



PREVENÇÃO E RESPOSTA AO DERRAMAMENTO DE PETRÓLEO NA EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO *OFFSHORE*: ANÁLISE INTERNACIONAL E RECOMENDAÇÕES PARA
O BRASIL

Giovanna Ferrazzo Napolini

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

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Rio de Janeiro

Março de 2018

PREVENÇÃO E RESPOSTA AO DERRAMAMENTO DE PETRÓLEO NA EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO OFFSHORE: ANÁLISE INTERNACIONAL E RECOMENDAÇÕES PARA
O BRASIL

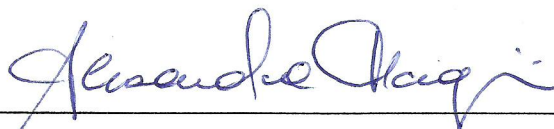
Giovanna Ferrazzo Napolini

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

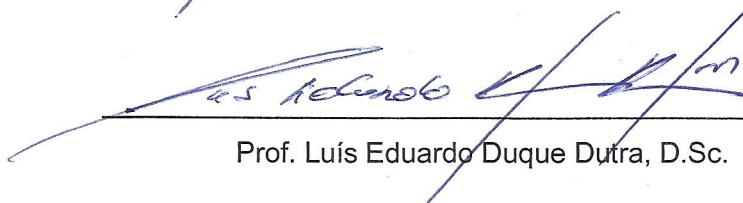
Examinada por:



Prof. Emilio Lèbre La Rovere, D.Sc.



Prof.ª Alessandra Magrini, D.Sc.



Prof. Luís Eduardo Duque Dutra, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2018

Naspolini, Giovanna Ferrazzo

Prevenção e Resposta ao Derramamento de Petróleo na Exploração e Produção *Offshore*: Análise Internacional e Recomendações para o Brasil / Giovanna Ferrazzo Naspolini. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XIV, 169 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 130-142.

1. Exploração e Produção de Petróleo. 2.Acidentes 3. Prevenção e Resposta. I. La Rovere, Emilio Lèbre. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Agradecimentos

Quero registrar meus agradecimentos ao Prof. Emilio La Rovere, pelo apoio constante durante minha trajetória no mestrado.

Meus agradecimentos a Professora Alessandra Magrini e ao Professor Luis Eduardo Duque Dutra pelas valiosas contribuições e pela participação na minha banca. E aos demais Professores do PPE, pelo papel determinante na minha formação.

Agradeço a Silvia Schaffel por ter me ajudado tanto durante a pesquisa e por ter lido tudo o que eu enviava. Muito obrigada!

Aos meus pais, Dirce e César, por sempre terem me incentivado a estudar, e às minhas irmãs, Bianca e Nathalia, pelo apoio incondicional e suporte nos momentos mais difíceis.

Meus sinceros agradecimentos à equipe do PPE, e em especial à Sandrinha e ao Paulo, pela prontidão em nos ajudar, sempre. E aos meus queridos colegas da melhor turma de mestrado do PPE de todos os tempos!

Agradeço também ao CNPq pelo apoio financeiro.

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

PREVENÇÃO E RESPOSTA AO DERRAMAMENTO DE PETRÓLEO NA EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO *OFFSHORE*: ANÁLISE INTERNACIONAL E RECOMENDAÇÕES PARA
O BRASIL

Giovanna Ferrazzo Naspolini

Março/2018

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Programa: Planejamento Energético

De modo a contribuir com a estruturação de Mecanismos de Prevenção e Resposta a derramamento de petróleo em ambiente marinho no Brasil, foram analisados documentos regulatórios de diversos países e o Estado-da-Arte da literatura científica sobre o tema. Eventos de perda de controle de poço em atividades de perfuração na E&P *offshore* possuem riscos relacionados a fatores tecnológicos, humanos e organizacionais que não foram superados pela indústria internacional e tampouco por órgãos reguladores. O Plano Nacional de Contingência ainda não está suficientemente implementado no Brasil para lidar com acidentes de relevância nacional, conforme apurado em entrevistas realizadas com diversos atores relevantes do setor. As Avaliações Ambientais de Área Sedimentar podem permitir uma maior participação social no que se refere à percepção do risco inerente às atividades petrolíferas e promover o envolvimento de diversos agentes em ações de contingência e limpeza de áreas atingidas.

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

PREVENTION AND RESPONSE TO OIL SPILLS IN OFFSHORE OIL AND GAS
EXPLORATION AND PRODUCTION: INTERNATIONAL ASSESSMENT AND
RECOMMENDATIONS TO BRAZIL

Giovanna Ferrazzo Naspolini

March/2018

Advisor: Emilio Lèbre La Rovere

Department: Energy Planning

The analysis of regulatory documents from several countries and of the state-of-the-art of scientific literature on the subject has provided inputs to the design of policy tools for prevention and response to oil spills in the marine environment in Brazil. Accidents like blowouts in offshore drilling activities are due to risks related to technological, human and organizational factors that have not been overcome by the international industry nor by regulators. The National Contingency Plan is not yet sufficiently implemented in Brazil to deal with accidents of national relevance, as highlighted in interviews with key stakeholders. The Environmental Assessment of Sedimentary Area should contribute to a greater social participation in the perception of the risk inherent in oil activities and to promote stakeholders' involvement in contingency actions and cleaning of affected areas.

Sumário

Introdução.....	1
1. Impactos e Riscos Ambientais da Indústria de Petróleo Offshore	6
1.1 Breve Histórico de grandes acidentes na Exploração e Produção <i>Offshore</i> de Petróleo e Gás Natural	8
1.1.1 Montara (Mar do Timor, Austrália, 2009)	11
1.1.2 Macondo (Golfo do México, EUA, 2010).....	14
1.1.3 Acidentes na Indústria de Petróleo e Gás no Brasil	21
1.1.3.1 Vazamento do duto PE-II na Baía de Guanabara	21
1.1.3.2 Explosão e colapso da P-36 na Bacia de Campos	23
1.1.3.3 Fratura de reservatório e exsudação no Campo de Frade, Bacia de Campos.....	24
1.2 Convenções internacionais sobre prevenção e resposta ao derramamento de óleo no Mar.....	26
1.2.1 Convenções relacionadas a Prevenção e Combate da Poluição Marinha por Óleo 27	
1.2.1.1 OILPOL/54	27
1.2.1.2 INTERVENTION/69	28
1.2.1.3 MARPOL 73/78	28
1.2.1.4 OPRC/90	29
1.2.2 Convenções relacionadas a Compensação por Danos de Poluição Marinha por Óleo 30	
1.2.2.1 CLC/69 e CLC/92.....	30
1.2.2.2 FUND/71, FUND/92 E <i>Supp Fund/03</i>	31
1.3 Expansão das atividades de Exploração e Produção <i>Offshore</i> de Petróleo no Brasil 31	
1.3.1 Histórico Legal do Setor de E&P <i>offshore</i> no Brasil	32
1.3.2 Evolução das rodadas de licitações de blocos para o E&P <i>offshore</i> no Brasil 33	
2. Mecanismos de Prevenção e Resposta ao Derramamento de Petróleo em atividades de perfuração de poços em águas profundas	36

2.1 Mecanismos Legais e Regulatórios	36
2.1.1 Análise de Risco Ambiental	37
2.1.2 Regulação da Segurança Operacional	39
2.2 Instrumentos de Gestão Privada.....	41
2.2.1 Ações referentes a Perda de Controle de Poço	41
2.2.2 Ações de Resposta a Derramamento de Óleo no Mar	43
2.3 Instrumentos de Gestão Pública	47
2.3.1 Plano Nacional de Contingência.....	48
2.3.1.1 EUA	48
2.3.1.2 Canadá	54
2.3.1.3 Reino Unido	60
2.3.1.4 Noruega.....	69
2.3.1.5 Análise comparativa entre os PNC no contexto Internacional	75
2.3.2 Alerta e Sensoriamento Remoto ao Derramamento de Óleo no Mar	77
3. Mecanismos de Prevenção e Resposta ao Derramamento de Petróleo na E&P <i>offshore</i> no Brasil.....	82
3.1 Análise de Risco Ambiental	82
3.2 Regulação da Segurança Operacional	87
3.3 Instrumentos de Gestão Privada.....	89
3.3.1 Plano de Emergência Individual.....	90
3.3.1.1 Ações referentes a Perda de Controle de Poço	90
3.3.1.2 Ações de Resposta ao Óleo no Mar	91
3.3.1.3 Sistema de Resposta a Emergência da Petrobras	95
3.3.2 Plano de Área.....	98
3.4 Instrumentos de Gestão Pública	99
3.4.1 Plano Nacional de Contingência.....	100
3.4.1.1 Recursos e Estrutura Organizacional de Resposta	101
3.4.1.2 Realização de Simulados e Exercícios de Significância Nacional	104
3.4.1.3 Financiamento e Compensação de Danos.....	105
3.4.2 Alerta e Sensoriamento	106

3.5 Outras iniciativas no Brasil.....	108
4. Avaliação dos Mecanismos de Prevenção e Resposta a Derramamento de Petróleo no Mar e Recomendações para o Brasil	112
4.1 Dimensão do Risco nos Mecanismos Legais e Regulatórios	112
4.1.1 Avaliação Ambiental de Área Sedimentar.....	112
4.1.2 Estudo Ambiental de Perfuração	113
4.1.3 Segurança Operacional	116
4.2 Instrumentos de Gestão Privada.....	117
4.2.1 Plano de Emergência Individual.....	117
4.2.2 Compartilhamento de recursos entre as empresas operadoras	118
4.3 Instrumentos de Gestão Pública	120
4.3.1 Estruturação do PNC no Brasil	120
4.3.2 Outras iniciativas	123
4.4 Recomendações ao Caso Brasileiro	124
Conclusões e Recomendações Finais	127
Referências Bibliográficas	130
Anexos	143

Lista de Figuras

Figura 1 - Esquema metodológico da pesquisa.	4
Figura 2 - Potencial de energia fóssil e renovável ligada ao ambiente marinho.	7
Figura 3 - Dimensão do derramamento de óleo do <i>blowout</i> de Montara.	14
Figura 4 - Quebra de Barreiras e Relação das Barreiras aos Fatores Críticos.	16
Figura 5 - "Morte por baixo" do poço de Macondo.	17
Figura 6 - Pegada ambiental do derramamento de óleo do <i>blowout</i> de Macondo.	20
Figura 7 - Principais ações de resposta ao derramamento de óleo na superfície do mar.	44
Figura 8 - Estruturas Regionais de Contingência dos EUA.	50
Figura 9 - Sistema Nacional de Resposta dos EUA.	51
Figura 10 - Regiões de Resposta Ambiental da CCG e alocação de recursos.	56
Figura 11 - Quadro de gestão de incidentes em instalação <i>offshore</i>	65
Figura 12 - Depósitos de materiais de resposta a derramamentos de petróleo na Noruega.	73
Figura 13 - Imagens óticas de satélite durante o vazamento da Deepwater Horizon.	79
Figura 14 - Imagens de satélite radar durante o derramamento de óleo no Golfo do México.	80
Figura 15 - <i>Capping Stack System (CCS)</i> de propriedade da OSRL.	91
Figura 16 - Mapa de distribuição regional de instalações e recursos de resposta a emergências da Petrobras.	97
Figura 17 - Estrutural Organizacional do PNC Brasileiro.	101
Figura 18 - Critérios de identificação de áreas prioritárias do PPLC.	110
Figura 19 - Mapa de sobreposição de toque de óleo na costa das atividades de E&P na AGBC.	114
Figura 20 - Mapa de Vulnerabilidade Ambiental do Cenário de Pior Caso das atividades de perfuração na Bacia de Barreirinhas (inverno).	115

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Matriz de Resposta a Incidentes de derramamento de óleo.....	66
Tabela 2 – Tabela comparativa entre a estruturação dos PNC no contexto internacional.	75
Tabela 3 - Recomendações ao Caso Brasileiro	124

Lista de Siglas

AAAS	Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares
ACT	Acordo de Cooperação Técnica
AGCMF	Australian Government Crisis Management Framework
AMSA	Australian Maritime Safety Authority
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis
APA	Área de Preservação Ambiental
ARA	Análise de Risco Ambiental
BEIS	Department of Business Energy and Industrial Strategy
BOEM	Bureau of Ocean Energy Management
BOP	Blowout Preventer
BP	British Petroleum
BSEE	Bureau of Safety and Environmental Enforcement
CCS	Caping Stack System
CDA	Centros de Defesa Ambiental
CLC	International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONAMA	Conselho Nacional de Meio Ambiente
CSB	Conjunto Solidário de Barreiras
DHSG	Deepwater Horizon Study Group
DPC	Diretoria de Portos e Costas da Marinha do Brasil
DTSE	Dutos e Terminais do Sudeste
EAAS	Estudo Ambiental de Área Sedimentar
EAP	Estudo Ambiental de Perfuração
EIA	Estudo de impacto Ambiental
ENI	Italian Multinational Oil and Gas Company
EOR	Estrutura Organizacional de Resposta
EPA	Environmental Protection Agency
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
FUND	International Convention on the Establishment of an International Fund for Compensation for Oil Pollution Damage
GAA	Grupo de Acompanhamento e Avaliação
GCC	Canadian Coast Guard
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
ICS	Incident Command System
IMO	International Maritime Organization
INTERVENTION	International Convention Relating to Intervention on the High Seas In Cases of Oil Pollution Casualtie
IOGP	International Association of Oil & Gas Producers
IPIECA	The global oil and gas industry association for environmental and social issues

IUAs	Comitês Regionais de Combate à Poluição Aguda
LO	Licença de Operação
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from Ships
MCA	Maritime and Coastguard Agency
MME	Ministério de Minas e Energia
MMS	Minerals Management Service
MPRDPM	Mecanismos de Prevenção e Resposta ao Derramamento de Petróleo no Mar
MSCP	Marine Spills Contingency Plan
NCA	Norwegian Coastal Authority
NCP	National Contingency Plan
NEA	Norwegian Environment Agency
NEB	National Energy Board
NEBA	Net Environmental Benefit Analysis
NEPA	National Environmental Policy Act
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NOFO	Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies
NOPSEMA	National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority
NRS	National Response System
NRT	Nacional Response Team
OILPOL	Oil Pollution Convention
ONGs	Organizações Não-Governamentais
ONNR	Office of Natural Resources Revenue
OPEP	Oil Pollution Emergency Plan
OPIC	Offshore Petroleum Incident Coordination
OPICC	Offshore Petroleum Incident Coordination Committee
OPICF	Offshore Petroleum Incident Coordination Framework
OPOL	Offshore Pollution Liability Association Limited
OPRC	Oil Pollution Preparedness, Response and Cooperation
OSC	Onscene Coordinator
OSLTF	Oil SPill Liability Trust Found
OSRL	Oil Spill Respose Limited
OSRP	Oil Spill Respose Plan
PAE-Fauna	Plano Nacional de Ação de Emergência para Fauna Impactada por Óleo
PCCorp	Plano de Contingência Corporativo da Petrobras
PEI	Plano de Emergência Individual
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
PEVO	Plano de Emergência para Vazamento de Óleo
PNC	Plano Nacional de Contingência
PNMA	Política Nacional de Meio Ambiente
PPF	Plano de Proteção a Fauna Oleada
PPLC	Plano de Proteção e Limpeza da Costa

PREP	National Preparedness for Response Exercise Program
PSA	Petroleum Safety Authority
REDUC	Refinaria Duque de Caxias
RIF	Risk Influencing Factors
ROV	Remoted Operated Vehicle
RPM	Remedial Project Manager
RRT	Regional Response Team
RUMS	Risk and Uncertainty Management Standard
SGIP	Sistema de Gestão e Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural
SGSO	Sistema de Gestão da Segurança Operacional
SISNAMA	Sistema Nacional de Meio Ambiente
SOLAS	International Convention for the Safety of Life at Sea
SOSREP	Secretary of State's Representative
SWIS	Subsea Well Intervention Services
TR	Termo de Referência
UNCLOS	United Nations Conference on the Law of the Sea
USCG	United States Coast Guard
WWCI	Wild Well Control Inc.

INTRODUÇÃO

De forma geral, o termo “Impacto ambiental” se refere aos efeitos que as atividades humanas causam a sociedade e ao meio ambiente. Esses efeitos variam desde pequenas mudanças na composição química do ar e da água, até transformações complexas de natureza química, física e biológica do ar, água, sedimentos, flora e fauna (SÁNCHEZ, 2013).

