina que fluidos de base aquosa e qualquer cascalho proveniente da zona portadora de hidrocarboneto e contaminado com fluidos do reservatório devem ser destinados para tratamento/disposição final em terra. Contudo, considera que se houver permissão da autoridade local competente, esses resíduos podem ser tratados para atender o limite

de 1% m/m e, dessa forma, serem descartados no mar mediante monitoramento e reporte adequado.

Dessa forma, para o aspecto observado, a Convenção de Barcelona não é uma regulação de natureza exclusivamente de proibição do descarte, mesmo que essa seja a primeira abordagem do texto regulatório. Na sequência, o texto considera a possibilidade de tratamento prévio para enquadramento no critério estabelecido, mesmo que mediante permissão da autoridade local competente.

4.1.7 Angola

A regulação de Angola, Decreto Executivo nº 97, de 8 de abril de 2014, foi avaliada por se tratar de uma regulação recente, de 2014. O tema foi objeto do Decreto Executivo nº 97/14. Destaca-se a proibição geral de descarte de Casc_NA, com a exceção de cascalho proveniente de formações salinas. Mesmo nesse caso, foi adotado o teor máximo de 1% m/m de base orgânica aderida ao cascalho. Aspectos específicos de restrição associada à perfuração da zona portadora de hidrocarboneto não são considerados nesse decreto executivo.

4.1.8 Canadá

As diretrizes do Canadá (2010) adotam valores previstos no Golfo do México, em particular o 6,9% m/m de base orgânica aderida ao cascalho para o descarte de Casc_NA. Não há menção a descartes da zona portadora de hidrocarboneto ou mesmo de resíduos contaminados com óleo da formação.

4.1.9 Banco Mundial

Em documento de recomendações do banco Mundial (World Bank Group, 2015) não há menção específica a resíduos provenientes da fase portadora de hidrocarboneto ou análogo. O elenco de restrições para o descarte no mar de Casc_A e Casc_NA assemelha-se às regras do Golfo do México, com o seguinte diferencial: para novas unidades de perfuração, ou aquelas que passaram por modificações estruturais, o teor de base orgânica aderida ao cascalho deve ser 1% m/m, em vez de 6,9% m/m (bases hidrocarbônicas) estabelecido para unidades já existentes.

4.2 RESULTADOS DO ESTUDO QUANTITATIVO

4.2.1 Resultados da campanha amostral

Durante a campanha amostral, que ocorreu de setembro de 2018 a março de 2020, foram obtidas amostras representativas de fluidos aquosos e cascalho de 20 poços construídos pela Petrobras nas Bacias de Campos (45% dos poços) e Santos (55% dos poços). Poços de desenvolvimento da produção foram os que mais participaram da campanha amostral, representando 70% do universo. A Tabela 9 apresenta os tipos de poços amostrados, estratificados por cada uma das bacias.

Tabela 9 – Distribuição dos poços por bacia

Tipos de poços	Quantidade de poços	Bacia de Campos	Bacia de Santos
Exploratório	02	01	01
Produção	08	06	02
Injeção	06	01	05
Especial	04	01	03
Subtotal de poços por bacia		09	11
Total de poços		20	

Fonte: Elaboração própria

Por razões de confidencialidade das informações, demais dados dos poços não foram fornecidos. Os poços que participaram do estudo foram descaracterizados e associados a números de identificação (ID) de 1 a 20.

Dos 20 poços amostrados, foram obtidas 199 amostras simples entre fluidos aquosos e cascalho, distribuídas entre 122 amostras de cascalho e 77 amostras de fluidos aquosos. Em apenas um único poço (ID 9), a amostragem ocorreu nas etapas de perfuração e de completação. Apenas o poço ID 18 foi amostrado exclusivamente na etapa de completação. Para todos os demais, a amostragem ocorreu na etapa de perfuração. A amostragem seguiu o plano amostral previsto e descrito em 3.2.1, com obtenção de amostras em dois grupos, antes e durante, em relação à perfuração da zona portadora de hidrocarboneto de cada poço. Desvios do plano amostral foram registrados, em particular por questões operacionais que demandaram alteração do projeto de poço, refletindo em discretas variações no quantitativo previsto de amostras para cada grupo por poço. Em cada uma das amostras obtidas foram determinadas as concentrações de HTP e Σ 16HPAs, resultando em 398 determinações analíticas.

A Tabela 10 sumariza o total de amostras por compartimento (matriz analítica) e a distribuição nos dois grupos amostrais estabelecidos (antes e durante). Os

compartimentos amostrados foram: (i) FPBA: fluido de perfuração de base aquosa; (ii) FCBA: fluido complementar de base aquosa; (iii) Casc_A: cascalho associado a FPBA; e (iv) Casc_NA: cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa.

Tabela 10 – Quantitativo de amostras por compartimento e grupo amostral

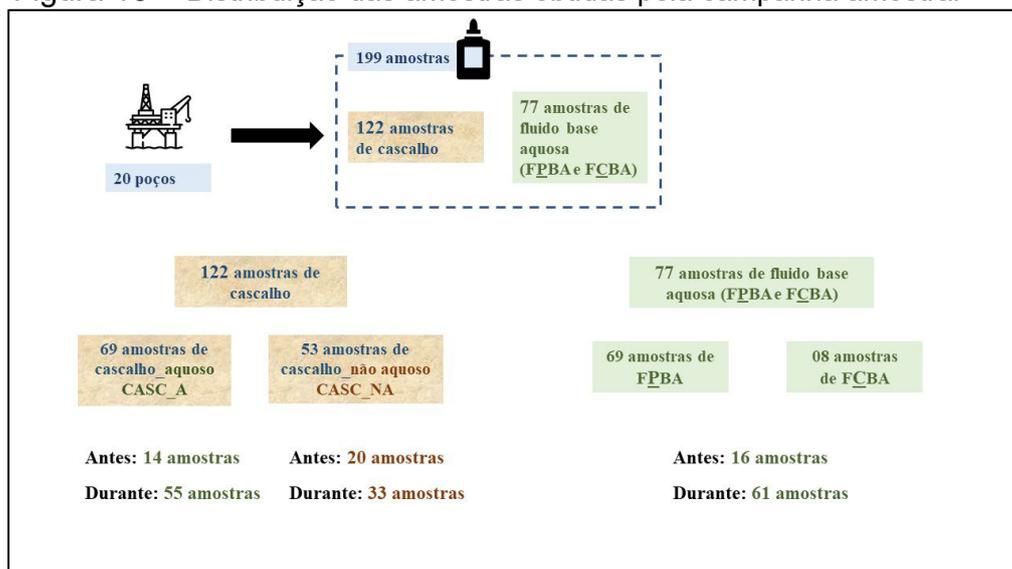
Compartimento amostrado	Número de amostras	Número de amostras no grupo amostral (percentual do total)	
		Antes	Durante
Cascalho	122	34	88
Casc_A	69	14 (7%)	55 (27,7%)
Casc_NA	53	20 (10%)	33 (16,6%)
Fluido aquoso	77	16 (8%)	61 (30,7%)
FPBA	69	14	55
FCBA	8	2	6
Total de amostra	199	50 (25%)	149 (75%)

Fonte: Elaboração própria

Legenda: Casc_A – Cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa; FPBA – Fluido de perfuração de base aquosa; FCBA – Fluido complementar de base aquosa.

Para processar os resultados e realizar as análises estatísticas, os dados de fluido de completção e FPBA foram combinados, formando uma única matriz denominada fluido base aquosa (FBA). A Figura 16 ilustra os resultados obtidos pela execução do plano amostral, destacando as quantidades das diferentes amostras obtidas.

Figura 16 – Distribuição das amostras obtidas pela campanha amostral

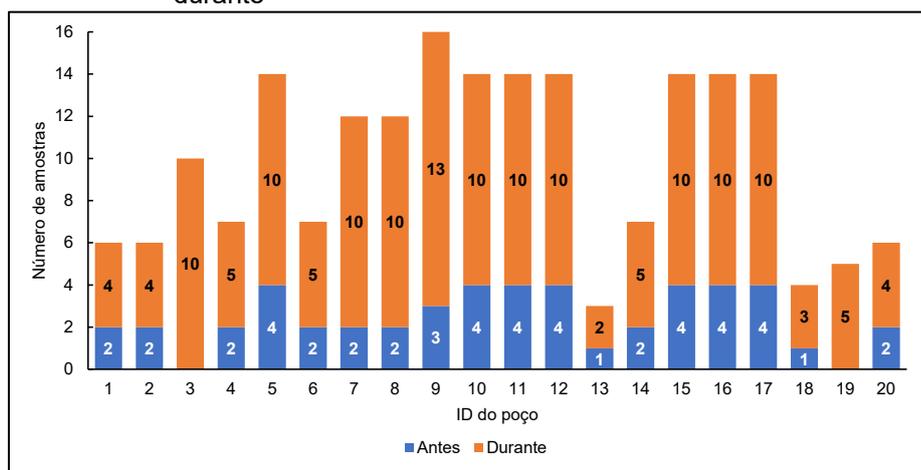


Fonte: Elaboração própria

Legenda: FPBA - fluido de perfuração de base aquosa; FCBA - fluido complementar de base aquosa; Casc_A - cascalho associado a FPBA; Casc_NA - cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa.

Devido a características do planejamento amostral estabelecido e de diferenças dos poços que participaram do monitoramento, houve uma variação natural na quantidade de amostras coletadas por poço (Figura 17). Destaca-se o poço ID 13 que, ao longo da perfuração, foi abandonado. O detalhamento da quantidade de amostras de cada compartimento amostrado por poço está disponível no APÊNDICE B.

Figura 17 — Número de amostras coletadas por poço nos grupos “antes” e “durante”



Fonte: Elaboração própria

Embora não tenham sido utilizados métodos estatísticos para determinar o tamanho amostral da campanha, acredita-se que a ampla abrangência e a variabilidade espaço-temporal garantiram a representatividade das amostras. O estudo foi realizado em 20 poços para diferentes funções ao longo de aproximadamente 2,5 anos. Especialmente, abrangeu as duas bacias mais importantes para a produção marítima de óleo e gás no Brasil (Bacia de Campos e Santos), cobrindo 11 campos e/ou blocos distintos. Além disso, a obtenção de 199 amostras representa um quantitativo significativo para estudos de caracterização.

Deve-se esclarecer que este estudo não teve como objetivo uma análise espacial dos dados, tampouco um aprofundamento em requisitos operacionais que poderiam correlacionar-se com as variáveis de resposta eleitas.

Embora essas abordagens possam oferecer benefícios potenciais, é improvável que contribuam significativamente para a discussão sobre a regulamentação do descarte de fluidos e cascalho, que é essencialmente unificada no Brasil. A regra geral para o descarte no mar não distingue entre bacias, blocos, campos e tipos de poços. No entanto, existem aspectos locais que justificam

exigências mais restritivas, como a proibição de perfuração em áreas sensíveis e, em determinadas locações, a proibição do descarte de cascalho.

4.2.2 Resultados do ensaio de iridescência estática

Os resultados dos ensaios de iridescência estática realizados em amostras de fluidos aquosos e cascalhos de poços que participaram deste estudo estão sumarizados no Quadro 9.

Quadro 9 – Resultados do ensaio de iridescência estática

ID do poço	FBA		Casc_A		Casc_NA	
	Antes	Durante	Antes	Durante	Antes	Durante
1	NA	NA	NA	NA	Ausência	Ausência
2	NA	NA	NA	NA	Ausência	Ausência
3	NA	Ausência	NA	Ausência	NA	NA
4	NA	NA	NA	NA	Ausência	Ausência
5	Ausência	Ausência	Ausência	Ausência	NA	NA
6	NA	NA	NA	NA	NA	NA
7	NA	Ausência	NA	Ausência	Ausência	NA
8	NA	Ausência	NA	Ausência	Ausência	NA
9	Ausência	Ausência	NA	Presença	Ausência	NA
10	Ausência	Ausência	Ausência	Ausência	NA	NA
11	Ausência	Ausência	Ausência	Ausência	NA	NA
12	Ausência	Ausência	Ausência	Ausência	NA	NA
13	NA	NA	NA	NA	Ausência	Ausência
14	NA	NA	NA	NA	Ausência	Ausência
15	Ausência	Ausência	Ausência	Ausência	NA	NA
16	Ausência	Ausência	Ausência	Ausência	NA	NA
17	Ausência	Ausência	Ausência	Ausência	NA	NA
18	Ausência	Ausência	NA	NA	NA	NA
19	NA	NA	NA	NA	NA	Ausência
20	NA	NA	NA	NA	Ausência	Ausência

Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa; Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa. NA – não amostrado. Refere-se a amostras inexistentes para o poço.

Nota: Presença e ausência segundo os critérios do método U.S. EPA1617.

De todos os ensaios realizados, apenas a amostra de Casc_A coletada no primeiro dia da perfuração da fase reservatório do poço ID 9 apresentou resultado positivo, indicando a presença de óleo livre no cascalho segundo o critério do ensaio U.S. EPA 1617.

Com a constatação de óleo livre em amostras de cascalho durante a perfuração da fase reservatório do poço ID 9, interrompeu-se o descarte do cascalho no mar. O cascalho gerado foi temporariamente armazenado em caixas coletoras e, ao término da perfuração, foi desembarcado para destinação final ambientalmente adequada em

terra. Preventivamente, o FPBA utilizado na fase também foi encaminhado para tratamento em instalações terrestres, evitando seu descarte no mar.

4.2.3 Síntese dos dados de HTP e Σ 16HPAs

O resumo dos resultados obtidos para as determinações de HTP e Σ 16HPAs está apresentado, respectivamente, na Tabela 11 e na Tabela 12.

Pela estratégia de amostragem aplicada, no momento “antes” da zona portadora de hidrocarbonetos houve coleta de até duas amostras (pontos P1 e P2), cujos resultados estão individualmente indicados nas tabelas. Em contraste, os resultados das amostras do momento “durante” (P3 a P7) foram simplificados nessas tabelas, limitando-se aos valores mínimo, máximo e à mediana. As situações em que houve redução dos pontos amostrais no momento “durante” estão destacadas nas tabelas.

Tabela 11 – Resumo dos resultados de HTP (% m/m) por compartimento

ID	HTP (% m/m) em FBA (N=77)					HTP (% m/m) em Casc_A (N=69)					HTP (% m/m) em Casc_NA (N=53)				
	Antes (n=16)		Durante (n=61)			Antes (n=14)		Durante (n=55)			Antes (n=20)		Durante (n=33)		
	P1	P2	Mínimo	Máximo	Mediana	P1	P2	Mínimo	Máximo	Mediana	P1	P2	Mínimo	Máximo	Mediana
1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0,9898	2,0754	1,1275	2,0529	1,4897‡
2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	2,5250	0,9408	0,8766	1,3092	1,0894‡
3	NA	NA	<0,0029	0,0053	0,0029	NA	NA	<0,0029	0,0869	0,0360	NA	NA	NA	NA	NA
4	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0,6365	0,3922	0,0094	3,6185	2,6719
5	<0,0029	<0,0029	<0,0029	0,0033	0,0029	<0,0029	<0,0029	0,0152	0,1306	0,1130	NA	NA	NA	NA	NA
6	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	2,6916	2,4752	0,8205	3,1715	2,1304
7	NA	NA	<0,0029	0,0425	0,0074	NA	NA	0,1380	0,2950	0,2143	1,1565	0,7973	NA	NA	NA
8	NA	NA	0,0327	0,0740	0,0369	NA	NA	0,0321	0,1711	0,0743	1,4437	1,5857	NA	NA	NA
9	<0,0029	NA	<0,0029	0,0622	0,0328¶	NA	NA	0,0628	0,3624	0,2192	1,9725	1,6617	NA	NA	NA
10	<0,0029	<0,0029	<0,0029	0,0030	0,0029	<0,0034	<0,0038	<0,0038	0,1125	0,0039	NA	NA	NA	NA	NA
11	<0,0009	<0,0009	0,0004	0,0009	0,0009	0,0020	0,0020	<0,0040	0,0501	0,0183	NA	NA	NA	NA	NA
12	<0,0029	<0,0029	<0,0029	<0,0029	0,0029	<0,0040	<0,0035	0,0047	0,0924	0,0188	NA	NA	NA	NA	NA
13	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0,0332	0,1781	2,0614	2,0614	2,0614*
14	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	2,6263	2,2274	1,1579	4,8125	2,3152
15	0,0037	0,0063	<0,0029	<0,0286	0,0029	0,0048	0,0043	0,0119	0,1217	0,0188	NA	NA	NA	NA	NA
16	0,0002	0,0001	<0,0029	<0,0029	0,0234	<0,0039	<0,0039	0,0053	0,0195	0,0102	NA	NA	NA	NA	NA
17	0,1090	0,1141	0,0069	0,0750	0,0234	3,8586	2,8182	0,0076	0,1599	0,0283	NA	NA	NA	NA	NA
18	<0,0106	NA	<0,0106	<0,0112	0,0110†	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
19	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0,5751	1,3150	0,8610
20	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	2,4731	1,3381	0,9030	2,7056	2,0780‡

Fonte: Elaboração própria

Legenda: N: número de amostra no compartimento; n: número de amostra no grupo; * n=1; † n=3; ‡ n=4; ¶ n=8; NA: não amostrado. Refere-se a amostras inexistentes para o poço; FBA: fluido base aquosa; Casc_A: cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA: cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa; N: número de amostras por compartimento; n: número de amostra por compartimento em cada momento amostral (antes e durante).

Tabela 12 – Resumo dos resultados de Σ 16HPAs (mg.kg⁻¹) por compartimento

ID	Σ 16HPAs (mg.kg ⁻¹) em FBA (N=77)					Σ 16HPAs (mg.kg ⁻¹) em Casc_A (N=69)					Σ 16HPAs (mg.kg ⁻¹) em Casc_NA (N=53)				
	Antes (n=16)		Durante (n=61)			Antes (n=14)		Durante (n=55)			Antes (n=20)		Durante (n=33)		
	P1	P2	Mínimo	Máximo	Mediana	P1	P2	Mínimo	Máximo	Mediana	P1	P2	Mínimo	Máximo	Mediana
1	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	<0,2370	<0,2590	<0,2282	<0,5535	0,2468‡
2	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	<0,2401	<0,2245	<0,2195	<0,4630	0,4548‡
3	NA	NA	<0,0100	2,1242	0,0100	NA	NA	0,4379	2,2723	0,8885	NA	NA	NA	NA	NA
4	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	<1,5020	<0,1000	<0,4496	<0,6614	0,5212
5	<0,0100	<0,0100	<0,0100	0,1274	0,0115	<0,0100	<0,0100	0,2867	6,9750	5,1699	NA	NA	NA	NA	NA
6	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	<0,2316	<0,2204	<0,2181	<0,2406	0,2207
7	NA	NA	<0,0100	<0,0758	0,0100	NA	NA	0,1205	0,3595	0,1539	0,4362	0,9568	NA	NA	NA
8	NA	NA	<0,0375	<0,0479	0,0448	NA	NA	0,4011	0,8557	0,6011	<0,2229	<0,2143	NA	NA	NA
9	<0,0100	NA	0,0100	1,4865	0,8677¶	NA	NA	2,2616	9,5502	6,8932	<0,2230	<0,2219	NA	NA	NA
10	<0,0100	<0,0100	<0,0100	0,0303	0,0100	<0,0119	<0,0133	<0,0132	0,9163	0,0141	NA	NA	NA	NA	NA
11	<0,0030	<0,0030	<0,0030	0,0617	0,0037	<0,0037	<0,0037	0,1596	0,9871	0,3307	NA	NA	NA	NA	NA
12	<0,0100	<0,0100	<0,0100	0,3561	0,0155	<0,0138	<0,0120	0,2480	2,0910	1,4325	NA	NA	NA	NA	NA
13	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	<0,0121	<0,0118	<0,7590	0,7590	0,7590*
14	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	<0,5700	<0,5774	<0,5418	<1,9920	0,5641
15	<0,0100	<0,0100	<0,0100	0,5697	0,0100	<0,0133	<0,0133	0,5294	3,2845	1,2295	NA	NA	NA	NA	NA
16	<0,0002	0,0011	<0,0100	<0,0100	0,0100	<0,0136	<0,0136	0,2424	0,4780	0,3862	NA	NA	NA	NA	NA
17	0,0346	0,0156	<0,0100	0,0125	0,0100	0,3864	0,1638	0,0484	0,3519	0,1633	NA	NA	NA	NA	NA
18	<0,0367	NA	<0,0366	<0,0387	0,0382†	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
19	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	<0,0116	<0,5896	0,5552
20	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0,6453	<0,0584	<0,1081	1,5153	0,5127‡

Fonte: Elaboração própria, com base no banco de dados do estudo

Legenda: * n=1; † n=3; ‡ n=4; ¶ n=8; NA – não amostrado. Refere-se a amostras inexistentes para o poço; FBA: fluido base aquosa; Casc_A: cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA: cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa; N: número de amostras por compartimento; n: número de amostra por compartimento em cada momento amostral (antes e durante).

4.2.4 Perfil dos resultados em relação à quantificação

Com base nos resultados obtidos, constatou-se que 44% das determinações totais não atingiram o limite de quantificação dos métodos analíticos empregados, sendo, portanto, considerados dados analiticamente censurados. Por conseguinte, nos relatórios analíticos esses resultados foram reportados como menor do que o limite de quantificação do método (< LQ). Como os ensaios foram realizados em laboratórios comerciais mediante contratação de serviço, não foi possível acessar às concentrações efetivamente detectadas. Dessa forma, o limite de quantificação representa a melhor informação tecnicamente disponível nos laudos de análise. A Tabela 13 apresenta a porcentagem de resultados censurados por compartimento para cada um dos ensaios realizados, bem como os valores mínimos e máximos dos limites de quantificação obtidos.

Tabela 13 – Porcentagem de resultados censurados por compartimento analisado e amplitude dos limites de quantificação

Compartimento	Resultados censurados (%)	LQ Mínimo	LQ Máximo
HTP (% m/m)			
FBA (n=77)	58	0,0009	0,0286
Casc_A (n=69)	22	0,0029	0,0041
Casc_NA (n=53)	0	NA	NA
∑16HPAs (mg.kg ⁻¹)			
FBA (n=77)	69	0,0002	0,0980
Casc_A (n=69)	22	0,0037	0,0141
Casc_NA (n=53)	91	0,0116	1,9920

Fonte: Elaboração própria

Legenda: LQ – de limite de quantificação; NA – não se aplica.

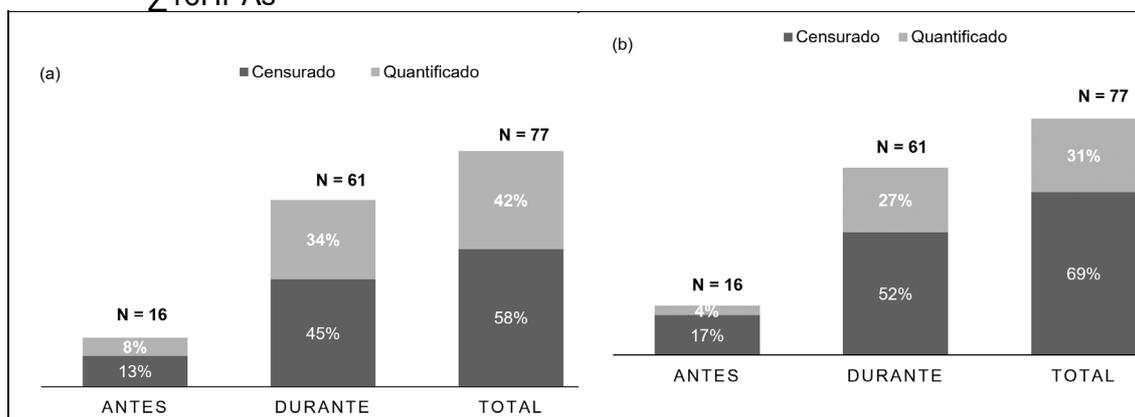
A única situação na qual houve quantificação de 100% dos dados obtidos foi a determinação de HTP em amostras de Casc_NA. Esse resultado é compatível com o remanescente de base orgânica hidrocarbônica (olefina) presente nesse tipo de cascalho, mesmo depois da etapa de secagem realizada a bordo. Em geral, o cascalho processado no sistema secador de cascalho apresenta teor de base orgânica aderida variando de 2,0 a 4,5% m/m, sendo esse o limite máximo permitido para o descarte no mar (Brasil, 2019). Essa faixa de valores é consideravelmente superior ao limite de quantificação do método empregado para o ensaio de HTP. Resultados compatíveis foram reportados por Rodríguez-Lopes *et al.* (2021) de 2,6% (Tabela 5) em cascalho do Golfo do

México. Apesar de os autores não terem especificado o tipo de fluido associado ao cascalho de seu estudo, presume-se que seja fluido de base não aquosa, pois no Golfo do México o valor máximo permitido para o descarte é de 6,9% m/m. Contudo, observa-se que os resultados obtidos por Soares, Marques e Costa (2022) (Tabela 5) para amostras de Casc_NA do Brasil (< 0,001039 a 0,004652% m/m convertidos) são muito inferiores ao teor de base orgânica hidrocarbônica esperado para um descarte desse tipo de cascalho no Brasil. Já os valores de limite de quantificação reportados pelas autoras (< 0,00058 e < 0,001039% m/m) mantêm-se com ordem de grandeza compatível aos alcançados neste estudo.

Por outro lado, destaca-se o elevado nível de dados censurados (91%) nas determinações de $\Sigma 16\text{HPAs}$ em amostras de Casc_NA, superando o de Casc_A (22%). Considerando que a maior incidência de quantificação de HPA ocorreu nas amostras de Casc_A, uma análise exclusivamente a partir desses dados poderia sugerir que a concentração de $\Sigma 16\text{HPAs}$ em amostras de Casc_NA tende a ser menor. Contudo, deve-se atentar para as magnitudes das concentrações dos LQ obtidos. Para amostras de Casc_A, o LQ máximo (0,0141 mg.kg⁻¹) foi compatível com o menor limite obtido para o Casc_NA (0,0116 mg.kg⁻¹), o que compromete a comparação exclusivamente por esse parâmetro. Possivelmente, a presença de base orgânica hidrocarbônica nas amostras de Casc_NA agrega desafios analíticos diferenciados, que podem justificar o aumento do limite de quantificação para esse tipo de amostra.

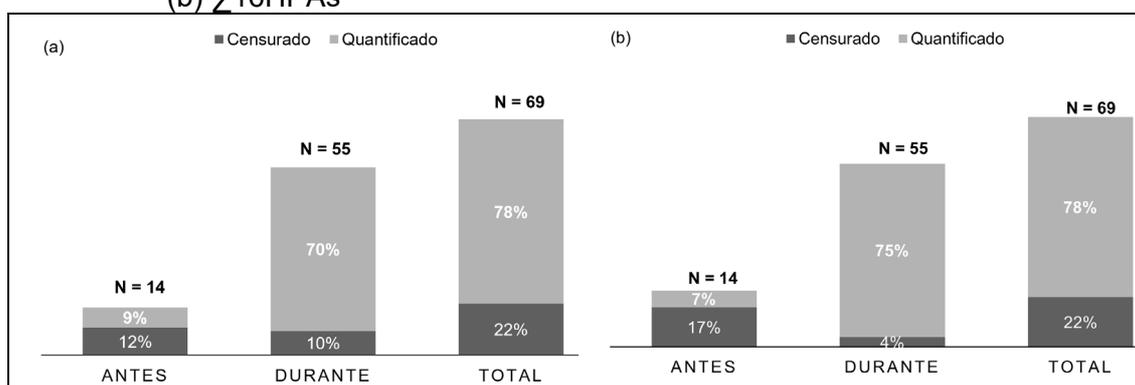
Com o objetivo de aprofundar o conhecimento do perfil de quantificação das amostras do estudo, os resultados obtidos foram classificados entre censurado e quantificado. Partiu-se da hipótese que nas amostras do grupo “durante” a incidência de hidrocarbonetos é maior e, conseqüentemente, espera-se que mais amostras sejam quantificadas nesse grupo para as duas variáveis de estudo. Nas Figuras 18, 19 e 20, os resultados estão apresentados pelos tipos de amostra e separados pelo momento amostral (antes e durante).

Figura 18 – Distribuição das amostras de FBA para as determinações de (a) HTP e (b) $\sum 16\text{HPAs}$



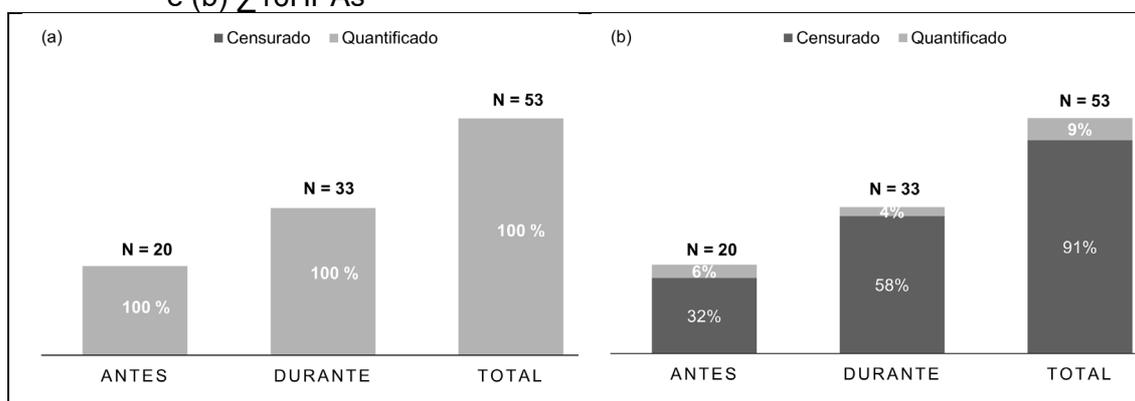
Fonte: Elaboração própria

Figura 19 – Distribuição das amostras de Casc_A para as determinações de (a) HTP e (b) $\sum 16\text{HPAs}$



Fonte: Elaboração própria

Figura 20 – Distribuição das amostras de Casc_NA para as determinações de (a) HTP e (b) $\sum 16\text{HPAs}$



Fonte: Elaboração própria

Conforme previsto, as amostras coletadas durante a perfuração da zona portadora de hidrocarbonetos revelaram um aumento significativo no percentual

de amostras quantificáveis. Isso ocorre para ambas as determinações, HTP e $\Sigma 16$ HPAs. Contudo, os dados de $\Sigma 16$ HPAs em amostras de Casc_NA não seguem essa tendência, o que, possivelmente, pode ser explicado pelos valores tendencialmente mais elevados do limite de quantificação desse subconjunto de amostras. Adicionalmente, considera-se a possibilidade de que o processamento aplicado ao Casc_NA a bordo para a redução do teor de base de orgânica aderida também atue na redução da concentração de $\Sigma 16$ HPAs do cascalho. Não obstante, essa suposição não foi testada e os dados obtidos neste estudo não são adequados para aceitá-la ou refutá-la.

Na discussão deste estudo, é importante considerar que os valores censurados foram substituídos pelo valor integral do limite de quantificação reportado, com o objetivo de agregar um elemento de conservadorismo. No entanto, a prática mais empregada para a substituição de valores censurados de dados químicos em estudos ambientais é a adoção de uma fração do limite, mormente 0,5 vez o limite de detecção (Helsel, 2006). Em um estudo brasileiro que avaliou os dados do monitoramento ambiental da perfuração de poços, essa foi a estratégia adotada pela autora (Dore, 2016).