Muitos aspectos poluentes estão associados a praticamente todas as atividades durante o ciclo de vida da indústria mundial de petróleo. As águas residuais, as emissões de gases, os resíduos sólidos e os aerossóis gerados durante a perfuração, produção, refino e transporte são alguns exemplos que podem ser tecidos nesse sentido. Os impactos ambientais decorrentes incluem intensificação do efeito estufa, chuva ácida, crise hídrica, contaminação das águas subterrâneas e perda de biodiversidade (MARIANO e ROVERE, 2007).

É importante destacar que as consequências dos acidentes devem ser claramente distinguidas da poluição decorrente das atividades normais de operação. O risco se refere à incerteza e severidade das consequências (ou resultados) de uma atividade, ação ou conduta em relação a algo que a sociedade valoriza (AVEN e RENN, 2009).

Enquanto a poluição proveniente das operações de rotina resulta em quantidades relativamente pequenas de poluentes liberadas durante todo o ciclo de vida das atividades de exploração e produção de petróleo, os eventos acidentais resultam na liberação hidrocarbonetos poluentes de forma descontrolada durante períodos de tempo relativamente curtos. Consequentemente, os instrumentos, tecnologias e melhores práticas que governam os dois tipos de poluição citados, são completamente diferentes entre si (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

Ao passo que o avanço da conscientização pública e da tecnologia nos últimos anos têm encadeado o desenvolvimento de tecnologias “mais limpas” e promovido políticas públicas e instrumentos de gestão e governança que permitiram uma série de mitigações dos efeitos de poluição, os riscos inerentes às atividades exploração e produção de petróleo aumentou substancialmente devido ao avanço da indústria para regiões extremamente hostis e com risco inerentes às atividades cada vez maiores, como pode ser observada na

técnica de faturamento hidráulico, ou *fracking*, e na perfuração de poços em água profundas¹.

A descoberta do Pré-Sal e a expansão das licitações de blocos na Margem Equatorial Brasileira², ambas regiões consideradas como água profundas, reforçam a importância de viabilizar o avanço na implementação de Mecanismos de Prevenção e Resposta ao Derramamento de Petróleo no Mar (MPRDPM) devido ao aumento de atividade de exploração e produção de petróleo no mar. A ausência de estratégias de resposta e de mecanismos para combater incidentes com derramamento de óleo torna um país vulnerável. Assim, torna-se importante avaliar o status atual dos MPRDPM existentes no Brasil.

As hipóteses que serão testadas no âmbito dessa pesquisa se relacionam à validade de que MPRDPM podem ser eficientes e eficazes para prevenção e resposta a derramamentos de petróleo no contexto internacional. Com base na avaliação realizada, que incluiu uma comparação com países produtores tradicionais do setor de óleo e gás, busca-se contribuir para o aprimoramento dos atuais mecanismos, identificando pontos que precisam ser trabalhados e propondo ações, principalmente no que se refere à prevenção e resposta de grandes derramamentos de petróleo em áreas de alta sensibilidade ambiental e socioeconômica (derramamentos de significância nacional).

Nesse sentido, o objetivo geral desta dissertação é contribuir à estruturação de MPRDPM no Brasil, considerando as mais recentes iniciativas internacionais sobre o tema. A definição dos MPR se deu de forma a abordar tanto etapas de prevenção como também de resposta ao derramamento de petróleo nas atividades de exploração e produção de petróleo no mar.

Os objetivos específicos do estudo são:

- I. Avaliar, para o caso brasileiro, a vulnerabilidade de “toque” de óleo na costa a partir de cenários acidentais contemplados nos documentos do licenciamento ambiental das Exploração e Produção *offshore* de petróleo e gás natural;

¹ Apesar de a partir da 11ª rodada de licitações de blocos de petróleo pela ANP também ter contemplado a oferta de regiões para exploração e produção via faturamento hidráulico, o foco dessa pesquisa se deu à expansão das atividades de E&P marítimas.

² O termo Margem Equatorial Brasileira se refere às bacias sedimentares localizadas na região Norte e Nordeste do país, região tradicionalmente não produtora de petróleo no mar.

- II. Avaliar as melhores práticas relacionadas à prevenção e resposta a derramamentos de petróleo no mar de acordo com a literatura científica e a experiência internacional;
- III. Avaliar o grau de estruturação do Plano Nacional de Contingência para derramamento de petróleo no Brasil em comparação com países tradicionalmente produtores de petróleo no mar;
- IV. Sugerir recomendações para a estruturação de mecanismos de Prevenção e Resposta a Derramamentos de Petróleo na Exploração e Produção *offshore* no Brasil.

No tocante à prevenção, são abordados os mecanismos legais que contemplam a inserção da variável “risco” nos processos decisórios: os estudos de análise risco ambiental, tanto no que se refere aos estudos estratégicos, quanto no licenciamento ambiental de blocos de E&P; e também a dimensão do risco operacional na regulação das atividades de *E&P* de petróleo *offshore*.

Quanto a resposta a incidentes de derramamento de petróleo no mar, foram estabelecidos MPRDPM relacionados às atribuições e responsabilidades do setor público e privado na contingência de derramamentos de petróleo no mar provenientes de perda de controle de poços, ou *blowouts*. Nesse sentido, no que se refere aos instrumentos de gestão do setor privado, são analisadas as ações de controle de óleo na fonte e também as ações de resposta ao óleo no mar.

Já as atribuições do setor público são analisadas por instrumentos de gestão pública sobre o alerta e sensoriamento remoto de óleo no mar e no Plano Nacional de Contingência (PNC). De modo a permitir a comparação entre a estruturação do PNC nos diversos países analisados, foram definidos três critérios, a saber:

- i. Estrutura Organizacional de Resposta (recursos humanos e materiais, sejam públicos ou privados);
- ii. Realização de simulados e exercícios de significância nacional; e
- iii. Financiamento dos Sistemas de Resposta a Emergências e compensação de danos.

Dessa forma, foi estruturada uma metodologia de base qualitativa baseada em uma ampla pesquisa bibliográfica sobre o tema em questão. Buscou-se referências na literatura científica, dissertações e teses, (Estado-da-Arte), na legislação, nas empresas

reconhecidas no meio, nos órgãos oficiais, tanto do Brasil quanto dos quatro países analisados, no caso Estados Unidos, Canadá, Reino Unido e Noruega.

No que se refere a implementação do Plano Nacional de Contingência no Brasil, devido à falta de emissão de seu Manual, foi decidido pela realização de entrevistas com representantes dos principais atores da exploração e produção de petróleo *offshore* no Brasil: ANP, IBAMA e Marinha.

A Figura 1 apresenta e sintetiza o esquema metodológico proposto a essa pesquisa.

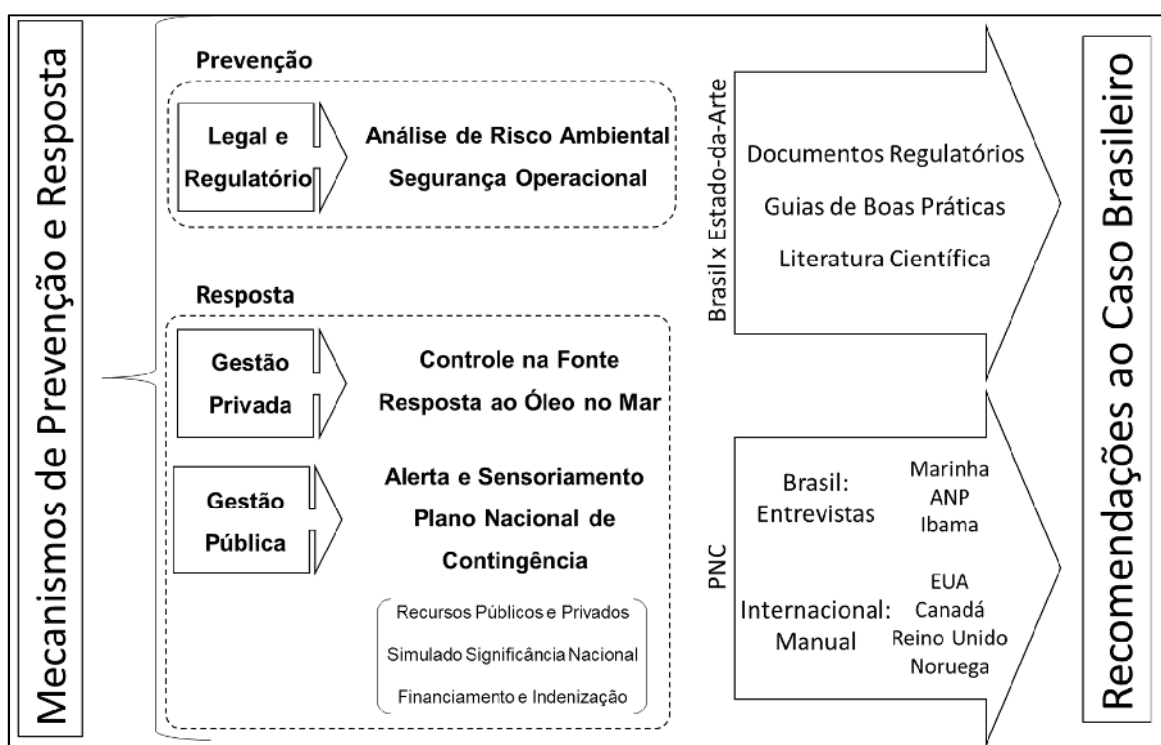


Figura 1 - Esquema metodológico da pesquisa.

Fonte: Elaboração própria.

Para atender ao objetivo proposto, a dissertação foi estruturada a partir dessa Introdução, que apresenta o tema da pesquisa, declara os objetivos, hipótese e elucida o esquema metodológico definido para a pesquisa.

O Capítulo 1 apresenta um breve histórico de riscos e impactos ambientais associados a acidentes envolvendo a perda de controle de poço na indústria de petróleo *offshore* no contexto internacional e alguns acidentes da indústria petrolífera no Brasil. São apresentadas as principais convenções internacionais que versam sobre a prevenção e resposta ao derramamento de óleo no mar, e também como vem ocorrendo a expansão do

setor de petróleo *offshore* no Brasil de acordo com as últimas rodadas de licitações realizadas pela ANP.

O Capítulo 2 apresenta os Mecanismos de Prevenção e Resposta ao Derramamento de Petróleo no Mar no contexto internacional. São avaliadas as mais recentes práticas adaptadas por reguladores e pela indústria de petróleo, principalmente após o acidente em Macondo, no Golfo do México, em 2010. São também apresentados e comparados os níveis de estruturação do PNC nos EUA, Canadá, Reino Unido e Noruega.

Já o Capítulo 3 aborda a estruturação dos MPRDPM no Brasil, contemplando o grau de estruturação do PNC brasileiro, e também são apresentadas outras iniciativas do setor público e privado no que se refere à prevenção e resposta de derramamento de óleo no mar.

Assim, a partir da exposição realizada nos capítulos anteriores, o Capítulo 4 avalia e discute as melhores práticas e tendências internacionais que poderiam ser incorporadas ao caso brasileiro, de modo a promover a melhoria contínua na estruturação dos MPRDPM no Brasil.

Por fim, são apresentadas as Conclusões e Recomendações para a continuidade dessa pesquisa.

1. IMPACTOS E RISCOS AMBIENTAIS DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO OFFSHORE

O derramamento de óleo devido ao encalhe do petroleiro Exxon Valdez, no Alasca e a explosão da plataforma *Deepwater Horizon*, no Golfo do México tem sido frequentemente chamados de desastres. O termo “desastre” não é mencionado em quadros institucionais, onde normalmente se referem a essa magnitude de derramamento como “maior” ou “Tier 3”. Isso se deve ao fato dos arranjos institucionais considerarem as tratativas para as ações de preparação e resposta a incidentes de derramamento de óleo, ao invés das suas consequências para a sociedade (o que claramente é apontado ao se usar o termo “desastre”). Ao se considerar derramamentos de óleo como desastres, é fundamental antecipar toda a gama de consequências possíveis, algumas delas influenciadas pela percepção ao risco das partes interessadas, como por exemplo: a comunidade local, classe política, imprensa e ONGs (WALKER, 2017).

A maioria dos campos petrolíferos estão em áreas de águas profundas (lâmina d'água superior a 400 metros) ou mesmo em áreas de águas ultra profundas (lâmina d'água superior a 1.500 metros). O petróleo *offshore* representa 37% da produção global de petróleo. Características como a grande profundidade da lâmina d'água, associada a condições de temperatura e pressão extremas e também a aspectos de geologia dos reservatórios propiciam a ocorrência de *blowout*, ou perdas de controle de poço durante as atividades de perfuração de poços nessas condições (THE OCEAN ATLAS, 2017).

A Figura 2 ilustra o potencial mundial de energia fóssil e renovável (eólica) associada ao ambiente marinho. É possível observar o destaque dado à região brasileira onde encontra-se o polígono do Pré-Sal.

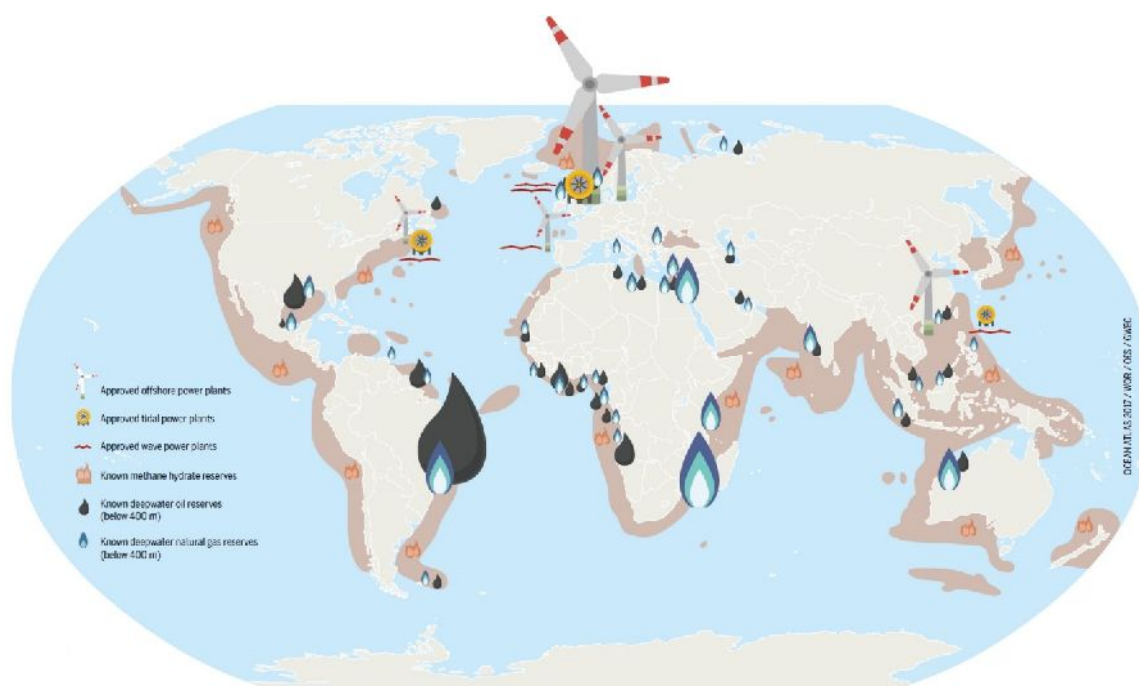


Figura 2 - Potencial de energia fóssil e renovável ligada ao ambiente marinho.

Fonte: (THE OCEAN ATLAS, 2017)

A descoberta do Pré-Sal confirma o *status* do Brasil como uma das principais províncias de petróleo e gás natural do mundo e também provocaram uma mudança na regulamentação da exploração e produção de petróleo *offshore*, garantindo à Petrobras um papel reforçado em áreas consideradas estratégicas (IEA, 2013).

O acidente com a plataforma *Deepwater Horizon* aconteceu em uma região do Golfo do México classificada como “águas profundas” e deve servir de alerta para países como Brasil, Noruega e os da costa oeste do continente Africano devido ao intenso crescimento das atividades de exploração e produção de petróleo em águas profundas nessas regiões (SKOGDALEN e VINNEM, 2011).

O acidente no Golfo do México deixou evidente para a indústria de petróleo mundial uma “nova geração” de riscos associados à exploração e produção de petróleo em águas profundas. O aumento significativo dos riscos se deve, principalmente: a complexidade de sistemas humanos e tecnológicos utilizados nessas operações, as características geológicas e oceanográficas, e também as características de pressão e temperatura desses reservatórios, que proporcionam breves intervalos em que é possível realizar as atividades de perfuração e a sensibilidade do meio ambiente frente a potenciais episódios de grande derramamento de óleo no mar (DHSG, 2011).

O acidente de Macondo demonstra que as consequências decorrentes de falhas dos sistemas em águas ultra profundas podem ser de várias ordens de grandeza maiores do que as associadas a gerações anteriores de atividades de perfuração de poços. É necessário que sejam abordadas as consequências de grandes falhas de sistemas de segurança durante a concepção e desenvolvimento de projetos. Sistemas confiáveis devem ser desenvolvidos, primeiramente, para evitar que incidentes como esse ocorram novamente, e, em caso de ocorrência, que o derramamento de óleo no mar seja contido e contingenciado de forma rápida e segura (DHS, 2011).

1.1 BREVE HISTÓRICO DE GRANDES ACIDENTES NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO OFFSHORE DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Apesar do progresso tecnológico, as atividades de exploração e produção de petróleo em ambiente marinho continuam a representar um desafio para a engenharia moderna, principalmente quando se trata de atividades em águas profundas e ultra profundas.

De modo a exemplificar a ocorrências de eventos de perda de controle de poço³, decidiu-se por explicar alguns exemplos de *blowout* ocorridos na indústria de petróleo *offshore* ao longo da história, com destaque aos recentes incidentes no campo de Montara em 2009, no setor australiano do Mar do Timor, e ao já mencionado acidente com a plataforma *Deepwater Horizon*, durante a perfuração do poço de Macondo, no Golfo do México – EUA em 2010.

Ekofisk Bravo (Mar do Norte, Noruega, 1977)

A plataforma Ekofisk Bravo trabalhava no *workover*⁴ do poço B-14, sem a instalação do BOP. Ao sofrer um *kick*⁵, a única válvula de segurança existente na tubulação falhou, o que permitiu a ocorrência do *blowout*. As equipes de trabalho foram evacuadas do local e, felizmente, ninguém ficou ferido (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

O fluxo descontrolado de hidrocarbonetos foi estimado em 22 mil barris de petróleo por dia, e um derramamento total de aproximadamente 202 mil barris. Cerca de 30 – 40 %

³ Perda de controle de poço, ou *blowout*, é a liberação descontrolada de petróleo de um poço em virtude da falha dos sistemas de segurança e controle de pressão.

⁴ Toda intervenção no poço para correção de alguma falha mecânica, alteração do projeto original ou manutenção.

⁵ *Kick* é o fenômeno onde a pressão exercida pelos hidrocarbonetos no reservatório é maior que a pressão exercida pelo fluido de perfuração, permitindo o influxo de hidrocarbonetos para dentro do poço. Quando esse influxo é controlável, diz-se que o poço está em *kick*. Quando incontrolável, denomina-se *blowout*, ou perda de controle de poço.

do óleo sofreu degradação térmica e evaporou. Esse acidente foi o maior derramamento de petróleo já registrado no Mar do Norte (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

O poço foi fechado após sete dias, em 30 de abril de 1977. Investigações posteriores relataram danos ambientais significativos, porém sem chegada de óleo ao litoral. Também não houve danos significativos à plataforma. O inquérito oficial sobre o acidente determinou que erros humanos foram o principal fator que levou à falha mecânica da válvula de segurança. Esses erros incluíram falhas na documentação de instalação e identificação de equipamentos, erros de interpretação geológica e de engenharia, planejamento impróprio, tanto das atividades de rotina, quanto de controle de poço (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

Salienta-se, contudo, que as equipes conseguiram evitar a ocorrência de um incêndio que poderia ter causado muitas vítimas (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012). O acidente com a *Ekofisk Bravo* marca o início do fortalecimento e desenvolvimento da preparação de emergência norueguesa para operações de contingência ao derramamento de óleo (NCA, 2017).

Nesse sentido, destaca-se que em 1978 foi criada uma associação entre as operadoras de petróleo na plataforma continental da Noruega. Denominada de *Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies* (NOFO), a associação é baseada na cooperação entre a Statoil⁶ e mais 24 empresas e do setor público, já que a *Norwegian Coastal Administration* também é parte associada, e tem por objetivo a atuação conjunta nas ações de resposta ao derramamento de óleo no mar. Foram construídas bases de apoio para recolhimento de óleo, adquiridos equipamentos de contenção e implementados programas de desenvolvimento tecnológico (NCA, 2017).

Ixtoc I (Golfo do México, México, 1979)

A plataforma Sedco 135F estava perfurando o poço IXTOC I para a PEMEX⁷. A operação ocorria em lâmina d'água de mais de 3.000 metros quando ocorreu o *blowout*. De acordo com os relatórios de investigação dos acidentes, houve perda do fluido de perfuração e, conseqüentemente, um desequilíbrio hidrostático na coluna de perfuração. Apesar de acionado, o BOP não conseguiu controlar o fluxo de hidrocarbonetos provenientes do reservatório, o que causou um enorme incêndio e que, por sua vez, resultou no colapso da plataforma (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

⁶ Empresa Estatal de Petróleo Norueguesa.

⁷ Petroleos Mexicanos é a empresa estatal de petróleo do México,

O *blowout* do IXTOC I, inicialmente, se dava a uma taxa de 30 mil barris de óleo por dia. Após diversas tentativas de selar e bloquear o fluxo, foi possível reduzir essa taxa a cerca de 10 mil barris de petróleo por dia. Dois poços de alívio foram perfurados para aliviar a pressão e o poço finalmente foi morto nove meses depois, em 23 de março de 1980. Devido à contaminação maciça causada pelo *blowout* (até 12 de junho, a mancha de óleo mediu 180 km por 80 km), quase 500 missões para aplicação aérea de dispersantes químicos foram realizadas. Os ventos predominantes causaram danos extensos ao longo da costa dos EUA, especialmente no estado do Texas. O acidente IXTOC I foi o maior derramamento antes da ocorrência do acidente de Macondo, com cerca de 3,5 milhões de barris de petróleo derramados no mar (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

Adriatic IV (Mar Mediterrâneo, Egito, 2004)

No dia 10 de agosto de 2004, a plataforma Adriatic IV estava perfurando um poço de gás natural em Temsah, na região egípcia do Mar Mediterrâneo. Durante a atividade de perfuração, ocorreu um *blowout* de gás natural, que gerou uma explosão seguida um incêndio. Por razões desconhecidas, de acordo com os relatórios de investigação do incidente, o fogo se espalhou para a plataforma Petrobrel-run, que ficou queimando por mais de uma semana até que pudesse ser controlado (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

Mais de 150 trabalhadores foram evacuados das plataformas sem sofrerem lesões, em parte devido à recomendação prévia de interromper as atividades de produção como medida de precaução. A plataforma Adriatic IV, propriedade da BP, ENI e *General Petroleum Corporation* do Egito foi declarada sem condições de reparo, e seu afundamento ordenado pelo Primeiro Ministro do Egito. Menos de um ano após o acidente, a produção no campo de Temsah voltou a atingir altas taxas de produtividade (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

A seguir serão abordados dois eventos ocorridos recentemente em atividades de perfuração de poços em águas profundas. O incidente em Montara, em 2009, e o acidente com a plataforma *Deepwater Horizon*, em 2010, tratam-se de eventos extremos que possuem muitas características em comum. Como pode ser observado a seguir, ambos ocorreram após falha nos respectivos BOP e uma série de erros de caráter técnico, operacional e organizacional.

1.1.1 Montara (Mar do Timor, Austrália, 2009)

Em 21 de agosto de 2009, a PTTEP Australasia⁸ realizava atividades de perfuração do poço H1, no campo de Montara, quando a plataforma sofreu um incidente de perda de controle de poço. Todos os 69 trabalhadores a bordo da plataforma foram evacuados em segurança (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

Durante as operações de resposta à perda de controle de poço ocorreram diversos princípios de incêndio. Somente no dia 03 de novembro, a operação foi completada com sucesso. Este acidente, o pior ocorrido no setor industrial *offshore* na Austrália, resultou na terceira maior poluição marítima na história australiana (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

O campo de Montara está localizado no Mar do Timor, a 254 quilômetros a Noroeste da costa Norte australiana e aproximadamente 157 quilômetros de duas grandes reservas ambientais, *Ashmore Reef National Nature Reserve* e *Cartier Island Marine Reserve*. Por mais de 70 dias o petróleo e gás natural foram derramados no Mar de Timor, afetando uma área de cerca de 90.000 km² (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

De acordo com a comissão que investigou o acidente, o *blowout* ocorreu devido à falha da única barreira de segurança do poço, onde deveriam haver duas. O trabalho de cimentação não foi realizado de acordo com as últimas e melhores práticas da indústria internacional de petróleo. A causa mais provável do *blowout* foi a entrada de hidrocarbonetos por uma das sapatas do poço (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

As equipes operacional e gerencial envolvidas nas atividades de perfuração no H1 no campo de Montara cometeram uma série de erros. Além de apontar falhas de interpretação e julgamento dos envolvidos nos acidentes, é fundamental que sejam analisados os fatores que envolvem a PTTEP como uma organização. Acidentes que ocorrem em sistemas complexos estão intimamente ligados a questões organizacionais que são conduzidas por prioridades em nível estratégico (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

O relatório de investigação do acidente sugere que a supervisão das atividades *offshore*, separação gerencial de atividades operacionais e de controle da integridade, além de melhoria contínua análises de risco nos processos de gestão de mudanças teriam sido medidas eficazes para prevenir o *blowout*. O acidente em Montara mostra lições evidentes

⁸ PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP), empresa nacional de petróleo da Tailândia.

para outras operadoras que atuam frente a sistemas complexos e perigosos, como as atividades de perfuração marítima (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

De modo a assegurar níveis satisfatórios de segurança em suas operações, as organizações devem ser capazes de identificar erros durante suas atividades e traçar planos de ação para lidar com esses desvios. Competências organizacionais não se referem apenas a formação técnica e experiência profissional, mas também a habilidade de gestão que seja capaz de enxergar potenciais erros técnicos e corrigir os processos antes de que sucessivos eventos culminem em incidentes (HAYES, 2011).

Ainda, competências organizacionais devem assegurar não somente a utilização dos melhores recursos e equipamentos, mas deve se preocupar em promover uma cultura de segurança de modo a identificar problemas técnicos e de gestão, apesar das pressões de cronogramas e de custo, tão presentes na indústria de perfuração *offshore* (HAYES, 2011).

De forma geral, a regulação da segurança operacional em atividades *offshore* é focada no ordenamento técnico e também seus procedimentos. O incidente em Montara mostra que a regulação relacionada à segurança deve considerar também aspectos referentes à cultura organizacional (HAYES, 2011).

Conforme sugerido pelo Relatório da Comissão de Inquérito de Montara⁹, o governo australiano estabeleceu, em 2015, o Comitê para Coordenação de Incidentes Petrolíferos *Offshore* – OPICC (do inglês, *Offshore Petroleum Incident Coordination Committee*). Presidido pelo Ministro do Departamento de Indústria, o OPICC tem o propósito de coordenar as ações e recursos do governo australiano em resposta a incidentes relacionados a indústria de petróleo no mar, além de estabelecer comunicação com o público, imprensa e demais partes interessadas (DIIS, 2018).

É importante destacar que o OPICC não é um mecanismo para mobilização de recursos operacionais de resposta, já que, em primeira instância, essas ações são responsabilidade do poluidor, e seu dimensionamento é conforme o previsto nos Planos Prevenção a Poluição por Óleo¹⁰. A fiscalização das ações de resposta e de controle do incidente são responsabilidade da agência reguladora da atividade, nesse caso a NOPSEMA (do inglês, *National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority*) (DIIS, 2018).

⁹ Report of the Montara Commission of Inquiry.

¹⁰ Oil Pollution Emergency Plan.

O governo australiano também estabeleceu o Quadro de Coordenação para Incidentes Petrolíferos *Offshore* – OPICF (do inglês, *Offshore Petroleum Incident Coordination Framework*), de modo a coordenar as ações e tratativas dos órgãos governamentais durante um incidente dessa natureza. O OPICF descreve os arranjos de governança para o OPICC, incluindo seu objetivo, responsabilidades e procedimentos para agências que o compõem (DIIS, 2018).

O OPICC também possui interface com outros arranjos de governança e documentos regulatórios, tais como o Plano Nacional de Contingência, Planos de Prevenção a Poluição por Óleo do poluidor e Planos de Contingência Regionais dos Estados (NOPSEMA, 2018); (DIIS, 2018).

No que se refere aos impactos ambientais desse derramamento de petróleo, apenas algumas conclusões limitadas podem ser apontadas. Aparentemente a costa australiana não foi afetada. Contudo, foram observados “toques” de óleo na região sul da costa da Indonésia, onde os efeitos relatados em fazendas de algas marinhas e regiões de pesca no sul da Indonésia são consistentes em relação ao período do derramamento de óleo. É evidente que o petróleo atingiu essas áreas costeiras, mas a falta de levantamentos sistemáticos, de uma base de dados sobre a vida marinha usada como insumo para a pesca artesanal torna difícil tirar conclusões sobre a extensão total do potencial de consequências socioambientais (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

A falta de monitoração da fauna nas primeiras semanas após o acidente também é um fator que impede a avaliação, mesmo que qualitativa, dos efeitos do óleo sob o ambiente marinho. Os dados quantitativos, antes do derramamento, da vida marinha em áreas expostas ao óleo são extremamente limitados (SPIES, MUKHTASOR e BURNS, 2017).

Os estudos pós-derramamento apoiados pela PTTEP e pelo governo australiano foram incapazes de concluir legitimamente qualquer coisa sobre os impactos, exceto que ainda havia uma vida marinha relativamente abundante nas áreas da plataforma continental australiana. A falta de evidência de impactos nas águas australianas não equivale a concluir que os impactos não ocorreram (SPIES, MUKHTASOR e BURNS, 2017).

A Figura 3 ilustra a extensão da mancha de óleo do *blowout* em Montara. A linha pontilhada indica que a aeronave não sobrevoou todo o caminho até as ilhas indonésias, essa região no mapa é apenas uma estimativa (SPIES, MUKHTASOR e BURNS, 2017).

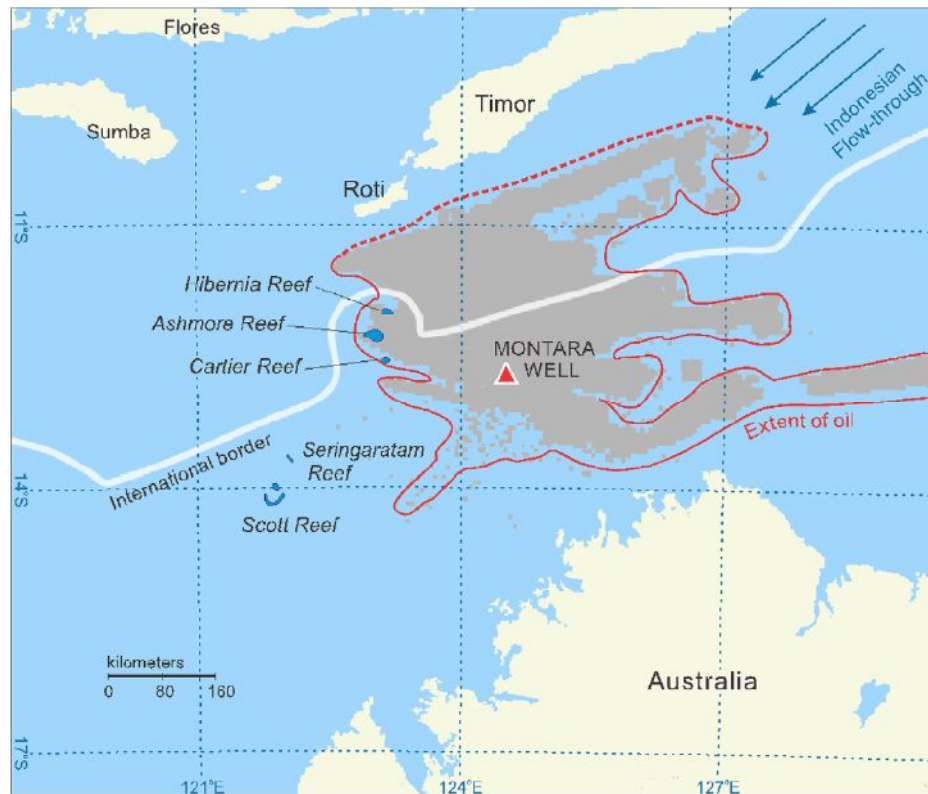


Figura 3 - Dimensão do derramamento de óleo do *blowout* de Montara.

Fonte: (SPIES, MUKHTASOR e BURNS, 2017).

1.1.2 Macondo (Golfo do México, EUA, 2010)

O acidente no Poço de Macondo, no dia 20 de abril de 2010, ocorreu devido a falhas na cimentação e revestimento do poço e, logo após, a perda de seu controle hidrostático. Em seguida, houve falha na detecção do fluxo de hidrocarbonetos em surgência, o que levou ao naufrágio da *Deepwater Horizon* e, conseqüentemente, a ignição e explosões na plataforma. A explosão danificou o sistema de emergência do BOP, impedindo assim a selagem do poço (BP, 2010).