No Brasil, um dos raros exemplos de referência normativa que orienta sobre essa situação é a Resolução CONAMA nº 420, de 28 de dezembro de 2009. Suas principais indicações são: quando todos os resultados analíticos forem menores do que o limite de quantificação, o parâmetro deve ser excluído da interpretação estatística. Caso parte dos resultados esteja nessa situação, deve-se considerar como resultado o LQ/2.

A atribuição de valor a um dado expresso como < LQ por uma simples substituição, independentemente do fator empregado, impacta negativamente as análises estatísticas subsequentes. A prática pode comprometer a exatidão e a reprodutibilidade das análises, podendo produzir resultados inconclusivos e potencialmente incorretos. Contudo, o prejuízo de eliminar esses dados é ainda maior (Christofaro; Leão, 2014) e, por isso, considerá-los é a melhor opção.

De qualquer forma, independentemente da estratégia adotada de substituição de valores censurados, a predominância desses valores nas determinações de $\Sigma 16$ HPAs em amostras de cascalho descartadas no mar corrobora as conclusões de Dore (2016). A autora constatou que o perfil dos resultados de amostras de sedimento marinho, provenientes de monitoramentos

ambientais para avaliar o impacto da perfuração de poços no Brasil, indicou não apenas a presença pouco frequente de HPAs, mas também as baixas concentrações desses compostos. Resultados análogos foram observados em amostras de sedimento marinho coletados em estudos de campo realizados em Angola e Congo (Puisseux; Guillou; Merzi, 2020).

Apesar de o cascalho da perfuração e o sedimento marinho afetados pela perfuração serem matrizes diferentes, essa comparação é importante. Os dados apresentados reforçam que o aporte de HPAs em áreas com descarte de cascalho da atividade de perfuração de poços parece não ser uma preocupação ambiental (Dore, 2016).

Isso se explica pela baixa magnitude das concentrações de HPAs nas amostras de cascalho descartadas de forma qualificada no mar, o que justifica o elevado número de amostras não quantificadas para esse parâmetro neste estudo. Nessa linha, resultados de dados do monitoramento pré-descarte de poços da Bacia de Santos, Brasil, também constataram concentrações não quantificáveis de $\sum 16\text{HPAs}$ em todas as amostras avaliadas (Marinho *et al.*, 2024).

Evidentemente, essa análise não se restringe à avaliação da distribuição de amostras quantificadas e não quantificadas, pois a magnitude dos limites de quantificação também impõe limitações importantes, dentre outros aspectos. Portanto, uma análise estatística mais aprofundada será apresentada para fornecer elementos adicionais e expandir a discussão.

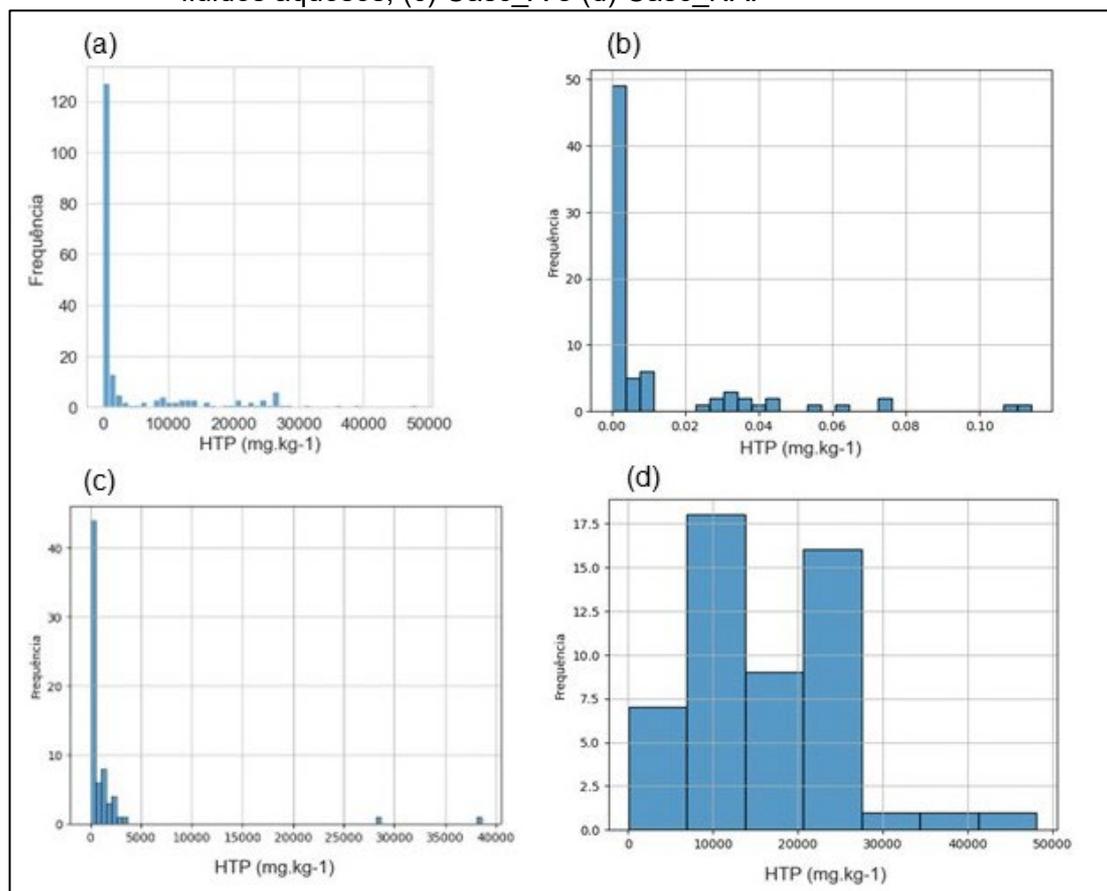
4.2.5 Análise estatística exploratória descritiva

Nesta seção, será realizada uma análise exploratória dos resultados de HTP e $\sum 16\text{HPAs}$ para compreender a distribuição e as relações entre as variáveis eleitas no estudo.

4.2.5.1 Resultados da análise univariada para HTP

Inicialmente, foram construídos gráficos de frequência com os resultados de HTP (apresentados em $\text{mg}\cdot\text{kg}^{-1}$) considerando todo o banco de dados (Figura 21 (a)) e separados pelos 3 compartimentos estudados (Figuras Figura 21 (b), (c) e (d)).

Figura 21 – Gráficos de frequência da concentração de HTP para: (a) toda a base; (b) fluidos aquosos; (c) Casc_A e (d) Casc_NA.



Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa. Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa.

Considerando todo o banco de dados (Figura 21), constituído de 199 resultados de HTP nas 3 matrizes estudadas, observa-se que esse parâmetro apresenta uma assimetria positiva, com a maioria das amostras concentradas à esquerda, na região dos valores mais baixos. Na faixa entre os limites de quantificação do método e o valor de 10^4 mg.kg⁻¹ (1% m/m) de HTP, encontram-se 160 amostras, equivalente a 80% da base.

A comparação com o valor de 1% m/m de HTP é uma boa referência, apesar de não ter adoção regulatória de forma direta no Brasil. Indiretamente, está associado ao critério de contaminação por óleo da formação no FPBNA, de acordo com os fundamentos do ensaio de extração em fase reversa (Brasil, 2019). Já na região do Mar do Norte, o valor de 1% m/m é adotado na decisão

Ospar 2000/3 (Ospar, 2000) como o máximo permitido para o descarte de cascalho com fluido de perfuração de base não aquosa associado.

O perfil de assimetria positiva também se observa para a distribuição de HTP nas matrizes de FBA e Casc_A, já sugerindo fortemente que esses dados não apresentam uma distribuição normal, o que veio a ser constatado posteriormente por teste estatístico.

Os valores da estatística descritiva para esse parâmetro estão apresentados na Tabela 14, tanto para toda a base, bem como em cada matriz que compõe o estudo.

Tabela 14 – Parâmetros de estatística descritiva para HTP

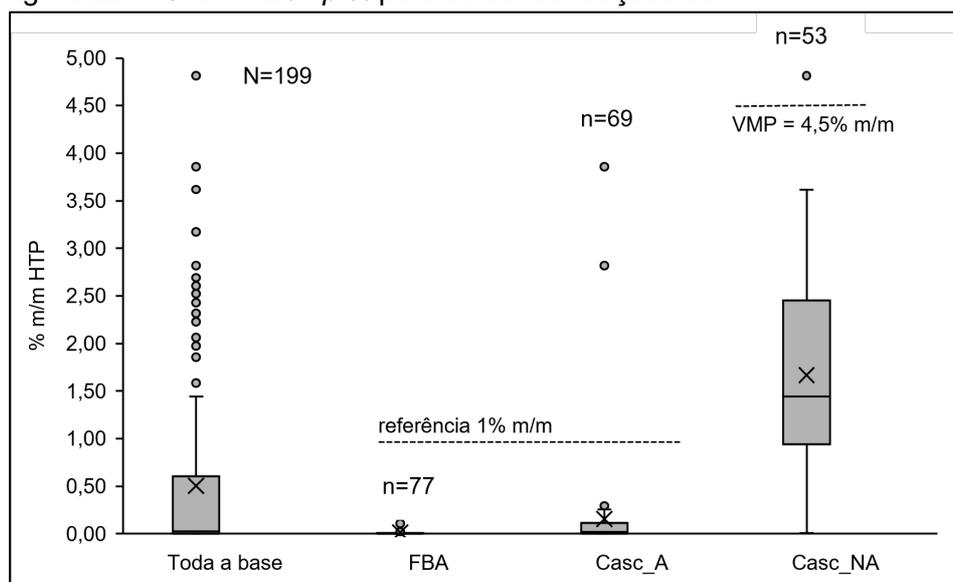
	Toda a base	FBA	Casc_A	Casc_NA
Número de medições	199	77	69	53
Média (% m/m)	0,5041	0,0141	0,1572	1,6674
Desvio padrão (% m/m)	0,9206	0,0236	0,5666	0,9550
Valor mínimo (% m/m)	0,0001	0,0001	0,0020	0,0094
1° Quartil - 25% (% m/m)	0,0029	0,0029	0,0043	0,9478
Mediana (% m/m)	0,0286	0,0029	0,0195	1,4437
3° Quartil - 75% (% m/m)	0,5900	0,0111	0,1125	2,4289
Valor máximo (% m/m)	4,8125	0,1141	3,8586	4,8125
Coefficiente de variação (%)	182,6	167,1	360,5	57,3

Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa. Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa.

Com base na análise das estatísticas dos resultados de toda a base, observa-se uma elevada amplitude dos valores, refletido no coeficiente de variação de 182,6% com dispersão significativa dos dados em relação à média de 0,5040% m/m. A elevada variabilidade dos dados se explica, inicialmente, pelo fato do banco de dados ser constituído pelas 3 matrizes que compõem o estudo.

Amostras de Casc_NA, que compõe cerca de 27% da base, apresentam valores de HTP significativamente mais elevados do que dos demais compartimentos, FBA e Casc_A. Considerando toda a base, verifica-se que 50% dos resultados estão entre 0,0029 e 0,5899% m/m, com uma mediana em torno de 0,0286% m/m. Notavelmente, o valor mínimo é bastante baixo, enquanto o máximo é substancialmente alto, sendo influenciado pelas amostras de Casc_NA, com presença de HTP na ordem de unidades de % m/m. A Figura 22 representa um gráfico de *box plot* das concentrações de HTP.

Figura 22 – Gráfico *Box plot* para as concentrações de HTP

Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa; Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa. N – número de amostra na base toda; n - número de amostra no compartimento analisado. VMP – valor máximo permitido.

Valores médios (x), medianos (linha interna), quartis (caixa), faixas de variação (linhas verticais).

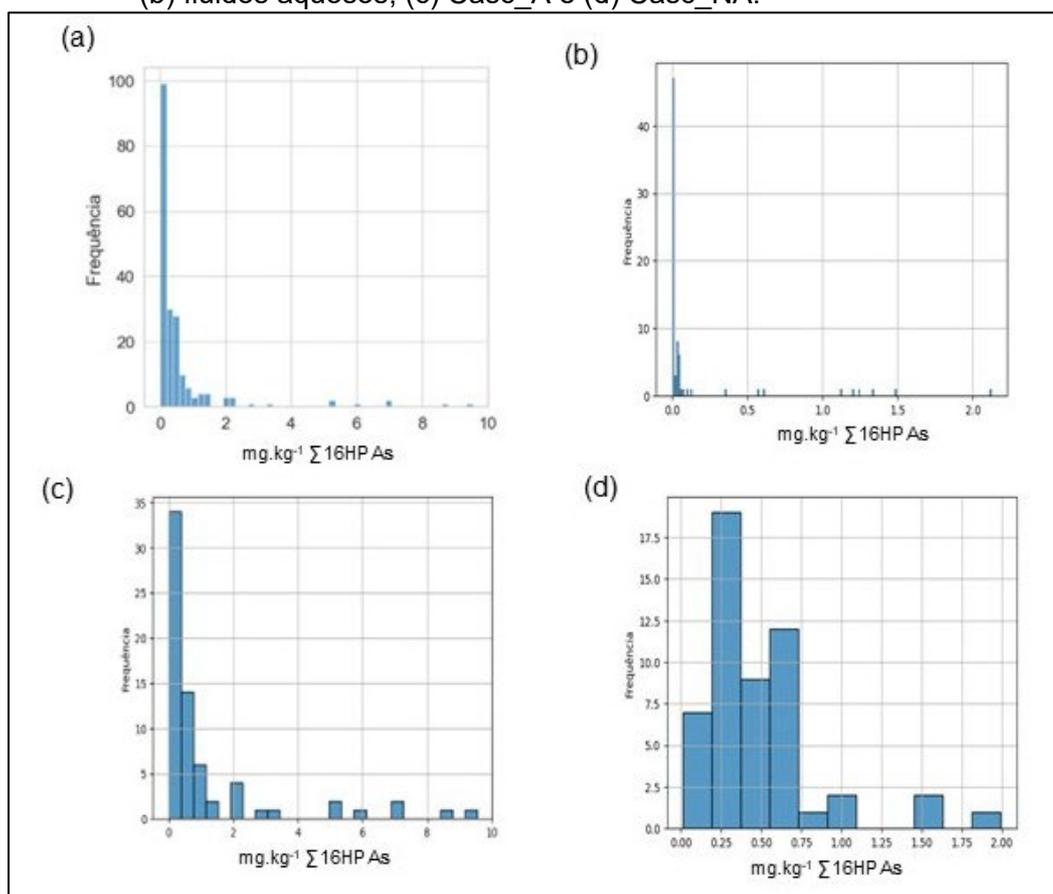
Comparando o valor médio de HTP em amostras de fluidos de base aquosa obtido neste estudo (141 mg.kg^{-1}), verifica-se que é compatível com o valor divulgado por Neff (2005) (Tabela 3) de 390 mg.kg^{-1} .

Em relação às amostras de Casc_A, neste estudo, o valor médio obtido foi de 1.572 mg.kg^{-1} , superior ao valor médio de 407 mg.kg^{-1} , obtido por Neff (2005). Possivelmente, isso pode ser explicado pelo efeito dos pontos com valores elevados de HTP para amostras de Casc_A, o que está refletido no alto coeficiente de variação (360,5%) para essas amostras. Em algumas situações de poços amostrados, as amostras de Casc_A foram obtidas em fases do poço perfuradas depois do uso de FPBNA, sendo constatado vestígios cromatográficos da base orgânica empregada em amostras de Casc_A.

4.2.5.2 Resultados da análise univariada para $\Sigma 16\text{HPAs}$

Para uma visão geral da distribuição dos dados de $\Sigma 16\text{HPAs}$ são apresentados gráficos de frequência para todo o banco de dados (Figura 23 (a)) e separados pelos 3 compartimentos estudados (Figura 23 (b), (c) e (d)).

Figura 23 – Gráficos de frequência da concentração de $\Sigma 16\text{HPAs}$ para: (a) toda a base; (b) fluidos aquosos; (c) Casc_A e (d) Casc_NA.



Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa. Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casca_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa.

Para o $\Sigma 16\text{HPAs}$, constata-se que a maioria das amostras apresentam concentrações inferiores a 1 mg.kg^{-1} , representando 88% da base. Tal fato revela uma distribuição assimétrica à direita, sugerindo que os dados não seguem uma distribuição normal. Verificou-se a existência de valores atípicos significativamente elevados, porém não ultrapassaram o valor máximo permitido de 10 mg.kg^{-1} para o descarte de fluidos aquosos e cascalho estabelecidos na diretriz vigente (Brasil, 2019).

Observa-se que a média de $0,61 \text{ mg.kg}^{-1}$ sugere um valor relativamente baixo em relação ao desvio padrão de $1,40 \text{ mg.kg}^{-1}$, indicando uma dispersão considerável dos dados em torno da média. O coeficiente de variação de 228,7% confirma essa dispersão, indicando uma alta variabilidade relativa à média. Além disso, os quartis e a mediana revelam que a maioria das observações está concentrada em valores inferiores a $0,55 \text{ mg.kg}^{-1}$, com um máximo de $9,81 \text{ mg.kg}^{-1}$, o que indica a presença de alguns valores extremos.

Os valores da estatística descritiva para o $\Sigma 16\text{HPAs}$ estão apresentados na Tabela 15, tanto para toda a base, bem como por cada matriz que compõe o estudo:

Tabela 15 – Parâmetros de estatística descritiva para $\Sigma 16\text{HPAs}$

	Toda a base	FBA	Casc_A	Casc_NA
Número de medições	199	77	69	53
Média (mg.kg ⁻¹)	0,61	0,15	1,19	0,45
Desvio padrão (mg.kg ⁻¹)	1,40	0,40	2,19	0,38
Valor mínimo (mg.kg ⁻¹)	1,5x10 ⁻⁴	1,5x10 ⁻⁴	0,004	0,01
1° Quartil - 25% (mg.kg ⁻¹)	0,01	0,01	0,10	0,22
Mediana (mg.kg ⁻¹)	0,22	0,01	0,39	0,44
3° Quartil - 75% (mg.kg ⁻¹)	0,55	0,04	0,92	0,57
Valor máximo (mg.kg ⁻¹)	9,81	2,12	9,81	1,99
Coefficiente de variação (%)	228,7	266,5	183,6	84,4

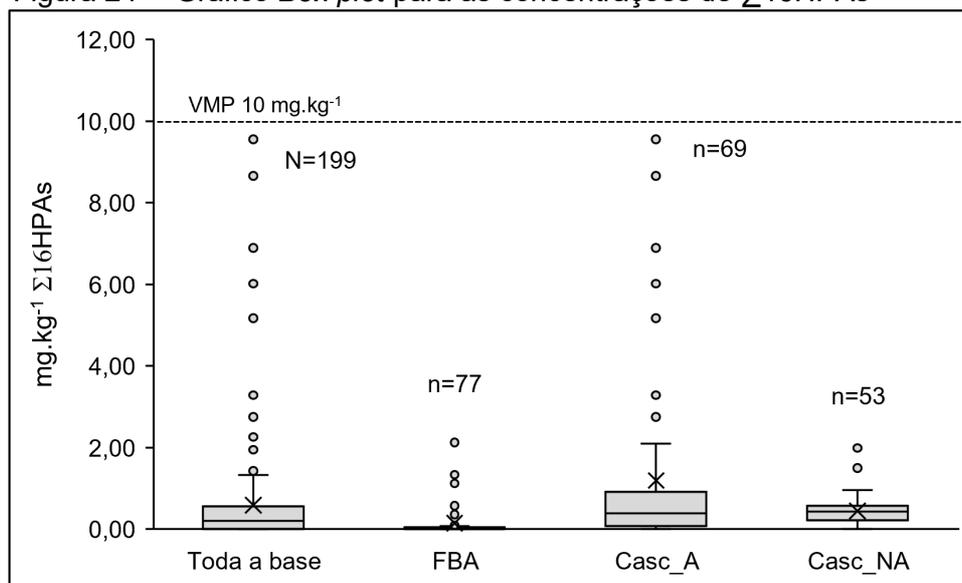
Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa. Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa.

Os valores médios das concentrações de $\Sigma 16\text{HPAs}$ em amostras de Casc_A e Casc_NA deste estudo (1,19 e 0,45 mg.kg⁻¹, respectivamente) são expressivamente superiores àqueles reportados por Soares, Costa Marques e Cunha Costa (2022) para cascalhos brasileiros, sem que seja possível especular motivos para a discrepância que não variabilidades analíticas.

A Figura 24 representa um gráfico de *box plot* das concentrações de $\Sigma 16\text{HPAs}$.

Figura 24 – Gráfico *Box plot* para as concentrações de $\Sigma 16$ HPAs



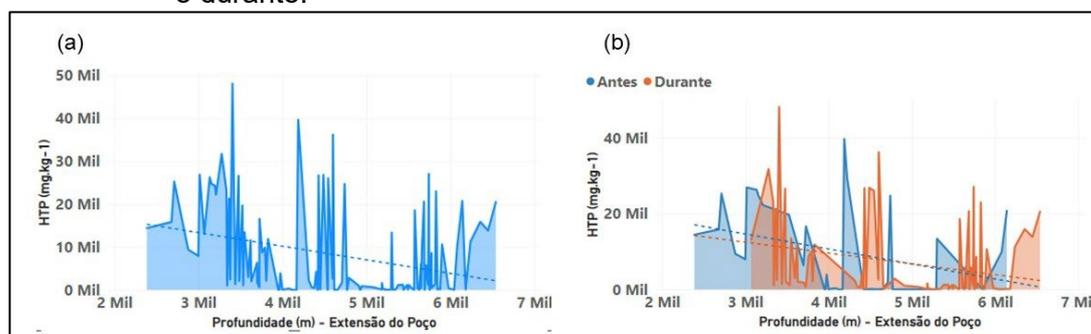
Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa; Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa. N – número de amostra na base toda; n – número de amostra no compartimento analisado. VMP – valor máximo permitido. Valores médios (x), medianos (linha interna), quartis (caixa), faixas de variação (linhas verticais).

4.2.5.3 Relação profundidade do ponto amostral com as variáveis

Apesar de a profundidade não ter sido associada a uma variável de interesse para o estudo, a aquisição dos dados permitiu correlacioná-la às concentrações dos parâmetros HTP e $\Sigma 16$ HPAs, ambas expressas em mg.kg^{-1} ($10.000 \text{ mg.kg}^{-1} = 1\% \text{ m/m}$). Os gráficos foram traçados para a base toda (Figura 25 a) e com os grupos antes e durante separados (Figura 25 b).

Figura 25 – Gráfico de dispersão dos resultados HTP (mg.kg^{-1}) por profundidade (m) para: (a) todos os resultados de HTP e (b) separados pelos grupos antes e durante.



Fonte: Elaboração própria

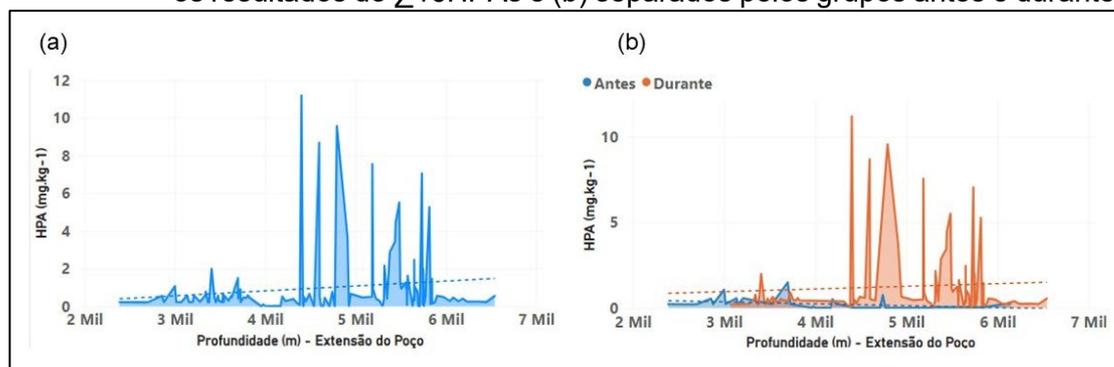
Para a variável HTP, ao traçar a linha de tendência no gráfico de dispersão observa-se uma tendência negativa, sugerindo uma associação negativa entre as concentrações de HTP e a profundidade. O coeficiente de correlação calculado foi de -30%, indicando que, à medida que aumenta a profundidade do poço, a concentração do HTP tende a diminuir.

Em geral, isso se deve ao uso preferencial de FPBA na última fase dos poços, a fase reservatório. Como o aporte de HTP por esse tipo de fluido é pequeno, justifica-se a concentração menor de HTP em profundidades maiores. A maior predominância de HTP foi observada em profundidades intermediárias dos poços. Isso se deve ao uso de FPBNA hidrocarbônica em fases intermediárias de alguns poços.

Por esse comportamento, há um indício adicional que a principal fonte de HTP nas amostras analisadas é o FPBNA. Pela sua elevada concentração em amostras de Casc_NA, da ordem de $3,0$ a $4,5 \times 10^4 \text{ mg.kg}^{-1}$, (Johnston, 2004; Djimpe *et al.*, 2006) a possível fração decorrente do óleo da formação nas zonas portadoras de hidrocarbonetos é ofuscada.

Com perfil contrário, os dados de $\Sigma 16\text{HPAs}$ são maiores nas amostras mais profundas dos poços (Figura 26), indicando que esse parâmetro é muito mais sensível ao efeito do óleo da formação do que o HTP. Como as amostras do grupo durante são mais profundas do que do grupo antes, a correlação direta entre aumento da concentração de $\Sigma 16\text{HPAs}$ (mg.kg^{-1}) e profundidade é ainda mais evidente para o grupo durante. Esse resultado também foi constatado por Neff (2005) (Tabela 3) e por Jagwani e seus colaboradores (2011) nos poços em que monitorou a concentração de HPAs em amostras de fluidos aquosos (Tabela 4).

Figura 26 – Gráfico de dispersão $\Sigma 16\text{HPAs}$ (mg.kg^{-1}) por profundidade para: (a) todos os resultados de $\Sigma 16\text{HPAs}$ e (b) separados pelos grupos antes e durante.

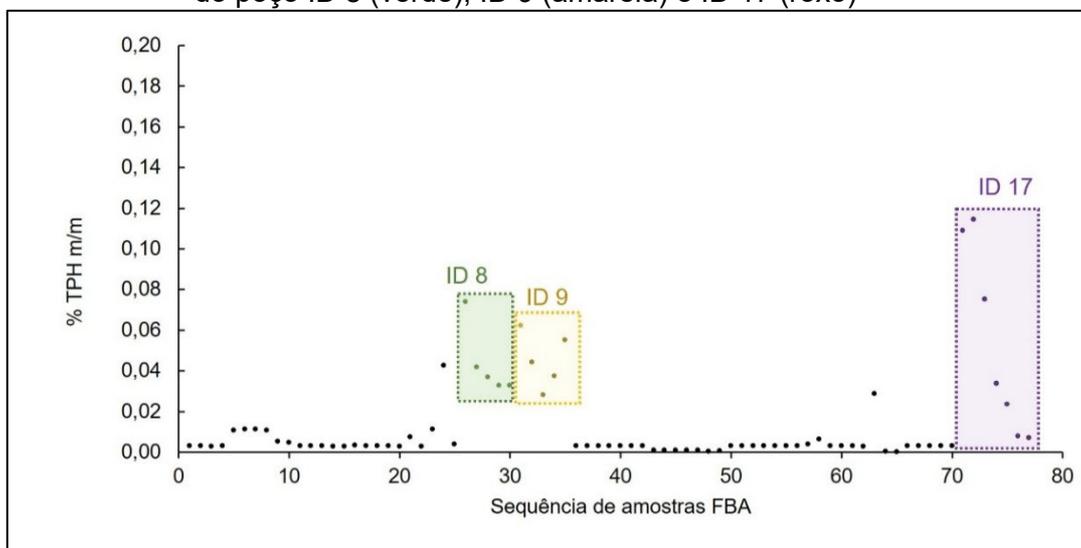


Fonte: Elaboração própria

4.2.6 Análise de situações especiais

Com o objetivo de avaliar visualmente valores extremos de HTP e de $\Sigma 16\text{HPAs}$, foram construídos gráficos de dispersão dessas variáveis de resposta para as amostras de FBA (Figura 27 e Figura 28) e Casc_A (Figura 29 e Figura 30). Os dados foram ordenados sequencialmente, de modo que, para um mesmo poço, ficassem em posições adjacentes. Dados de três poços com presença de valores extremos (ID 8, 9 e 17) foram destacados nos gráficos.

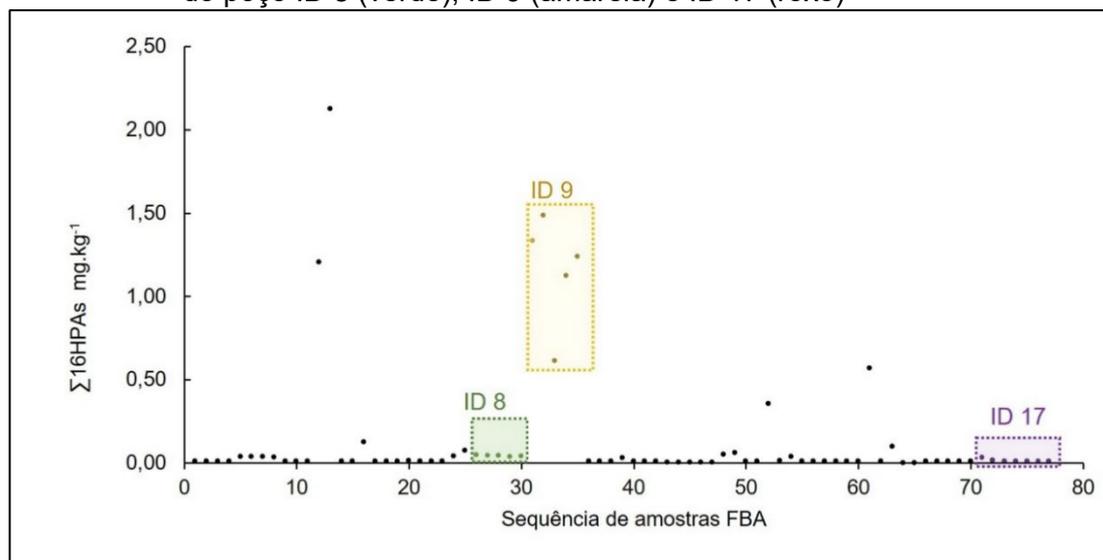
Figura 27 – Gráfico de dispersão da concentração de % HTP (m/m) em amostras sequenciais de fluido base aquosa (FBA) com destaque para amostras do poço ID 8 (verde), ID 9 (amarela) e ID 17 (roxo)



Fonte: Elaboração própria

Nota: As amostras de fluido base aquosa foram ordenados sequencialmente. Amostras de um mesmo poço ocupam posições adjacentes.