Onze pessoas morreram e 17 ficaram feridas. Ao todo, foram evacuados 115 trabalhadores embarcados. O incêndio durou 36 horas, até a *Deepwater Horizon* afundar (BP, 2010). O derramamento de petróleo no Golfo do México perdurou por 87 dias e as estimativas de óleo vazado chegam a 5 milhões de barris de óleo, dos quais 2 milhões de barris permanecem no fundo do oceano (MCNUTT, CAMILLI, *et al.*, 2011).

Um acidente da magnitude daquele que ocorreu com a *Deepwater Horizon* é resultado de uma série complexa e interligada de falhas em diversos níveis: mecânicas, julgamentos humanos, projeto de engenharia, procedimento operacional e interações entre

as equipes. Várias empresas, equipes de trabalho e circunstâncias estavam envolvidas. Após a investigação, a equipe responsável identificou 8 quebras de barreiras de segurança, conforme descrito a seguir (BP, 2010):

1. A barreira de cimento anular não isolou os hidrocarbonetos. Foram identificadas falhas no projeto de cimentação, teste de qualidade e análise de risco das operações.
2. As barreiras mecânicas da sapata não isolaram os hidrocarbonetos.
3. O Teste de Pressão Negativa foi aceito apesar da integridade do poço não ter sido devidamente estabelecida. A equipe da Transocean e os líderes da equipe de perfuração da BP, que estavam a bordo da plataforma, chegaram a conclusões equivocadas sobre o Teste, acreditando que a integridade do poço estava estabelecida.
4. Não foi identificado o fluxo de hidrocarbonetos pelo poço. E assim, a equipe a bordo não agiu de modo a controlar a surgência do poço até que os hidrocarbonetos tivessem passado pelo BOP e subido pelo riser.
5. As Ações de Resposta que foram tomadas em seguida não conseguiram recuperar o controle do poço. Se o fluxo tivesse sido vertido para fora da embarcação, ao invés de para o separador primário, quem sabe haveria tido mais tempo para as ações de resposta e as consequências do acidente pudessem ser reduzidas.
6. Ao desviar o fluxo de hidrocarbonetos para o separador primário, que não havia sido projetado para lidar com aquele fluxo de hidrocarbonetos, acabou por expulsar gases fluidos e areia pelo vent e inundar a plataforma com gás inflamável.
7. O sistema de alerta de fogo e detecção de gás da plataforma não impediu que ocorresse a ignição. Os sistemas de aquecimento, ventilação e ar condicionado provavelmente transferiram uma mistura rica em gás para a sala de máquinas, causando pelo menos um motor com velocidade excessiva, criando assim, uma potencial fonte de ignição.
8. O modo de emergência do BOP não selou o poço. Através de uma revisão das auditorias da plataforma e dos registros de manutenção, foram encontradas indicações de possíveis fraquezas no regime de testes e no sistema de gerenciamento de manutenção do BOP.

A Figura 4 ilustra a sequência dessas quebras de barreiras de segurança e a sua relação aos fatores críticos. A associação desses fatores culminou no desastre do Poço de Macondo.

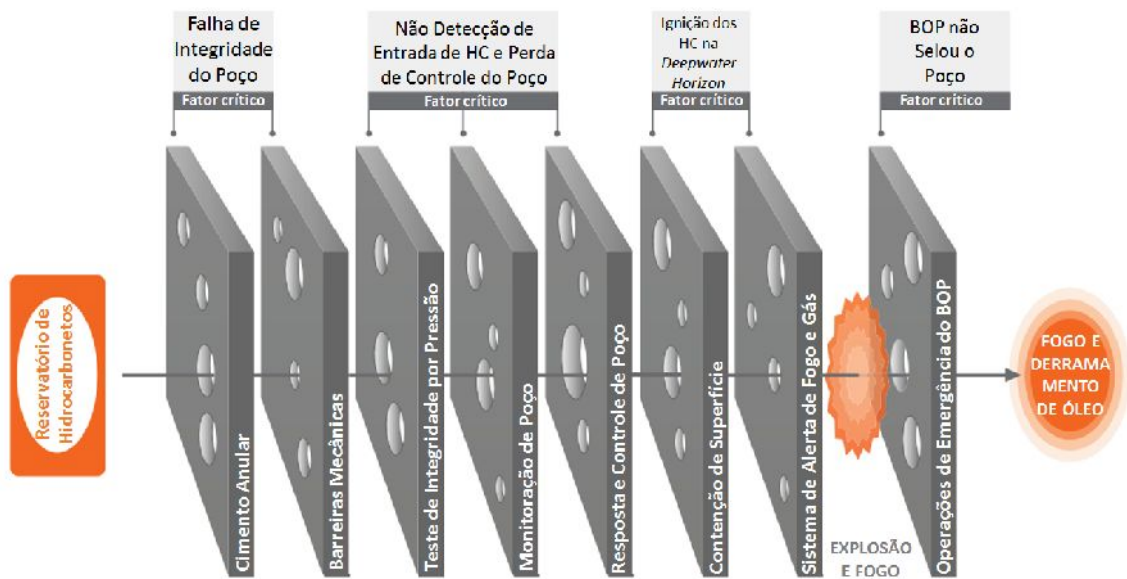


Figura 4 - Quebra de Barreiras e Relação das Barreiras aos Fatores Críticos.

Fonte: (BP, 2010) adaptado de Reason, 1997.

Durante os 87 dias seguintes ao afundamento da Deepwater Horizon uma série de tentativas foram feitas para impedir que o derramamento de petróleo adentrasse o Golfo do México. Essas tentativas incluíram (DHS, 2011):

1. Fechamento do BOP e com a intervenção de um ROV (FALHOU).
2. Fechamento da extremidade do duto de perfuração no fundo do mar (BEM-SUCEDIDO).
3. Captura do óleo lançado do riser quebrado no fundo do mar, com um dispositivo de contenção tipo caixa conectado a uma embarcação de perfuração (FALHOU).
4. Captura do óleo lançado da extremidade do riser com um tubo de inserção (PARCIALMENTE BEM-SUCEDIDO).
5. Captura do óleo no topo do BOP, cortando o dobradiço e rompendo o duto vertical e o duto de perfuração e instalando um dispositivo de captura (PARCIALMENTE BEM-SUCEDIDO).
6. Matar o poço por injeção de lama pesada no BOP (FALHOU).
7. Remoção do que sobrou do riser no topo do BOP e “aparafusamento” de uma tampa de vedação acima do BOP. Isso conseguiu fechar o poço com apenas alguns pequenos vazamentos.
8. Bombeamento de lama pesada para matar o poço, conduzindo o efluente bem para baixo e, assim, reduzir a pressão na cabeça do poço (BEM-SUCEDIDO).

9. Bombeamento de cimento, após a lama pesada, para selar permanentemente o fluxo de hidrocarbonetos. O poço com apenas alguns pequenos vazamentos.
10. Durante as tentativas precedentes, foram perfurados dois poços direcionais de alívio para proporcionar capacidade de matar o fundo. O primeiro poço de alívio foi capaz de cruzar o poço e selar permanentemente o poço de Macondo.

A Figura 5 ilustra a “morte-por-baixo” do poço de Macondo:

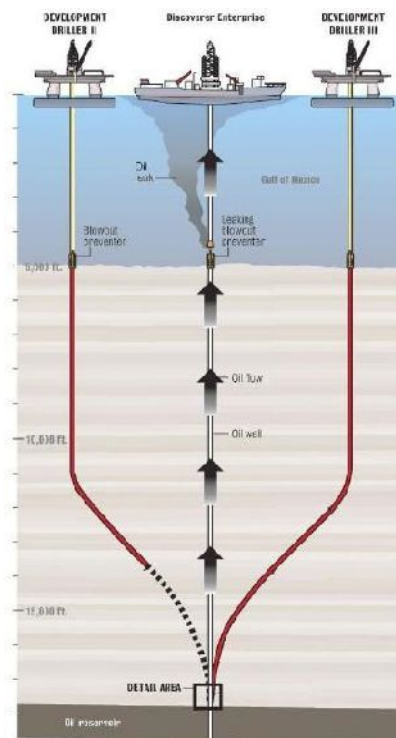


Figura 5 - "Morte por baixo" do poço de Macondo.

Fonte: (BP, 2010).

Pôde ser constatado, durante as investigações do acidente, que não foi conduzida uma análise de risco adequada para a possível falha das ações corretivas adotadas, o que fez com que a força de trabalho não estivesse preparada para a situação cada vez mais crítica e grave. Ademais, não houve nenhuma checagem efetiva tanto por parte da indústria ou do setor regulatório para lidar com a situação cada vez mais deteriorada e perigosa na *Deepwater Horizon*. Portanto, como resultado de uma série de processos profundamente falhos de tomada de decisão, de comunicação, gerencial-corporativos e de análise de causa consequência, a segurança foi seriamente comprometida a ponto do blowout ocorrer com efeitos catastróficos (DHSG, 2011).

Foi constatado também que o OSRP¹¹ da Deepwater Horizon tinha diversas sessões que continham informações simplesmente copiadas dos sites de agências e outros órgãos federais, como o NOAA, e o MMS aprovou esse documento. O especialista em vida selvagem designado no plano, Peter Lutz, que deveria participar das ações de resposta a derrames de óleo, havia morrido anos antes da empresa submeter o OSRP à aprovação do MMS (DHSG, 2011).

Outro ponto crítico foi que os OSC¹² dos estados da Louisiana, Alabama e Mississippi, designados para comporem o Comando Unificado de Resposta justamente por serem os profissionais mais preparados e familiarizados com o Plano Nacional de Contingência, tiveram as ações e responsabilidades suprimidas pelos governadores desses estados e outros políticos, que começaram a participar das ações de resposta de forma não condizente aos procedimentos previamente estabelecidos, tirando a autoridade dos OSC.

Além disso, foi constatado também pela comissão investigadora do acidente que os agentes dos governos federal e estaduais que deveriam compor as equipes de resposta não estavam familiarizados com os procedimentos a serem seguidos no plano de área, rejeitaram os planos existentes e começaram a criar, durante as ações de resposta, os próprios procedimentos (DHSG, 2011).

Uma decisão importante adotada pelos Estados Unidos foi o estabelecimento de uma moratória durante o período de seis meses das atividades de perfuração em lâmina d'água superior a 150 metros no Golfo do México e no Oceano Pacífico. O intuito da moratória durante esse período foi para que os órgãos responsáveis analisassem a necessidade de realizar mudanças em seu quadro regulatório (DOI, 2010).

O período foi encerrado sete semanas antes do planejado. O DOI justifica que após constatar significativo progresso nas questões relacionadas à segurança, contenção de poço e resposta a vazamentos, a ameaça à vida e ao ambiente marinho foi suficientemente reduzida, não sendo mais necessário o período de restrição. Durante o período de moratória foram estabelecidas resoluções que exigem que o operador demonstre e assegure que os recursos para conter um fluxo indesejado de óleo estarão imediatamente disponíveis no caso de um evento de *blowout* (DOI, 2010). No entanto, período de moratória foi suspenso devido ao litígio judicial promovido por diversas empresas relacionadas à indústria do petróleo (DHSG, 2011).

¹¹ *Oil Spill Response Plan* – Plano de Emergência do Poluidor nos EUA.

¹² *OnScene Coordinator* é o membro da Guarda-Costeira Americana responsável por liderar as ações de resposta em casos de eventos de significância nacional.

A principal resposta do governo federal após o desastre no Golfo do México foi promover uma profunda reforma institucional no sistema regulatório das atividades de E&P de petróleo no mar nos EUA. O Ministério de Interior – DOI (do inglês, *Department of the Interior*) criou três agências independentes e com funções e missões claramente definidas (BOEM, 2010):

The Office of Natural Resources Revenue – ONNR: responsável por instrumentos de arrecadação de tributos referente a concessão para E&P de petróleo e outros recursos minerais, tanto na plataforma continental dos EUA, quantos em águas e terras interiores.

The Bureau of Ocean Energy Management – BOEM: responsável por gerenciar o desenvolvimento dos recursos *offshore* do país de maneira ambientalmente e economicamente responsável. Suas funções incluem a avaliação de recursos, oferta de blocos, administração de planos de desenvolvimento, estudos ambientais e observância da Lei Nacional de Política Ambiental.

The Bureau of Safety and Environmental Enforcement – BSEE, responsável pela fiscalização da segurança operacional no ambiente *offshore*, gestão ambiental e conservação de recursos. Os documentos regulatórios do BSEE têm como objetivo reduzir o risco inerente às atividades *offshore* e auxiliar a melhoria da capacidade de resposta dos operadores em caso de incidentes.

O DOI em coordenação com o Ministério de Energia¹³ – DOE, Guarda-Costeira Americana e o *National Oceanic and Atmospheric Administration* criou o OESI (do inglês, *Ocean Energy Safety Institute*) através da colaboração entre governo, indústria, academia e diversos especialistas, com o intuito de promover um fórum deliberativo e desenvolver estudos avançados de análise e gestão de risco, bem como tecnologias para ações de resposta e controle de vazamento de óleo (OESI, 2018).

A indústria também precisa desenvolver sua capacidade de aplicar as melhores práticas disponíveis quanto a gestão do risco, sistemas de confiabilidade e governança de organizações e outras ferramentas para abordar adequadamente as atividades de E&P de petróleo offshore, inerentemente muito perigosas. Esses operadores deveriam liderar e promover essa conduta, de modo a incluir toda a cadeia de serviços e empresas que participam dessas atividades (DHSG, 2011).

O desenvolvimento de recursos públicos exige grande cooperação industrial-governamental-institucional de alta competência, baseada no uso de sistemas técnicos, de

¹³ *Department of Energy.*

organização, de gestão, de governança e institucionais de alta confiabilidade. Deve ser dada especial atenção à equipe operacional e aos componentes organizacionais desses sistemas complexos, de modo a perceber os benefícios da aplicação das melhores tecnologias de segurança disponíveis e alcançar operações seguras através do desenvolvimento e manutenção do que é chamado “Cultura de Segurança” (DHSG, 2011).

O derramamento de óleo resultou em uma mancha de cerca de 112.000 km² na superfície do mar. Mais de 2.100 km de costa foram afetados. As atividades de pesca em algumas regiões do Golfo do México foram temporariamente interrompidas, devido à preocupação da população com a contaminação desses alimentos. A quantidade de óleo que tocou a costa é estimada entre 10.000 e 30.000 toneladas, cerca de 4% do volume total derramado (BEYER, TRANNUMA, *et al.*, 2016).

A Figura 6 ilustra a dimensão do derramamento de óleo no *blowout* de Macondo e a pegada ambiental relacionada às ações de resposta.