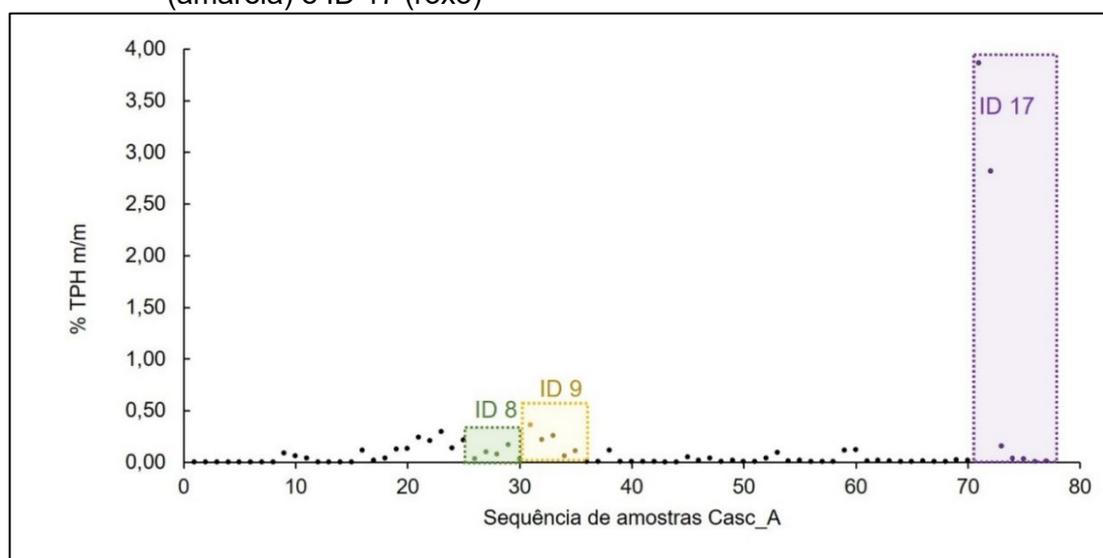
Figura 28 – Gráfico de dispersão da concentração de $\Sigma 16\text{HPAs}$ em amostras sequenciais de fluido base aquosa (FBA) com destaque para amostras do poço ID 8 (verde), ID 9 (amarela) e ID 17 (roxo)



Fonte: Elaboração própria

Nota: As amostras de fluido base aquosa foram ordenados sequencialmente. Amostras de um mesmo poço ocupam posições adjacentes.

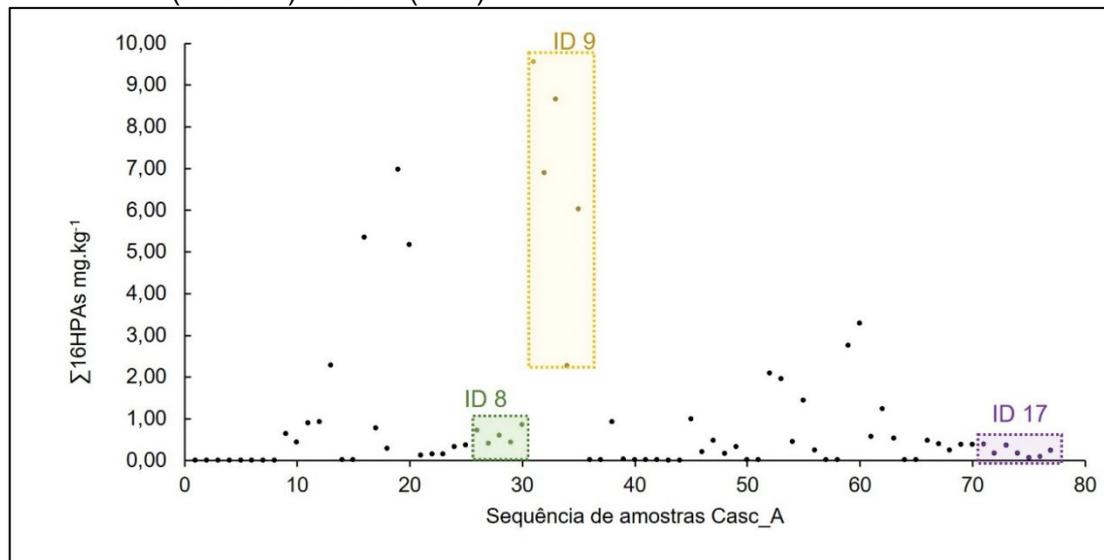
Figura 29 – Gráfico de dispersão da concentração de % HTP (m/m) em amostras sequenciais de cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa (Casc_A) com destaque para amostras do poço ID 8 (verde), ID 9 (amarela) e ID 17 (roxo)



Fonte: Elaboração própria

Nota: As amostras de fluido base aquosa foram ordenados sequencialmente. Amostras de um mesmo poço ocupam posições adjacentes.

Figura 30 – Gráfico de dispersão da concentração de $\Sigma 16\text{HPAs}$ em amostras sequenciais de cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa (Casc_A) com destaque para amostras do poço ID 8 (verde), ID 9 (amarela) e ID 17 (roxo)



Fonte: Elaboração própria

Nota: As amostras de fluido base aquosa foram ordenados sequencialmente. Amostras de um mesmo poço ocupam posições adjacentes.

Pela Figura 27, constata-se que os valores mais elevados de HTP em amostras de fluido de base aquosa são provenientes os poços IDs 8, 9 e 17. Esse perfil se mantém nas amostras de Casc_A (Figura 29), sendo as amostras de Casc_A sempre mais concentradas em HTP do que as equivalentes de fluido de base aquosa para a mesma posição (ponto amostral).

O poço ID 17 merece destaque, pois as duas amostras de maior concentração de HTP, tanto para fluido de base aquosa quanto para Casc_A, originam-se dele. Referem-se às amostras dos pontos P1 e P2, ambas coletadas antes da perfuração da zona portadora de hidrocarboneto.

Pela investigação do histórico operacional do poço ID 17 em dados restritos da operadora, verificou-se que se tratava da situação 5 (APÊNDICE A) na qual o início da perfuração da fase reservatório deu-se um pouco acima do topo previsto para zona portadora de hidrocarboneto. Dessa forma, todos os 7 pontos (2 pontos de amostras antes e 5 pontos de amostra durante) tiveram coletas ao longo da fase reservatório.

Inicialmente, a fase começou a ser perfurada com FPBNA. Posteriormente, por necessidade operacional, foi necessária a substituição do fluido para um fluido de base aquosa. Apesar de baixa probabilidade de

ocorrência, a substituição de um fluido durante a perfuração de uma fase é uma situação prevista e inerente à atividade.

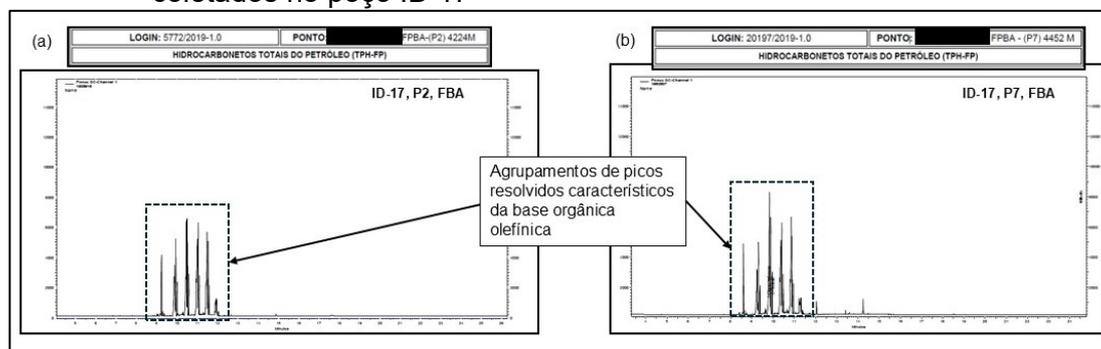
Por isto, evidencia-se a concentração de HTP no fluido de base aquosa mais elevada nas amostras iniciais. Depois da troca do fluido e, à medida que a fase foi avançando com o uso do fluido aquoso, percebeu-se uma diminuição gradual da concentração de HTP. A maior concentração de HTP foi encontrada na amostra de P2 (HTP = 0,1141% m/m), a mais impactada pela troca do fluido. Na amostra de P7, esse resultado já foi abrandado para 0,0069% m/m (Tabela 11).

Dessa forma, as amostras desse poço foram mantidas na análise estatística, sendo consideradas como um evento real.

Adicionalmente, verificou-se que a parcela mais relevante do HTP nesse grupo de amostras refere-se ao grupo de HRP, sendo estimado 90% de HRP em P2 e 80% de HRP em P7. Essa contribuição majoritária de HRP deve-se à presença de traços remanescentes de fluido base olefínico nessas amostras, o que é totalmente explicado pela situação operacional adversa desse poço.

Pela análise visual do cromatograma desses pontos, evidenciam-se os picos característicos da base orgânica olefínica com predominância quantitativa. Além disso, não há evidência cromatográfica da mistura complexa não resolvida, o que descarta a sugestão de aporte de óleo da formação na amostra. A Figura 31 representa o cromatograma da análise de HTP das amostras P2 (Figura 31 a) e P7 (Figura 31 b).

Figura 31 – Cromatogramas das amostras P2 (a) e P7 (b) de fluido base aquosa (FBA) coletados no poço ID 17



Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa.

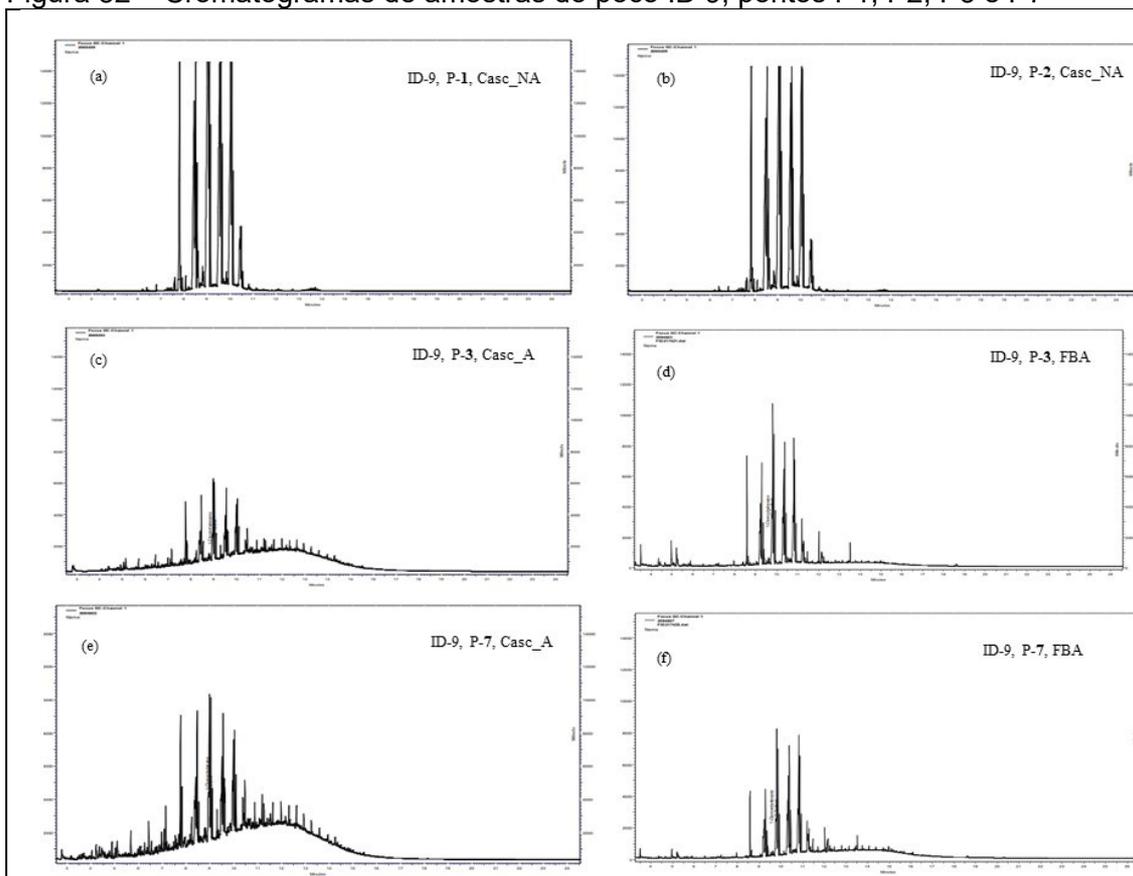
O perfil cromatográfico dessas amostras assemelha-se com o apresentado na Figura 9 obtido por Sout e Payne (2017) para amostras de sedimento com menos óleo e mais base orgânica. Em ambos os estudos, a base orgânica hidrocarbônica foi olefínica.

Para os poços IDs 8 e 9, a fase reservatório foi perfurada com FPBA, e a fase anterior fora perfurada com FPBNA. Também em amostras de fluidos aquosos desses poços foi possível constatar a presença da assinatura da base orgânica olefínica.

4.2.6.1 Detalhamento da interpretação dos cromatogramas

Para o poço ID 9, além dos picos associados à base orgânica olefínica, também foi evidenciada a presença da MCNR (Figura 32). O fenômeno foi mais abundante nas amostras coletadas durante a perfuração da zona portadora de hidrocarbonetos (P3 a P7), sendo mais evidente nas amostras de cascalho do que nas correspondentes de fluidos aquosos. A presença cromatograficamente comprovada da MCNR não foi exclusiva do poço ID 9. Entretanto, para esse poço, é bastante significativa e, em conjunto com outros resultados, gera informações relevantes.

Figura 32 – Cromatogramas de amostras do poço ID 9, pontos P1, P2, P3 e P7



Fonte: Elaboração própria

Legenda: (a) Amostra de cascalho associado a fluido não aquoso (Casc_NA), ponto P1; (b) Amostra de Casc_NA, ponto P2; (c) Amostra de cascalho associado a fluido aquoso (Casc_A), ponto P3; (d) Amostra de fluido base aquosa (FBA), ponto P3; (e) Amostra de Casc_A, ponto P7; (f) Amostra de FBA, ponto P7.

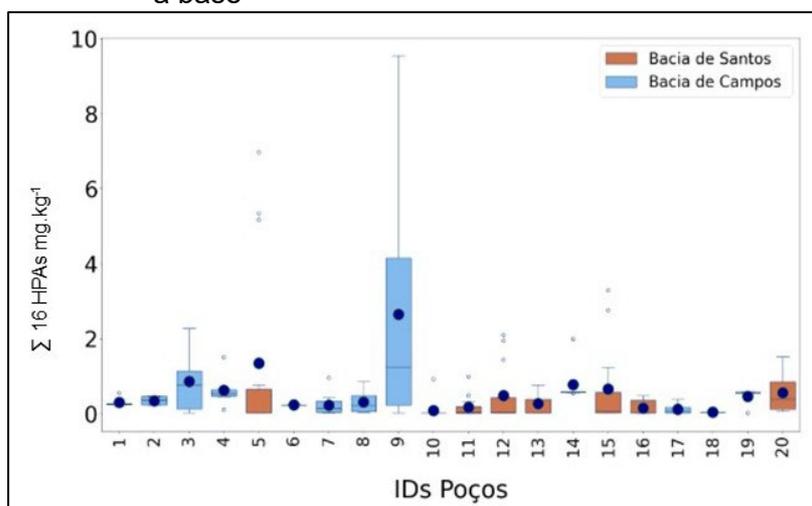
Nas amostras de Casc_NA coletadas no momento “antes” (Figura 32), elementos (a) e (b)) não há indícios cromatográficos de óleo da formação. Nas amostras coletadas do momento “durante”, tanto para Casc_A (Figura 32 elementos (c) e (e)), quanto para amostras de FBA (Figura 32 elementos (d) e (f)), constata-se o perfil de óleo da formação. Apesar disso, as concentrações máximas de HTP nas amostras de FBA e Casc_A foram, respectivamente, de 0,0622% m/m e 0,3624% m/m (Tabela 11), valores reduzidos, em particular se comparado a um limite de 1% m/m, empregado nas regulações mais restritivas para limitar o descarte com hidrocarboneto associado.

No geral, os indícios cromatográficos de óleo da formação ocorreram, preferencialmente, nas amostras de cascalho, uma vez que a rocha portadora de hidrocarbonetos é a fonte primária do óleo (Neff, 2005). Nas amostras de fluido

de base aquosa do poço ID-9, o que se observou foi uma atenuação da mistura complexa não resolvida quando comparada às amostras de cascalho (Casc_A) equivalentes, ou seja, provenientes do mesmo ponto de coleta (mesma profundidade). Esse padrão é recorrente e foi constatado em outros poços com a presença da mistura complexa não resolvida majoritariamente em amostras de cascalho, com expressiva redução, ou até mesmo a eliminação desse componente, nas amostras equivalentes de fluidos de perfuração de base aquosa.

Ainda sobre o poço ID 9, vale ressaltar que é o com as maiores concentrações de $\Sigma 16\text{HPAs}$ de todo o universo amostral, como constatado pelo gráfico de *box plot* da Figura 33. O valor máximo desse parâmetro foi de $9,5 \text{ mg.kg}^{-1}$, obtido em amostra de Casc_A do ponto P3. O valor máximo permitido é de 10 mg.kg^{-1} (Brasil, 2019).

Figura 33 – *Box plot* para a concentração de $\Sigma 16\text{HPAs}$ em toda a base



Fonte: Elaboração própria

Além disso, outro indício de grande importância para o estudo é que esse poço foi o único dos 20 poços monitorados que apresentou resultado positivo para o ensaio de iridescência estática (seção 4.2.2), constatando a presença de óleo livre em amostras de cascalho segundo o critério desse ensaio.

Somado a essas informações, ainda se destaca a constatação cromatográfica indubitável da MCNR, característica da presença de óleo bruto na amostra (Figura 32 c). Por último, para um viés quantitativo associada à MCNR, recorreu-se à razão MCNR/HRP, usada para diagnóstico da presença

de hidrocarboneto de origem petrogênica. Segundo sugerem Lipiatou e Saliot (1991) e Readman e seus colaboradores (2002), amostras com hidrocarbonetos de origem petrogênica estão associadas à razão MCNR/HRP > 4. Merece destaque que a amostra de Casc_A do ponto P3 desse poço tem a razão MCNR/HRP = 4,5, sendo uma das três amostras de toda a base com valor da razão > 4. A maioria das amostras de Casc_A (pontos P4, P5, P6 e P7) do poço ID 9 apresentou valores de $3,5 \leq \text{MCNR/HRP} \leq 4,0$, sendo um único valor de 4,8.

Dessa forma, são várias as evidências, convergentes e complementares, que corroboram a contaminação por óleo da formação decorrente da perfuração da zona portadora de hidrocarbonetos nas amostras de cascalho do poço ID 9. Além disso, o aporte de óleo da formação foi tal que promoveu a detecção de óleo na forma de óleo livre em amostras de cascalho. Esse resultado é sustentado de maneira satisfatória, apesar das baixas concentrações de HTP, que variaram de 0,060% m/m a 0,360% m/m para as amostras de Casc_A.

Por fim, vale destacar que a incidência de amostras de cascalho com presença de óleo livre não é comum na rotina do monitoramento de fluidos e cascalho.

De fato, a experiência do autor em acompanhar e analisar os resultados do projeto de monitoramento de fluidos e cascalho da Petrobras, testemunha que esses eventos são extremamente raros na perfuração e demais operações em poços. Para exemplificar: no ano 2023, no âmbito do PMFC da Petrobras para as bacias de Campos e Santos, as mesmas envolvidas no plano amostral deste estudo, foram realizados cerca de 1.400 ensaios de iridescência estática em amostras de fluidos aquosos e cascalhos (Petrobras, 2023; Petrobras, 2024). Dessas amostras, cerca de 180 foram associadas à perfuração da fase reservatório. Em todos os ensaios, foi constatada a ausência de óleo livre pelo método de iridescência estática, comprovando a excepcionalidade da constatação de óleo livre nos resíduos de fluidos e cascalho, inclusive naqueles provenientes das fases reservatório de poços.

No presente estudo, pela fortuita constatação da presença de óleo livre em amostras do poço ID 9 foi possível avaliar respostas quantitativas associadas à contaminação por óleo da formação de forma natural. Embora não tenha sido o objetivo do estudo correlacionar um nível de contaminação por óleo a uma resposta qualitativa positiva no ensaio de iridescência estática, ou mesmo

“validar” esse ensaio a partir de informações quantitativas, os dados do poço ID 9 são de extrema relevância pois demonstraram que o ensaio qualitativo de iridescência estática, apesar de suas limitações inerentes, foi eficaz ao detectar a presença de óleo livre em uma amostra cuja concentração de $\Sigma 16\text{HPAs}$ estava na iminência de ser ultrapassada.

É necessário ter discernimento que o conceito de “óleo livre” que é investigado pelo ensaio de iridescência estática implica que uma quantidade mínima e indefinida de óleo é tolerada no descarte. Contudo, há limitação: desde que não se desprenda da matriz e se torne um óleo efetivamente “livre” no meio aquoso, causando-lhe iridescência em sua superfície (Jones; Otto, 1987). Portanto, a linguagem regulatória promulgada pela EPA, Estados Unidos, e vigente no Brasil (Brasil, 2009), não proíbe de forma absoluta o descarte de óleo, mas o regula, indiretamente, por meio da formação de iridescência, uma quantidade tolerada. Teoricamente, o que o ensaio faz é prevenir a ocorrência de iridescência no corpo receptor a partir dos descartes de fluidos aquosos e cascalho da perfuração, e não impedir absolutamente o aporte de hidrocarbonetos.

Ademais, a presença de uma determinada quantidade de óleo da formação em amostras de cascalho, o que em certa magnitude é realmente esperada, não significa que o óleo tornar-se-á livre e migrará dos interstícios da matriz rochosa para a superfície da partícula do cascalho. Além disso, o óleo deve estar na superfície em uma concentração tal que seja capaz de causar iridescência no corpo receptor.

Dessa forma, não basta ser um cascalho proveniente da fase reservatório para que responda positivamente ao ensaio de iridescência estática. Os dados deste estudo quantificaram indicadores de óleo da formação como HTP e $\Sigma 16\text{HPAs}$ em amostras da fase reservatório, evidenciando que quantificar esses parâmetros, na maioria absoluta das vezes, não está associado à resposta positiva do ensaio de iridescência estática.

Por outro lado, isso não implica que o ensaio de iridescência produza falsos negativos para óleo livre, o que seja permissivo quanto à presença de hidrocarbonetos em geral, uma vez que essa não é sua função. Portanto, mesmo que haja uma possibilidade de contaminação por óleo da formação devido a resíduos da fase de reservatório, é razoável e esperado que haja ausência ou

baixa incidência de resultados positivos nos ensaios de iridescência estática, em contraste com a motivação apresentada pelo Ibama e reportada por Guimarães (2023)."

Do exposto por Guimarães (2023), parece haver uma expectativa para o ensaio de iridescência estática que é incompatível com a sua finalidade e natureza. Embora o autor não tenha mencionado, é comum a ideia simplista de que o cascalho proveniente de um reservatório de óleo esteja necessariamente impregnado de óleo. Consequentemente, cria-se a expectativa de que deveriam acusar a presença de óleo livre no ensaio de iridescência estática.

Porém, a crença nesse modelo desconsidera dois aspectos estruturantes da perfuração convencional. Primeiramente, que ocorrem em *overbalance*, ou seja, em pressões superiores à pressão de poros das rochas perfuradas, o que é viabilizado pelo peso do fluido de perfuração (Skogdalen; Utne; Vinnem, 2011). Na sequência, um efeito conjunto causado pelo "varrido" do filtrado do fluido na formação permo-porosa e a própria lavagem do fragmento do cascalho em um ambiente altamente pressurizado e turbulento, como nas extremidades do jato da broca (Ibrahim *et al.*, 2022).

A consequência dessa combinação de efeitos é que pode ocorrer uma migração longitudinal dos fluidos hidrocarbônicos para dentro da formação geológica. Dessa forma, mesmo que a rocha originalmente contivesse determinada quantidade de hidrocarbonetos em seus interstícios, isso pode não se refletir tal e qual no cascalho gerado em termos de composição. Todos esses fenômenos são regidos por diversos parâmetros, sendo os mais relevantes a permo-porosidade da rocha e as características dos fluidos da formação (óleo, gás e/ou água). Por isso, a magnitude desses efeitos é de difícil mensuração, mas o seu racional qualitativo é suficiente para a compreensão do que cascalho não é, simplesmente, fragmentos de rocha. Outros fenômenos que não a fragmentação física diferencia a rocha do cascalho.

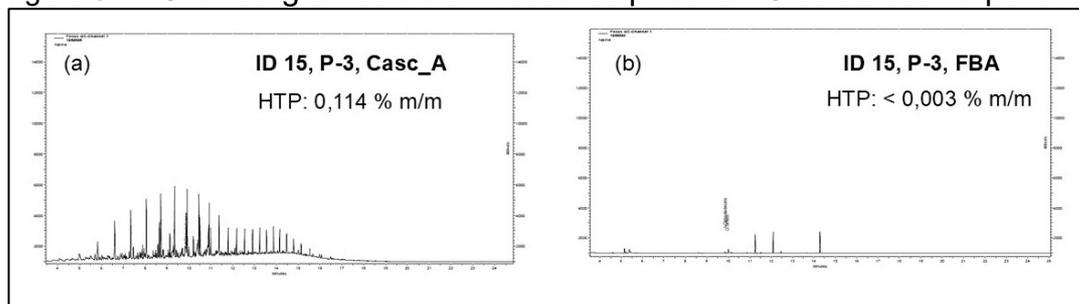
Superado isso, e admitindo um remanescente de hidrocarboneto no cascalho, inclusive em sua superfície, deve-se ter em mente que o cascalho precisa ser conduzido do fundo do poço para a superfície da sonda. Em poços de águas profundas e ultra profundas, predominantes no Brasil, esse percurso é superior a 3 km. E, ao longo, o cascalho vem conduzido pelo fluido, o que pode levar a transferência de material do cascalho para o fluido. Como o volume de

fluido associado é expressivamente maior do que do cascalho carregado, ocorre um efeito de diluição, explicando o porquê de amostras de cascalho apresentarem indícios de óleos mais evidentes do que amostras de fluidos correspondentes.

Não por acaso, apesar de o cascalho ser a porta de entrada de óleo da formação no sistema de perfuração (Neff, 2005), o fluido de perfuração também deve ser igualmente avaliado quanto à contaminação por óleo pelo ensaio de iridescência estática.

Para exemplificar esse fenômeno, a Figura 34 ilustra um exemplo do poço ID 15, pelo qual se constata a eliminação da MCNR em amostra de FBA (Figura 34 b) quando comparada com a amostra equivalente de Casc_A (Figura 34 a).

Figura 34 – Cromatogramas de amostras do poço ID 15 coletadas no ponto P3.



Fonte: Elaboração própria

Legenda: (a) Amostra de Cascalho associado a fluido de perfuração aquoso (Casc_, ponto P3; (b) Amostra do fluido base aquosa (FBA), ponto P3.

4.2.7 Estatística de inferência: comparação entre os momentos antes e durante

Esta seção se dedica à comparação dos resultados das concentrações de HTP e $\sum 16\text{HPAs}$ entre os grupos antes e durante em diferentes situações que serão descritas. Foram empregados testes estatísticos de hipótese, paramétrico e não paramétrico para a comparação da média e da mediana, respectivamente. Todas as considerações estatísticas de significância apresentadas neste estudo referem-se a 0,05 como valor de α , ou $1 - \alpha = 0,95$.

Inicialmente, os dados considerados extremos, candidatos a *outliers*, apesar de sua influência, não foram retirados durante os tratamentos estatísticos. Entende-se que eventos de poços, como o descrito em 4.2.6 para o

poço ID 17 podem ocorrer e a manutenção do dado associado é relevante para a compreensão do fenômeno.

Para fins de organização, resumo e representação dos dados das variáveis de estudos, os principais parâmetros estatísticos para cada compartimento estudado estão estruturados na Tabela 16 e apresentados para os grupos antes e durante.

Tabela 16 – Resumo dos principais parâmetros estatísticos para cada compartimento e grupo amostral

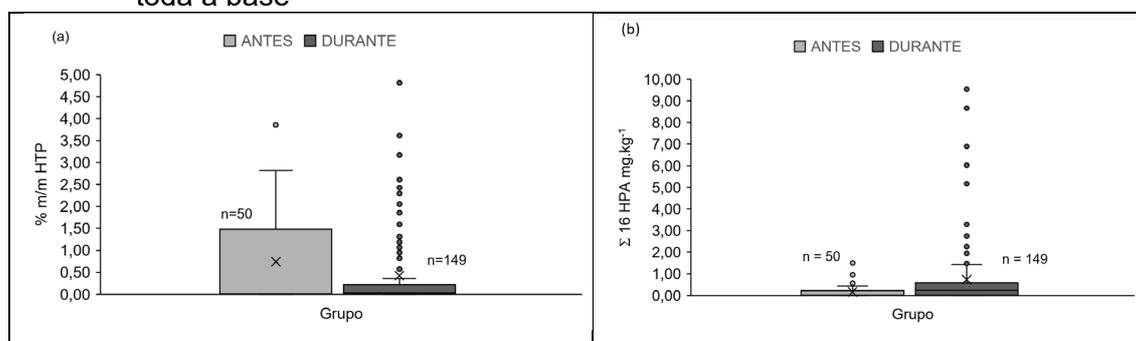
Variável	Parâmetro estatístico	FBA		Casc A		Casc NA	
		Antes	Durante	Antes	Durante	Antes	Durante
HTP (% m/m)	Mínimo	0,0001	0,0004	0,0020	0,0029	0,0332	0,0094
	Média	0,0166	0,0135	0,4799	0,0751	1,5110	1,7623
	Mediana	0,0029	0,0029	0,0038	0,0359	1,5147	1,3875
	Máximo	0,1141	0,0750	3,8586	0,3624	2,6916	4,8125
	Desvio padrão	0,0372	0,0190	1,2281	0,0858	0,8534	1,0125
$\Sigma 16\text{HPAs}$ (mg.kg ⁻¹)	Mínimo	0,0001	0,0030	0,0036	0,0132	0,0118	0,0115
	Média	0,0127	0,1901	0,0613	1,5351	0,3754	0,5093
	Mediana	0,0100	0,0100	0,0133	0,4754	0,2281	0,4758
	Máximo	0,0446	2,1409	0,4748	9,8149	1,5020	1,9920
	Desvio padrão	0,0124	0,4473	0,1353	2,3425	0,37463	0,3989

Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa; Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa.

Foram construídos gráficos *box plot* que permitem melhor visualização simultânea da distribuição dos dados, das medidas de posição, dispersão e assimetria. Os gráficos foram elaborados para as duas variáveis de resposta para permitir a comparação dos grupos antes e durante tanto para toda a base (Figura 35) e para cada matriz separadamente.

Figura 35 – *Box plot* para as concentrações de (a) HTP e (b) $\Sigma 16\text{HPAs}$ considerando toda a base



Fonte: Elaboração própria

Legenda: Valores médios (x), medianos (linha interna), quartis (caixa), faixas de variação (linhas verticais).

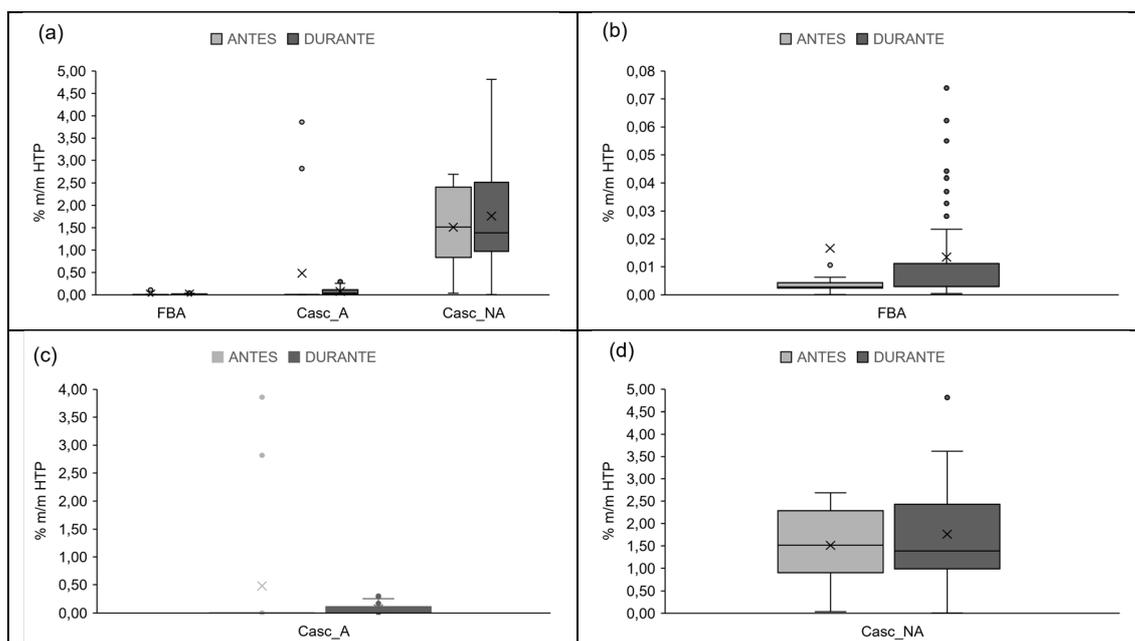
Pela análise do gráfico de HTP é possível identificar que a zona “antes” apresenta maior média, maior variabilidade e maior amplitude em relação à zona “durante”. Possivelmente, isso está associado ao fato de mais poços terem a fase reservatório perfurada com FPBA e a fase anterior perfurada com FPBNA. Observa-se que a média do agrupamento durante foi significativamente influenciada pelos pontos *outliers* pelo critério desse gráfico, que a elevaram até coincidir com o limite superior da distribuição dos dados,

Para as concentrações de $\Sigma 16\text{HPAs}$, no grupo durante, verifica-se que o gráfico possui maior amplitude e maior limite superior, atingindo valores de concentração de $\Sigma 16\text{HPAs}$ maiores em relação ao grupo antes. As médias para os grupos antes e durante da zona são diferentes, assim como a mediana e a dispersão.

É importante destacar que, em todos os casos analisados, as médias são superiores às medianas, e o limite inferior coincide com o primeiro quartil e a mediana. Isso indica a presença de valores extremamente altos que estão elevando a média, enquanto a mediana, que representa o ponto central dos dados, permanece relativamente mais próxima dos valores mais baixos. Essa disparidade entre média e mediana corrobora a presença de valores extremos no conjunto de dados, que podem afetar significativamente a interpretação dos resultados e, por isso, foram objeto de investigação do motivo de sua ocorrência. Esse fato corrobora a constatação previamente apresentada de que os dados têm uma distribuição assimétrica positiva, com cauda longa à direita.

Na Figura 36, são apresentados gráficos *box plot* para HTP em toda a base e separados por matriz, comparando com grupos antes e durante.

Figura 36 – Gráficos *box plot* de HTP em: (a) toda a base por matriz. (b) FBA; (c) Casc_A e (d) Casc_NA



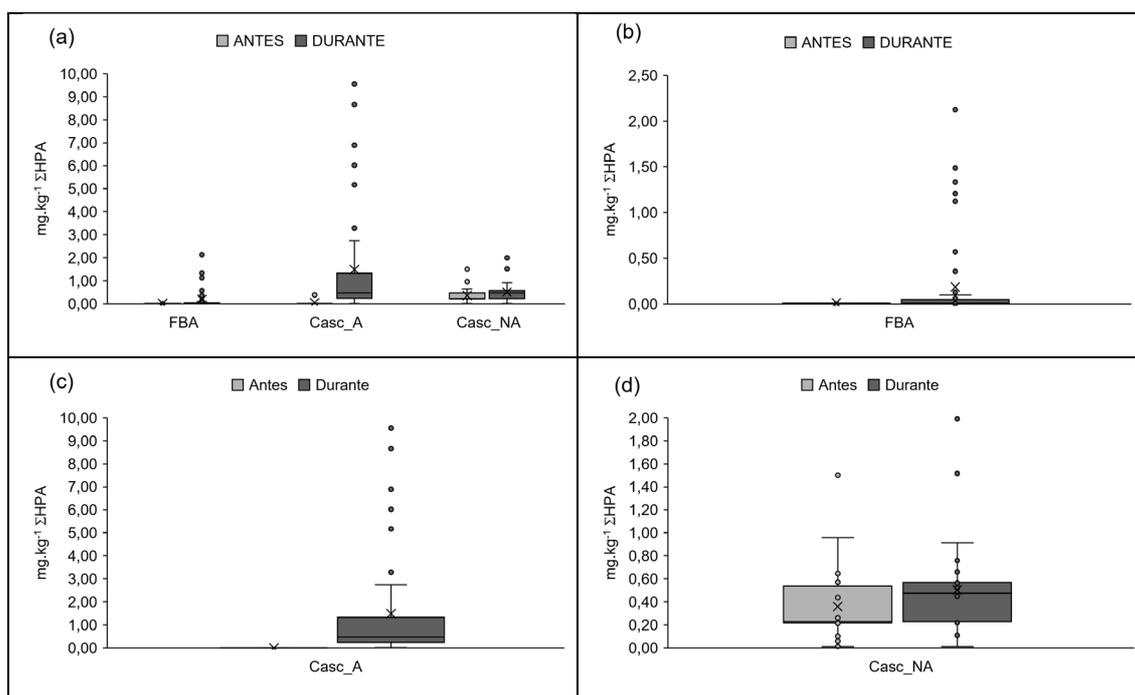
Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa; Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa.

Valores médios (x), medianos (linha interna), quartis (caixa), faixas de variação (linhas verticais).

Da mesma forma, na Figura 37 que apresenta gráficos *box plot* para $\Sigma 16$ HPAs em toda a base e separados por matriz, comparando com grupos antes e durante.

Figura 37 – HTP – Gráficos *box plot* de $\Sigma 16\text{HPAs}$ toda a base e separado por matriz em: (a) toda a base por matriz. (b) FBA; (c) Casc_A e (d) Casc_NA



Fonte: Elaboração própria

Legenda: FBA – fluido base aquosa; Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa.

Valores médios (x), medianos (linha interna), quartis (caixa), faixas de variação (linhas verticais).

4.2.7.1 Avaliações de normalidade e homogeneidade das variâncias

Como etapas prévias à aplicação dos testes estatísticos de inferência, a normalidade dos dados e a homogeneidade das variâncias foram testadas.

A constatação estatística de ausência de distribuição normal para os dados de HTP e $\Sigma 16\text{HPAs}$, nos grupos antes e durante, foi realizada pelo teste de Shapiro-Wilk com nível de significância 5%. Para avaliar a homogeneidade das variâncias entre os grupos antes e durante para cada uma das variáveis do estudo foi conduzido o teste de Levene para o mesmo nível de significância. Os testes foram conduzidos em linguagem Python com utilização do pacote SciPy Stats.

Os parâmetros e os resultados dos testes de normalidade (Shapiro-Wilk) e de homogeneidade das variâncias (Levene) encontram-se na Tabela 17.

Tabela 17 – Resumo dos testes de normalidade e homogeneidade das variâncias

Parâmetro	Grupo	p-valor	
		Normalidade	Homogeneidade das variâncias
HTP (% m/m)	Antes	$3,6 \times 10^{-8}$	0,028
	Durante	$2,9 \times 10^{-19}$	
$\Sigma 16\text{HPAs (mg.kg}^{-1}\text{)}$	Antes	$2,4 \times 10^{-10}$	0,012
	Antes	10^{-20}	

Fonte: Elaboração própria

Para o teste de normalidade, o p-valor calculado em todos os casos foi menor do que o nível de significância α (0,05), comprovando que não há evidências estatísticas para aceitar a hipótese nula de que as distribuições seriam normais. Esses resultados confirmam o que fora inferido pela análise visual da distribuição dos dados.

Da mesma forma, para o teste de homogeneidade das variâncias, com um nível de significância de 5%, não há evidências estatísticas para aceitar a hipótese nula, por isso, e conclui-se que as variâncias não são iguais entre os grupos antes e durante para as duas variáveis do estudo.

Além da aplicação dos testes para cada grupo separadamente, também foram realizados testes nas variáveis HTP e $\Sigma 16\text{HPAs}$ para toda a base, sem diferenciar os grupos de amostras. Como esperado, os resultados permaneceram desfavoráveis para ambos os testes de normalidade e homogeneidade de variâncias.

Os testes estatísticos comprovaram as tendências observadas visualmente com base na distribuição dos dados de toda a base de HTP e $\Sigma 16\text{HPAs}$ apresentados nas seções 4.2.5.1 e 4.2.5.2.

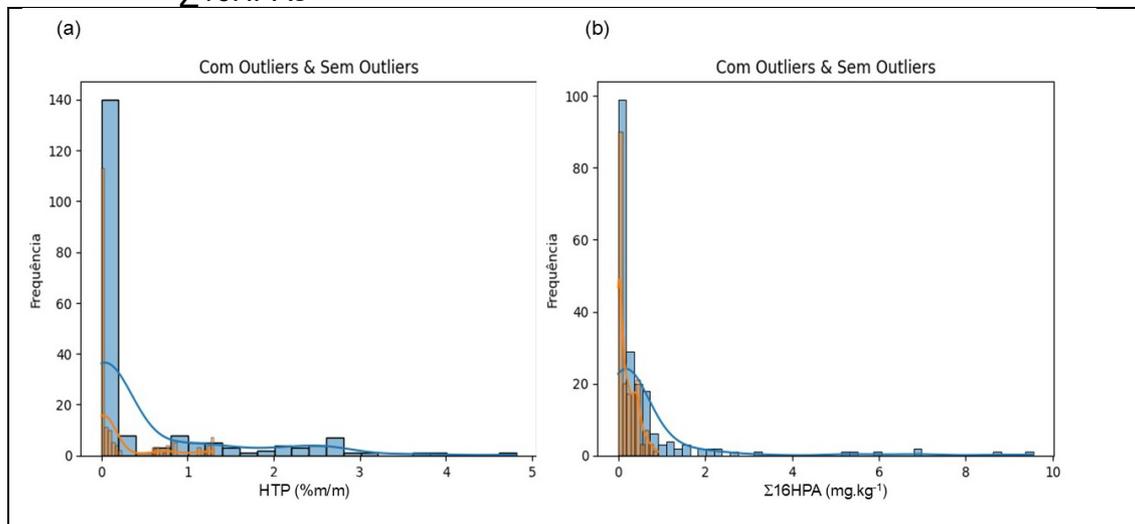
4.2.7.2 Remoção de Outliers e transformação de variável

Não obstante a intenção de manter todos os dados gerados nos testes estatísticos, foram realizados testes adicionais em paralelo com um subconjunto de dados obtidos depois da remoção de *outliers* e transformação das variáveis. O objetivo foi verificar se a remoção de possíveis *outliers* tem impacto nas comparações de medida central, seja a média ou mediana.

Como os dados não apresentaram uma distribuição normal, optou-se por transformar as variáveis depois da remoção dos *outliers* pelo método de Isolation Forest. Os gráficos da Figura 38 comparam as distribuições originais (barra azul)

e sem *outliers* (barra laranja). O gráfico de barra representa a frequência e o de linha, o ajuste proposto para a distribuição.

Figura 38 – Comparação da frequência de distribuição das variáveis (a) HTP e (b) $\Sigma 16\text{HPAs}$



Fonte: Elaboração própria

Legenda: Azul – para dados originais; laranja – para dados sem outliers. O gráfico de barra representa a frequência e o de linha o ajuste proposto para a distribuição.

Os dados de HTP e $\Sigma 16\text{HPAs}$ considerados como *outliers* pelo método de Isolation Forest estão indicados na Tabelas 18 e 19, respectivamente.

Tabela 18 – Resultados considerados como outliers para os dados de HTP

ID poço	Matriz	Grupo	Ponto	HTP (% m/m)
4	Casc_NA	Antes	P1	0,6365
4	Casc_NA	Antes	P2	0,3922
4	Casc_NA	Durante	P6	3,6185
6	Casc_NA	Durante	P3	2,4289
6	Casc_NA	Durante	P4	3,1715
6	Casc_NA	Durante	P5	2,1304
7	Casc_A	Durante	P5	0,2950
8	Casc_NA	Antes	P1	1,4437
8	Casc_NA	Antes	P2	1,5857
9	Casc_NA	Antes	P1	1,9725
9	Casc_NA	Antes	P2	1,6617
9	Casc_A	Durante	P3	0,3624
14	Casc_NA	Antes	P2	2,2274
14	Casc_NA	Durante	P3	2,3152
14	Casc_NA	Durante	P4	4,8125
17	Casc_A	Antes	P1	3,8586
17	Casc_A	Antes	P2	2,8182
19	Casc_NA	Durante	P3	0,6049
19	Casc_NA	Durante	P4	0,5751
20	Casc_NA	Durante	P3	1,8588

Fonte: Elaboração própria

Legenda: Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA – cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa.

Tabela 19 – Resultados considerados como outliers para os dados de $\Sigma 16$ HPAs

ID poço	Matriz	Grupo	Ponto	$\Sigma 16$ HPAs
3	FBA	Durante	P7	2,1242
3	Casc_A	Durante	P7	2,2723
5	Casc_A	Durante	P3	5,3392
5	Casc_A	Durante	P6	6,9750
5	Casc_A	Durante	P7	5,1699
9	Casc_A	Durante	P3	9,5502
9	Casc_A	Durante	P4	6,8932
9	Casc_A	Durante	P5	8,6607
9	Casc_A	Durante	P6	2,2616
9	Casc_A	Durante	P7	6,0193
12	Casc_A	Durante	P3	2,0910
12	Casc_A	Durante	P4	1,9478
12	Casc_A	Durante	P6	1,4325
9	FBA	Durante	P3	1,3346
9	FBA	Durante	P4	1,4865
9	FBA	Durante	P6	1,1232
14	Casc_A	Durante	P4	1,9920
15	Casc_A	Durante	P3	2,7495
15	Casc_A	Durante	P4	3,2845
20	Casc_A	Durante	P3	1,5153

Fonte: Elaboração própria

Legenda: Casc_A – cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; FBA – fluido base aquosa.

Para o HTP, o método removeu em sua maioria dados de Casc_NA, matriz cuja concentração de HTP é a mais elevada. Em contraste, para o $\Sigma 16$ HPAs todos os outliers identificados vieram das matrizes de fluido de base aquosa e de Casc_A.

Destaca-se que depois da transformação das variáveis os dados de HTP e $\Sigma 16$ HPAs não apresentaram distribuição normal. A transformação das duas variáveis de resposta foi exitosa para a homogeneidade das variâncias.

4.2.7.3 Comparação de médias por método paramétrico (teste de t-student)

O teste de t-student foi aplicado para comparar a média global das variáveis de resposta HTP e $\Sigma 16$ HPAs dos grupos antes e durante em duas situações: (i) nos dados originais, com toda a base e sem remoção de *outlier* e (ii) no subconjunto de dados formado depois da remoção de *outliers* e transformação de variável, como descrito em 4.2.7.2.

A comparação dentro de cada matriz (FBA, Casc_A e Casc_NA) não foi possível de ser realizada por não atender às condições mínimas de observações em cada grupo. De fato, mesmo para a comparação da média global, é

reconhecida a limitação do teste paramétrico para a natureza dos dados deste estudo. De toda a sorte, dada a viabilidade do uso do teste de t-student, essa abordagem foi considerada, mas o uso do resultado foi descartado devido à consciência das limitações metodológicas e à decisão de não incorporar esses dados para compor conclusões sobre a comparação dos grupos.

Para os resultados de HTP, a análise exploratória dos dados indicou que a média do grupo antes foi maior do que a média do grupo durante. Por conseguinte, as seguintes hipóteses foram postuladas:

$$H_0: \mu_1 \leq \mu_2$$

$$H_1: \mu_1 > \mu_2$$

Com base nos resultados das análises exploratórias dos dados de $\Sigma 16\text{HPAs}$, observou-se que a média do grupo antes foi menor em relação ao grupo durante, o que ocorreu nos dois conjuntos de dados testados. Assim as seguintes hipóteses foram postuladas:

$$H_0: \mu_1 \geq \mu_2$$

$$H_1: \mu_1 < \mu_2$$

Onde μ_1 é a média da variável (HTP ou $\Sigma 16\text{HPAs}$) do grupo antes e μ_2 é a média da variável do grupo durante.

Os resultados da comparação das médias de HTP e $\Sigma 16\text{HPAs}$ com os dados originais do estudo e com um subconjunto formado depois da remoção de *outliers* e transformação estão sumarizados na Tabela 20.

Tabela 20 – Resultados da comparação das médias pelo teste de *t-Student* com dados originais e dados transformados com remoção de *outliers*

Variável	Grupo	Situação 1			Situação 2		
		N	Média	p-valor	N	Média	p-valor
HTP (% m/m)	Antes	50	0,7440	0,0386	41	0,29	0,096*
	Durante	149	0,4235		138	0,18	
$\Sigma 16\text{HPAs}$ (mg.kg ⁻¹)	Antes	50	0,1606	3,4x10 ⁻⁵	50	0,1278	0,0043
	Durante	149	0,7349		129	0,2167	

Fonte: Elaboração própria

Legenda: Situação 1— Dados originais e sem remoção de outlier; Situação 2 — Subconjunto com remoção de *outliers* e dados transformados; N — número de amostras da situação; *Não há diferença significativamente estatística com 95% de confiança ($\alpha = 0,05$)

A partir da situação 2, dados transformados e com remoção de *outliers*, verifica-se que:

- em relação aos dados de HTP: Como o p-valor (0,096) é maior do que 0,05, não há evidências suficientes para rejeitar a hipótese nula. Isso significa que não se pode concluir que a média de HTP do grupo antes (0,29%) é significativamente maior do que a média do grupo durante (0,19%) e
- para $\sum 16\text{HPAs}$: Como o p-valor (0,0043) é menor do que 0,05, conclui-se que há evidências suficientes para rejeitar a hipótese nula. Por isso, conclui-se que a média do grupo antes (0,1278 mg.kg⁻¹) é significativamente menor do que a do grupo durante (0,2167 mg.kg⁻¹).

Com os dados gerais, constata-se que a transformação de dados e remoção de *outliers* seguida de transformação só alteraria o resultado para HTP total. Contudo, a informação de HTP com todas as matrizes em conjunto é comprometida, pois é fortemente influenciada pelos dados de Casc_NA.

Foi realizada a tentativa de comparar as médias dos grupos dentro de cada matriz por Análise de Variância (Anova), contudo os resultados não foram satisfatórios. O coeficiente de determinação R² permaneceu consistentemente baixo em todas as tentativas além do erro quadrático médio muito alto, indicando que o modelo e o teste da Anova não foram capazes de explicar uma parcela significativa da variação na variável dependente.

4.2.7.4 Comparação de mediana por método não paramétrico (teste de Mann-Whitney)

Para a análise comparativa das medianas entre os grupos, foi utilizado o teste de Mann-Whitney, uma abordagem estatística não paramétrica. Esse teste é particularmente adequado para dados que não seguem uma distribuição normal, permitindo a comparação das medianas de duas amostras independentes. Ao contrário dos testes paramétricos, o teste de Mann-Whitney não assume a homogeneidade das variâncias, tornando-o uma escolha robusta para a análise dos dados deste estudo. A aplicação desse método teve como objetivo proporcionar uma avaliação mais precisa e confiável das diferenças entre os grupos, respeitando as características intrínsecas dos dados coletados.

O teste de Mann-Whitney foi eleito para comparar as medianas das variáveis de resposta HTP e $\sum 16\text{HPAs}$ dos grupos antes e durante em duas

situações: (i) nos dados originais, com toda a base e sem remoção de *outliers* e (ii) no subconjunto de dados depois da remoção de *outliers* e transformação de variável, como descrito em 4.2.7.2. Foram comparadas as medianas globais de toda a base e, separadamente, para cada matriz do estudo (FBA, Casc_A e Casc_NA). As hipóteses nulas e alternativas formuladas foram as mesmas empregadas para o teste paramétrico em 4.2.7.3.

Os resultados do teste de Mann-Whitney para a comparação das medianas estão apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 – Resultados da comparação das medianas pelo teste de Mann-Whitney com dados originais e dados transformados com remoção de *outliers*

Variável	Matriz	Grupo	Situação 1			Situação 2		
			N	Mediana	p-valor	N	Mediana	p-valor
HTP (% m/m)	Todas	A	50	0,0084 ⁱ	0,8927*	41	0,0038 ⁱ	0,1617*
	Toda	D	149	0,0320 ⁱ		138	0,0189 ⁱ	
	Casc_A	A	14	0,0038 ^d	4x10 ⁻³	12	0,0036 ^d	2,2x10 ⁻⁶
	Casc_A	D	55	0,0359 ^d		53	0,0334 ^d	
	Casc_NA	A	20	1,5147 ⁱ	0,5266*	13	0,8493 ⁱ	0,7383*
	Casc_NA	D	33	1,3875 ⁱ		24	0,8624 ⁱ	
	FBA	A	16	0,0029 ⁱ	0,0708*	16	0,0029 ⁱ	0,0708*
	FBA	D	61	0,0029 ⁱ		61	0,0029 ⁱ	
Σ16HPAs (mg.kg ⁻¹)	Todas	A	50	0,0135 ^d	6,6x10 ⁻⁵	50	0,0135 ^d	0,0034
	Todas	D	149	0,2406 ^d		129	0,0148 ^d	
	Casc_A	A	14	0,0133 ^d	3x10 ⁻⁶	14	0,0132 ^d	2,7x10 ⁻⁶
	Casc_A	D	55	0,4754 ^d		41	0,3205 ^d	
	Casc_NA	A	20	0,2281 ⁱ	0,0766*	20	0,2054 ⁱ	0,1399*
	Casc_NA	D	33	0,4758 ⁱ		31	0,3805 ⁱ	
	FBA	A	16	0,0100 ^d	0,0015	16	0,00994 ^d	0,0033
	FBA	D	61	0,0100 ^d		57	0,00998 ^d	

Fonte: Elaboração própria

Legenda: Situação 1— Dados originais e sem remoção de outlier; Situação 2 — Subconjunto com remoção de *outliers* e dados transformado; Casc_A — cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa; Casc_NA — cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa; FBA — fluido base aquosa; N — número de amostras da situação. *Não há diferença significativamente estatística com 95% de confiança ($\alpha = 0,05$) ⁱ sinaliza que não há diferença entre as medianas do par; ^d sinaliza que há diferença entre as medianas do par.

Com a comparação de medianas pelo teste de Mann-Whitney, verifica-se que as mesmas conclusões são alcançadas na situação 1 (dados originais) quanto para a situação 2 (remoção de *outliers* e transformação de dados). Essa conclusão reforça a escolha de manter os dados de valores externos no tratamento estatístico deste estudo, em especial pela relevância deles e pertinência ao processo, como discutido em 4.2.6.

Os resultados do teste de Mann-Whitney demonstram que, tanto na presença quanto na ausência de *outliers*, há uma diferença significativa nas

medianas das concentrações de $\Sigma 16\text{HPAs}$ entre os grupos antes e durante a zona portadora de hidrocarboneto, sendo evidenciado o poder discriminatório dessa variável em relação ao HTP. Essa conclusão é mais destacada para os compartimentos FBA e Casc_A, para os quais o teste sugere diferença entre as medianas.

Para o Casc_NA, o teste indica que as medianas das concentrações de $\Sigma 16\text{HPAs}$ não são diferentes. Possivelmente, a secagem do Casc_NA, que ocorre para todo o cascalho previamente ao seu descarte no mar, explique a remoção de eventuais indícios de HPAs. Estima-se que com a secagem ocorra uma atenuação adicional desse parâmetro, que já tem baixa magnitude, tornando-a ainda inferior e, por conseguinte, eventuais diferenças entre os grupos antes e durante tornaram-se indetectáveis pelo teste estatístico.

Essa análise estatística sustenta indícios fortes de que a zona portadora de hidrocarbonetos influencia as concentrações de $\Sigma 16\text{HPAs}$, independentemente da presença de valores extremos nos dados obtidos.

Já para a variável HTP, o teste indicou que, tendencialmente, não existem diferenças estatisticamente significativas nas medianas das concentrações, independentemente da presença de valores extremos nos dados obtidos.

Essa generalização, todavia, não pode ser aplicada para a matriz cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa (Casc_A). Para essas amostras, o teste sugere que a mediana das concentrações no grupo antes é inferior à mediana do grupo durante. Essa constatação deve ser considerada com cautela tendo em mente a grande diferença na magnitude das medianas dos dois grupos, o que é explicável pela incidência de valores extremos de HTP em amostras de Casc_A. De toda sorte, foi constatado que o HTP sozinho é um indicador de óleo da formação generalista e com baixo poder discriminatório para os objetivos deste estudo.

Dessa forma, com base mais contundente na variável $\Sigma 16\text{HPAs}$, refuta-se a hipótese geral postulada neste estudo de que não haveria diferença significativamente estatística entre as zonas antes e durante para as variáveis de estudo. Entretanto, deve-se destacar a baixa magnitude das concentrações obtidas desse parâmetro. Para o HTP, conclui-se de forma geral que esse é regido pela concentração das amostras de Casc_NA, o que é razoável e esperado. Também se evidenciou que mesmo amostras de cascalho

proveniente da perfuração com fluido de base aquosa (Casc_A) tornam-se vulneráveis à presença de remanescentes de base orgânica hidrocarbônica, em especial quando os dois fluidos são empregados no mesmo poço. Dessa forma, há um discreto incremento quantitativo de HTP em amostras de Casc_A, sem que esteja associado a eventual aporte de óleo da formação.

Por fim, deve-se considerar que o teste de Mann-Whitney detectará não apenas diferenças nas medianas, mas também na distribuição geral dos dados (Mann, 1947), o que pode explicar a conclusão para o $\Sigma 16$ HPAs de fluidos aquosos, situação na qual o teste identificou diferença para valores de mediana virtualmente iguais. Alguns fatores devem ser considerados, como:

- tamanho da amostra: o grupo durante é maior do que o grupo antes. Testes estatísticos são mais sensíveis a diferenças quando o tamanho da amostra é grande; e
- distribuição dos dados: o teste de Mann-Whitney não apenas compara as medianas, mas também considera a distribuição dos valores nos dois grupos. Se a distribuição dos valores entre os grupos for muito diferente, isso pode resultar em um p-valor pequeno, sugerindo que há diferença entre os grupos.

Em geral, embora os dados tendam a mostrar diferenças significativas entre os grupos antes e durante, isso não implica, necessariamente, que a diferença seja realmente grande ou até mesmo importante em termos práticos. Limita-se a dizer que, estatisticamente, é detectável.

Dessa forma é imprescindível que essa análise quantitativa esteja integrada com os aspectos qualitativos gerados e demais informações, para que considerações consistentes sejam geradas.

4.3 PROPOSTAS PARA AS DIRETRIZES

Nesta seção, são apresentadas propostas que visam contribuir para o aprimoramento das diretrizes vigentes no Brasil.

Essas propostas são fundamentadas nos resultados obtidos neste estudo, descritos e discutidos anteriormente. Além disso, lições aprendidas e experiências que refletem a atuação profissional do autor foram inerentemente

incorporadas, proporcionando uma visão prática e aplicada das recomendações sugeridas.

As propostas apresentadas estão diretamente relacionadas ao problema investigado neste estudo, garantindo uma abordagem mais focada e pertinente. Dessa forma, não foram considerados aspectos mais gerais da regulação, que exigiriam outras análises fora do escopo deste trabalho, mesmo que igualmente relevantes.

4.3.1 Estudo multioperador

Realizar um estudo multioperador para aprofundamento e ampliação dos dados gerados, com o compromisso da análise crítica de seus resultados para revisão das diretrizes. O estudo seria conduzido por um grupo de trabalho multidisciplinar com representação das diversas áreas envolvidas, como: IBP, Ibama, operadores com atividade de perfuração no Brasil (patrocinadores), laboratórios de análises, consultores e acadêmicos.

Com base nas características deste estudo e seus resultados, são atributos desejáveis em um estudo futuro:

- participação de múltiplos operadores para diversidade de campos, blocos, áreas, poços e lâminas d'águas;
- contribuição do Ibama na concepção do plano, execução, análise dos resultados e propostas de transposição e incorporação regulatória;
- amostragem igualitária dos pontos de amostragem antes e durante;
- etapa de planejamento amostral estatístico que permita a otimização de recursos e o direcionamento de poços estratégicos;
- aquisição de dados de operação associados à performance da perfuração, incluindo características e propriedades dos fluidos empregados, litologias perfuradas e dados de geologia dentre outros. Os dados fariam parte de um painel integrador e gerariam variáveis para compor análise de componente principal em conjunto com os dados do monitoramento químico;
- aprimoramento analítico dos ensaios envolvidos para que atinjam limites de detecção e de quantificação da ordem de unidades de

$\mu\text{g.kg}^{-1}$, tornando-os compatíveis com amostras ambientais (sedimento marinho) de estudos de campo;

- realização preferencial dos ensaios por grupos de pesquisa acadêmica que tenham tradição em química analítica de hidrocarbonetos e estejam capacitados para o processamento estatístico avançado de dados, incluindo os dados censurados;
- implementação de rigorosos requisitos de controle e garantia de qualidade com o estabelecimento de brancos de frascaria e de campo, além dos brancos de métodos e demais parâmetros de desempenho analítico;
- determinação dos HPAs homólogos alugados, em adição aos 16 prioritários parentais estabelecidos pelo U.S. EPA; e
- obtenção de amostras de fluidos de perfuração de base não aquosa para avaliação quantitativa do teor de óleo da formação incorporado.

4.3.2 Orientação técnico normativa

Criação de orientações técnicas normativas com regras claras e prescritivas para o monitoramento de fluidos e cascalho previamente ao descarte. O documento serviria de apoio a diretrizes para o uso e descarte, detalhando aspectos não tratados ou abordados de forma simplificada no documento regulatório.

Um exemplo da necessidade de conteúdo como esse é no ensaio de iridescência estática. A diretriz brasileira estabelece critério de passa e falha diferente do método de referência (U.S. EPA 1617) por ela mesma recomendada.

Ainda nessa orientação, caberia a eleição e divulgação de critérios complementares estabelecidos pelo órgão ambiental para melhor aceitação de alguns dados regulatórios. Historicamente, ensaios expeditos realizados a bordo, como os ensaios de iridescência estática, ensaio de retorta e ensaio de extração em fase reversa são alvos de desconfiança e crítica, gerando dificuldades para constatação de conformidades dos requisitos que eles monitoram. São exemplos de medidas que poderiam ser adotadas:

- eleição de um formulário padronizado para registro dos ensaios;

- estabelecimento de registro fotográfico, quando viável;
- solicitação de comprovante de treinamento e atualização periódica dos técnicos que executam os ensaios;
- apresentação dos certificados de calibração, inspeção ou manutenção dos equipamentos utilizados, quando viável; e
- estabelecimento de programa de auditorias internas periódicas para as questões do monitoramento de fluidos e cascalho e divulgação dos resultados para o Ibama.