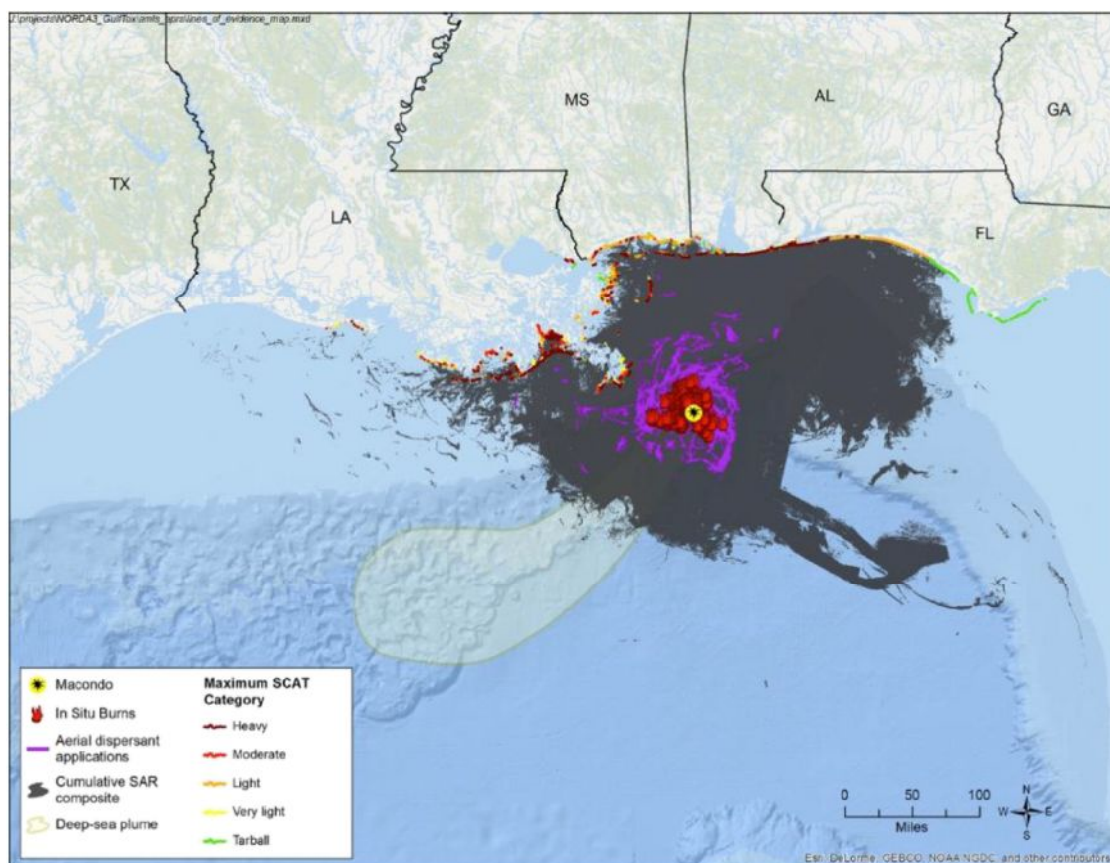


Figura 6 - Pegada ambiental do derramamento de óleo do *blowout* de Macondo

Fonte: (BEYER, TRANNUMA, *et al.*, 2016)

Estudos direcionados a avaliação dos impactos ambientais desse acidente demonstraram que diversos organismos foram prejudicados pela toxicidade de óleo. Plâncton, invertebrados, peixes, pássaros e mamíferos marinhos sofreram efeitos adversos que se relacionam com redução de crescimento, doenças, dificuldade reprodutiva, além de muitas mortes. A concentração de óleo excedeu os padrões de toxicidade na superfície do mar, em sedimentos e pântanos. Até janeiro de 2016, mais de 500 artigos científicos haviam sido publicados abordando uma infinidade de aspectos ambientais do derramamento (BEYER, TRANNUMA, *et al.*, 2016).

As ações de resposta utilizaram cerca de 7.000 m³ de dispersantes químicos, 40% utilizados por aplicação submarina e o restante aplicados na superfície do mar em mais de 400 operações aéreas. A aplicação submarina de dispersantes, sem precedentes, contribuiu para a formação de grandes plumas de água ricas em hidrocarbonetos que se espalharam e levaram à contaminação de habitats de águas em mais de 1.000 metros de profundidade (BEYER, TRANNUMA, *et al.*, 2016).

1.1.3 Acidentes na Indústria de Petróleo e Gás no Brasil

A indústria de petróleo e gás natural brasileira já passou por uma série de incidentes das mais variadas tipologias, aspectos e impactos socioambientais. Serão destacadas a seguir três acidentes ocorridos em águas nacionais: o vazamento do oleoduto na Baía de Guanabara (em 2000) e o afundamento da P-36 (em 2001), ambos da Petrobras, e os incidentes no Campo de Frade (2011 e 2012), operado pela Chevron.

Cada acidente é completamente distinto entre si, no que se refere às instalações, a magnitude dos eventos e os seus respectivos impactos socioambientais. No entanto, foram escolhidos para compor essa pesquisa por representarem, respectivamente: um derramamento de petróleo em área de alta sensibilidade ambiental; um acidente decorrente de falha dos processos de segurança operacional e com o maior número de vítimas já registrada no E&P *offshore*; e um incidente referente às atividades de perfuração de poços em águas profundas.

1.1.3.1 Vazamento do duto PE-II na Baía de Guanabara

No dia 18 de janeiro de 2000, ocorreu um vazamento de aproximadamente 1,3 milhões de litros de óleo combustível devido a uma fratura no duto de PE-II, o mesmo do acidente de 10 de março de 1997 (cujo derramamento foi de 3 milhões de litros de óleo combustível), que interliga a REDUC, no município de Duque de Caxias, às instalações dos Dutos e Terminais do Sudeste-DTSE/ Ilha D'Água, na faixa de transição entre o mar e a

costa. O fato ocorreu na parte enterrada do duto localizado na saída da área da REDUC, na orla da Baía de Guanabara (MMA; CONAMA, 2001).

A causa mais provável da fratura é que tenha ocorrido um deslocamento do duto provocado pela combinação dos seguintes fatores: esforços de expansão térmica, desalinhamento de tramas do tubo no plano horizontal e a pouca cobertura com baixa coesão do solo de enchimento da vala, constatada no próprio local do acidente. A detecção da anormalidade não foi realizada na velocidade adequada, possibilitando a ampliação da quantidade vazada. Houve falhas no projeto, na construção e na montagem do duto PE-II, falhas nos procedimentos gerenciais, operacionais e de manutenção, de segurança industrial e de meio ambiente por parte da Petrobras (MMA; CONAMA, 2001).

As evidências do impacto ambiental decorrente do vazamento são incontestáveis e tiveram uma repercussão muito forte junto à opinião pública e às autoridades ambientais do País e foi amplamente divulgado pela mídia nacional, pois a capacidade de detecção da falha e de resposta ao acidente foi muito demorada, fato que propiciou que o óleo vazado fosse dispersado pelas correntes e fluxo da maré causando o que foi considerado o maior desastre ecológico da Baía de Guanabara (MMA; CONAMA, 2001).

A maioria do óleo derramado, transportada por correntes de maré e vento, atingiu as praias e algumas ilhas na parte norte e nordeste da baía. Além disso, mangues nas vizinhanças do ponto de vazamento foram afetados. Estima-se que 21% do óleo foi perdido por evaporação 3 dias após o derramamento. Houve uma resposta extensiva para a retirada do óleo na água e limpeza da costa (GABARDO, MENICONI, *et al.*, 2001).

De acordo com os pescadores entrevistados por (PEIPKE, 2006), o impacto mais grave do derramamento de óleo foi a redução da demanda por peixe no mercado. Mesmo que os peixes reaparecessem logo após o desastre, a grande atenção dada pela mídia fez as pessoas terem medo de comprar peixes provenientes da baía. A falta de demanda do mercado, no entanto, não afetou apenas os pescadores artesanais. Os arrastões industriais e os barcos de maior porte também sofreram com a diminuição da procura no mercado (PEIPKE, 2006).

Os trabalhadores que dependiam do turismo como fonte de renda e que ficaram impedidos de desenvolverem suas atividades rotineiras, foram contratados pela Petrobras para auxiliar nas atividades de limpeza. Os comerciantes, principalmente de restaurantes, do entorno da Baía de Guanabara, tiveram prejuízos consideráveis pela redução dos turistas na região. Outro impacto negativo foi a impregnação por óleo, do cais da Companhia Imperial de Navegação a Vapor e da Estrada de Ferro de Petrópolis, primeira

estação de trem do país, inaugurada em abril de 1854, no município de Mauá (MMA; CONAMA, 2001).

Com o acidente, as áreas turísticas mais afetadas foram as Ilhas do Governador e de Paquetá, as praias de Mauá localizadas no município de Magé e a Área de Preservação Ambiental de Guapimirim – APA de Guapimirim. No caso do transporte aquaviário, acredita-se que o óleo derramado tenha causado aos usuários das barcas um sentimento de mal-estar em função do aspecto visual e/ou do odor produzido e, conseqüentemente, provocado alteração no número de passageiros (MONTEIRO, 2003).

1.1.3.2 Explosão e colapso da P-36 na Bacia de Campos

A plataforma de produção P-36 encontrava-se operando no Campo de Roncador, na Bacia de Campos, em lâminas d'água de 1.500 a 1.900 metros. O acidente com a P-36 teve início em 15 de março de 2001, às 0 h 22 min, quando ocorreu uma primeira explosão na coluna de popa boreste, seguida 17 min depois por uma grande explosão na parte superior da coluna e em áreas próximas, culminando com a morte de onze funcionários da Petrobras. No dia 20 de março de 2001, às 11 h 41 min, a plataforma afundou (ANP E DPC, 2001).

A análise realizada permitiu que fossem identificadas várias não conformidades relativas a procedimentos regulamentares de operação, manutenção e projeto, destacando-se aqueles referentes à movimentação frequente de água nos tanques de drenagem de emergência, à operação de esgotamento do tanque de popa bombordo e à classificação da área de risco em torno desses tanques (ANP E DPC, 2001).

A análise efetuada pela Comissão de Investigação ANP¹⁴ e DPC¹⁵ permitiu constatar deficiências no sistema de gestão operacional, não conformidades identificadas quanto a procedimentos regulamentares de operação e manutenção. Além disso, os planos de contingência para acidentes de grande proporção e os esquemas de resposta a emergência de grande risco necessitam ser imediatamente aprimorados, bem como a revisão de critérios de projetos de engenharia em unidades flutuantes de produção para assegurar maior proteção intrínseca (ANP E DPC, 2001).

Com o afundamento da P-36, 1200 metros cúbicos de óleo diesel e 350 metros cúbicos de petróleo bruto vazaram no mar, a uma distância aproximada de 150 quilômetros

¹⁴ Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

¹⁵ Diretoria de Portos e Costas da Marinha do Brasil.

da costa. Este derramamento foi combatido através do recolhimento de parte do óleo e dispersão química e mecânica da outra parte (ANP E DPC, 2001).

A Comissão de Investigação ANP/DPC recomendou que fossem adotadas diversas medidas, entre elas, a revisão de aprimoramento dos sistemas de análise de risco e gestão da segurança operacional, revisão de critérios de projeto, reavaliação do dimensionamento e qualificação das equipes de operação e manutenção, bem como daquelas responsáveis pela resposta a emergências de grande risco e elaboração de plano de emergência e implementação de esquema de resposta a situações que envolvam grande risco à salvaguarda de vidas humanas, segurança da navegação, proteção ambiental e propriedade (ANP E DPC, 2001).

1.1.3.3 Fratura de reservatório e exsudação no Campo de Frade, Bacia de Campos.

O acidente no Campo de Frade, localizado na Bacia de Campos, na verdade trata-se de dois episódios de derramamento de óleo.

Em 07 de novembro de 2011 ocorreu um *blowout* no Campo de Frade, decorrente da atividade de perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, operado pela Concessionária Chevron Brasil Upstream Frade Ltda (Área 1). As informações obtidas durante a investigação são baseadas em fatos constatados e registros apreendidos na sede da Chevron Brasil, a bordo do FPSO¹⁶ Frade e na sonda Sedco 706, esta última de propriedade da empresa Transocean do Brasil Ltda., que executava a perfuração do poço no momento do acidente. O *blowout* culminou no vazamento de cerca de 3.700 barris de petróleo cru para o mar, a uma distância de cerca de 120 km da costa do Estado do Rio de Janeiro (ANP, 2012).

Mesmo após identificar inconsistências no influxo de hidrocarbonetos para o poço, a Chevron demorou dois dias para perceber que se encontrava em uma situação de *underground blowout*. Mesmo o fato de a Petrobras ter visualizado uma mancha órfã entre as concessões de Roncador e Frade no dia 08/11 não foi suficiente para que a Chevron reconhecesse o cenário do incidente. Os especialistas da *Wild Well Control Inc.* (WWCI), empresa especializada em controle de poço, foram contatados apenas em 10/11/2011, o que elevou para seis dias o tempo necessário para controlar o *blowout* (13/11/2011), aumentando significativamente o volume exsudado. Ocorreram uma série de erros de interpretação que dificultaram a operação de controle do poço (ANP, 2012).

¹⁶ *Floating Production Storage and Offloading* - Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural.

A Chevron deixou de realizar a análise de riscos da atividade de perfuração, ignorando seus próprios procedimentos de gestão de riscos (*Risk and Uncertainty Management Standard* (RUMS), de 26/7/2011, e o *Single Well CPDEP Roadmap*), além dos requisitos normativos e regulatórios da legislação brasileira. Ao não executar o estudo, a Chevron deixou de contemplar as especificidades da perfuração na qual ocorreu o acidente (ANP, 2012).

Em 4 de março de 2012 foram observadas manchas de óleo no campo de Frade, cuja origem foi identificada como exsudação através de um desnivelamento de 80cm do leito oceânico (Área 2). Embora inicialmente acreditar-se que essa exsudação seria consequência do incidente ocorrido na Área 1, os dados coletados e estudos realizados indicaram que não houve qualquer correlação entre os dois incidentes (ANP, 2016).

Após o incidente da Área 2, a Chevron encaminhou à ANP a solicitação de interrupção da produção do Campo de Frade até que houvesse um melhor entendimento sobre a correlação entre os incidentes ocorridos. As evidências apontam para o fato de que a operadora alterou o ponto de injeção previsto em projeto, em função das condições do reservatório, de modo a otimizar a injeção de água, o que ocasionou a ruptura da rocha selante (ANP, 2016).

Por serem incidentes ocorridos em datas próximas, verificaram-se falhas comuns da gestão de segurança operacional da Chevron que possibilitaram a ocorrência dos incidentes das Áreas 1 e 2. Tais deficiências relacionam-se a gestão de mudanças durante as fases de projeto e construção dos poços injetores, da ausência de análise de riscos e da reduzida percepção de riscos por parte da operadora (ANP, 2016).

No dia 13/03/2012, a Chevron instalou um sistema submarino de contenção, composto por 5 pequenos tanques denominados SCCT, sobre os 5 pontos de afloramento identificados, visando conter e coletar o volume de óleo exsudado. A partir de 14/03, não foram observadas novas manchas de óleo na superfície do mar na Área 2 do Campo de Frade, devido à instalação dos SCCT (ANP, 2016).

O incidente da Área 2 do Campo de Frade teve como consequência a formação de uma fratura entre o reservatório e o leito marinho, de aproximadamente 1 quilômetro de comprimento, que provocou a exsudação de óleo por meio de pontos de afloramento numa área de aproximadamente 20 metros quadrados. Até a implementação do sistema submarino de contenção, houve um vazamento de aproximadamente 0,065 metros cúbicos de óleo para a superfície do mar. Após a implementação do sistema submarinos de

contenção, foram coletados cerca de 6,0 metros cúbicos de óleo exsudado desde março de 2012 (ANP, 2016).

Em comparação ao primeiro incidente, o volume de exsudação da Área 2 (5,9 metros cúbicos) foi muito inferior ao da Área 1 (605,4 metros cúbicos). Do volume total de óleo exsudado na Área 1, mais de 500 m³ de óleo atingiram a superfície do mar, enquanto que cerca de 17 m³ foram coletados pelos tanques de contenção instalados pela Concessionária sobre os pontos de afloramento (ANP, 2016).

Desde março de 2012, todo o óleo exsudado vem sendo coletado pelo sistema submarino de contenção. A situação da região é monitorada constantemente por meio de ROV, de forma a se identificar rapidamente qualquer situação atípica, tanto nos tanques quanto nas fissuras ou leito marinho (ANP, 2016).

1.2 CONVENÇÕES INTERNACIONAIS SOBRE PREVENÇÃO E RESPOSTA AO DERRAMAMENTO DE ÓLEO NO MAR

Alguns instrumentos não tratam exclusivamente de poluição por óleo, mas foram essenciais no processo de conscientização ambiental por mencionarem questões de poluição por óleo e criarem um quadro legal internacional favorável à adoção das convenções diretamente ligadas ao assunto (SOUZA FILHO, 2006).

A Convenção SOLAS (do inglês, *International Convention for the Safety of Life at Sea*) é normalmente vista como um dos principais tratados internacionais relacionado à segurança da navegação. Em 1974 foi estabelecida a Convenção SOLAS que se encontra hoje em vigor, e o Protocolo de 1988 é o mais recente adotado¹⁷. Em 2002 foi realizada a última emenda a SOLAS/74: adoção do Capítulo IX, que trata de medidas especiais para a intensificação da proteção marítima, em virtude dos atentados terroristas em 2001 nos EUA (SOUZA FILHO, 2006).

A SOLAS/74 tem por objetivo minimizar a ocorrência de incidentes de poluição ao garantir, com base em inspeções periódicas, melhores condições de construção e operação de navios, para a instalação de equipamentos de proteção e segurança, procedimentos de emergência, inspeção e emissão de certificados (PEDROSA, 2012).

¹⁷ A primeira versão, adotada em 1914 como resposta ao naufrágio do Titanic, foi emendada em 1929, 1948, 1960 (já sob a coordenação da IMO). Em 1974 foi estabelecida nova Convenção, que incorporou emendas em 1978, 1988 e 2002 (SOUZA FILHO, 2006).