4.3.3 Dimensionamento do esforço amostral: menos pode ser mais

A determinação de HPAs e elementos metálicos e metaloides é realizada em todos os descartes de fluidos aquosos e de cascalho descartados no mar mediante a frequência estabelecida nas diretrizes. Histórico considerável de mais de 10 anos de monitoramento de HPA nesses resíduos demonstram que, em sua maioria, a concentração dos compostos é menor do que o limite de quantificação (máximo de $3,0 \text{ mg.kg}^{-1}$) e atendem o valor máximo permitido para o descarte de HPA (10 mg.kg^{-1}). Por um lado, esses dados foram ratificados por este estudo. Por outro lado, os resultados são associados a limites de quantificação elevados e se limitam aos 16 HPAs prioritários estabelecidos pela EPA.

Propõe-se que a determinação de HPA passe por uma diminuição gradativa em termos de esforço amostral: inicialmente, uma vez por poço, em amostras compostas, exclusivamente de cascalho, coletadas na zona portadora de hidrocarboneto ou na última fase do poço. Neste estudo, constatou-se uma tendência de aumento da concentração de HPAs com o aumento da profundidade perfurada.

As amostras coletadas seriam empregadas para a determinação de HPA totais (parentais e alquilados) em laboratórios cujos limites de detecção e quantificação dos métodos analíticos sejam da ordem de unidades de $\mu\text{g.kg}^{-1}$. As mesmas amostras também seriam quantificadas para a determinação de HTP com o mesmo desempenho analítico, o que agregaria informação adicional ao monitoramento previsto nas diretrizes vigentes. Adicionalmente, essas

concentrações estariam na mesma magnitude das concentrações desses compostos obtidas por estudos de campo do sedimento marinho.

Em paralelo, como forma de uma medida compensatória pela redução do esforço amostral do monitoramento rotineiro, a indústria poderia ser solicitada a fomentar a evolução dos métodos qualitativos, como o de iridescência estática e o de extração em fase reversa. O objetivo seria o desenvolvimento analítico de outras metodologias que pudessem substituí-los para a análise de óleo livre e óleo da formação, respectivamente.

Idealiza-se um ensaio quantitativo ou semiquantitativo que elimine a subjetividade inerente aos atuais ensaios de iridescência estática e de extração em fase reversa, agregando mais segurança analítica e regulatória. Contudo, mantendo presentes nos ensaios vigentes os atributos a seguir:

- rapidez: o ensaio deve fornecer resultados rapidamente para permitir decisões imediatas durante a atividade de perfuração;
- portabilidade: o equipamento utilizado deve ser facilmente transportável, preferencialmente unitizado em forma de *kit*.
- robustez: operar em condições adversas e em quaisquer condições de mar (resistente à instabilidade e oscilações);
- simplicidade: o procedimento passível de ser realizado em laboratórios de unidades de perfuração que, normalmente, têm espaço e infraestrutura limitadas;
- confiabilidade analítica: os resultados devem ser precisos, confiáveis e reprodutíveis;
- segurança e sustentabilidade: o ensaio deve ser seguro para os operadores, evitando o uso de substâncias perigosas e minimizando a geração de resíduos; e
- auditável: em caso de equipamentos de medição, esse deve ser passível de calibração externa e de verificação interna previamente ao uso.

Uma vez superado o desenvolvimento analítico, incluindo a validação do(s) método(s), a implementação e, estando em uso rotineiro, o estudo evoluiria para a fase seguinte: o estabelecimento de um valor máximo permitido para o descarte dos compartimentos (fluidos e cascalho) em substituição aos critérios de iridescência estática e de extração em fase reversa.

Em se constatando correlação entre os resultados obtidos pelo(s) método(s) neodesenvolvidos e os métodos de referências, a próxima fase consiste na análise de impacto e viabilidade para incorporação regulatória.

4.3.4 Práticas operacionais

Expandir a realização do ensaio de retorta (EPA 1647) para amostras de Casc_A. A prática já é prevista no Reino Unido e é empregada para atestar a concentração de hidrocarbonetos previamente ao descarte. De fato, dados deste estudo mostraram que Casc_A é passível de incorporação de fluidos de perfuração de base não aquosa usado em fase ou operação anterior.

Algumas práticas operacionais, como a limpeza de poço e a substituição de fluidos, podem causar contaminação cruzada do fluido não aquoso e consequente aporte de hidrocarbonetos. Essas operações exigem atenção especial da indústria para evolução contínua e adoção das melhores práticas operacionais. No entanto, embora este estudo tenha identificado valores extremos de HTP associado a um evento de troca de fluido, não há justificativa para que esse procedimento seja alvo de restrição específica na regulamentação.

5 CONCLUSÕES

Nesta pesquisa, foram analisados critérios internacionais regulatórios e/ou orientativos relacionados ao descarte de fluidos aquosos e cascalho, com o objetivo de identificar restrições associadas à zona portadora de hidrocarbonetos e, nesse caso, compreender como são abordadas. Adicionalmente, dados quantitativos de hidrocarbonetos de amostras de fluidos aquosos e cascalho foram avaliados. Esses dados contribuem para elucidar a magnitude das concentrações de hidrocarbonetos e como elas se associam à zona portadora de hidrocarbonetos. A partir da análise integrada e discussão dessas informações, foram propostas orientações acerca da adoção da medida proibitiva de descarte de fluidos aquosos e cascalho da fase reservatório.

Em relação aos critérios internacionais para o descarte no mar de fluidos e cascalho da zona portadora de hidrocarbonetos pesquisados:

- Não foi encontrada na literatura técnica e regulamentações avaliadas nenhuma medida de natureza exclusivamente proibitiva relacionada ao descarte de fluidos aquosos e cascalho gerados na perfuração de zonas portadoras de hidrocarbonetos. Embora existam regulações com menções específicas para a perfuração dessas zonas, essas jurisdições adotam medidas restritivas baseadas em critérios objetivos, e não proibitivas. Assim, mesmo que as restrições sejam rigorosas, a possibilidade de descarte ainda existe, assemelhando-se ao modelo de comando e controle predominante na regulação brasileira em diversos outros aspectos;
- A avaliação dos hidrocarbonetos está consistentemente presente em todos os instrumentos regulatórios analisados, embora haja variações na forma de monitoramento e nos valores máximos permitidos para descarte. No entanto, constata-se que a principal medida regulatória para o descarte no mar dos resíduos da atividade está associada ao estabelecimento de valor máximo de hidrocarboneto no Casc_NA. Essa é a preocupação que parece direcionar a tendência regulatória global, sobrepondo-se às medidas específicas relacionadas à perfuração da zona portadora de hidrocarboneto. Esse aspecto, quando presente, complementa uma regra geral já existente. É inquestionável que os

hidrocarbonetos constituem um estressor químico significativo na avaliação dos efeitos do descarte qualificado de resíduos de perfuração no mar. No entanto, caso houvesse motivações técnicas que fundamentassem a adoção de regras ainda mais restritivas no Brasil, a medida proibitiva prevista na IN 01/2018 deveria ser reavaliada quanto à sua eficácia; e

- O percurso regulatório das regiões do Golfo do México e do Mar do Norte exemplifica como a compreensão do impacto local, por meio de estudos de campo, influenciou e orientou as diretrizes para o descarte nessas áreas. No processo brasileiro que culminou na proposta da medida proibitiva analisada nesta dissertação, não se evidencia a utilização de dados de estudos ambientais brasileiros das áreas influenciadas pela atividade de perfuração. Resultados dos estudos de caracterização (monitoramento) dos fluidos e cascalho descartados no mar, como os gerados neste trabalho, devem complementar as informações dos estudos de campo e demais estudos, sem que sejam usados de forma absoluta e isolada.

Em relação à avaliação quantitativa das concentrações de hidrocarbonetos em amostras de fluidos aquosos e cascalho:

- Considerando que dados de estudos de campo da atividade de perfuração no Brasil não apontaram para uma contaminação crônica por hidrocarbonetos, podemos considerar que as medidas aqui vigentes são adequadas para manter a qualidade ambiental das áreas que recebem cascalho da perfuração. Tal como constatado por este estudo, a regulação brasileira vigente está em patamar compatível com a prática internacional para o tema, o que não exime de melhorias contínuas. Entre elas, destaca-se a recente redução no valor máximo permitido da fração hidrocarbônica associada ao cascalho descartado no mar de 6,9% m/m para 4,5% m/m em consonância com a principal tendência global constatada;
- Com base nos dados quantitativos gerados neste estudo, constata-se que a concentração de HTP nas amostras avaliadas é fortemente influenciada pela presença de FPBNA, inclusive em amostras de FBA e

Casc_A. Mesmo considerando essas situações, a concentração máxima de HTP em amostras de fluidos aquosos foi de 0,1141% m/m e a mediana, de 0,0029% m/m. Esses valores atenderiam mesmo à referência mais restritiva para hidrocarbonetos, 1% m/m, vigente na região do Mar do Norte;

- Os resultados de Casc_A seguem a mesma tendência das amostras de fluidos aquosos. À exceção dos dois pontos máximos associados a um evento justificável, as demais concentrações de HTP nessas amostras também atenderiam à referência de 1% m/m. A mediana de HTP nas amostras de Casc_A foi de 0,0195% m/m;

- Em relação aos valores de $\Sigma 16\text{HPAs}$, foi evidenciado que todas as concentrações obtidas nas amostras do estudo atenderam ao valor máximo permitido para o descarte, de 10 mg.kg^{-1} de $\Sigma 16\text{HPAs}$. Amostras de um único poço foram responsáveis pelos resultados mais elevados, com o máximo de $9,5 \text{ mg.kg}^{-1}$. Para esse mesmo poço, o ensaio rápido de iridescência estática realizado em campo atestou a presença de óleo livre em amostras de cascalho. Essa constatação impediu, antecipada e assertivamente, que seus resíduos fossem descartados no mar. Ademais, outros indícios corroboraram a presença de óleo da formação em amostras de cascalho desse poço, reforçando o resultado do ensaio de iridescência estática e afirmando-o como uma importante ferramenta para bloquear descartes que contenham óleo livre.

Em relação à verificação de diferenças significativas nas amostras coletadas nos grupos antes e durante:

- A comparação entre os grupos antes e durante mostrou que a variável $\Sigma 16\text{HPAs}$ foi mais eficaz, com maior poder discriminatório do que a variável HTP. A mediana da concentração de $\Sigma 16\text{HPAs}$ foi menor no grupo antes do que no grupo durante, tanto nas amostras de FBA quanto nas de Casc_A. Portanto, conclui-se que a zona portadora de hidrocarbonetos influencia as concentrações de $\Sigma 16\text{HPAs}$, mesmo que não represente um aporte de $\Sigma 16\text{HPAs}$ que exceda o valor máximo permitido de 10 mg.kg^{-1} nas amostras avaliadas. Por isso, conclui-se que a hipótese postulada neste estudo de que não haveria diferença

significativamente estatística entre as zonas antes e durante para as variáveis de estudo não é válida; e

- Com base na diferença estatisticamente significativa entre as amostras antes e durante, nas concentrações dos indicadores de óleo estabelecidos neste estudo e nos critérios internacionais analisados, conclui-se que a medida proibitiva de descarte de fluidos aquosos e cascalho da fase reservatório não é justificável neste momento, em especial nos termos em que foi estabelecida.

Por fim, à seção 4.3, foram propostas uma série de recomendações baseadas nos resultados deste estudo. Essas propostas visam aprimorar a gestão ambiental e garantir a eficácia das medidas regulatórias associadas ao descarte de fluidos e cascalho no mar. Espera-se, por meio delas, subsidiar o aperfeiçoamento das diretrizes atuais e implementar novas abordagens que considerem a extensão e o aprofundamento deste estudo. Em suma, partem do pressuposto de que os resultados aqui obtidos, tanto os dados de campo quanto os critérios internacionais avaliados, corroboram a manutenção da prática de monitoramento dos resíduos da fase reservatório previamente ao descarte sem a necessidade de implementação imediata da medida proibitiva sugerida na IN 01/2018.

Se as recomendações propostas não forem suficientes para tratar as questões identificadas, apresenta-se, alternativamente, a seguinte proposição: dimensionar a medida proibitiva para que se aplique, exclusivamente, ao cascalho, eximindo o FPBA. Adicionalmente, que se limite ao trecho da fase reservatório que contenha a zona portadora de hidrocarbonetos. Essa proposição oferece um viés seletivo à proibição de descarte da zona portadora de hidrocarboneto, direcionando o rigor da proibição para o compartimento e o momento com maior incidência de exposição ao óleo da formação.

Para garantir decisões regulatórias mais eficazes e medidas que promovam melhorias reais e equilibradas ao meio ambiente integral, é essencial que a ciência prevaleça. Dessa forma, espera-se que esta dissertação tenha contribuído com a discussão pretendida, aprimorando o conhecimento científico considerado insuficiente à época da promulgação da IN 01/2018.

Recapitulando a citação em epígrafe neste trabalho, conclui-se que a não adoção da medida proibitiva nos desvia do efeito “biocentrismo” apresentado naquela reflexão. Isso poderia introduzir um novo desequilíbrio, que, além de não resolver de forma efetiva o impacto das atividades de perfuração, poderia ainda acarretar novos problemas ou agravar os já existentes.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Ademais do estudo multioperador proposto em 4.3.1, algumas recomendações de próximos estudos são apresentadas para diferentes cenários:

A partir dos dados já gerados neste estudo, recomenda-se:

- aprimoramento da abordagem estatística pelo emprego de técnicas de substituição de dados censurados;
- adoção de Modelos Lineares Generalizados (GML) para criação de um modelo estatístico a partir de todas as variáveis geradas no estudo;
- eleição de subgrupos de amostras que permitam avaliar, simultaneamente, o efeito de amostras do grupo antes que sejam provenientes da mesma fase ou da fase anterior do poço; e
- aplicação de um formulário de pesquisa semiestruturado para captar a perspectiva de outros envolvidos no tema, o que agregaria mais robustez à pesquisa qualitativa e maior representatividade para as propostas apresentadas.

Considerando a incorporação de novos dados, recomenda-se:

- realização de uma análise integrada dos resultados obtidos no monitoramento pré-descarte de fluidos e cascalho, considerando todos os parâmetros previstos nesse projeto em um recorte temporal e espacial abrangente; e
- realização de uma análise integrada dos resultados obtidos no monitoramento da baritina empregada, a fim de avaliar tendências nas concentrações dos metais e metaloides analisados, correlacionando-as com concentrações desses elementos em fluidos usados e cascalho.

Considerando a possibilidade de novas campanhas amostrais:

- Aprimoramento analítico pela adoção de técnicas cromatográficas avançadas, como a espectrometria de massa por ressonância ciclôtrica de íons com transformada de Fourier (FTICR-MS), já adotada para separar e caracterizar óleos da formação em Casc_NA.

O objetivo é discriminar de forma apurada hidrocarbonetos de diferentes fontes, especialmente entre aqueles provenientes da base orgânica constituinte do fluido e os da formação produtora;

- Em novas campanhas, quantificação do óleo da formação em amostras de fluidos de perfuração de base não aquosa segundo o método U.S. EPA 1655 (Determinação da contaminação por óleo cru em fluidos de perfuração de base não aquosa por cromatografia gasosa acoplada à espectrometria de massas) e
- Adaptação analítica e validação do método U.S. EPA 1655 para amostras aquosas e de cascalho associada a ambos os fluidos.

REFERÊNCIAS

ABDU, J. S. **Aspectos de segurança na perfuração de poços de petróleo offshore com a técnica Floating Mud Cap Drilling**. 2018. 145 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Urbana e Ambiental) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Resolução ANP nº 699, de 6 de setembro de 2017**. Estabelece os procedimentos para codificação de poços, definição do Resultado de Poço, do Status de Poço, e envio de diversos relatórios para acompanhamento das atividades em poços por parte da ANP. Brasília, DF: ANP. 2017. Disponível em: Resolução 699 2017 da ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis BR. Acesso em: 10 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Tabela de Poços Perfurados no País**. 2024. Disponível em: https://cdp.anp.gov.br/ords/r/cdp_apex/consulta-dados-publicos-cdp/consulta-de-po%C3%A7os. Acesso em: 10 fev. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Número de poços exploratórios perfurados teve aumento de 38% em 2021**. 2022. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/numero-de-pocos-exploratorios-perfurados-teve-aumento-de-38-em-2021. Acesso em: 10 fev. 2025.

AITCHISON, J. The Statistical Analysis of Compositional Data. **Journal of the Royal Statistical Society**. Series B (Methodological), [s. l.], v. 44, n. 2. p. 139-177, 1982. Disponível em: <http://leg.est.ufpr.br/lib/exe/fetch.php/pessoais:abtmartins:thestatisticalanalysisofcompositionaldata.pdf>. Acesso em: 13 fev. 2025.

ALMEIDA, P. C. de. **Análise técnico-ambiental de alternativas de processamento de cascalho de perfuração offshore**. 2016. 173 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

ALMEIDA, P. C.; ARAÚJO, O. de Q. F.; MEDEIROS, José Luiz de. Managing offshore drill cuttings waste for improved sustainability. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 165, p. 143-156, 2017.

ANGOLA. Ministério dos Petróleos. **Decreto Executivo nº 97, de 8 de abril de 2014**. [Aprovação do Regulamento sobre gestão de descargas operacionais]. 2014. Disponível em: <https://faolex.fao.org/docs/pdf/ang132871.pdf>. Acesso em: 26 fev. 2025.

ARAGÃO, F. L. A. **Manual de Fluidos**: engenharia de Poços. Rio de Janeiro: Petrobras, 2011.

ARAKA, P. P.; OKPARANMA, R. N.; AYOTAMUNO, J. M. Diagnostic screening of organic contaminant level in solidified/stabilized pre-treated oil-based drill cuttings. **Heliyon**, [s. l.], v. 5, n. 10, p. e02644, 2019.

ARGUELHO, M. de L. P. de M.; CARNEIRO, M. E. R. **Geoquímica e Bentos do Talude Continental de Sergipe-Alagoas**. [S. l.: s. n.], 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 15308:2017**. Ecotoxicologia aquática: toxicidade aguda: método de ensaio com misidáceos (crustácea). Rio de Janeiro: ABNT, 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 15469:2015**. Preservação e preparo de amostras. Rio de Janeiro: ABNT, 2015.

AYOTAMUNO, J. M.; OKPARANMA, R. N.; ARAKA, P. P. Bioaugmentation and composting of oil-field drill-cuttings containing polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs). **Journal of Food, Agriculture and Environment**, [s. l.], v. 7, n. 2, p. 658-664, 2009.

AVILA, L. R. M. **Desafios encontrados para a avaliação de produtos químicos na exploração de petróleo offshore: um inventário de produtos e carências de informação**. 167 f. Dissertação (Mestrado em Práticas em Desenvolvimento Sustentável) – Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <https://rima.ufrrj.br/jspui/bitstream/20.500.14407/15718/3/2019%20-%20Luiz%20Ricardo%20Marques%20%C3%81vila.pdf>. Acesso em: 25 fev. 2025.

AYOTAMUNO, J. M.; OKPARANMA, R. N.; ARAKA, P. P. Bioaugmentation and composting of oil-field drill-cuttings containing polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs). **Food Agric. Environ**, [s. l.], n. 7, v. 2, p. 658-664, 2009.

BAKKE, T.; KLUNGSØYR, J.; SANI, S. Environmental impacts of produced water and drilling waste discharges from the Norwegian offshore petroleum industry. **Marine Environmental Research**, [s. l.], v. 92, p. 154-169, 2013.

BARRON, M. G.; VIVIAN, D. N.; HEINTZ, R. A.; YIM, U. H. Long-term ecological impacts from oil spills: comparison of Exxon Valdez, Hebei Spirit, and Deepwater Horizon. **Environ Sci Technol**, [s. l.], n. 54, p. 6.456-6.467, 2020.

BRASIL. Advocacia-Geral da União. **Parecer n. 00007/2019/DEPCONSU/PGF/AGU**. NUP: 48610.006818/2018-11. Direito regulatório e ambiental. controle de poluição decorrente de exploração de petróleo e gás em águas nacionais brasileiras. análise da competência regulamentar do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama). Destinação final de resíduos sólidos no mar. Conflito aparente de normas. aplicabilidade da lei que instituiu a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) (Lei nº 12.305/2010). 2011. Não publicado.

BRASIL. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Nota Técnica nº 3/2021/COEXP/CGMAC/DILIC**. Processo nº 02001.127269/2017-12. Interessado: COEXP 1. Diretrizes que estabelecem o controle da locação/ancoragem de unidades de perfuração e o descarte de fluidos e cascalhos em atividades de perfuração marinha de poços de petróleo em áreas com ocorrência de formações biogênicas. 2017. Brasília, DF: Ibama. Disponível em: https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/orientacoes-tecnicas/arquivos/20240401_SEI_IBAMA_10008506_Nota_Tecnica_03_2024_Dilic.pdf. Acesso em: 10 fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 9.996 de 28 de abril de 2000**. Dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9966.htm. Acesso em: 10 fev. 2025.

BRASIL. **Lei nº 12.305 de 2 de agosto de 2010**. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS); altera a Lei nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12305.htm. Acesso em: 10 fev. 2025.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI). Instituto Brasileiro de Informação em Ciência e Tecnologia (IBICT). **Plano Nacional de Implementação da Década da Ciência Oceânica para o Desenvolvimento Sustentável (MCTI- Brasil)**. [2021]. Disponível em: <https://encurtador.com.br/suwXv>. Acesso: 26 fev. 2025.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Despacho nº 5540547/2019, SEI 5533803 de 29 de julho de 2019**. 2019a. Define diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima de poços de exploração e produção de petróleo e gás nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás. 2019. Disponível em: https://sei.ibama.gov.br/controlador_externo.php?acao=usuario

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Instituto Brasileiro de Meio Ambiente Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Instrução Normativa nº 11, de 14 de março de 2019**. 2019b. Suspender o início de vigência da Instrução Normativa no 1, de 02 de janeiro de 2018, publicada no Diário Oficial da União de 11 de janeiro de 2018 e posteriormente revisada pela Instrução Normativa no 8, de 23 de fevereiro de 2018, publicada no Diário Oficial da União de 02 de março de 2018, até a manifestação definitiva da Advocacia Geral da União (AGU) para a resolução da divergência jurídica entre os órgãos de assessoramento jurídico desta Autarquia e da Agência Nacional do Petróleo. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, n. 52m p. 184, 2019b.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). Instrução Normativa nº 01/2018, de 2 de janeiro de 2018. Define diretrizes que regulamentam as condições

ambientais de uso e descarte de fluidos, cascalho e pastas de cimento nas atividades de perfuração marítima de poços e produção de petróleo e gás. 2018a. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, n. 8, p. 56-61, 11 jan. 2018. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&legislacao=137998>. Acesso em: 11 fev. 2025.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Instituto Nacional do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Instrução Normativa nº 08/2018, de 23 de fevereiro de 2018**. A entrada em vigor da Instrução Normativa nº 1, de 2 de janeiro de 2018, publicada no Diário Oficial da União de 11 de janeiro de 2018, fica prorrogada para 30 de junho de 2018. 2018b. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&legislacao=138200>. Acesso em: 11 fev. 2025.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). Instrução Normativa nº 16, de 25 de junho de 2018. **Diário Oficial da União**: seção 1, Brasília, DF, n. 121, p. 44, 26 jun. 2018c. Disponível em: <http://www.in.gov.br/autenticidade.html>. Acesso em: 11 fev. 2025.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Instituto Brasileiro de Meio Ambiente Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Minuta para consulta pública. Nota Técnica nº XXX/2014/CGPEG/DILIC/IBAMA**. Fluidos de Perfuração e Complementares: novas diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás natural. 2014. Disponível em: <https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento>. Acesso em: 14 mar. 2024.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Instituto Brasileiro de Meio Ambiente Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Nota Técnica nº 6/2018/COEXP/CGMAC/DILIC**. Processo Nº 02001.100698/201734. SEI/IBAMA - 2635068. 19/06/2018. Não publicado.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Instituto Brasileiro de Meio Ambiente Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Nota Técnica 7/11 CGPEG-DILIC-, de 4 novembro de 2011**. Projeto de Controle da Poluição Resíduos sólidos das atividades de Exploração e Produção de petróleo e gás em bacias sedimentares marítimas do Brasil no ano de 2009 – Consolidação dos resultados da Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 08/08. Brasília, DF: Ibama. 2011. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/arquivos/petroleo-e-gas/notas-tecnicas/1-2011-07-nota-tecnica-projeto-de-controle-da-poluicao.pdf>. Acesso em: 11 fev. 2025.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente Conselho Nacional do Meio Ambiente **Resolução nº 420, de 28 e dezembro de 2009**. Dispõe sobre critérios e valores orientadores de qualidade do solo quanto à presença de substâncias químicas e estabelece diretrizes para o gerenciamento ambiental de áreas contaminadas por essas substâncias em decorrência de atividades antrópicas. 2009. Disponível em: <https://cetesb.sp.gov.br/areas-contaminadas/wp-content/uploads/sites/17/2017/09/resolucao-conama-420-2009-gerenciamento-de-acr.pdf>. Acesso em: 13 fev. 2025.

BOETHLING, R. S.; SOMMER, E.; DIFIORE, D. Designing small molecules for biodegradability. **Chemical reviews**, [s. l.], v. 107, n. 6, p. 2.207-2.227, 2007.

BOULOUBASSI, I.; FILLAUX, J.; SALIOT, A. Hydrocarbons in surface sediments from the Changjiang (Yangtze river) estuary, East China Sea. **Marine Pollution Bulletin**, [s. l.], v. 42, n. 12, p. 1.335-1.346, 2001.

BREUER, E.; STEVENSON, A. G.; HOWE, J. A.; CARROLL, J.; SHIMMIELD, G. B. Drill cutting accumulations in the Northern and Central North Sea: A review of environmental interactions and chemical fate. **Marine Pollution Bulletin**, [s. l.], v. 48, n. 1-2, p. 12-25, 2004. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0025326X03003989>. Acesso em: 10 fev. 2025.

CAENN, R.; DARLEY, H. C. H.; GRAY, G. R. Introduction to Drilling Fluids. *In*: **Composition and properties of drilling and completion fluids**. [S. l.]: GPP, 2017. p. 1-34. DOI <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804751-4.00001-8>. Acesso em: 10 fev. 2025.

CANADA. Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board. **Offshore waste treatment guidelines**. 2010. Disponível em: <https://www.cnlopb.ca/wp-content/uploads/guidelines/owtg1012e.pdf>. Acesso em: 26 fev. 2025.

CANADIAN ASSOCIATION OF PETROLEUM PRODUCERS (CAPP). **Offshore Drilling Waste**. [S. l.: s. n.], 2001.

CANDLER, J. E.; RUSHING, J. H.; LEUTERMAN, A. J. J. Synthetic-based mud systems offer environmental benefits over traditional mud systems. *In*: SPE HEALTH, SAFETY, SECURITY, ENVIRONMENT, & SOCIAL RESPONSIBILITY CONFERENCE-NORTH AMERICA, 1993, San Antonio, **Proceedings** [...]. [S. l.]: OnePetro, 1993, p. SPE-25993-MS. DOI <https://doi.org/10.2118/25993-MS>. Acesso em: 10 fev. 2025.

CAVALCANTE, R. (org.). **Contaminantes orgânicos em ambientes aquáticos**. Fortaleza: Imprensa Universitária, 2020. (Coleção de Estudos da Pós-Graduação). [livro eletrônico].

CHRISTOFARO, C.; LEÃO, M. Tratamento de dados censurados em estudos ambientais. **Química Nova**, São Paulo, v. 37, n. 1, p. 104-110, 2014. Disponível em: <https://quimicanova.sbq.org.br/default.asp?ed=9>. Acesso em: 10 fev. 2025.

CONTINENTAL SHELF ASSOCIATES. INC. (CSA). **Effects of oil and gas exploration and development at selected continental slope sites in the Gulf of Mexico**. Volume II: Technical report. OCS Study MMS 2006-045. New Orleans: U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, 2006.

CONTINENTAL SHELF ASSOCIATES. INC. (CSA). **Gulf of Mexico Comprehensive Synthetic Based Drilling Muds Monitoring Program**. Final Report submitted to SBM Research Group. Volumes I-II, Technical Results. Volume III. Appendices. New Orleans: U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, 2004.

CORRÊA, I. C. S.; TOLDO, E. E.; TOLEDO, F. A. L. Seafloor geological impacts associated with drilling disturbance. **Deep-Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography**, [s. l.], v. 56, n. 1-2, p. 4-11, 2009.

COSTA, L. C.; CARVALHO C. F.; SOARES, A. S. F.; SOUZA, A. C. P.; BASTOS, E. F. T.; GUIMARÃES, E. C. B. T.; SANTOS, J. C.; CARVALHO, T.; CALDERARI, V. H.; MARINHO, L. S.; MARQUES, M. R. C. **Physical and chemical characterization of drill cuttings**: a review. v. 194, part A. [S. l.]: Elsevier, 2023.

CONVENÇÃO OSLO-PARIS (OSPAR). OSPAR Decision 2000/3 on the Use of Organic-Phase Drilling Fluids (OPF) and the Discharge of OPF-Contaminated Cuttings. *In*: Summary Record OSPAR 2000. OSPAR 00/20/01-E, Annex 18. Copenhagen: 26-30 jun. 2000. Disponível em: <https://www.ospar.org/work-areas/oic/discharges>. Acesso em: 27 fev. 2025.

DAAN, R.; MULDER, M. On the short-term and long-term impact of drilling activities in the Dutch sector of the North Sea. **ICES Journal of Marine Science**, [s. l.], v. 53, n. 6, p. 1.036-1.044, 1996.

DEPARTAMENT FOR BUSINESS, ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY. **OPPC Guidance Notes**. The Offshore Petroleum Activities (Oil Pollution and Control) Regulations 2005. 2022. Disponível em: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/61fcecdd8fa8f5388df28c1e/OPPC_Guidance_Notes_Feb_22.pdf. Acesso em: 25 fev. 2025.

DERMEVAL, D.; COELHO, J. A. P. de M.; BITTENCOURT, I. G. Mapeamento sistemático e revisão sistemática da literatura em informática na educação. *In*: JAQUES, P. A.; SIQUEIRA, S.; BITTENCOURT, I. G.; PIMENTEL, M. (org.) **Metodologia de pesquisa científica em informática na Educação: abordagem quantitativa**. Porto Alegre: SBC, 2020. Cap. 3.

DJIMPE, T.; WILL, K.; ENERGY, C.; HARVEY, T.; SAVAGE, L.; SEATON, S.; BAROID, H. Design and development of new , small footprint cuttings dryers for land rigs in the mid Continent Region. 2006. *In*: AADE 2006 FLUIDS CONFERENCE, Houston, 2006, **Proceedings** [...]. [S. l.]: AADE, 2006. Disponível em: <https://www.aade.org/application/files/7515/7295/3524/AADE-06-DF-HO-18.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2025.

DORE, M. P. **Avaliação crítica do monitoramento ambiental do sedimento em atividades de perfuração de poços marítimos de petróleo e gás no Brasil**. 142 f. Dissertação (Mestrado em Oceanografia) – Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2016.

DORE, M. P.; FARIAS, C.; HAMACHER, C. Offshore drilling effects in Brazilian SE marine sediments: a meta-analytical approach. **Environmental monitoring and assessment**, [s. l.], v. 189, n. 1, p. 44, 2017. DOI <https://doi.org/10.1007/s10661-016-5757-6>. Acesso em: 10 fev. 2025.

DOUGLAS, G. S.; EMSBO-MATTINGLY, S. D.; STOUT, S. A.; UHLER, A. D.; MCCARTHY, K. J. **Hydrocarbon Fingerprinting Methods**. 3. ed. [S. l.: s.n.], 2015. DOI <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-404696-2.00008-4>. Acesso em: 10 fev. 2025.

ELLIS, J. I.; FRASER, G.; RUSSELL, J. **Discharged drilling waste from oil and gas platforms and its effects on benthic communities**. [S. l.: s. n.], 2012.

ENSSLIN, L.; VIANNA, W. B. O design na pesquisa quali-quantitativa em engenharia de produção – questões epistemológicas. **Revista Produção Online**, [s. l.], v. 8, n. 1, 2008. DOI 10.14488/1676-1901.v8i1.28. Acesso em: 12 fev. 2025.

ESTADOS UNIDOS. **Title 40** – Protection of the Environment: part 435 - Oil and gas extraction point source category, 1º jul. 1999. Electronic code of federal regulations (Annual Edition). Disponível em: <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-435/subpart-A>. Acesso em: 10 fev. 2025.

FARIAS, C.; DAMACENA, F. D. L. Meio ambiente e economia: uma perspectiva para além dos instrumentos de comando e controle. **Revista de Direito Econômico e Socioambiental**, [s. l.], v. 8, n. 1, p. 148, 2017.

FINK, J. Drilling muds. *In*: Petroleum engineer's guide to oil field chemicals and fluids. [S. l.: s. n.], 2021. p. 1-122.

FLUIDS, Drillin. Drilling fluids fl-1. [S. l.: s. n.], 2014. p. 1-5.

FRANCISCO. **Carta encíclica Laudato Si' do Santo Padre Francisco sobre o cuidado da casa comum**. 2015. Disponível em: <https://bit.ly/3pA8Eax>. Acesso em: 3 set. 2021.

FORNASIER, F. C. CAMPO, M.; DJURIC A.; OBANDO, D. M. Designing environmentally conforming drilling fluids: challenges and considerations in Latin America. *In*: SPE – LATIN AMERICA AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, 2017. Buenos Aires. **Proceedings** [...]. [S. l.]: OnePetro. DOI <https://doi.org/10.2118/185492-MS>. Acesso em: 12 fev. 2025.

GATES, A. R.; JONES, D. O. B. Recovery of Benthic Megafauna from Anthropogenic Disturbance at a Hydrocarbon Drilling Well (380 m Depth in the Norwegian Sea). **PLoS ONE**, [s. l.], v. 7, n. 10, 2012.

GROWCOCK, F.; HARVEY, T. Drilling Fluids. *In*: Drilling fluids processing handbook. [S. l.]: Elsevier, 2004. p. 15-68.

GROWCOCK, F. B.; PATEL, A. D. The Revolution in Non-Aqueous Drilling Fluids. *In: AAE NATIONAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2011, Houston. Proceedings* [...]. Houston: AAE, 2011. Disponível em: <https://www.aade.org/application/files/9215/7261/8798/AADE-11-NTCE-33.pdf>. Acesso em: 21 fev. 2025.

GUIMARÃES, C. V. N. **Aprimoramento da Avaliação de Impacto Ambiental de Petróleo e Gás Offshore no Brasil: evolução e desafios da prática.** 397 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://encurtador.com.br/95SnP>. Acesso em: 15 nov. 2024.

HELSEL, D. R. Fabricating data: how substituting values for nondetects can ruin results, and what can be done about it. **Chemosphere**, [s. l.], v. 65, n. 11, p. 2.434-2.439, 2006.

HIGHER OLEFINS ADVOCACY TASK GROUP, Acc. A comparison of the environmental performance of olefin and paraffin Synthetic Base Fluids (SBF) **Environmental Performance November**, [s. l.], November, 2006.

HOLDWAY, D. A. The acute and chronic effects of wastes associated with offshore oil and gas production on temperate and tropical marine ecological processes. **Marine Pollution Bulletin**, [s. l.], v. 44, n. 3, p. 185-203, 2002.

HU, G.; LIU, H.; CHEN C.; HOU, H.; LI, J.; HEWAGE, K.; SADIQ, R. Low-temperature thermal desorption and secure landfill for oil-based drill cuttings management: pollution control, human health risk, and probabilistic cost assessment. **Journal of Hazardous Materials**, [s. l.], v. 410, p. 124570, 2021. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2020.124570>. Acesso em: 12 fev. 2025.

IBRAHIM, M. A.; JAAFAR, M. Z.; MD YUSOF, M. A. A review on the effect of nanoparticle in drilling fluid on filtration and formation damage. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 217, n. July, p. 110922, 2022. DOI [10.1016/j.petrol.2022.110922](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110922). Acesso em: 15 fev. 2025.

IMARHIAGBE, E. E.; ATUANYA, E. I. A Study of the Microbiology and Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (Pahs) Compositional Profile and Sources in Drill Cuttings from Ologbo Oilfield Wells at Edo State, Nigeria. **Science World Journal**, [s. l.], v. 9, n. 1, p. 8-13, 2014.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBP). **Avaliação de opções para a destinação do cascalho gerado na perfuração de poços marítimos no Brasil.** fasc. 1. Rio de Janeiro: IBP, 2021. (Caderno de boas práticas). [e-book em PDF].

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS (IBP). **Avaliação de opções para a destinação do cascalho gerado na perfuração de poços marítimos no Brasil.** fasc. 5. Rio de Janeiro: IBP, 2023. (Caderno de boas práticas). [e-book em PDF].

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS (IBP). **Diretrizes para abandono de poços.** Rio de Janeiro: IBP, 2023.

INSTITUTO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (INEEP). **Boletim de Produção e Exploração de Petróleo e Gás Natural**, [s. l.], 2024. Disponível em: <https://ineep.org.br/wp-content/uploads/2024/03/boletim-de-producao-e-exploracao-no-1.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2025.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS (IOGP). **Drilling waste management technology review**. Report n. 557. 1, 2016a.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS (IOGP). **Environmental fates and effects of ocean discharge of drill cuttings and associated drilling fluids from offshore oil and gas operations**. Report n. 543, 2016b.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (IOGP). **Environmental aspects of the use and disposal of non aqueous drilling fluids associated with offshore oil & gas operations**. Report n. 342, 2003.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL AND GAS PRODUCERS (IOGP). **Environmental effects and regulation of offshore drill cuttings discharges**. Report n. 602, 2021.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (IOGP). **Inputs to the North Sea from the offshore oil & gas industry 1989 to 1998**. Report n. 316, 2021.

INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION (IPIECA). International Association of Oil & Gas Producers (IOGP). **Drilling fluids and health risk management**. A guide for drilling personnel, managers and health professionals in the oil and gas industry. Report n. 396, 2009.

JAGWANI, D.; KULKARNI, A.; SHUKLA P.; RAMTEKE, D. S.; JUNEJA, H. D. Pah composition of water based drilling mud and drill cuttings in the offshore region, East coast of India. **Bulletin of Environmental Contamination and Toxicology**, [s. l.], v. 87, n. 5, p. 550-555, 2011.

JOHNSTON, C.; WILSON, S.; SATTERLEE, K.; VAN OORT, E.; VENABLE, D.; RABKE, S.; SCOTT, T. Controlling Synthetic-Based Drilling Fluid Discharges through the Best Management Practices Compliance Alternative. SPE – INTERNATIONAL CONFERENCE ON HEALTH, SAFETY, AND ENVIRONMENT IN OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION, Calgary, 2004. **Proceedings** [...]. [S. l.]: SPE, 2004. DOI <https://doi.org/10.2118/86701-MS>. Acesso em: 15 fev. 2025.

JOINT GROUP OF EXPERTS ON THE SCIENTIFIC ASPECTS OF MARINE POLLUTION (GESAMP). **International Maritime Organization. Review of potentially harmful substances**: oil, and other hydrocarbons including used lubricating oils, oil spill dispersants, and chemicals used in offshore exploration and exploitation. Impact of oil and related chemicals and wastes on the marine environment. XXII/4. Reports and Studies. London: GESAMP, 1993.

JONES, M.; OTTO, G. H. An evaluation of EPA Sheen tests for drilling fluid discharge. *In: INTERNATIONAL OIL SPILL CONFERENCE*. American Petroleum Institute, 10., 1987. **Proceedings** [...]. p. 521-528. [S. l.]: International Oil Spill Conference. DOI <https://doi.org/10.7901/2169-3358-1987-1-521>. Acesso em: 15 fev. 2025.

KAPP, R. W. Clean Water Act (CWA), US. *In: Encyclopedia of Toxicology*. 4. ed. [S. l.]: Academic Press, 2024. DOI <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824315-2.00291-8>. Acesso em: 15 fev. 2025.

KNOL-KAUFFMAN, M.; SOLÅS, A.; ARBO, P. Government-industry dynamics in the development of offshore waste management in Norway: from prescriptive to risk-based regulation. **Journal of Environmental Planning and Management**, [s. l.], v. 64, n. 4, p. 649-670, 2021.

LEONARD, S. A.; STEGEMANN, J. A. Stabilization/solidification of petroleum drill cuttings. **Journal of Hazardous Materials**, [s. l.], v. 174, n. 1-3, p. 463-472, 2010. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.09.075>. Acesso em: 15 fev. 2025.

LIMA JUNIOR, E. B.; OLIVEIRA, G. S. de; SANTOS, A. C. O. dos; SCHNEKENBERG, G. F. Análise documental como percurso metodológico na pesquisa qualitativa. **Cadernos da FUCAMP**, Campinas, v. 20, n. 44, p. 36-51, 2021. Disponível em: <https://revistas.fucamp.edu.br/index.php/cadernos/article/view/2356>. Acesso em: 11 fev. 2025.

LIPIATOU, E.; SALIOT, A. Hydrocarbon contamination of the Rhone delta and western Mediterranean. **Marine Pollution Bulletin**, [s. l.], v. 22, n. 6, p. 297-304, 1991. DOI [10.1016/0025-326X\(91\)90808-6](https://doi.org/10.1016/0025-326X(91)90808-6). Acesso em: 24 fev. 2025.

LIU, T.; TIAN, L.; YANG, L.; YAN, D.; HUANG, Q.; LU, G.; LIU, Z.; HUANG, Z. Emissions of BTEXs, NMHC, PAHs, and PCDD/Fs from Co-processing of Oil-based Drilling Cuttings in Brick Kilns. **Journal of Environmental Management**, [s. l.], v. 304, 2022.

MANN, H. B.; WHITNEY, D. R. On a test of whether one of two random variables is stochastically larger than the other. **The annals of mathematical statistics**, [s. l.], p. 50-60, 1947.

MCGRATH, J. A.; JOSHUA, N.; BESS, A. S.; PARKERTON, T. F. Review of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons (PAHs) Sediment Quality Guidelines for the Protection of Benthic Life. **Integr Environ Assess Manag**, [s. l.], n. 15, p. 505-518, 2019. DOI <https://doi.org/10.1002/ieam.4142>. Acesso em: 24 fev. 2025.

MELTON, H. R.; SMITH, J. P.; MARTIN, C. R.; NEDWED, T. J.; MAIRS, H. L.; RAUGHT D. L. Offshore discharge of drilling fluids and cuttings a scientific perspective on public policy. RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 10., 16-19 out. 2000, **Anais** [...]. Rio de Janeiro: IBP, p. 1-13, 2000.

MILLER, J. C.; MILLER, R. D. **Statistics and chemometrics for analytical chemistry**. 4. ed. United Kingdom: Pearson Education Limited, 2000.

MONTGOMERY, D. C. **Introduction to statistical quality control**. 6. ed. EUA: John Wiley & Sons, Inc., 1985.

MARINHO, L. S.; PEREIRA, B. C.; GUANDALIM, F. P.; CAVALCANTE, L. M. **Monitoring of drilling fluids and cuttings as an environmental management tool for offshore fluid operations**. EUA: OnePetro, 2024.

MENDELEY. **Mendeley Desktop**. Disponível em: <https://www.mendeley.com>. Acesso em: 5 fev. 2025.

NEFF, J. M. Biological effects of drilling fluids, drill cuttings and produced waters. *In*: BOESCH D. F.; RABALAI S. N. N. (ed.) **Long term effects of offshore oil and gas development**. London: Elsevier, 1987. p. 469-538.

NEFF, J. M. **Composition, environmental fates, and biological effect of water based drilling muds and cuttings discharged to the marine environment: a synthesis and annotated bibliography**. Massachusetts: Battelle, 2005. Disponível em: <https://encurtador.com.br/sPyAm>. Acesso em: 21 fev. 2025.

NEFF, J. M.; MCKELVIE, S.; AYERS J. R., R. C. **Environmental impacts of synthetic based drilling fluids**. OCS Study MMS 2000-64. New Orleans, USA: U.S. Dept. of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Program, 2000. Disponível em: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc955613/>. Acesso em: 26 fev. 2025.

NEFF, J. M. Estimation of bioavailability of metals from drilling mud barite. **Integrated Environmental Assessment and Management**, [s. l.], v. 4, n. 2, p. 184-193, 2008.

NEFF, J. M. **Polycyclic aromatic hydrocarbons in the aquatic environment. Sources, fates and biological effects**. Barking: Applied Science, 1979.

NEFF, J. M.; STOUT, S. A.; GUNSTER, D. G. Ecological risk assessment of polycyclic aromatic hydrocarbons in sediments: identifying sources and ecological hazard. **Integrated environmental assessment and management**, [s. l.], v. 1, n. 1, p. 22-33, 2005.

NORI, D. **Para conhecimento: tipos de plataformas**. 2012. Disponível em: <https://navalunivali.wordpress.com/2012/09/10/para-conhecimento-tipos-de-plataformas/>. Acesso em: 10 fev. 2025.

OFFSHORE ENERGIES UK (OEUK). **Environmental legislation website**. [2025]. Disponível em: <https://oilandgasukenvironmentallegislation.co.uk/>. Acesso em: 26 fev. 2025.

OKPARANMA, R. N.; AYOTAMUNO, J. M.; ARAKA, P. P. Polycyclic aromatic hydrocarbons in Nigerian oil-based drill-cuttings; evidence of petrogenic and pyrogenic effects. **World Applied Sciences Journal**, [s. l.], v. 11, n. 4, p. 394-400, 2010.

OLSGARD, F.; GRAY, J. S. A comprehensive analysis of the effects of offshore oil and gas exploration and production on the benthic communities of the Norwegian continental shelf. **Marine Ecology Progress Series**, [s. l.], v. 122, p. 277-306, 1995. DOI <https://doi.org/10.3354/meps122277>. Acesso em: 24 fev. 2025.

ORGANISATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). **Report on OECD project on best available techniques for preventing and controlling industrial chemical pollution activity I: policies on bat or similar concepts across the world**. 2017. Disponível em: <https://encurtador.com.br/bUwQ0>. Acesso em: 25 fev. 2025.

OSLO-PARIS PROTECTION OF THE MARINE ENVIRONMENT OF THE NORTH-EAST ATLANTIC (OSPAR). **Decision 2000/3 on the use of organic-phase drilling fluids (OPF) and the discharge of OPF-contaminated cuttings**. London: OSPAR, 2000. Disponível em: <https://www.ospar.org/convention/agreements/page10>. Acesso em: 6 jun. 2022.

OSSAI, I. C.; AZIZ, H.; HASSAN, A.; HAMID, F. S. Remediation of soil and water contaminated with petroleum hydrocarbon: a review. **Environmental Technology and Innovation**, [s. l.], v. 17, p. 100526, 2020.

PAGE, P. W.; GREAVES, C.; ROSEY, L.; SEAN, H. **Options for the recycling of drill cuttings**. 2003.

PAPPWORTH, S. S. R.; CAUDLE, D. D. Drilling and Production Discharges in the Marine Environment. *In*: Orszulik (ed.). **Environmental Technology in the Oil Industry**. Switzerland: Springer International Publishing, 2016. Cap. 7.

PATIN, S. **Environmental Impact of the Offshore Oil and Gas Industry**. Nova York: EcoMonitor Publishing, 1999.

PETRI JÚNIOR, I.; MARTINS, A. L.; ATAÍDE, C. H.; DUARTE, C. R. Microwave drying remediation of petroleum-contaminated drill cuttings. **Journal of Environmental Management**, [s. l.], v. 196, p. 659-665, 2017.

PETRI JÚNIOR, I.; SANTOS J. M. dos; ATAÍDE C. H.; DUARTE, C. R.; A novel method to determine total petroleum hydrocarbon (TPH) and water contents in reservoir drill cuttings. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 195, 2020.

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A. (Petrobras). **Impactos ambientais dos descartes de fluido de perfuração e cascalho**: efeitos sobre a biota e estudos de campo. Relatório Técnico Meio Ambiente (RT MA) n. 11/2019. Rio de Janeiro: Petrobrás, 2019.

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A. (Petrobras). **16º Relatório do Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos (PMFC) da Área Geográfica da Bacia de Campos (AGBC)**. Revisão 1, maio 2024. Não publicado.

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A. (Petrobras). **16º Relatório do Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos (PMFC) da Área Geográfica da Bacia de Santos (AGBS)**. Revisão 1, nov. 2024. Não publicado.

PETROLEUM SAFETY AUTHORITY NORWAY. Norwegian Environment Agency. Norwegian Directorate of Health Norwegian Food Safety Authority Norwegian Radiation and Nuclear Safety Authority. **Regulations relating to conducting petroleum activities (The Activities Regulations)**. 2022.

Disponível em:

https://www.havtil.no/contentassets/85219a8bda32464a97e024d6be29cdba/aktivitetsforskriften_e-3.pdf. Acesso em: 25 fev. 2025.

PROGRAMA DAS NAÇÕES UNIDAS PARA O MEIO AMBIENTE (UNEP).

Decision IG.24/9. Mediterranean offshore guidelines and standards: (a) common standards and guidance on the disposal of oil and oily mixtures and the use and disposal of drilling fluids and cuttings; (b) common standards and guidelines for special restrictions or conditions for Specially Protected Areas (SPA) within the framework of the Mediterranean offshore action plan. [2019].

Disponível em:

https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/31707/19ig24_22_2409_eng.pdf. Acesso em: 26 fev. 2025.

PUISEUX, A.; GUILLOU, A.; MERZI, T. Overview of drill cuttings management options through modeling, monitoring and life cycle assessment. 2020. *In*: International Conference and Exhibition on Health, Safety, Environment, and Sustainability, [virtual], 2020. **Proceedings [...]** [S. l.]: SPE, 2020. DOI 10.2118/199403-ms. Acesso em: 24 fev. 2025.

POZEBON, D.; SANTOS, J. H. Z.; PERALBA, M. C. R.; MAIA, S. M.; BARRIONUEVO, S.; PIZZOLATO, T. M. Metals, arsenic and hydrocarbons monitoring in marine sediment during drilling activities using NAFs. **Deep-Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography**, [s. l.], v. 56, n. 1-2, p. 22-31, 2009. DOI <https://doi.org/10.1016/j.dsr2.2008.08.016>. Acesso em: 24 fev. 2025.

PULSTER, E. L.; GRACIA, A.; ARMENTEROS M.; TORO-FARMER, G.; SNYDE, S. M.; CARR, B.; SCHWAAB, M. R.; NICHOLSON, T. J.; MROWICKI, J.; MURAWSKI, S. A. A First Comprehensive Baseline of Hydrocarbon Pollution in Gulf of Mexico Fishes. **Scientific Reports**, [s. l.], v. 10, n. 1, p. 1-14, 2020. DOI 10.1038/s41598-020-62944-6. Acesso em: 24 fev. 2025.

RAZALI, S. Z.; YUNUS R.; RASHID, S. A.; LIM, H. N.; MOHAMED JAN, B. Review of biodegradable synthetic-based drilling fluid: Progression, performance and future prospect. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 90, p. 171–186, 2018. DOI <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.014>. Acesso em: 24 fev. 2025.

READMAN, J. W.; FILLMANN, G.; TOLOSA, I.; BARTOCCI, J.; VILLENEUVE, J. P.; CATINNI, C.; MEE, L. D. Petroleum and PAH contamination of the Black Sea. *Mar. Pollut. Bull.*, Oxford, v. 44, p. 48-62, 2002.

REIS, L. S. T.; PINTO, A. E. M.; SARAIVA, V. B.; SILVA, S. V. A busca da sustentabilidade na legislação brasileira referente ao uso e descarte de fluidos de perfuração e o princípio da proibição do retrocesso ambiental. **Boletim do Observatório Ambiental Alberto Ribeiro Lamago**, [s. l.], v. 17, n. 2, p. 47-72, 2023.

RODRÍGUEZ-LÓPEZ, L. C.; OJEDA-MORALES, M. E.; CÓRDOVA-BAUTISTA, Y.; HERNÁNDEZ-RIVERA, M. A.; LÓPEZ-LÁZARO, J. de los S. Recovery of impregnated hydrocarbon in drill cuttings using supercritical carbon dioxide.

Journal of Environmental Management, [s. l.], v. 285, 2021. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2021.112134> Get rights and content. Acesso em: 24 fev. 2025.

RYE, H.; REED, M.; DURGUT, I.; DITLEVSEN, M. K. **Documentation report for the revised DREAM model**. ERMS Report n. 18. Noruega: Sintef, 2006. Disponível em: https://www.sintef.no/globalassets/project/erms/reports/erms-report-no-18_documentation-dream_sintef.pdf. Acesso em: 10 fev. 2025.

SANTOS, M. F. L.; LANA, P. C.; SILVA J.; FACHE, J. G. L.; PULGATI, F. H. Effects of non-aqueous fluids cuttings discharge from exploratory drilling activities on the deep-sea macrobenthic communities. **Deep-Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography**, [s. l.], v. 56, n. 1-2, p. 32-40, 2009. DOI <https://doi.org/10.1016/j.dsr2.2008.08.017>. Acesso em: 25 fev. 2025.

SCHAFFEL, S. B. **A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil**. 147f. Tese (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: https://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Silvia_Bajberg_Schaffel.pdf. Acesso em: 10 fev. 2025.

SCHAANNING, M. T.; TRANNUM, H. C.; OXNEVAD, S.; CARROLL, J.; BAKKE, T. Effects of drill cuttings on biogeochemical fluxes and macrobenthos of marine sediments. **Journal of Experimental Marine Biology and Ecology**, [s. l.], v. 361, n.1, p. 49–57, 2008. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jembe.2008.04.014>. Acesso em: 24 fev. 2025.

SMIT, M. G. D.; HOLTHAUS, K. I. E.; KAAG, N. B. H. M.; JAK, R. G. **The derivation of a PNEC-water for weighting agents in drilling mud**. ERMS Report n. 6. 2006. Disponível em: https://www.sintef.no/globalassets/project/erms/reports/erms-report-no-6_pnec-for-weighting-agents_tno.pdf. Acesso em: 26 fev. 2025.

SILVA, G. C. da. Desvendando os hidrocarbonetos de petróleo. **Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos**. Parte 3. 2018. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/desvendando-os-hidrocarbonetos-de-petr%C3%B3leo-parte-3-cruz-da-silva/>. Acesso em: 10 fev. 2025.

SINGSAAS, I.; RYE, H.; FROST, T. K.; SMIT, M. G. D.; GARPESTAD, E.; SKARE, I.; BAKKE, K.; VEIGA, L. F.; BUFFAGNI, M.; FOLLUM, O.; JOHNSEN, S.; MOLTU, U.; REED, M. Development of a risk-based environmental management tool for drilling discharges. Summary of a four-year project. **Integrated Environmental Assessment and Management**, [s. l.], v. 4, n. 2, p. 171-176, 2008.

- SMIT, M. G. D.; HOLTHAUS, K. I. E.; TRANNUM, H. C.; NEFF, J. M. Species sensitivity distributions for suspended clays, sediment burial, and grain-size change in the marine environment. **Environmental Toxicology and Chemistry**, [s. l.], v. 27, p.1006-1012, 2008b. DOI <https://doi.org/10.1897/07-339.1>. Acesso em: 24 fev. 2025.
- SOARES, A. S. F.; COSTA MARQUES, M. R. da; CUNHA COSTA, L. da. Physical-chemical characterization and leaching studies involving drill cuttings generated in oil and gas pre-salt drilling activities. **Environmental Science and Pollution Research**, [s. l.], 2022.
- SOJINU, O. S. S.; WANG, J. Z.; SONIBARE, O. O.; ZENG, E. Y. Polycyclic aromatic hydrocarbons in sediments and soils from oil exploration areas of the Niger Delta. **Journal of Hazardous Materials**, Nigeria, v. 174, n. 1-3, p. 641-647, 2010.
- SPEIGHT, J. G. Drilling Technology and Well Completion. *In*: SPEIGHT, J. G. **Subsea and deepwater oil and gas science and technology**. [S. l.]: Gulf Professional Publishing, 2015. p. 127-148. DOI <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-558-6.00005-2>. Acesso em: 24 fev. 2025.
- STANTEC. Jacques Whitford Stantec Limited. **Cuttings treatment technology evaluation**. Environmental Studies Research Funds. Report n. 166. 2009. Disponível em: https://publications.gc.ca/collections/collection_2011/rncan-nrcan/NE22-4-166-eng.pdf. Acesso em: 25 fev. 2025.
- STEINHAUER, M.; CRECELIUS, E.; STEINHAUER, W. Temporal and spatial changes in the concentrations of hydrocarbons and trace metals in the vicinity of an offshore oil-production platform. **Marine Environmental Research**, [s. l.], v. 37, n. 2, p. 129-163, 1994.
- STOUT, S. A.; PAYNE, J. R. Footprint, weathering, and persistence of synthetic-base drilling mud olefins in deep-sea sediments following the Deepwater Horizon disaster. **Marine Pollution Bulletin**, [s. l.], v. 118, n. 1-2, p. 328-340, 2017.
- SVENSEN, T.; TAUGBOL, K. Drilling Waste Handling in Challenging Offshore Operations (Russian). *In*: SPE – ARCTIC AND EXTREME ENVIRONMENTS CONFERENCE AND EXHIBITION, 2011, Moscow. **Proceedings** [...]. 2011. DOI <https://doi.org/10.2118/149575-MS>.
- TAIT, R. D.; MAXON, C. L.; PARR, T. D.; NEWTON III, F. C. Benthos response following petroleum exploration in the southern Caspian Sea: Relating effects of nonaqueous drilling fluid and dissolved oxygen. **Marine Pollution Bulletin**, [s. l.], v. 110, p. 520-527, 2016. DOI <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2016.02.079>. Acesso em: 24 fev. 2025.
- THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: Petrobras, 2004.
- TOLDO, E. E.; AYUP ZOUAIN, R. N. Environmental monitoring of offshore drilling for petroleum exploration (MAPEM): a brief overview. **Deep-Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography**, [s. l.], v. 56, n. 1-2, p. 1-3, 2009.

TORNERO, V.; HANKE, G. Chemical contaminants entering the marine environment from sea-based sources: A review with a focus on European seas. **Marine Pollution Bulletin**, [s. l.], v. 112, n. 1-2, p. 17-38, 2016.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **The NPDES general permit for new and existing sources and new dischargers in the offshore subcategory of the oil and gas extraction point source category for the western and central portion of the outer continental shelf of the Gulf of Mexico (GMG290000)**. 2023. Disponível em: https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-05/2023%20GMG290000%20Final%20Permit%20dated%20and%20signed_508.pdf. Acesso em: 1º fev. 2025.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **Analytic methods for the oil and gas extraction point source category**. Report n. 821R11004. 2012. Disponível em: <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPURL.cgi?Dockey=P100IKMS.txt>. Acesso em: 1º fev. 2025.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **40 CFR**. Part 435. Environmental assessment of final effluent guidelines and standards for synthetic-based drilling fluids and other non-aqueous drilling fluids in the oil and gas extraction point source category. office of water. Washington, DC: [s. n.], 2000. (EPA-821-B-00-014).

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **EPA Method 1674**. Determination of Amount of Non-Aqueous Drilling Fluid (NAF) Base Fluid from.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **EPA Method 3050B**. Acid Digestion of Sediments, Sludges, and Soils.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **EPA Method 6010C**. Inductively coupled plasma-atomic emission spectrometry.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **EPA Method 7471B**. Mercury in solid or semisolid waste (Manual Cold-vapor Technique).

EPA. U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **EPA Method 3052**. Microwave assisted acid digestion of siliceous and organically based matrices.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **EPA Method 8270C**. Semivolatile Organic Compounds by Gas Chromatography/Mass Spectrometry (GC/MS).

U. S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **EPA Method 1644**. Method for Conducting a Sediment Toxicity Test with *Leptocheirus Plumulosus* and Non-Aqueous Drilling Fluids or Synthetic-Based Drilling Muds.

U. S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **EPA Method 8015**. Non-Halogenated Organics Using GC/FID.

U. S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **EPA Method 3550C**. (SW-846). Ultrasonic extraction Revision 2. Disponível em: Method

3550C: Ultrasonic Extraction, part of Test Methods for Evaluating Solid Waste, Physical/Chemical Methods. 2007.

U. S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **EPA Method 8015C**. (SW-846): Nonhalogenated Organics Using GC/FID,” Revision 4. Disponível em: Method 8015D: Nonhalogenated Organics Using GC/FID, part of Test Methods for Evaluating Solid Waste, Physical/Chemical Methods. 2003.

U. S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U. E. EPA). **Effluent limitations guidelines and new source performance standards for the oil and gas extraction point source category**. Reduction Act. Federal Register. EUA. v. 66, n. 111, June 8, 2001. Rules and Regulations. Disponível em: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2001-06-08/pdf/01-13413.pdf>. Acesso em: 25 fev. 2025.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U. S. EPA). Engineering and Analysis Division. Office of Water. **Analytic methods for the oil and gas extraction point source category**. 2011. Disponível em <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPURL.cgi?Dockey=P100IKMS.txt>. Acesso em: 5 fev. 2025.

U. S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U.S. EPA). **Regulating petroleum industry wastewater discharges in the United States and Norway**. Information Sheet – Final. January, 2011. Disponível em: <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPURL.cgi?Dockey=P100B9AW.txt>. Acesso em: 23 fev. 2025.

WAKEHAM, S. G.; SCHAFENER, C.; GIGER, W. Polycyclic aromatic hydrocarbons in Recent lake sediments - II. Compounds derived from biogenic precursors during early diagenesis. **Geochimica et Cosmochimica Acta**, [s. l.], v. 44, p.415-429. 1980.

WANG, S.; QIN, J.; XIE, B.; SUN, H.; LI, X.; CHEN, W. Volatilization behavior of polycyclic aromatic hydrocarbons from the oil-based residues of shale drill cuttings. **Chemosphere**, [s. l.], v. 288, part 1, 2022. DOI <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2021.132455>. Acesso em: 26 fev. 2025.

WANG, Z.; FINGAS, M.; PAGE, D. S. Oil spill identification. **Journal of Chromatography A**, [s. l.], v. 843, n. 1-2, p. 369-411, 1999.

WORLD BANK GROUP. **Environmental, health, and safety guidelines for offshore oil and gas development**. 2015. Disponível em: <https://encurtador.com.br/6meLn>. Acesso em: 26 fev. 2025.

WOOD ENVIRONMENT & INFRASTRUCTURE SOLUTIONS UK LIMITED (Wood). **European Commission: Directorate-General for Environment, Best available techniques guidance document on upstream hydrocarbon exploration and production**. Final guidance document. 2019. Disponível em: <https://data.europa.eu/doi/10.2779/607031>. Acesso em: 26 fev. 2025.