A AGENDA 21, adotada na Conferência das Nações Unidas para o Desenvolvimento, de 1992, fornece diretrizes para que os Estados desenvolvam estratégias e planos para proteger e preservar o ambiente marinho nos níveis nacional, regional e internacional. Incentiva a adoção e cumprimento de convenções internacionais e, em relação ao preparo para contingências, sugere ainda a criação de centros ou mecanismos regionais para intervenção em caso de derramamento e a disseminação de informações sobre controle da poluição marinha, incluindo a adoção de programas de treinamento em técnicas de combate a derramamentos de petróleo e demais substâncias poluentes (SOUZA FILHO, 2006).

A UNCLOS (do inglês, *United Nations Conference on the Law of the Sea*¹⁸), estabelecida em 1982 vigorando desde novembro de 1994, é considerada a “Constituição dos Oceanos” por ter estabelecido um quadro legal amplo para a proteção e preservação do ambiente marinho, através de obrigações, responsabilidades e poderes dos Estados em assuntos referentes a proteção ambiental. Regulamenta todos os aspectos do espaço marítimo, como delimitação, controle ambiental, pesquisa científica, atividades econômicas e comerciais, transferência de tecnologia e a resolução de disputas relacionadas a questões marítimas (SOUZA FILHO, 2006).

As convenções internacionais que tratam especificamente de poluição marítima por óleo podem ser classificadas em: prevenção e combate da poluição e compensação por danos de poluição (SOUZA FILHO, 2006).

De modo a apresentar alguns instrumentos de regulação de caráter global que buscam padronizar o comportamento dos países em relação aos aspectos de poluição marinha, será abordado a seguir as principais convenções internacionais ligadas a prevenção e resposta ao derramamento de óleo no mar.

1.2.1 Convenções relacionadas a Prevenção e Combate da Poluição Marinha por Óleo

1.2.1.1 OILPOL/54

A OILPOL (do inglês, *Oil Pollution Convention*) foi a primeira convenção internacional a tratar da poluição marinha causada por óleo. Foi adotada em 1954 e passou a vigorar em 1958. Foi estabelecido o limite de 50 milhas náuticas desde a linha de costa

¹⁸ Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar.

como zonas proibidas para a liberação de descargas de óleo e outros rejeitos (SOUZA FILHO, 2006).

Suas emendas, que passaram a vigorar em 1967, apontavam a necessidade do estabelecimento de instalações para o recebimento de resíduos, do desenvolvimento de separadores água-óleo, da criação de comitês nacionais e de uma cooperação internacional para a prevenção da poluição (PEDROSA, 2012).

As emendas seguintes determinaram requisitos mais rigorosos para descargas operacionais, bem como a imposição de padrões para a construção de petroleiros. A OILPOL 1954 foi substituída pela MARPOL73/78 (PEDROSA, 2012).

1.2.1.2 INTERVENTION/69

A INTERVENTION (do inglês, *International Convention Relating to Intervention on the High Seas In Cases of Oil Pollution Casualties*) estabelece o direito de o Estado costeiro atuar, além dos limites de seu mar territorial, de modo a tomar as medidas necessárias para ações de prevenção e resposta a incidentes de derramamento de óleo que apontem para consequências em sua costa (SOUZA FILHO, 2006).

A convenção foi adotada em 1969 e entrou em vigor em 1975. O protocolo de 1973, que entrou em vigor em 1983, estendeu a convenção para outras substâncias além do óleo. Emendas adotadas em 1991, 1996 e 2002 revisaram e atualizaram as listas de substâncias (SOUZA FILHO, 2006).

1.2.1.3 MARPOL 73/78

A MARPOL (do inglês, *International Convention for the Prevention of Pollution from Ships*) é considerada a principal convenção relacionada à prevenção da poluição marítima por navios, embarcações fixas, flutuantes e semissubmersíveis (PEDROSA, 2017). O Protocolo adotado em Londres, em 1978, absorveu a Convenção concluída em 1973, visto que esta ainda não havia entrado em vigor. A Convenção, então composta do texto original e do protocolo de 1978, passou a vigorar a partir de 1983 (SOUZA FILHO, 2006).

A MARPOL é composta por seis anexos: I – poluição por óleo; II – poluição por substâncias líquidas nocivas transportadas a granel; III – poluição por substâncias nocivas transportadas em embalagens; IV – poluição por esgoto proveniente dos navios; V – poluição por lixo proveniente do navio; VI – poluição atmosférica proveniente do navio (após o Protocolo de 1997) (PEDROSA, 2012).

Seu objetivo é prevenir a poluição do ambiente marinho pela descarga operacional de óleo e outras substâncias danosas, além de minimizar descargas acidentais. Os Estados

signatários devem aplicar as determinações da MARPOL a embarcações que portem sua bandeira ou que estejam em sua jurisdição. Além disso, inciso 26 do Anexo I dessa Convenção exige que todos as embarcações que possuem bandeira de um Estado signatário levem a bordo um plano de emergência em caso de poluição por óleo (SOUZA FILHO, 2006).

A MARPOL 73/78 estabelece requisitos técnicos no que se refere ao formato e os equipamentos dos navios, além de estabelecer um sistema de certificação e inspeções de embarcações. A convenção também determina que os Estados signatários forneçam instalações de recebimento de resíduos oleosos e que possuem prerrogativa para inspecionar embarcações, portos ou terminais ao longo da costa, com o intuito de verificar se houve despejo indevido de quaisquer substâncias nocivas em seu território (PEDROSA, 2012).

1.2.1.4 OPRC/90

A OPRC (do inglês, *Oil Pollution Preparedness, Response and Cooperation*) foi criada um ano após o acidente com o petroleiro *Exxon Valdez*¹⁹. Foi adotada em 1990 e entrou em vigor a partir de 1995 (PEDROSA, 2012).

Trata-se de uma convenção relacionada ao combate da poluição, que tem como principal objetivo a cooperação internacional e ajuda mútua em caso de incidentes envolvendo óleo e o aperfeiçoamento da capacidade nacional, regional e global de preparo e resposta. O Estado costeiro mais próximo e a autoridade nacional competente devem ser imediatamente comunicados nos casos de eventos que envolvam um vazamento (SOUZA FILHO, 2006).

A OPRC/90 exige que as embarcações, incluindo plataformas petrolíferas, tenham planos de emergência para incidentes de poluição por óleo, coordenados com o sistema nacional e aprovados de acordo com os procedimentos determinados pela autoridade nacional competente, em consonância às exigências da MARPOL 73/78. Quanto aos portos marítimos e instalações para operação com óleo, cabe ao Estado decidir pela exigência, ou não, de planos de emergência ou medidas similares (SOUZA FILHO, 2006).

No que se refere a preparação e gestão pública para prevenção e resposta a poluição marinha por óleo, os Estados signatários devem estabelecer um Sistema Nacional

¹⁹ O encalhe do petroleiro resultou no vazamento de 40.000 m³ de óleo em *Prince William Sound*, no Alasca, EUA, em 1989.

de Resposta, que deve contemplar quais autoridades nacionais responsáveis pelo preparo e resposta em caso de poluição por óleo, além de eleger a autoridade responsável em solicitar assistência em eventos de combate ao óleo no mar, e também estabelecer os pontos de contato operacionais, responsáveis por recebimento e transmissão de relatórios sobre poluição, em âmbito nacional (SOUZA FILHO, 2006).

Ademais, a OPRC/90 determina o estabelecimento de um Plano Nacional de Contingência que inclua a relação organizacional entre os órgãos envolvidos, tanto públicos quanto privados. Deve ser estabelecida uma quantidade mínima de equipamentos para combater derramamento de óleo e sua alocação, um programa de exercícios para organizações de resposta, e para o treinamento do pessoal correspondente, além de planos de atuação entre os órgãos públicos e com os meios de comunicação. Para garantir pronta resposta, cada Estado Parte deveria adotar medidas, de caráter jurídico ou administrativo, necessárias para facilitar e agilizar o trânsito e o uso em seu território de navios, aeronaves e outros meios de transporte, cargas, materiais, equipamentos e pessoal necessários ao combate ao incidente (SOUZA FILHO, 2006).

1.2.2 Convenções relacionadas a Compensação por Danos de Poluição Marinha por Óleo

1.2.2.1 CLC/69 e CLC/92

A CLC (do inglês, *International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage*) foi adotada em 1969, após o incidente com o petroleiro *Torrey Canyon*²⁰, e passou a vigorar em 1975. Importante destacar que essa convenção somente é aplicável a navios petroleiros com carga superior a 2.000 toneladas (PEDROSA, 2012).

A responsabilidade pelos danos é atribuída ao proprietário da embarcação causadora do incidente, e trata-se de responsabilidade objetiva, ou seja, independentemente da existência de culpa, cabe ao proprietário o ônus da prova. Seu objetivo é assegurar a compensação adequada às pessoas, físicas ou jurídicas, que sofram

²⁰ Em 1967, o naufrágio do petroleiro *Torrey Canyon*, na costa do Reino Unido, resultou no derramamento de 120 mil toneladas de óleo no mar. Esse incidente também desencadeou a criação da IMO – *International Maritime Organization*, a agência das Nações Unidas responsável, entre diversas atribuições, por promover a segurança da navegação, além de prevenir e controlar a poluição marinha advinda de embarcações (IMO, 2018).

danos resultantes de incidentes marítimos envolvendo navios de transporte de óleo (SOUZA FILHO, 2006).

Em 1992 um novo protocolo modificou o regime da CLC/69. Em vigor desde 1996, a CLC/92 fez emendas ao texto original e aumentou o limite do valor a ser pago em caso de incidentes de US\$ 20,9 milhões para US\$ 134 milhões. Ambos os regimes coexistem devido à resistência de vários países a adotarem a CLC/92 (PEDROSA, 2012).

1.2.2.2 FUND/71, FUND/92 E *Supp Fund/03*

A FUND (do inglês, *International Convention on the Establishment of an International Fund for Compensation for Oil Pollution Damage*) trata-se de uma convenção internacional adicional à prevista na CLC 69, tem a intenção de garantir que as vítimas de poluição sejam adequadamente compensadas, e também fornecer compensação quando não houver responsabilidade sob a CLC, ou ainda quando o responsável pelo incidente for financeiramente incapaz de arcar com suas obrigações. Foi estabelecida em 1971 e passou a vigorar em 1978 (SOUZA FILHO, 2006).

A FUND/71 também deve ressarcir ações tomadas pelos Estados signatários fora de seu território e fornece assistência aos Estados signatários ameaçados ou afetados por poluição, na forma de material, pessoal, crédito ou outras ajudas. Além disso, a convenção estende a responsabilidade aos donos da carga transportada, além das responsabilidades dos donos das embarcações (SOUZA FILHO, 2006).

Os recursos do fundo são provenientes de uma taxa sobre a quantidade de petróleo importada por ano, via marítima. A taxa é paga pelas companhias de petróleo e pelas empresas que recebem o óleo. Com a FUND/71 as indenizações passaram a ser de até US\$ 81,8 milhões (PEDROSA, 2012).

A entrada em vigor da FUND/92, em 1996, possibilitou que a compensação passasse a ser de até US\$ 302,9 milhões. Em 2003 foi criado um novo protocolo que estabeleceu um fundo complementar (*Supplementary Fund – Supp Fund/03*), que entrou em vigor em 2005, elevando o valor da compensação para até US\$ 1,2 bilhão (PEDROSA, 2012).

1.3 EXPANSÃO DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO *OFFSHORE* DE PETRÓLEO NO BRASIL

De modo a traçar um panorama geral da expansão do setor de exploração e produção de petróleo *offshore* no Brasil, a legislação brasileira sobre o setor é exposta, e

em seguida são apresentados sucintamente os resultados das rodadas de ofertas de blocos sob os regimes de concessão e partilha da produção.

1.3.1 Histórico Legal do Setor de E&P *offshore* no Brasil

A partir da quebra do monopólio do Petróleo em 1997, é instituído o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP) através da Lei nº 9.478/1997, que dispõe sobre a política energética nacional e atividades relativas ao monopólio do petróleo.

O CNPE é um conselho deliberativo ligado ao gabinete da Presidência da República e ao Ministério de Minas e Energia (MME) para aconselhamento sobre Política Energética Nacional. É presidido pelo Ministro de Minas e Energia e conta com a participação de Ministros e Secretários Executivos de Estado, representantes dos poderes executivos estaduais e distrito federal, sociedade civil e universidade, além do Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (BRASIL, 1997).

A ANP é responsável por promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis²¹. Sua responsabilidade inclui, e não se restringe, a elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução. Além disso, a ANP é responsável por fazer as operadoras cumprirem as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente (BRASIL, 1997).

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei, ou sob o regime de partilha de produção nas áreas do Pré-Sal e nas áreas estratégicas, conforme legislação específica dada pela Lei nº 12.351/2010 (BRASIL, 1997).

A Lei Nº 12.351, de 2010, mudou o regime de concessão para blocos localizados na área do polígono do Pré-Sal, bem como aquelas consideradas de interesse estratégico para o Governo Federal, para o regime de Partilha da Produção. Foi também estabelecida

²¹ A partir de 2005 (Lei 11.097) o biodiesel foi introduzido na matriz energética brasileira e em 2009 houve a regulamentação da indústria de gás natural (Lei 11.909), cujas atividades de fiscalização também são incumbidas a ANP. Em 2011, a Lei 12.409 passa a regular a produção e comercialização de etanol, também sob responsabilidade da ANP.

a criação de um Fundo Social – FS, para gerir a aplicação dos recursos da União oriundos da produção do Pré-Sal.

A partir da aprovação da Lei Nº 13.365, em 2016, a Petrobras não possui mais o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção.

De acordo com a última avaliação disponível, as reservas provadas de petróleo e gás natural no Brasil ultrapassaram a marca de 12 bilhões de barris de petróleo. Em 2016, aproximadamente 919 milhões de barris de petróleo e 38 bilhões de metros cúbicos de gás foram produzidos no país (ANP, 2017a).

1.3.2 Evolução das rodadas de licitações de blocos para o E&P *offshore* no Brasil

A partir da promulgação da Lei nº 9.478/1997, a Petrobras não possui mais o monopólio para as atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil.

A Rodada Zero foi um conjunto de negociações realizado de modo a regulamentar as atividades de exploração e produção os campos petrolíferos onde já haviam atividades de exploração e produção pela Petrobras, ratificando assim os direitos da Petrobras na forma de contratos de concessão sobre os campos que se encontravam em efetiva produção (ANP, 2017a).

Em 1998 foi realizada a 1ª Rodada de Licitações sobre o regime de concessão. Foram disponibilizados 27, dos quais apenas 4 se localizavam em terra. Foram ofertados 15 blocos em águas profundas. Além da Petrobras, 7 novas empresas se tornaram operadoras e ingressaram no mercado brasileiro (ANP, 2013a).

No que se refere as 2ª, 3ª e 4ª Rodadas, realizadas em 2000, 2001 e 2002 respectivamente, merece ser destacado o ingresso de novas empresas no setor, incluindo aquelas consideradas de médio porte. A 5ª Rodada, em 2003, marca o novo patamar de atividades no setor, com a oferta de 908 blocos, os quais 101 foram arrematados. Na 6ª Rodada, realizada em 2004, foram concedidos 154 blocos a 19 empresas. Na 7ª Rodada (2005) foram arrematados 251 dos 1.134 blocos ofertados (ANP, 2013a).

Enquanto a 8ª Rodada (2006) foi cancelada por força de liminar judicial, a 9ª Rodada, realizada em 2007, contou com o arremate de 117 blocos por 24 empresas operadoras. Outras 12 empresas participaram de consórcios vencedores. Em 2008, a 10ª Rodada de Licitações contou com a concessão de 54 blocos por 17 consórcios vencedores (ANP, 2013a).

Destaca-se que a partir da 11ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, realizada em 2013, foi iniciada a expansão do setor de E&P *offshore* para de blocos na Margem Equatorial Brasileira, onde foram licitados, por exemplo, blocos nas bacias de Barreirinhas, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão (ANP, 2013).

A 12ª Rodada de Licitações, também realizada em 2013, contou com a oferta de diversos blocos com risco exploratório, localizados em 7 bacias sedimentares brasileiras, predominantemente terrestres. Foram ofertados blocos para a exploração de gás de folhelho, com a utilização da técnica de fraturamento hidráulico (ANP, 2013a).

Ressalta-se que devido à não realização prévia da Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares - AAAS²² de modo a avaliar os impactos socioambientais da utilização da técnica de faturamento hidráulico em relação as áreas da Bacia do Rio Paraná (setor SPAR-CS), Bacia Sergipe-Alagoas, Bacia do Recôncavo (setores SREC-T2 e SREC-T4), Bacia do Parnaíba (bloco PN-T-597), a ANP perdeu uma série de ações civis públicas e teve de cancelar todos os contratos assinados em decorrência da licitação das áreas supracitadas (ANP, 2013a).