VETHAAK, A. D.; DAVIES, I. M.; THAIN, J. E.; GUBBINS, M. J.; MARTÍNEZ-GÓMEZ, C.; ROBINSON, C. D.; MOFFAT, C. F.; BURGEOT, T.; MAES T.; WOSNIOK W.; GILTRAP, M.; LANG T.; HYLLAND, K. Integrated indicator framework and methodology for monitoring and assessment of hazardous substances and their effects in the marine environment. **Marine Environmental Research**, [s. l.], v. 124, p. 11-20, 2017. DOI

<https://doi.org/10.1016/j.marenvres.2015.09.010>. Acesso em: 11 fev. 2025.

VILARDO, C.; LA ROVERE, E. L.; EVORA, J. E. M.; MONTAÑO, M. Lost at SEA? Environmental assessment and offshore oil and gas planning in Brazil. **Impact Assessment and Project Appraisal**, [s. l.], n. 38, v. 3, p. 261-268. 2020. DOI <https://doi.org/10.1080/14615517.2020.1720378>. Acesso em: 11 fev. 2025.

VOLKMAN, J. K.; HOLDSWORTH, D. G.; NEILLA, G. P.; BAVOR, H. J. Identification of natural, anthropogenic and petroleum hydrocarbons in aquatic sediments. **The Science of the Total Environment**, [s. l.], v. 112, p. 203-219, 1992.

VEIGA, L. F. **Avaliação de Risco Ecológico dos Descartes da Atividade de Perfuração de Poços de Óleo e Gás em Ambientes Marinhos**. 269 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

YAN, P.; LU, M.; GUAN, Y.; ZHANG, W.; ZHANG, Z. Remediation of oil-based drill cuttings through a biosurfactant-based washing followed by a biodegradation treatment. **Bioresource technology**, [s. l.], v. 102, n. 22, p. 10.252-10.259, 2011.

YANG, H.; WANG, Z.; HUANG, Z.; HE, J.; LIU, Z.; CHEN, Y.; T., L.; HUANG, Q.; LIU, T. Development and validation of diffusion-controlled model for predicting polycyclic aromatic hydrocarbons from baking-free brick derived from oil-based drilling cuttings. **Journal of Environmental Management**, [s. l.], v. 325, part A, 2023. DOI <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2022.116497>. Acesso em: 1º fev. 2025.

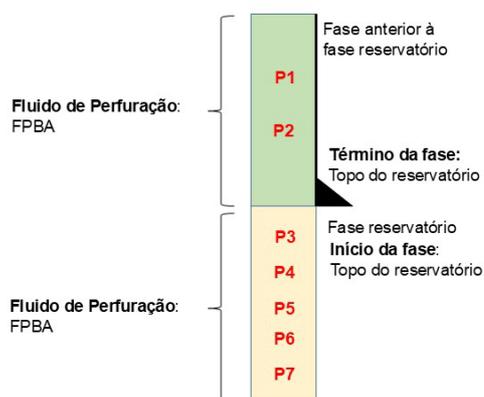
YANG, J.; SUN, J.; WANG, R.; QU, Y. **Treatment of drilling fluid waste during oil and gas drilling: a review**. [S. l.]: Springer Science and Business Media Deutschland GmbH, 2023.

YIN, M.; HUANG, H.; OLDENBURG, T. Demixing oil-based drilling mud and reservoir oils from drilling cuttings using ultrahigh resolution mass spectrometry. *In*: INTERNATIONAL MEETING ON ORGANIC GEOCHEMISTRY, 30., 2021. [S. l.]: European Association of Geoscientists & Engineers. 2021. DOI <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202134152>. Acesso em: 1º fev. 2025.

APÊNDICE A – DIFERENTES SITUAÇÕES DE POÇOS DA CAMPANHA AMOSTRAL

SITUAÇÃO 1: Perfuração da fase anterior e da fase reservatório com FPBA.

Início da fase reservatório no topo da zona portadora de hidrocarboneto.



→ Critérios de amostragem

Amostragem simples em cada ponto de amostragem.

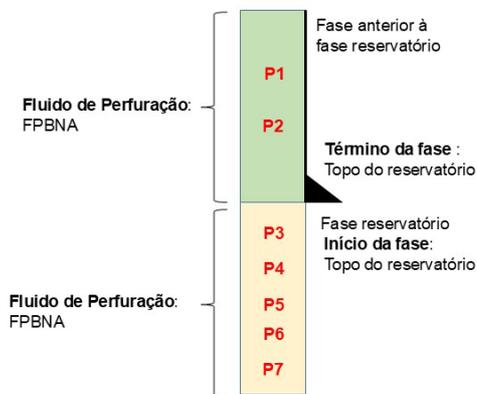
- **Amostragem na fase anterior ao reservatório (antes)**
1ª amostragem (P1) – 30% da extensão da fase e
2ª amostragem (P2) – 60% da extensão da fase.
- **Amostragem na fase reservatório (durante)**
3ª amostragem (P3) – 30% da extensão da fase;
4ª amostragem (P4) – 45% da extensão da fase;
5ª amostragem (P5) – 60% da extensão da fase;
6ª amostragem (P6) – 75% da extensão da fase e
7ª amostragem (P7) – 90% da extensão da fase.

Legenda:

- ▲ Sapata – separa as fases do poço
- Trecho "antes" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- Trecho "durante" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- FPBA: Fluido de perfuração de base aquosa e
- FPBNA: Fluido de perfuração de base não aquosa.

SITUAÇÃO 2: Perfuração da fase anterior ao reservatório e da fase reservatório com FPBNA.

Início da fase reservatório no topo da zona portadora de hidrocarboneto.



→ Critérios de amostragem

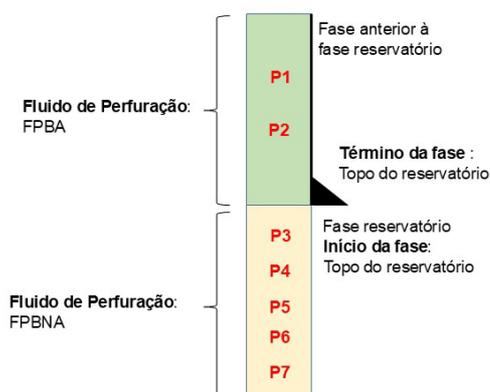
Amostragem simples em cada ponto de amostragem.

- **Amostragem na fase anterior ao reservatório (antes)**
1ª amostragem (P1) – 30% da extensão da fase;
2ª amostragem (P2) – 60% da extensão da fase;
- **Amostragem na fase reservatório (durante)**
3ª amostragem (P3) – 30% da extensão da fase;
4ª amostragem (P4) – 45% da extensão da fase;
5ª amostragem (P5) – 60% da extensão da fase;
6ª amostragem (P6) – 75% da extensão da fase e
7ª amostragem (P7) – 90% da extensão da fase.

Legenda:

- ▲ Sapata – separa as fases do poço
- Trecho "antes" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- Trecho "durante" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- FPBA: Fluido de perfuração de base aquosa e
- FPBNA: Fluido de perfuração de base não aquosa.

SITUAÇÃO 3: Perfuração da fase anterior ao reservatório com FPBA e da fase reservatório com FPBNA. Início da fase reservatório topo da zona portadora de hidrocarboneto.



→ **Critérios de amostragem**

Amostragem simples em cada ponto de amostragem.

• **amostragem na fase anterior ao reservatório (antes)**

- 1ª amostragem (P1) – 30% da extensão da fase e
- 2ª amostragem (P2) – 60% da extensão da fase.

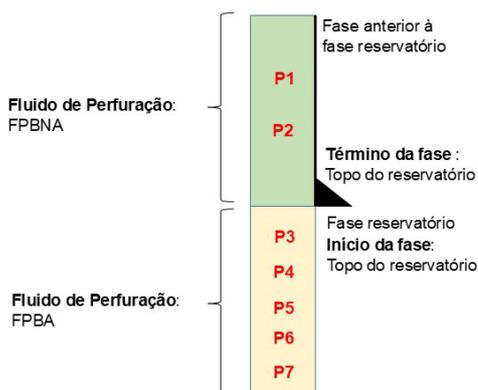
• **Amostragem na fase reservatório (durante)**

- 3ª amostragem (P3) – 30% da extensão da fase;
- 4ª amostragem (P4) – 45% da extensão da fase;
- 5ª amostragem (P5) – 60% da extensão da fase;
- 6ª amostragem (P6) – 75% da extensão da fase e
- 7ª amostragem (P7) – 90% da extensão da fase.

Legenda:

- ▲ Sapata – separa as fases do poço
- Trecho "antes" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- Trecho "durante" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- FPBA: Fluido de perfuração de base aquosa e
- FPBNA: Fluido de perfuração de base não aquosa.

SITUAÇÃO 4: Perfuração da fase anterior ao reservatório com FPBNA e da fase reservatório com FPBA. Início da fase reservatório topo da zona portadora de hidrocarboneto.



→ **Critérios de amostragem**

Amostragem simples em cada ponto de amostragem.

• **Amostragem na fase anterior ao reservatório (antes) somente cascalho**

- 1ª amostragem (P1) – 30% da extensão da fase e
- 2ª amostragem (P2) – 60% da extensão da fase.

• **Amostragem na fase reservatório (durante)**

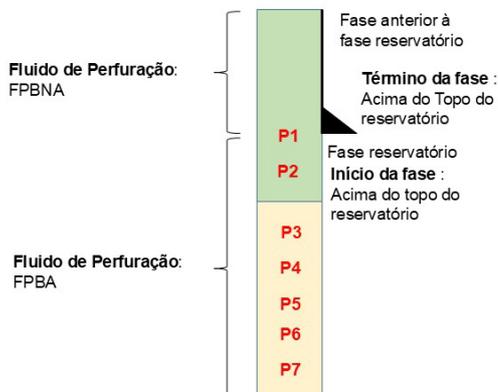
- 3ª amostragem (P3) – 30% da extensão da fase;
- 4ª amostragem (P4) – 45% da extensão da fase;
- 5ª amostragem (P5) – 60% da extensão da fase;
- 6ª amostragem (P6) – 75% da extensão da fase e
- 7ª amostragem (P7) – 90% da extensão da fase.

Legenda:

- ▲ Sapata – separa as fases do poço
- Trecho "antes" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- Trecho "durante" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- FPBA: Fluido de perfuração de base aquosa e
- FPBNA: Fluido de perfuração de base não aquosa.

SITUAÇÃO 5: Perfuração da fase reservatório com FPBA.

Início da fase reservatório acima topo da zona portadora de hidrocarboneto.

→ **Critérios de amostragem**

Amostragem simples em cada ponto de amostragem.

• **Amostragem na fase reservatório (antes)**

1ª amostragem (P1) – Início da Perfuração (primeiro retorno de cascalhos) e
2ª amostragem (P2) – Profundidade referente a metade da extensão do trecho sem reservatório.

• **Amostragem na fase reservatório (durante)**

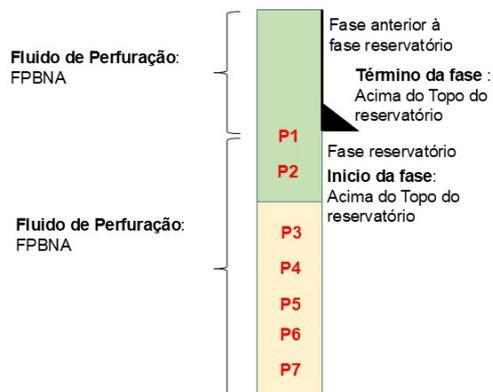
3ª amostragem (P3) – 30% da extensão da fase;
4ª amostragem (P4) – 45% da extensão da fase;
5ª amostragem (P5) – 60% da extensão da fase;
6ª amostragem (P6) – 75% da extensão da fase e
7ª amostragem (P7) – 90% da extensão da fase.

Legenda:

- ▲ Sapata – separa as fases do poço
- Trecho "antes" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- Trecho "durante" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- FPBA: Fluido de perfuração de base aquosa e
- FPBNA: Fluido de perfuração de base não aquosa.

SITUAÇÃO 6: Perfuração da fase reservatório com FPBNA.

Início da fase reservatório acima topo da zona portadora de hidrocarboneto.

→ **Critérios de amostragem**

Amostragem simples em cada ponto de amostragem.

• **Amostragem na fase reservatório (antes)**
somente cascalho

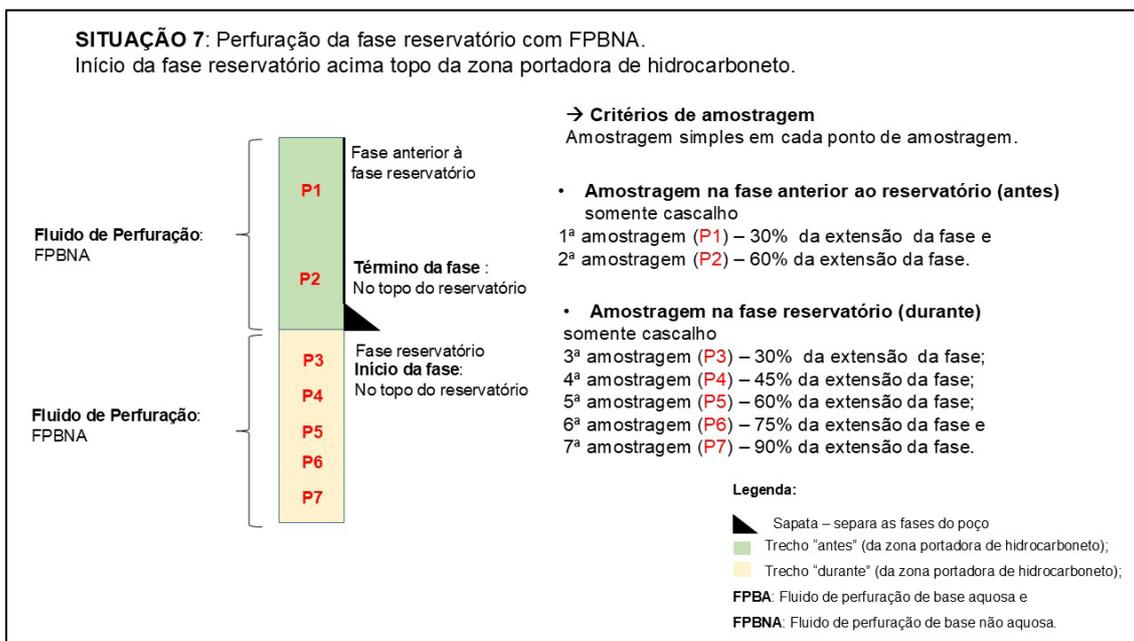
1ª amostragem (P1) – Início da Perfuração (primeiro retorno de cascalhos)
2ª amostragem (P2) – Profundidade referente a metade da extensão do trecho sem reservatório

• **Amostragem na fase reservatório (durante)**

• somente cascalho
3ª amostragem (P3) – 30% da extensão da fase
4ª amostragem (P4) – 45% da extensão da fase
5ª amostragem (P5) – 60% da extensão da fase
6ª amostragem (P6) – 75% da extensão da fase
7ª amostragem (P7) – 90% da extensão da fase

Legenda:

- ▲ Sapata – separa as fases do poço
- Trecho "antes" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- Trecho "durante" (da zona portadora de hidrocarboneto);
- FPBA: Fluido de perfuração de base aquosa e
- FPBNA: Fluido de perfuração de base não aquosa.



Situação 1: Poços 3, 5, 10, 11, 12, 15, 16 e 18 (apenas completção);

Situação 2: Poços 4 e 20;

Situação 3: Poços 13;

Situação 4: Poços 7, 8 e 9;

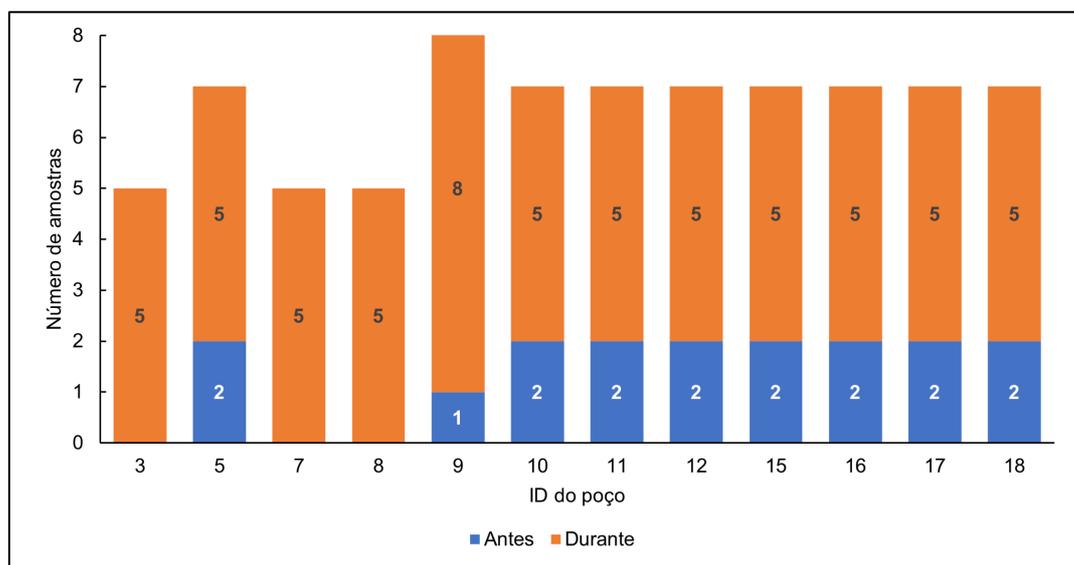
Situação 5: Poço 17;

Situação 6: Poços 1, 6, 14 e 19 e

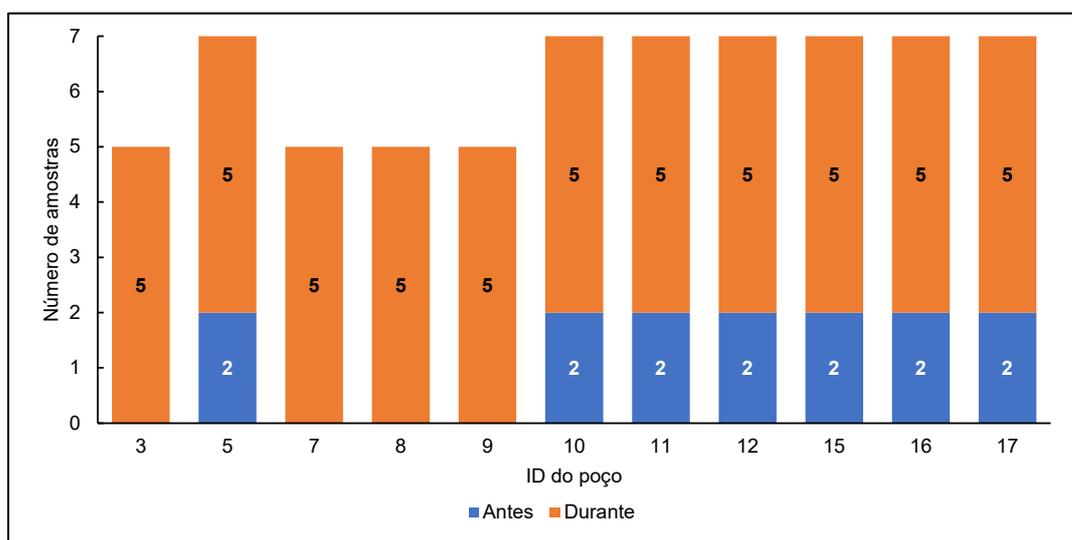
Situação 7: Poço 2.

APÊNDICE B – DISTRIBUIÇÃO DE AMOSTRAS POR MATRIZ E POÇOS

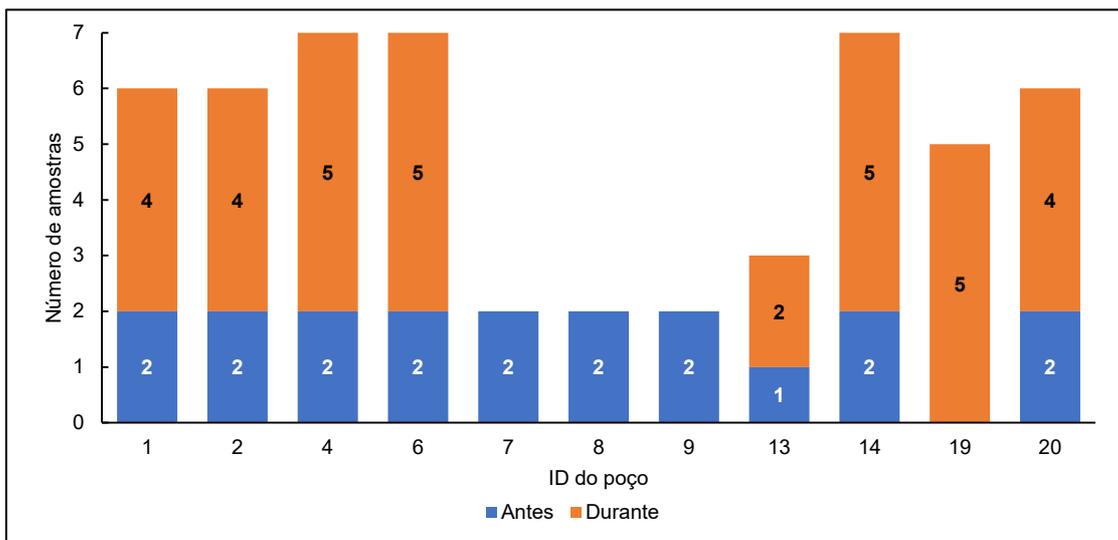
Distribuição das amostras de fluido base aquosa



Distribuição das amostras de cascalho associado a fluido de perfuração de base aquosa (Casc_A)



Distribuição das amostras de cascalho associado a fluido de perfuração de base não aquosa (Casc_NA)



**ANEXO A – DIRETRIZES DE 2019, SEI 5533803 ASSOCIADA AO
DESPACHO Nº 5540547/2019-GABIN IBAMA**

**DIRETRIZES PARA USO E DESCARTE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E
CASCALHOS, FLUIDOS COMPLEMENTARES E PASTAS DE CIMENTO NOS
PROCESSOS DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL
DOS EMPREENDIMENTOS DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA DE POÇOS DE
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NAS ATIVIDADES DE
PERFURAÇÃO MARÍTIMA DE POÇOS E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS.**

1. DEFINIÇÕES

- a) Operador: empresa responsável pelas operações e atividades de exploração e produção de petróleo, conforme contrato junto à ANP.
- b) Base do Fluido: fase contínua de um fluido de perfuração e complementar.
- c) *Blend* Comercial de bases orgânicas: mistura de bases orgânicas com a finalidade de obter um único produto comercial que possua qualidade e desempenho ambiental específicos.
- d) Fluidos de Perfuração: formulações utilizadas na perfuração de poços com as finalidades principais de promover a remoção do cascalho gerado, resfriar e lubrificar broca e coluna, e manter equilibradas as pressões de sub superfície.
- e) Cascalho: fragmentos originados pela ação da broca sobre a rocha ou cimento curado.
- f) Fluidos Complementares: denominação genérica dada a todos os fluidos que não são fluidos de perfuração e que são utilizados durante a perfuração, cimentação e completação de poços, tais como os definidos abaixo:
 - (i) Fluidos de Completção: são soluções salinas utilizadas, em substituição aos fluidos de perfuração, para evitar danos às zonas de interesse por ocasião da etapa de completção dos poços, ou seja, a etapa na qual se estabelece a comunicação física entre a formação produtora e o poço propriamente dito.
 - (ii) Colchão Lavador: formulações químicas cuja função principal é a remoção do "filme" de fluido de perfuração aderido à parede interna do poço (revestimento).
 - (iii) Colchão Viscoso ou de Limpeza: formulações químicas cuja função principal é a remoção de sólidos particulados do poço e com isso, evitar a contaminação do fluido de completção a ser deslocado para o poço.

- (iv) Colchão Espaçador: formulações químicas utilizadas para deslocar fluidos dos poços, antes da utilização de outros fluidos, sendo sua principal função a separação de fluidos que podem ser incompatíveis entre si.
- (v) Colchão Traçador: é um fluido de base aquosa de fácil visualização submarina, cuja função é a indicação de chegada da frente do fluido que se deseja deslocar ou bombear.
- (vi) Packer Fluido: é um fluido de completação ocasionalmente deixado no espaço anular do poço após a etapa de completação.
- g) Pasta de Cimento: sistema de fluido cimentante contendo água de mistura e cimento que ao solidificar veda os espaços anulares ou o interior do poço, promovendo, assim, o seu isolamento e tamponamento.
- h) Água de mistura: veículo aquoso que serve como base para o preparo da pasta de cimento, podendo conter aditivos líquidos ou sólidos.
- i) Água de lavagem dos tanques de cimentação: volume residual resultante da operação de lavagem das unidades de cimentação e do tanque de mistura.
- j) Resíduos sólidos: material no estado sólido, semissólido, ou líquido resultante das atividades de perfuração e completação de poços ou nelas utilizados que poderá ser descartado no mar se atendidas as condições estabelecidas neste Parecer Técnico ou as quais se deverá proceder a destinação adequada nos termos da legislação pertinente.
- k) Efluente: termo usado para caracterizar os despejos líquidos provenientes dos volumes excedentes do processo de cimentação e da lavagem das unidades de cimentação e de tanques.
- l) “Momento prévio ao uso”: momento que antecede a entrada do fluido no sistema de circulação de fluido, já com todas as alterações e correções necessárias realizadas para o início de operação com este fluido. O “momento prévio ao uso” ocorre apenas no início de uma fase ou em uma sequência de fases que utilize o mesmo tipo de fluido.
- m) “Momento pré-descarte”: momento que antecede o descarte de qualquer tipo de fluido ou cascalho para o mar, posterior, portanto, a qualquer tipo de tratamento físico ou químico.
- n) Perfuração: atividades da exploração com o objetivo de localizar reservas de hidrocarbonetos, suas dimensões e potencial produtivo.
- o) Produção: Conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação.
- p) Intervenção: operações de manutenção dos equipamentos, realizadas após a completação e início da produção do poço, também denominadas *workover*, bem como as operações de abandono.

- i) *Heavy workover*: Intervenção que requer a retirada da Árvore de Natal Molhada (ANM) e da Coluna de Produção (COP).
 - ii) *Light workover*: Intervenção que não requer a retirada da Árvore de Natal (ANM) nem da Coluna de Produção (COP).
- q) **Completação**: é o conjunto de operações e atividades que têm como objetivo equipar o poço para a produção, instalando todos os acessórios e equipamentos que permitirão a operação segura do poço de petróleo.
- r) **Cimentação**: é a vedação, por meio do preenchimento do espaço anular entre a coluna de revestimento e a formação rochosa, com pasta de cimento, para impedir a migração de fluidos para o interior do poço.

2. CONDIÇÕES PARA USO DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

2.1 Dos produtos componentes

Para utilização de produtos na formulação de fluidos, além dos já restritos por legislação, desde fabricação e transporte até seu uso, ficam também impedidos os seguintes produtos:

- óleo diesel, cromo hexavalente, lignosulfonato de cromo, lignosulfonato de ferrocromo, ligas de ferrocromo e brometo de zinco ($ZnBr_2$).

Fica resguardado o direito do órgão ambiental competente de modificar a listagem de produtos proibidos conforme justificativas tecnicamente fundamentadas.

2.1.1. Baritina

A baritina prevista para as preparações dos fluidos e pastas de cimento deverá atender às concentrações máximas de 3 mg/kg para cádmio e 1 mg/kg para mercúrio. A determinação de cádmio deverá ser realizada por meio dos métodos EPA 3050 (Digestão Ácida da Amostra), U.S. EPA 6010 (Determinação de Cádmio), U.S. EPA 7471 (Determinação de Mercúrio). Fica proibido o uso de baritina que não atenda aos limites descritos.

Na baritina prevista para as preparações dos fluidos e pastas de cimento deverão ser analisadas também as concentrações de alumínio (Al), arsênio (As), chumbo (Pb), cobre (Cu), cromo (Cr), ferro (Fe), manganês (Mn), molibdênio (Mo), níquel (Ni), silício (Si), vanádio (V) e zinco (Zn). Os ensaios deverão ser

realizados por meio dos métodos EPA 3050 (Digestão Ácida da Amostra) e EPA 6010 ou EPA 6020 (Determinação de Cobre, Cromo, Zinco, Chumbo, Níquel, Molibdênio, Arsênio, Silício, Alumínio, Ferro, Manganês e Vanádio).

Os ensaios deverão ser realizados por laboratórios acreditados junto ao INMETRO ou instituição internacional reconhecida.

2.1.2. Bases orgânicas

A concentração de HPAs totais da base orgânica prevista na preparação dos fluidos de perfuração não aquosos não deverá ultrapassar a razão de 10mg HPA/kg fluido base, conforme método EPA 1654A descrito em "*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*" (dezembro, 2011) ou EPA 8270. Fica proibido o uso de bases orgânicas que não atendam ao limite descrito.

Para a base orgânica prevista na preparação dos fluidos de perfuração não aquosos, deverá ser realizada avaliação da ecotoxicidade em sedimento marinho (10 dias), conforme métodos EPA 1644 e EPA 1646, descritos em "*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*" (Dezembro, 2011).

Alternativamente, o IBAMA poderá aceitar o desenvolvimento do ensaio ecotoxicológico com o uso de organismo nativo conforme método ABNT NBR 15638. Contudo, mantém-se a determinação do uso do método EPA 1646 para a contaminação do sedimento, assim como o uso do método EPA 1644 para a interpretação dos resultados.

Para a base orgânica prevista na preparação dos fluidos de perfuração não aquosos, deverá ser realizada avaliação do potencial de biodegradabilidade conforme método modificado EPA 1647, descrito em "*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*" (Dezembro, 2011).

As bases orgânicas dos fluidos de perfuração não aquosos que não atenderem o critério de aprovação do método EPA 1644 ou do método EPA 1647 poderão ser utilizadas, mas deverão ser observados aos critérios de descarte dos itens 6 e 8.

2.1.3. Dos Estoques

Deverá ser apresentado pelo operador um plano de amostragem dos estoques de baritina e de base orgânica junto ao Processo Administrativo de Avaliação de Fluidos de Perfuração. O plano será aprovado pelo IBAMA e contemplará minimamente as questões de rastreabilidade, mistura de base, *blends* comerciais de base orgânica e amostragem representativa desses estoques. O operador deverá garantir que todos os estoques de baritina e bases orgânicas estejam dentro dos limites dos ensaios previstos nos itens 2.1, 3.1 e 4.1 mesmo enquanto não houver aprovação do plano de amostragem pelo IBAMA. Adicionalmente, fica mantida a necessidade de apresentação dos respectivos laudos até a devida aprovação do plano.

2.2. Da Ecotoxicidade

Os fluidos de perfuração empregados nas fases sem retorno deverão atender o limite de CL50-96h ≥ 30.000 ppm da Fração Particulada Suspensa (FPS), por meio das normas ABNT NBR 15308 e ABNT NBR 15469. Fica proibido o uso dos fluidos que não atendam ao limite máximo de ecotoxicidade.

Para a realização de ensaio, os fluidos utilizados nas fases sem retorno deverão ser amostrados em momento prévio ao uso.