É importante destacar que tal decisão judicial se deu apenas em referência às áreas terrestres onde havia a previsão de utilização da técnica de faturamento hidráulico, tão controversa internacionalmente justamente por não haver segurança quanto à dimensão de seus riscos e impactos socioambientais associados.

A 13ª Rodada de Licitações, realizada em 2015, também contou com a oferta e arrematação de diversos blocos em bacias sedimentares marítimas na Margem Equatorial Brasileira²³ (ANP, 2015).

Em 2013 foi realizada a 1ª Rodada de Partilha da Produção, quando foram ofertados e arrematados blocos na Bacia de Santos por um consórcio de empresas composto pela Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC (ANP, 2013).

As 2ª e 3ª Rodadas de Partilha da Produção, realizadas em 2017, contaram com a oferta a arremate de blocos nas bacias de Campos e Santos por consórcios de empresas com e sem a participação da Petrobras. Nos termos da Resolução CNPE nº 13/2017, a

²² Estabelecida a Portaria Interministerial 198/2012, a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS, se refere aos estudos de avaliação ambiental estratégica para o desenvolvimento dos recursos de petróleo e gás das bacias sedimentares marítimas e terrestres no Brasil. Esse assunto será melhor abordado no Capítulo 3.

²³ Aquelas localizadas na região Norte e Nordeste do país.

Petrobras demonstrou interesse de ser operadora do bloco Entorno de Sapinhoá (2ª Rodada) e dos blocos Peroba e Alto de Cabo Frio Central (3ª Rodada) (ANP, 2017a).

Em decorrência das Resoluções Nº 21 e 22/2017 do CNPE serão realizadas em 2018 a 15ª Rodada de Concessão e a 4ª Rodada de Partilha de blocos, contemplando a oferta de blocos em bacias terrestres e marítimas.

2. MECANISMOS DE PREVENÇÃO E RESPOSTA AO DERRAMAMENTO DE PETRÓLEO EM ATIVIDADES DE PERFURAÇÃO DE POÇOS EM ÁGUAS PROFUNDAS

O presente capítulo apresenta os Mecanismos de Prevenção e Resposta ao Derramamento de Petróleo no Mar no contexto internacional. São avaliadas as mais recentes práticas adaptadas por reguladores e pela indústria de petróleo, principalmente após o acidente em Macondo, no Golfo do México, em 2010.

De forma a permitir uma análise estruturada, os MPRDPM foram divididos em três principais grupos:

- Mecanismos Legais e Regulatórios, que englobam a análise do risco ambiental e da segurança operacional em atividades de perfuração de poços em águas profundas;
- Instrumentos de Gestão Privada: que contemplam as ações referentes à perda de controle de poço (*capping* e perfuração de poços de alívio), ações de resposta ao óleo no mar de natureza mecânica (retenção e dispersão), química (dispersão subaquática e na superfície) e queima controlada; e,
- Instrumentos de Gestão Pública: aqui definidos como o sistema de alerta e sensoriamento remoto ao derramamento de óleo no mar e a estruturação dos Planos Nacionais de Contingência, no caso dos EUA, Canadá, Reino Unido e Noruega.

2.1 MECANISMOS LEGAIS E REGULATÓRIOS

De forma a avaliar como a variável “risco” está inserida nos processos decisórios da indústria mundial de petróleo *offshore*, é apresentado a seguir as últimas iniciativas sobre metodologias de estudos de análise de risco ambiental e, em seguida, aspectos da análise de risco na regulação da segurança operacional.

2.1.1 Análise de Risco Ambiental

O desenvolvimento de uma matriz específica para análise de risco de derramamento de óleo requer o cálculo da probabilidade de ocorrência de diferentes tipos de cenários de vazamento de óleo e a magnitude das consequências (ou seja, os impactos ambientais e socioeconômicos do derramamento de óleo, assim como os custos de resposta) para cada um desses cenários. A determinação de que se os impactos são “altos”, “médios”, “baixos” pode ser realizada de maneira subjetiva, ou qualitativa, baseada nos valores dos *stakeholders*, ou de maneira mais quantitativa, baseada na trajetória de dispersão do óleo, sensibilidade ambiental e socioeconômica das áreas afetadas e impactos esperados nas modelagens de cenários acidentais (ETKIN, MCCAY, *et al.*, 2017).

Como os impactos ambientais e socioeconômicos de derramamentos de petróleo são intimamente ligados às circunstâncias de cada incidente, é importante considerar, nos estudos de análise de risco, um amplo espectro de variáveis. A fonte do vazamento (navio-tanque, duto, plataforma *offshore*, sonda de perfuração), a causa do derramamento (colisão de navios, perda de controle de poço, corrosão de tubulação), o tipo de óleo envolvido (petróleo bruto, bunker, diesel), quantidade e taxa de derramamento (vazamento lento, grande liberação), localização do derramamento (regime político, tipo de habitat, geografia) e a estação em que ocorre o derramamento (clima, migração de aves e nidificação, turismo, pesca comercial) são características inter-relacionadas com a probabilidade do cenário de derramamento e todas possuem influência sobre os impactos (ETKIN, MCCAY, *et al.*, 2017).

Muitos aspectos dos derramamentos de petróleo foram detalhadamente estudados por cientistas, engenheiros e diversos profissionais de várias áreas de formação, como por exemplo, avaliações de impactos ambientais e melhoria de tecnologias de resposta a emergências. No entanto, estudos de análise de risco e sua relevância para melhorar políticas, preparação e resposta de derramamento de óleo receberam pouca atenção. Existe, nas Ciências Sociais, vasta pesquisa com foco em análise de risco e tecnologias para auxílio da tomada de decisão, mas não há, especificamente, foco em derramamentos de petróleo (WALKER, 2017).

Apesar de suas limitações metodológicas, a Análise de Risco Ambiental (ARA) é um importante instrumento da gestão de risco pública e privado e, nesse sentido, são tecidas recomendações e apontadas alternativas para o aprimoramento da sua aplicação no Brasil.

Destaca-se que Brasil e Noruega são os únicos²⁴ países nos quais a ARA vem sendo utilizada sistematicamente nos processos de licenciamento ambiental de blocos de petróleo no mar (IBP, 2014).

Na Noruega, o critério para cálculo do risco ambiental também se baseia na relação entre o tempo de recuperação do dano e o seu tempo de recorrência. O critério de aceitabilidade (insignificância) adotado para esta relação é de 5%. Contudo, não há referência científica para a utilização desse parâmetro (IBP, 2014).

A percepção de risco é um componente da análise, comunicação e gerenciamento de risco. A percepção ao risco é importante porque influencia as opiniões, os julgamentos e as decisões dos indivíduos, da sociedade e das autoridades governamentais (WALKER, 2017). O risco de derramamento de óleo pode ser definido como a combinação da probabilidade de ocorrer um determinado evento de derramamento e a magnitude das consequências ou impactos desse evento (ETKIN, MCCAY, *et al.*, 2017).

As principais recomendações provenientes do Relatório Final do DHSG (do inglês, *Deepwater Horizon Study Group*) se referem à adoção de metodologias e parâmetros robustos para a Análise e Gerenciamento de Risco da perfuração de poços em água profundas, já que o alto grau de risco operacional e ambiental é inerente a atividade. À época do acidente, era sabido que a única ação capaz de parar um *blowout* durante a perfuração de poços em água profundas seria a perfuração de um poço de alívio. Contudo, tanto por parte dos Operadores quanto do MMS²⁵, o risco de um *blowout* acontecer foi considerado muito baixo e, portanto, o risco associado a esse perigo foi considerado como “aceitável” (DHSG, 2011).

Nesse sentido, a comissão recomendou a adoção de regulação orientada à gestão de risco, ou seja, a combinação de requisitos técnicos tradicionais de engenharia e componentes resultantes de estudos de risco quantitativos com foco em sistemas e componentes críticos de segurança, aliados a regulação baseada em desempenho, tanto no que se refere a gestão de sistemas e processos, quanto para a gestão organizacional (DHSG, 2011).

A regulação na Noruega e Reino Unido são, de forma geral, orientadas à gestão de risco e baseadas em desempenho e com alguns requisitos prescritivos pelas agências reguladoras. Essa é a principal diferença com a regulação na plataforma continental dos

²⁴ No âmbito da pesquisa do ACT foram avaliados os quadros regulatórios dos seguintes países: EUA, Reino Unido, Noruega e Austrália.

²⁵ *Minerals Management Service*, Agência reguladora do setor na época do acidente.

Estados Unidos, onde a regulação é, predominantemente, prescritiva (SKOGDALEN e VINNEM, 2011).

Os fatores de influência de risco – RIF (do inglês, *Risk Influencing Factors*) refletem as instalações, operações e o comportamento dos indivíduos. Um RIF é um aspecto (evento ou condição) de um sistema ou atividade que afeta o nível de risco de onde está inserido, ou seja, o processo de gerenciamento de risco é altamente dependente do julgamento humano para assegurar o equilíbrio desses fatores de influência (SKOGDALEN e VINNEM, 2011).

De acordo com a *National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling*, os RIF no caso de atividades de perfuração de poços em águas profundas, são classificados em 4 categorias, a saber (SKOGDALEN e VINNEM, 2011):

- Risco Ambiental: clima, ventos, temperaturas extremas, profundidade da lâmina d'água e as condições do fundo do mar. Equipamentos de perfuração e trabalhadores *offshore* estão diretamente expostos ao ambiente natural.
- Risco Geológico: causado pela complexidade e incerteza das condições geológicas. Uma pesquisa sísmica de má qualidade ou insuficiente aumenta o risco geológico.
- Risco Tecnológico: as sondas de perfuração, equipamentos de poço e sistemas de controle de poço devem possuir especificações técnicas adequadas às operações em que estão inseridos e apresentarem conformidade quanto a aspectos de integridade e instrumentação.
- Risco Operacional: falhas em processos internos, treinamentos da força de trabalho e sistemas de segurança.

2.1.2 Regulação da Segurança Operacional

A análise de risco quantitativa pode auxiliar o dia-a-dia das atividades de gerenciamento de risco, pois descreve o risco geral das atividades e mostra como os perigos são identificados e estimados numa plataforma. A análise de risco quantitativa também as barreiras de segurança que foram estabelecidas para prevenir e controlar esses perigos, e quais são os processos críticos necessários para manter a ativação dessas barreiras (SKOGDALEN e VINNEM, 2011).

Foi realizado estudo de revisão de 15 Análises Quantitativas de Risco de 6 diferentes operadores de petróleo no Mar do Norte e constatou-se que a grande maioria se baseou apenas em dados de número de perfurações já realizadas para calcular a

probabilidade de ocorrência de um evento de perda de controle de poço. Nenhuma das análises de risco consultadas foram iniciadas pela avaliação dos RIF, o que está em desacordo com a fase de planejamento de poço, e tampouco contemplaram fatores humanos e organizacionais em suas estimativas de frequência de eventos acidentais (SKOGDALEN e VINNEM, 2011).

Como visto no *blowout* do poço de Macondo, a maioria das causas do acidente, apontadas pelo relatório de investigação se referem à experiência na atividade, competência, comunicação procedimentos, gerenciamento e ambiente de trabalho, ou seja, fatores humanos e organizacionais. A janela de perfuração para poços em águas profundas é estreita, e a segurança da operação é controlada por barreiras de segurança, que dependem de fatores humanos e organizacionais (SKOGDALEN e VINNEM, 2011).

A avaliação das consequências de um *blowout* geralmente é realizada por meio de modelagens computacionais de dinâmica dos fluidos. As simulações podem ser ferramentas úteis para assegurar um melhor entendimento da capacidade técnica da plataforma, suas limitações e o papel das barreiras de segurança. A impressão dos autores é que as equipes *offshore* confiam muito nos sistemas tecnológicos de segurança (sistemas de alerta, sistema de desconexão de emergência, BOP e sistemas de combate a incêndio). Como visto no acidente da *Deepwater Horizon*, esses sistemas falharam. E além disso, eles precisam ser acionados por pessoas, o que implica o julgamento humano precisa ser baseado em um conhecimento completo e exaustivo desses sistemas técnicos (SKOGDALEN e VINNEM, 2011).

Destacar e incluir os aspectos humanos e organizacionais nas avaliações quantitativas de risco é fundamental para assegurar segurança em operações de perfuração de poços. A industrial internacional de óleo e gás deve promover esforços no sentido de aprimorar as metodologias de análise de risco quantitativa de modo a incorporar esses fatores em suas ferramentas de análise e tomada de decisão (SKOGDALEN e VINNEM, 2011).

A parte mais importante do aprimoramento da tecnologia de perfuração de poços em água profundas está associada com as equipes de trabalho e organizações responsáveis por essas operações. De modo a mitigar os riscos inerentes às atividades, deve ser prioridade, tanto da indústria quanto dos governos, aspectos como seleção, treinamento, qualificação, orientação e compensação adequada das equipes de operações (DHSG, 2011).

2.2 INSTRUMENTOS DE GESTÃO PRIVADA

O principal instrumento de gestão privada abordado no âmbito dessa pesquisa é o Plano de Emergência do Poluidor, com destaque às ações necessárias em incidentes de perda de controle de poços em águas profundas e ações de resposta ao derramamento de óleo no mar.

O Plano de Emergência do Poluidor é o conjunto de recursos materiais, tecnológicos e humanos organizados e descritos em procedimentos para direcionar o conjunto de ações e responsabilidades necessárias imediatamente após um incidente para mitigar suas consequências (CALIXTO, 2011).

A responsabilidade pelo incidente será sempre do poluidor. Esse é o princípio do poluidor-pagador, consagrado na ECO-92, que consiste em obrigar o poluidor a arcar com os custos da reparação do dano por ele causado a sociedade e ao meio ambiente (PEDROSA, 2012).

2.2.1 Ações referentes a Perda de Controle de Poço

Em casos de evento de perda de controle de poço, se faz necessária a adoção de ações de controle de vazamento na fonte e a aplicação de técnicas submarinas de resposta a vazamento de óleo.

A primeira ação a ser tomada para evitar um *blowout* é acionar um conjunto de equipamentos e válvulas de segurança que operam em altas pressões chamado de BOP, ou *Blowout Preventer*. O BOP é projetado para interromper o fluxo de hidrocarbonetos no poço de tal forma a evitar vazamentos e a ocorrência de *blowouts*. Geralmente são instalados na “cabeça” dos poços submarinos antes do início das atividades de perfuração e também durante as atividades de completação e operação (OSHA, 2018).

Como pode ser observado no histórico de acidentes abordado no Capítulo 1, o acionamento do BOP pode falhar. A partir de então, é necessário que sejam postas em prática as técnicas de contenção de vazamento na fonte e de contingência ao derramamento de óleo, conforme definidas nos respectivos Planos de Emergência do Poluidor.

O projeto conjunto da indústria para resposta a derramamentos de óleo – OSR-JIP da IOGP-IPIECA²⁶ foi criado em 2011 com o intuito de implementar as lições aprendidas com relação a prontidão de resposta após o incidente com o poço de Macondo em 2010. O

²⁶ IOGP - International Association of Oil & Gas Producers; IPIECA - The global oil and gas industry association for environmental and social issues.

projeto é gerenciado pela IPIECA e produziu farta documentação técnica no sentido de orientar e estabelecer critérios de resposta a incidentes de derramamento de óleo no mar pela indústria de petróleo mundial (OSR-JIP, 2011).

A *Oil Spill Respose Limited* – OSRL é uma empresa de origem inglesa, que possui atuação na área de resposta a incidentes de derramamento de óleo desde 1985. Principalmente após o desastre no Golfo do México, a OSRL funciona como uma cooperativa mundial de resposta a derramamento de óleo, pois fornece acesso global a uma extensa variedade de materiais e serviços referentes a resposta a derramamentos de óleo no mar. Sua infraestrutura é financiada e está disponível para as empresas de petróleo a ela associadas, as quais também possuem prerrogativa de discutir o desenvolvimento estratégico da OSRL (OSRL, 2018).

A OSRL desenvolveu equipamentos para contenção submarina de óleo – SIRT (*Subsea Incident Response Toolkits*) e para capeamento de poço – CCS (*Capping Stack Systems*) denominados *Subsea Well Intervention Services* – SWIS. Esses equipamentos permitem a intervenção no BOP, remoção de detritos e aplicação de dispersantes químicos na cabeça no poço. Destaca-se que é responsabilidade do Operador, e não da OSRL, adaptar, testar e implantar os SWIS (OSRL, 2018).