Em ocorrência de algum incidente com derramamento de fluido no mar, deverá ser coletada amostra para análise de toxicidade aguda, de acordo com as normas ABNT NBR 15308 e ABNT NBR 15469. O resultado do ensaio de toxicidade aguda ao fluido derramado acidentalmente deverá ser anexado ao Relatório Detalhado de Incidente (RDI) encaminhado para a Coordenação-Geral de Emergências Ambientais – CGEMA.

Caso o fluido de perfuração seja empregado em mais de uma fase consecutiva, o ensaio de ecotoxicidade deve ser realizado antes do uso na primeira fase sequencial, não sendo necessária realização de outro ensaio prévio até a utilização de nova formulação.

3. CONDIÇÕES PARA USO DE FLUIDOS DE FLUIDOS COMPLEMENTARES

3.1. Dos produtos componentes

Quando da utilização de produtos na formulação de fluidos, deve-se observar as restrições da legislação desde fabricação e transporte até seu uso.

Fica resguardado o direito do órgão ambiental competente de estabelecer listagem de produtos proibidos conforme justificativas tecnicamente fundamentadas.

3.1.1. Baritina

A baritina prevista para as preparações dos fluidos deverá atender às concentrações máximas de 3 mg/kg para cádmio e 1 mg/Kg para mercúrio. O ensaio deverá ser realizado por meio dos métodos U.S. EPA 3050 (Digestão Ácida da Amostra), U.S. EPA 6010 (Determinação de Cádmio), U.S. EPA 7471 (Determinação de Mercúrio). Fica proibido o uso de baritina que não atenda aos limites descritos.

Na baritina prevista para as preparações dos fluidos deverão ser analisadas também as concentrações de alumínio, arsênio, chumbo, cobre, cromo, ferro, manganês, molibdênio, níquel, silício, vanádio e zinco. Os ensaios deverão ser realizados por meio dos métodos U.S. EPA 3050 (Digestão Ácida da Amostra) e U.S. EPA 6010 (Determinação de Cobre, Cromo, Zinco, Chumbo, Níquel, Molibdênio, Arsênio, Silício, Alumínio, Ferro, Manganês e Vanádio).

Os ensaios deverão ser realizados por laboratórios acreditados junto ao INMETRO ou instituição internacional reconhecida.

3.1.2. Bases orgânicas

A concentração de HPAs totais da base orgânica prevista na preparação dos fluidos de perfuração não aquosos não deverá ultrapassar a razão de 10mg HPA/kg fluido base, conforme método EPA 1654A descrito em "*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*" (Dezembro, 2011) ou EPA 8270. Fica proibido o uso de bases orgânicas que não atendam ao limite descrito.

Para a base orgânica prevista na preparação dos fluidos complementares não aquosos, deverá ser realizada avaliação da ecotoxicidade em sedimento marinho (10dias), conforme métodos EPA 1644 e EPA 1646, descritos em "*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*" (dezembro, 2011).

Alternativamente, o IBAMA poderá aceitar o desenvolvimento do ensaio ecotoxicológico com o uso de organismo nativo conforme método ABNT NBR 15638. Contudo, mantém-se a determinação do uso do método EPA 1646 para a contaminação do sedimento, assim como o uso do método EPA 1644 para a interpretação dos resultados.

Para a base orgânica prevista na preparação dos fluidos complementares não aquosos, deverá ser realizada avaliação do potencial de biodegradabilidade conforme método modificado EPA 1647, descrito em "*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*" (Dezembro, 2011).

3.1.3. Dos Estoques

Deverá ser apresentado pelo operador um plano de amostragem dos estoques de baritina e de base orgânica junto ao Processo Administrativo de Avaliação de Fluidos de Perfuração. O plano será aprovado pelo IBAMA e contemplará minimamente as questões de rastreabilidade, mistura de base, *blends* comerciais de base orgânica e amostragem representativa desses estoques. O operador deverá garantir que todos os estoques de baritina e bases orgânicas estejam dentro dos limites dos ensaios previstos nos itens 2.1, 3.1 e 4.1 mesmo enquanto não houver aprovação do plano de amostragem pelo IBAMA. Adicionalmente, fica mantida a necessidade de apresentação dos respectivos laudos até a devida aprovação do plano.

3.2. Ecotoxicidade

Os fluidos complementares empregados nas fases sem retorno deverão atender o limite de CL50-96h ≥ 30.000 ppm da FPS, por meio das normas ABNT NBR 15308 e ABNT NBR 15469. Fica proibido o uso dos fluidos que não atendam ao limite máximo de ecotoxicidade.

Para a realização de ensaio, os fluidos utilizados nas fases sem retorno deverão ser amostrados em momento prévio ao uso.

Os fluidos complementares que apresentem resultados de CL50-96h abaixo de 30.000 ppm da FPS e que não tenham alternativas menos tóxicas, poderão ser utilizados em fases com retorno à plataforma, mas deverá ser observado os critérios de descarte nos itens 7 e 8.

Em ocorrência de algum incidente com derramamento de fluido no mar, deverá ser coletada amostra para análise de toxicidade aguda, de acordo com as normas ABNT NBR 15308 e ABNT NBR 15469. O resultado do ensaio de toxicidade aguda ao fluido derramado acidentalmente deverá ser anexado ao Relatório Detalhado de Incidente (RDI) encaminhado para a Coordenação-Geral de Emergências Ambientais – CGEMA.

4. CONDIÇÕES PARA USO DE PASTAS DE CIMENTO

4.1. Dos produtos componentes

Para a utilização de produtos na formulação das pastas deve-se observar as restrições da legislação desde fabricação, transporte até seu uso.

Fica resguardado o direito do órgão ambiental competente de estabelecer a listagem de produtos proibidos conforme justificativas tecnicamente fundamentadas.

4.1.1. Baritina

A baritina prevista para as preparações dos fluidos deverá atender às concentrações máximas de 3 mg/kg para cádmio e 1 mg/Kg para mercúrio. O ensaio deverá ser realizado por meio dos métodos U.S. EPA 3050 (Digestão Ácida da Amostra), U.S. EPA 6010 (Determinação de Cádmio), U.S. EPA 7471 (Determinação de Mercúrio). Fica proibido o uso de baritina que não atenda aos limites descritos.

Na baritina prevista para as preparações dos fluidos deverão ser analisadas também as concentrações de alumínio, arsênio, chumbo, cobre, cromo, ferro, manganês, molibdênio, níquel, silício, vanádio e zinco. Os ensaios deverão ser realizados por meio dos métodos U.S. EPA 3050 (Digestão Ácida da Amostra) e U.S. EPA 6010C (Determinação de Cobre, Cromo, Zinco, Chumbo, Níquel, Molibdênio, Arsênio, Silício, Alumínio, Ferro, Manganês e Vanádio).

Os ensaios deverão ser realizados por laboratórios acreditados junto ao INMETRO ou instituição internacional reconhecida.

4.1.2. Dos Estoques

Deverá ser apresentado pelo operador um plano de amostragem dos estoques de baritina junto ao Processo Administrativo de Avaliação de Fluidos de Perfuração. O plano será aprovado pelo IBAMA e contemplará minimamente as questões de rastreabilidade, mistura de base, *blends* comerciais de base orgânica e amostragem representativa desses estoques. O operador deverá garantir que todos os estoques de baritina e bases orgânicas estejam dentro dos limites dos ensaios previstos nos itens 2.1, 3.1 e 4.1 mesmo enquanto não houver aprovação do plano de amostragem pelo IBAMA. Adicionalmente, fica mantida a necessidade de apresentação dos respectivos laudos até a devida aprovação do plano.

5. CONDIÇÕES PARA DESCARTE DE CASCALHO E FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE BASE AQUOSA.

O descarte de fluidos de perfuração de base aquosa durante as fases com retorno à plataforma, será permitido se não for detectada a presença de óleo livre, através do método U.S. EPA 1617 (teste de Iridescência Estática) em amostra de fluido de perfuração de base aquosa coletada em momento pré-descarte, conforme descrito em "*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*" (Dezembro, 2011).

O descarte de cascalho associado ao fluido de perfuração de base aquosa durante as fases com retorno à plataforma, será permitido se não for detectada a presença de óleo livre, através do método EPA 1617 (teste de Iridescência Estática) em amostra de cascalho coletada no momento pré-descarte, conforme descrito em "*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*" (dezembro, 2011).

Não será permitido o descarte em águas marinhas, de cascalho e fluidos de perfuração de base aquosa, cujo resultado da CL50-96h, pelas normas ABNT NBR 15308 e ABNT NBR 15469, realizada com amostra de fluido coletada no momento pré-descarte, for inferior a 30.000 ppm da FPS.

As operações nas fases sem retorno de cascalho e fluido à plataforma somente serão permitidas se forem atendidas as condições estabelecidas no item 2, "Condições para Uso de Fluidos de Perfuração". No processo de licenciamento ambiental será avaliada a necessidade de restrição do descarte nestas fases.

Caso haja a constatação do não cumprimento das condições de descarte, o IBAMA deverá ser comunicado imediatamente com manifestação junto ao processo de licenciamento e cópia junto ao processo administrativo de avaliação de fluidos de perfuração e complementares. O resultado do ensaio de toxicidade aguda ao fluido derramado acidentalmente deverá ser anexado ao Relatório Detalhado de Incidente (RDI) encaminhado para a Coordenação-Geral de Emergências Ambientais – CGEMA.

Não será permitido o descarte em águas marinhas de cascalho e fluidos de perfuração de base aquosa cujo resultado da concentração de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA-16 prioritários), pelo método EPA 8270 realizada com amostra de fluido e cascalho coletada em momento pré-descarte, seja maior que 10ppm.

6. CONDIÇÕES PARA DESCARTE DE CASCALHO COM FLUIDOS DE PERFURAÇÃO DE BASE NÃO AQUOSA ADERIDO

O descarte de cascalho com fluido de perfuração de base não aquosa aderido, será permitido se neste não for detectada a presença de óleo livre, através do método EPA 1617 teste de Iridescência Estática em amostra de cascalho coletada em momento pré-descarte, conforme descrito em “*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*” (dezembro, 2011).

O descarte de cascalho com fluido de perfuração de base não aquosa aderido somente será permitido quando não for detectada contaminação por óleo da formação, conforme o método EPA 1670 (Reverse Phase Extraction, RPE) descrito em “*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*” (dezembro, 2011). Caso a extração em fase reversa forneça falsos positivos, o operador poderá recorrer ao método EPA 1655 (Cromatografia gasosa/Espectrometria de Massas) como uma alternativa definitiva que subsidiará os resultados de RPE. Para definição mais específica do método 1655, adicionalmente recomenda-se: “Se a relação da área 105 EIP com a área TCB m/z 91 EIP para a amostra original for maior do que a de 1% do padrão de calibração de óleo de formação equivalente, então a amostra é considerada contaminada com óleo.

O descarte de cascalho com fluido de perfuração de base não aquosa aderido está condicionado ao teor de base orgânica nele aderida, conforme método EPA 1674 (teste de Retorta de Massa) descrito em “*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*” (dezembro, 2011). No resultado final, o cascalho descartado não deverá exceder o limite de **5,9%**¹⁴ no caso de n-parafinas, olefinas internas (IO's), olefinas alfa lineares (LAO), polialfa olefinas (PAO) e fluidos a base de óleo mineral tratados ou de **7,9%** de base orgânica no caso de ésteres, éteres e acetais. Caso tenha sido empregado num mesmo fluido mais de um tipo de base orgânica (i: n-parafinas, olefinas, internas, olefinas alfa lineares, poli alfa olefinas e óleo mineral tratado; ii: ésteres, éteres e acetais) deve-se empregar como valor de referência para o teor de base orgânica aderida ao cascalho, o valor mais restritivo, ou seja, **5,9% m/m**.

Não será permitido o descarte em águas marinhas, de cascalho com fluidos de perfuração de base não aquosa aderido cujo resultado da CL50-96h, métodos NBR 15308 e NBR 15469, realizado em amostra do fluido coletada no momento pré-descarte, for inferior a 30.000 ppm da FPS.

Caso haja a constatação do não cumprimento das condições de descarte, o IBAMA deverá ser comunicado imediatamente com manifestação junto ao processo de licenciamento e cópia junto ao processo administrativo de avaliação de fluidos de perfuração e complementares.

O descarte de cascalho com fluido de perfuração de base não aquosa aderido somente será permitido se a base orgânica prevista para as formulações atender o critério de biodegradabilidade preconizado pelo método EPA 1647, conforme descrito em “*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*” (Dezembro, 2011).

O descarte de cascalho com fluido de perfuração de base não aquosa aderido somente será permitido se a avaliação da ecotoxicidade em sedimento marinho (10 dias) da base orgânica dos fluidos de perfuração não aquosos atender a razão de até 1,0 conforme método EPA 1644, descrito em “*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*”

¹⁴ Nota do autor: Desde 2 anos após a divulgação dessas diretrizes, o valor máximo permitido no caso de n-parafinas, olefinas internas (IOs), olefinas alfa lineares (LAO), polialfa olefinas (PAO) e fluidos a base de óleo mineral tratados é 4,5% m/m.

(Dezembro, 2011). Alternativamente, o IBAMA poderá aceitar o desenvolvimento do ensaio ecotoxicológico com o uso de organismo nativo conforme método ABNT NBR 15638. Contudo, mantém-se a determinação do uso do método EPA 1646 para a contaminação do sedimento, assim como o uso do método EPA 1644 para a interpretação dos resultados.

O descarte de cascalho com fluido de perfuração de base não aquosa aderido somente será permitido se a avaliação de ecotoxicidade em sedimento marinho (96h) em amostra de fluido de perfuração de base não aquosa coletada em momento pré-descarte atender ao critério definido no método EPA 1644, descrito em "*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*" (dezembro, 2011). Alternativamente, o IBAMA poderá aceitar o desenvolvimento do ensaio ecotoxicológico com o uso de organismo nativo conforme método ABNT NBR 15638. Contudo, mantém-se a determinação do uso do método EPA 1646 para a contaminação do sedimento, assim como o uso do método EPA 1644 para a interpretação dos resultados.

Não será permitido o descarte em águas marinhas de cascalho com fluido de perfuração de base não aquosa aderido, cujo resultado da concentração de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA-16 prioritários), pelo método EPA 8270 realizada com amostra de cascalho com fluido coletada em momento pré-descarte, seja maior que 10 ppm.

7. CONDIÇÕES PARA DESCARTE DE FLUIDOS COMPLEMENTARES DE BASE AQUOSA

Não será permitido o descarte em águas marinha de fluido complementar de base aquosa que contiver óleo diesel, cromo hexavalente, lignosulfonato de ferrocromo, lignosulfonato de cromo, ligas de ferrocromo ou brometo de zinco ($ZnBr_2$) e outros produtos que o órgão ambiental julgar necessário proibir conforme justificativas tecnicamente fundamentadas.

O descarte de fluido complementar de base aquosa será permitido se não for detectada a presença de óleo livre no fluido, através do método EPA 1617 (teste de Iridescência Estática) em amostra coletada em momento pré-descarte, conforme descrito em "*Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA*" (Dezembro, 2011).

Não será permitido o descarte em águas marinhas de fluido complementar que apresente resultados de CL50-96h abaixo de 30.000 ppm da FPS, segundo as normas ABNT NBR 15308 e NBR 15469, realizados em amostra do fluido após uso e coletado em momento pré-descarte.

Caso haja a constatação do não cumprimento das condições de descarte, o IBAMA deverá ser comunicado imediatamente com manifestação junto ao processo de licenciamento e cópia junto ao processo administrativo de avaliação de fluidos de perfuração e complementares.

Não será permitido o descarte em águas marinhas de fluido complementar de base aquosa cujo resultado da concentração de Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos (HPA- 16 prioritários), pelo método EPA 8270 realizada com amostra coletada em momento pré-descarte, seja maior que 10ppm.

8. DO DESCARTE DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO E COMPLEMENTARES DE BASE NÃO AQUOSA.

Não será permitido o descarte de fluidos de perfuração e complementares de base não aquosa em águas marinhas.

9. CONDIÇÕES PARA DESCARTE DE ÁGUA DE MISTURA, ÁGUA DE LAVAGEM DO PROCESSO DE CIMENTAÇÃO E DE EFLUENTES DA PERFURAÇÃO

Não será permitido o descarte em águas marinhas de pasta de cimento excedente nos tanques da unidade de perfuração e não bombeada para o poço, bem como dos efluentes gerados a partir do processo de limpeza do poço e do sistema de cimentação, exceto o retorno da cimentação dos revestimentos de condutor e superfície (fases sem retorno).

Não será permitido o descarte em águas marinhas de qualquer água de mistura independente da composição.

Caso haja a constatação do não cumprimento das condições de descarte, o Ibama deverá ser comunicado imediatamente com manifestação junto ao processo de licenciamento e cópia junto ao processo administrativo de avaliação de fluidos de perfuração e complementares.

Será permitido o descarte de efluentes da lavagem de tanques

Será permitido o descarte dos efluentes provenientes da lavagem dos tanques de fluidos aquosos, desde que sejam atendidas as condições de uso (itens 2 e 3) e descarte (itens 5 e 7) dos fluidos e se não for detectada a presença de óleo livre através do método EPA 1617 (teste de Iridescência Estática) na água de lavagem. No caso de adição de produtos químicos durante o processo de lavagem dos tanques, o efluente final não poderá ser descartado.

10. DOCUMENTAÇÃO NECESSÁRIA PARA APRESENTAÇÃO NOS ESTUDOS AMBIENTAIS (EAP/EIA) DO PROCESSO DE LICENCIAMENTO

Deverão ser informados nos estudos ambientais, além de demais exigências do Termo de Referência:

- a) Os tipos de fluidos passíveis de serem utilizados no decorrer da atividade. Deverá ainda ser elucidado o procedimento adotado no processo de licenciamento para controle de uso, descarte e monitoramento dos fluidos e efluentes.
- b) A volumetria estimada de fluidos utilizados e de cascalho gerado por fase, indicando a classificação quanto à sua base (aquosa ou não aquosa).
- c) O sistema de filtros para evitar descarga de material a granel (cimento, componentes dos fluidos e outros) no mar e no ar durante o procedimento de transferência.

Deverá ser informado ainda o endereço eletrônico no sítio do Ibama (<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo> - link: Processo de fluidos de perfuração e complementares) que dará acesso às informações do processo administrativo onde consta as informações sobre todos os produtos químicos previstos nas formulações de pastas de cimento, fluidos de perfuração e complementares.

11. DOCUMENTAÇÃO NECESSÁRIA PARA APRESENTAÇÃO NO PROCESSO ADMINISTRATIVO DE FLUIDOS

Deverá ser apresentada listagem de todos os produtos utilizados nas formulações de pastas de cimento, fluidos de perfuração e complementares, conforme Tabela 1, que deverá ser atualizada nos casos de inclusão, exclusão ou alteração de produtos.

Tabela 1. Formulário de Produtos Químicos

Nome Comercial	Função	Uso1	Fornecedor	Nº da FISPQ	Data de emissão	Revisão

(1) Deverá ser informado o sistema em que o produto será utilizado FPBA - Fluido de Perfuração de Base Aquosa; FPBNA - Fluido de Perfuração de Base Não Aquosa; FCBA - Fluido Complementar de Base Aquosa; FCBNA - Fluido Complementar de Base Não Aquosa; PC - Pasta de cimento).

Deverá ser apresentada declaração de não utilização de produtos restritos por legislação ou outros conforme estabelecido no presente documento, em formulações de fluidos e pastas de cimento (Anexo I – Declaração de não utilização de produtos restritos).

No caso de atualização da listagem de produtos, deverá ser apresentada a declaração referente àqueles produtos incluídos ou alterados.

Deverão ser apresentadas as FISPQ's, em meios impresso e digital, segundo a Norma ABNT NBR 14725, de cada um dos produtos. Estas somente deverão ser reapresentadas quando houver atualização nos casos de revisão ou novo fornecedor.

Deverão ser apresentados, anualmente, no último dia útil do mês de março, laudos dos teores de alumínio, arsênio, cádmio, chumbo, cobre, cromo, ferro, manganês, mercúrio, molibdênio, níquel, silício, vanádio e zinco para a baritina a ser utilizada nas formulações dos fluidos e pastas de cimento. Os laudos deverão ser acompanhados de listagem das licenças ambientais em que a baritina foi efetivamente utilizada, bem como do volume total manuseado por ano.

Deverão ser apresentados, anualmente, no último dia útil do mês de março, laudos do conteúdo de HPAs da base orgânica a ser utilizada nos fluidos de perfuração e complementares não aquosos. Os laudos deverão serem acompanhados de listagem das licenças ambientais em que a base orgânica foi efetivamente utilizada, bem como do volume total manuseado por ano.

Deverão ser apresentados, anualmente, no último dia útil do mês de março, laudos de avaliação do potencial de bioacumulação da base orgânica a ser utilizada nos fluidos de perfuração e complementares não aquosos. Os

laudos deverão ser acompanhados de listagem das licenças ambientais em que a base orgânica foi efetivamente utilizada, bem como do volume total manuseado por ano.

Os resultados deverão também ser apresentados conforme Anexo II – Dados do Processo Administrativo de Fluidos.

Deverão ser apresentados, anualmente, ao último dia útil do mês de março, os laudos de avaliação da biodegradabilidade da base orgânica utilizada nos fluidos de perfuração e complementares não aquosos. Os laudos deverão ser acompanhados de listagem das licenças ambientais em que a base orgânica foi efetivamente utilizada, bem como do volume total manuseado por ano.

Deverão ser apresentados, anualmente, no último dia útil do mês de janeiro, laudos dos testes de ecotoxicidade em sedimento marinho (10 dias) da base do fluido de perfuração e complementares não aquosa, em estoque.

12. MONITORAMENTO DE FLUIDOS E CASCALHO

12.1. Do projeto

Deverá ser encaminhado um único projeto de monitoramento de fluidos e cascalhos no prazo de 30 (trinta) dias, após a emissão deste Parecer Técnico, que deverá tratar do gerenciamento dos fluidos desde seu preparo até o destino final, de acordo com os critérios abaixo e que deverá ser aplicado a todas as atividades licenciadas. Esse projeto deverá substituir aqueles já implementados pela operadora.

Deverão ser apresentados fluxogramas individuais com descrição de todas as etapas do Sistema do Fluido de Perfuração Aquoso, Não Aquoso e os Complementares. Os fluxogramas deverão indicar todos os pontos de coleta de fluidos e sólidos para análises de monitoramento.

A descrição deverá abordar, no mínimo, o procedimento de preparo dos fluidos, o ajuste das propriedades físico-químicas no tanque ativo, o procedimento de descarte em cada fase, a limpeza de todos os tanques e a transferência de fluidos e cascalhos da plataforma para os barcos de apoio.

Deverão ser adotados os parâmetros, as frequências e os métodos de análise estabelecidos na **Tabela 2** que serão aplicados a cada poço perfurado / completado.

Deverá ser apresentado o fluxograma e a descrição do Sistema de Cimentação, o qual deverá indicar o procedimento de limpeza dos tanques.

Ressalta-se que, em casos de licenciamentos onde o Ibama julgar necessário, novos critérios e parâmetros poderão ser solicitados. O projeto geral deverá prever a inclusão de novas demandas nos projetos em virtude de particularidades ambientais locais como sensibilidade dos ecossistemas e proximidade da costa.

12.2. Dos resultados

O relatório do PMFC deverá ser apresentado em versão digital com periodicidade estabelecida na licença ambiental, incluindo planilhas editáveis em formato .ods contendo, no mínimo, os resultados registrados conforme o **Apêndice III** - Dados do monitoramento de fluidos, os quais deverão ter tratamento estatístico e ser avaliados criticamente com base em tabelas e gráficos.

12.3. Da destinação final dos resíduos sólidos e efluentes líquidos

Deverá ser encaminhado Plano de Gerenciamento de Resíduos para cada atividade a ser licenciada, o qual deverá tratar da destinação adequada de todos dos resíduos e efluentes gerados no escopo desta normativa e considerar a sensibilidade dos ecossistemas e infraestruturas locais. No caso do licenciamento de polígonos e áreas geográficas deverá haver um plano unificado contemplando todas as plataformas da mesma.

O relatório do plano de gerenciamento de resíduos deverá ser apresentado em versão digital com periodicidade estabelecida na licença ambiental, incluindo planilhas em formato .ods contendo, no mínimo, a massa de cada tipo resíduo e efluente que for destinado para disposição final em terra, conforme Apêndice V - Informações sobre disposição final, bem como outras

informações relevantes, inclusive as licenças das empresas encarregadas de transportar e destinar os resíduos e efluentes.¹⁵

¹⁵ Nota do autor da pesquisa: Os apêndices a seguir (I ao V) são partes integrantes do Anexo A.

Tabela 2: Requisitos do Monitoramento de Fluidos e Cascalhos

Parâmetros	Compartimento	Frequência	Metodologia recomendada	Limites estabelecidos para descarte	Registro
Densidade	FPBA, FPBNA, FCBA	No mínimo uma amostra coletada ao final de cada fase, momento pré-descarte.	-	-	Registro ou laudo analítico assinado
Salinidade	FPBA, FPBNA, FCBA	No mínimo uma amostra coletada ao final de cada fase, momento pré-descarte.	-	-	Registro ou laudo analítico assinado
pH	FPBA, FCBA	No mínimo uma amostra coletada ao final de cada fase, momento pré-descarte.	-	-	Registro ou laudo analítico assinado
Temperatura	FPBA, FPBNA, FCBA	No mínimo uma amostra coletada ao final de cada fase, momento pré-descarte.	-	-	Registro ou laudo analítico assinado
Ecotoxicidade aguda	FPBA, FPBNA, FCBA	Para as fases sem retorno à plataforma: uma amostra em momento prévio ao uso. Para as fases com retorno à plataforma: no mínimo uma amostra coletada no momento pré-descarte.	ABNT NBR 15308 e ABNT NBR 15469	CL50-96h \geq 30.000 ppm da FPS	Laudo assinado
Iridescência Estática	FPBA, Casc_A, FCBA, Casc_NA	Diariamente, quando se atingir a fase do reservatório e uma vez em momento pré-descarte.	EPA 1617	Ausência de iridescência	Registro ou laudo analítico assinado

Parâmetros	Compartimento	Frequência	Metodologia recomendada	Limites estabelecidos para descarte	Registro
Detecção de Hidrocarbonetos (RPE) (1)	FPBNA	Diariamente, quando se atingir a fase do reservatório para controle de descarte de cascalho.	EPA 1670. O resultado poderá ser confirmado por Cromatografia Gasosa/Espectrofotometria de Massa (CG/EM - EPA 1655)	Negativo	Registro ou laudo analítico assinado
Detecção de Hidrocarbonetos (RPE) (1)	FPBNA estocado nas embarcações fluideiras	Deverá ser coletada uma amostra do FPBNA, a ser usado em outra atividade, antes da sua transferência para a embarcação.	EPA 1670. O resultado poderá ser confirmado por Cromatografia Gasosa/Espectrofotometria de Massa (CG/EM - EPA 1655)	Negativo	Registro ou laudo analítico assinado
Teor de base orgânica aderida ao cascalho	Casc_NA	A cada 200 m perfurados, ou no mínimo de 1 e no máximo de 3 vezes por dia.	EPA 1674 (teste de Retorta de Massa)	<u>5,9%</u> ou <u>7,9%</u> e a partir de 2 anos da publicação: <u>4,5%</u> ou <u>6,1%</u>	Registro ou laudo analítico assinado
Metais (As, Al, Ba, Cd, Cr, Cu, Fe, Hg, Mn, Mo, Ni, Pb, Si, V e Zn)	FPBA, Casc_A, FCBA, Casc_NA	No mínimo uma amostra coletada no momento pré-descarte.	EPA 7471 (para Hg) EPA 3052 e EPA 6010 (para os outros metais)	-	Laudo assinado
Vazão de descarte	FPBA, Casc_A, FCBA utilizados durante a perfuração de poços	Diariamente quando houver descarte deste tipo.	-	159 m ³ /h (1000 bbl/h)	Planilha de controle de descarte

Parâmetros	Compartimento	Frequência	Metodologia recomendada	Limites estabelecidos para descarte	Registro
Vazão de descarte	Outros FCBA, incluindo os salinos	Diariamente quando houver descarte deste tipo.	-	31,8 m³/h (200 bbl/h)	Planilha de controle de descarte
Concentração de Hidrocarbonetos policíclicos aromáticos (HPA-16 prioritários)	FPBA, Casc_A, FCBA, Casc_NA	No mínimo uma amostra coletada ao final de cada fase, momento prédescarte.	EPA 8270	< 10 ppm	Laudo assinado
Ecotoxicidade em sedimento (96h)	FPBNA	No mínimo uma amostra coletada ao final de cada fase, momento prédescarte.	EPA 1644	Igual ou menos tóxico que o padrão de fluido de perfuração de base olefinica interna (C16-C18).	Laudo assinado

(1) *Analytic Methods for the Oil and Gas Extraction Point Source Category. U.S. EPA* (dezembro, 2011)

Legenda: FPBA - Fluido de Perfuração de Base Aquosa, FPBNA - Fluido de Perfuração de Base Não Aquosa; FCBA - Fluido Complementar de Base Aquosa; FCBNA - Fluido Complementar de Base Não Aquoso; Casc_A - Cascalho com FPBA aderido; e Casc_NA - Cascalho com FPBNA aderido. 1 Momento pré-descarte: momento que antecede o descarte de qualquer tipo de fluido ou cascalho para o mar. Para o caso de fluidos aquosos, o “momento pré-descarte” é representado pelo momento que antecede o descarte da batelada majoritária do fluido, normalmente ao término do uso do fluido aquoso. No caso de descartes contínuos de cascalho, deverá ser coletada uma amostra composta representativa de 30%, 60% e 90% da profundidade de cada fase perfurada ou do trecho perfurado, por fluido utilizado. Para a amostragem de FPBNA para os ensaios de ecotoxicidade, o mesmo critério de composição de amostra (30%, 60% e 90% da profundidade de cada fase perfurada) deve ser considerado. 2 Momento prévio ao uso: momento que antecede a entrada do fluido no sistema de circulação, já com todas as alterações e correções necessárias realizadas para o início de operação com este fluido. O momento prévio ao uso ocorre apenas no início de uma fase ou em uma sequência de fases que utilize o mesmo tipo de fluido.

APÊNDICE I – MODELO DE DECLARAÇÃO DE NÃO UTILIZAÇÃO DE PRODUTOS RESTRITOS;

APÊNDICE II – DADOS DO PROCESSO ADMINISTRATIVO DE FLUIDOS;

APÊNDICE V – INFORMAÇÕES SOBRE DISPOSIÇÃO FINAL.

(Idem parecer 2015)

	Naftaleno		Acenaftileno		Acenafteno		Fluoreno		Fenantreno		Antraceno		Fluoranteno		Pireno		Benzo[a]antraceno	
	Conc. (kg/m ³)	Massa (kg)																
1																		
2																		

	Criseno		Benzo[b]fluoranteno		Benzo[k]fluoranteno		Benzo[a]pireno		Indeno[1,2,3cd]pireno		Dibenzo[a,h]antraceno		Benzo[g,h,i]perileno		Data da amostragem	Ident. da amostra	Laudado
	Conc. (kg/m ³)	Massa (kg)															
1																	
2																	

	Teor de base orgânica		Formulação dos fluidos e uso de aditivos			
	Retorta (%BOAC - Base Orgânica Aderida ao Cascalho)	Período de amostragem	Composição qualitativa prévia ao uso	Aditivação durante o uso		
1						
2						