O principal objetivo da aplicação submarina de dispersantes químicos é evitar que grandes quantidades de óleo cheguem à superfície do mar e, conseqüentemente, atinjam regiões de alta sensibilidade ambiental. A dispersão do óleo em gotículas menores facilita o processo de biodegradação e reduz vapores nocivos nos locais onde estão mobilizadas as equipes de resposta. Além disso, a aplicação submarina pode ser realizada de maneira contínua e em quaisquer condições de tempo e clima e requer menor quantidade de produtos químicos em comparação com a aplicação de superfície (OSR-JIP, 2015).

A primeira vez que foi empregada a injeção submarina de dispersantes químicos foi na resposta ao *blowout* do poço de Macondo. A amostragem de água na região do incidente indicou que uma proporção do óleo derramado na fonte não chegou posteriormente à superfície do mar. A turbulência causada pelo jato de liberação de óleo e gás e a aplicação de dispersantes próxima ao ponto de vazamento converteram uma parte do óleo em gotículas pequenas o bastante para serem dispersas na coluna de água (OSR-JIP, 2015).

O principal aspecto negativo da utilização dessa técnica se refere à exposição da fauna marinha na coluna de água às gotículas de óleo dispersas. Em muitos *blowouts* submarinos de óleo e gás no mar, uma parte significativa do volume de óleo liberado pode já ter sido produzida na forma de uma pluma de gotículas de óleo bastante pequenas na

água pela turbulência criada pela vazão de alta velocidade do óleo e gás na água. A adição de dispersante ao óleo derramado aumenta a proporção do óleo disperso como gotículas muito pequenas (OSR-JIP, 2015).

Por fim, a estratégia que garantirá a interrupção do fluxo descontrolado de hidrocarbonetos pelo poço em *blowout* é a intervenção por poço de alívio. Essa técnica tem por objetivo interceptar o poço e efetuar o seu controle através da injeção de fluidos de amortecimento, capazes de promover completa selagem e estancar o vazamento. Diversas etapas de planejamento e execução de poços de alívio são críticas à técnica, como por exemplo a trajetória a ser traçada levando em consideração outros poços na região (nem sempre do mesmo operador), profundidade da região do *blowout* e características do reservatório (AZEVEDO, 2017).

2.2.2 Ações de Resposta a Derramamento de Óleo no Mar

As primeiras decisões a serem tomadas após a constatação de derramamento de óleo no mar se referem ao tipo de técnica que deve ser executada como ação de resposta ao incidente. Na verdade, geralmente são executadas uma série de medidas, e é muito importante estabelecer a prioridade e sequência da mobilização desses recursos. É necessário que sejam avaliados os riscos provenientes do incidente associados aos riscos das ações de resposta e, assim, determinar a melhor abordagem para minimizar os impactos no meio ambiente provenientes do derramamento de óleo (WALKER, 2017).

Nesse sentido serão discutidas a seguir medidas que podem ser utilizadas como ações de resposta ao derramamento no mar. São abordadas técnicas de natureza mecânicas (retenção e dispersão), química (dispersão em superfície) e a queima controlada.

A Figura 7 ilustra a aplicação das três principais ações de combate ao derramamento de óleo na superfície do mar: retenção e recolhimento mecânico, dispersão química e queima controlada.

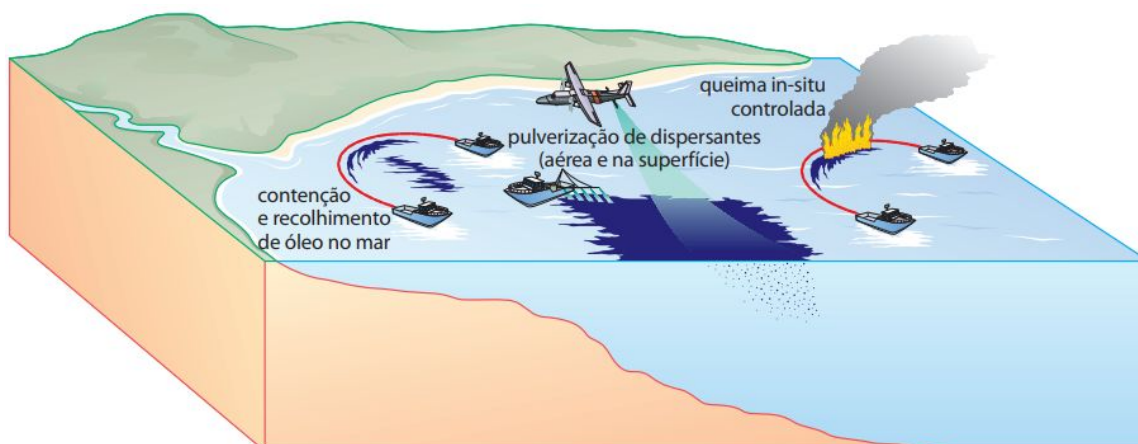


Figura 7 - Principais ações de resposta ao derramamento de óleo na superfície do mar.

Fonte: (OSR-JIP, 2015).

De modo a determinar quais são as ações de resposta mais apropriadas e que minimizem os impactos inerentes ao derramamento de óleo no meio ambiente e comunidades afetadas, a IPIECA recomenda que a indústria de petróleo e gás natural mundial utilize a NEBA (do inglês, *Net Environmental Benefit Analysis*) como ferramenta de auxílio a tomada de decisão.

O conceito da NEBA surgiu durante as ações de reposta ao derramamento do *Exxon Valdez*, no Alasca. Devido a divergências entre as diversas agências reguladoras envolvidas nas ações de tratamento e limpeza de costões rochosos oleados, recaiu sobre a NOAA a decisão sobre aceitar ou não as técnicas propostas na ocasião. Após realizar a avaliação do caso, constatou-se que não haveria “benefício ambiental líquido” após a escavação e limpeza das rochas e que as medidas poderiam agravar os impactos ambientais causados pelo óleo (OSR-JIP, 2015a).

A NEBA pode ser usada na fase de planejamento e estruturação de sistemas de resposta à emergência, durante as ações de resposta e após a finalização do incidente. Seu processo consiste em ponderar os impactos ambientais e sociais das ações de resposta que emergem como possibilidades de atuação durante um evento de derramamento de óleo, através de 4 etapas fundamentais: Registro e avaliação de dados; Previsão de resultados; Avaliação de custos e benefícios; e Seleção das melhores opções (OSR-JIP, 2015a).

Na fase de planejamento, são identificados os dados de sensibilidade ambiental e social da área, elaborados cenários de derramamento de óleo e então avaliados potenciais impactos referentes às ações de resposta disponíveis para a região. Após o

estabelecimento das opções de ação de resposta mais apropriadas a serem aplicadas, são estabelecidos planos de resposta e que estejam de acordo com os valores socioambientais identificados na primeira etapa (OSR-JIP, 2015a).

Durante as ações de resposta, os processos da NEBA devem promover o engajamento das partes afetadas para que avaliem as condições específicas do incidente e a área atingida. Após a confirmação da eficácia e aplicabilidade, são aplicadas as opções de resposta pré-definidas. Durante todo o processo devem ser reavaliadas e adaptadas as ações de resposta de acordo com as condições reais do incidente (OSR-JIP, 2015a).

Após o fim das atividades de resposta, a NEBA se aplica no sentido de confirmar as condições da área do incidente, identificar opções de restauração e o que é recuperável e também promover processo de decisão das partes afetadas de modo a otimizar as atividades de restauração até que sejam alcançados os objetivos (OSR-JIP, 2015a).

As técnicas de contenção e recolhimento mecânico são, de forma geral, as primeiras opções de ações de resposta ao derramamento de óleo no mar, já que o óleo é removido fisicamente da água. De modo a impedir o avanço e espalhamento da mancha são utilizadas com boias e barreiras, enquanto o recolhimento do óleo é realizado com *skimmers*²⁷. É a técnica mais tradicional para atuar em ações de resposta e é eficaz frente a pequenos volumes de óleo perto da costa (COOLBAUGH e CHOPRA, 2017).

A recuperação mecânica é uma técnica inerentemente lenta e ineficaz para maiores volumes de derramamentos, além de possuir baixa efetividade no recolhimento de manchas de óleo pouco espessas, em climas rigorosos ou mares agitados. Exige grande mobilização de mão de obra e equipamentos, além de que a capacidade de armazenamento do material recolhido e seu tratamento em terra são também fatores críticos. A taxa de recuperação de atinge no máximo 20% do óleo derramado (OSR-JIP, 2015a).

Já os dispersantes são formulações químicas muito parecidas com detergentes, compostas majoritariamente por surfactantes²⁸, destinadas a reduzir a tensão superficial entre o óleo e a água, já que suas moléculas possuem uma extremidade polar (solúvel em água) e outra apolar (solúvel em óleo). Assim, sua aplicação auxilia a dispersão do óleo em gotículas no meio aquoso e facilita os mecanismos de biodegradação, de modo a proteger áreas sensíveis e a contaminação da fauna por óleo (EPA, 2012).

²⁷ *Skimmers* são equipamentos projetados para remover óleo da superfície da água, através da sucção da água oleosa e transferência para um tanque de coleta.

²⁸ Compostos capazes de alterar as propriedades superficiais e interfaciais de um fluido.

O principal aspecto positivo da aplicação de dispersantes químicos em ações de resposta ao óleo no mar se refere à possibilidade de tratamento de quantidade significativamente maior de petróleo do que outras opções de resposta e podem ser utilizados em várias condições de mar e clima. Também não são gerados resíduos oleosos que requeiram armazenamento e tratamento, além de reduzir vapores na superfície da água e promover melhora a segurança das equipes de resposta (OSR-JIP, 2015a).

Por outro lado, a dispersão química não coleta diretamente o óleo do meio ambiente, mas o dispersa na coluna de água onde pode sofrer biodegradação. Sendo assim, tal efeito pode impactar a vida marinha que habita a coluna de água e impactar as atividades pesqueiras. Normalmente, há necessidade de aprovação normativa antes da aplicação do dispersante em diversos países, mesmo se tratando de produtos pré-aprovados (OSR-JIP, 2015a).

Os dispersantes químicos tem sido um mecanismo de ação primário e/ou secundário nas ações de resposta ao derramamento de óleo em diversos países do mundo, e tem o avanço e aprimoramento de sua formulação química, modo de aplicação e eficácia vem sendo observadas regularmente. Apesar do uso de dispersantes ter papel crucial nas ações de resposta a grandes derramamentos de óleo no mar, sua utilização foi muito questionada durante as ações de resposta ao *blowout* do poço de Macondo (COOLBAUGH e CHOPRA, 2017).

A estimativa do volume de dispersantes aplicado na resposta ao acidente do Golfo do México supera a marca de 6,8 mil metros cúbicos e é a maior quantidade já utilizada na história. Um dos fatores que interferem na eficácia da aplicação dessa técnica é a temperatura da água e, nesse caso, chegava a variar de 5 °C no fundo do mar e 25 °C na superfície (EPA, 2012).

Em 26 de maio, a EPA e a USCG emitiram uma diretiva exigindo que o volume total de dispersante aplicado (no óleo na superfície do mar e em regiões submarinas) fosse reduzido em 75% da quantidade máxima diária empregada. A diretiva ordenou que o responsável parasse de usar dispersantes de superfície na falta de autorização prévia por escrita da USCG. Ela autorizou que o uso de dispersantes submarinos continuasse, mas apenas no máximo de 357 barris de dispersante por dia, equivalente a 39,4 l/min (15.000 galões por dia, ou 10,4 galões/minuto) (OSR-JIP, 2015).

No que se refere à regulação sobre a utilização de dispersantes químicos, devem ser observados dois processos distintos: aprovação e autorização. A primeira etapa envolve a certificação do produto químico, descrevendo quais dispersantes são aprovados para uso

e quais os processos e exigências para que se aprovem produtos novos. Já a autorização para uso de dispersantes deve englobar onde e quando produtos aprovados podem ser autorizados para uso e a necessidade de autorização expressa da autoridade nacional competente (COOLBAUGH, VARGHESE, *et al.*, 2017).

Os dispersantes químicos podem ser aplicados por meio de diversos tipos e tamanhos de aviões, helicópteros ou embarcações. A aplicação aérea possui a vantagem de rápida mobilização até o local do derramamento, e usualmente utilizam-se aviões para o tratamento de manchas de óleo extensas, enquanto helicópteros podem ser utilizados para manchas menores. A capacidade de armazenamento de dispersantes é um fator limitante da aplicação aérea (OSR-JIP, 2015).

Já a utilização de embarcações para esse fim permite a mobilização de grandes volumes do produto químico. A disponibilidade de embarcações de oportunidade é muito alta, já que é relativamente fácil adaptá-las aos equipamentos de pulverização (OSR-JIP, 2015).

A utilização da queima controlada como ação de resposta a derramamentos de óleo tem se mostrada eficaz em terra, no mar e até mesmo no gelo. O sucesso de aplicação da técnica depende, fundamentalmente, do tipo do óleo e as condições de mar e clima (intempéries). Óleos mais leves, voláteis, entram em ignição facilmente, enquanto óleos mais pesados (densos) geralmente demandam a utilização de um agente promotor de ignição (óleo diesel, na maioria dos casos). É possível promover a queima controlada mesmo em manchas emulsionadas em água, desde que seja provida a quantidade necessária de calor à ignição (OSR-JIP, 2016).

Ao se realizar a queima controlada, se faz necessária a contenção do óleo por meio de embarcações e boias resistentes ao fogo, já que a mancha de óleo precisa ser suficientemente grossa para inflamar e sustentar a queima. Uma vez queimando, o calor irradiado geralmente é suficiente para permitir a combustão até uma espessura de óleo de cerca de 0,5 a 1 milímetro. A técnica se mostra eficaz para a remoção de grandes quantidades de óleo da água e não requer a utilização de equipamentos sofisticados (OSR-JIP, 2016).

2.3 INSTRUMENTOS DE GESTÃO PÚBLICA

Os instrumentos de gestão pública definidos no âmbito dessa pesquisa de referem ao Plano Nacional de Contingência (PNC) e ao alerta e sensoriamento remoto de óleo no mar.

Enquanto a estruturação do PNC nos diversos países analisados é comparada a partir de aspectos pré-definidos, o alerta e sensoriamento remoto é avaliado de acordo com o Estado-da-Arte da literatura científica sobre o tema e Programas Nacionais de Monitoração com destaque no cenário internacional.

2.3.1 Plano Nacional de Contingência

O Plano Nacional de Contingência é uma exigência internacional da IMO através da Convenção Internacional OPRC/90, a qual todos os países envolvidos nessa pesquisa, incluindo o Brasil, são signatários (ITOPF, 2014).

Sendo assim, de modo a avaliar as potenciais recomendações ao caso brasileiro, optou-se por investigar a estruturação nacional de alguns países com significativa atividade marítima de produção de petróleo no cenário mundial, através da consulta aos seus respectivos Manuais do Plano Nacional de Contingência.

Para tal, foram estabelecidos alguns aspectos de modo a comparar a estruturação do Plano Nacional de Contingência. São eles:

- Estrutura Organizacional de Resposta, no que se refere aos recursos humanos e materiais, sejam públicos ou privados;
- Realização de simulados e exercícios de significância nacional;
- Financiamento dos Sistemas de Resposta a Emergências e compensação de danos.

A seguir serão apresentados os resultados da pesquisa para cada país escolhido, começando pelos EUA, seguido por Canadá, Reino Unido e Noruega.

2.3.1.1 EUA

O Plano Nacional de Contingência – NCP (do inglês, *National Oil and Hazardous Substances Pollution Contingency Plan*) é exigido pela Lei sobre Resposta Ambiental, Compensação e Responsabilidade – CERCLA (do inglês, *Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act*) de 1980, e pela Lei sobre Poluição por Óleo – OPA (do inglês *Oil Pollution Act*) de 1990. A Lei da Água Limpa – CWA (do inglês, *Clean Water Act*), de 1973 estabelece um mecanismo federal de resposta a derramamentos, donde desenvolveu-se o Sistema Nacional de Resposta dos EUA (do inglês, *National Response System – NRS*) (SOUZA FILHO, 2006).

O NRS estabelece um quadro para a coordenação de respostas a incidentes de derramamento de óleo e outras substâncias nocivas por meio de três níveis de planos de

contingência: Plano Nacional, Planos Regionais e Planos de Área. O país ainda conta com acordos bilaterais de cooperação com o Canadá, México e Panamá (USA NRS, 2017).

O objetivo do Plano Nacional de Contingência se refere ao estabelecimento de uma estrutura organizacional e procedimentos de planejamento e resposta de incidentes que envolvam descargas de óleo (ou outras substâncias nocivas). Sua atualização é responsabilidade da Agência de Proteção Ambiental – EPA (do inglês, *Environmental Protection Agency*) (EPA, 2015).

A estrutura organizacional estabelecida para atender a esses objetivos envolve a Equipe Nacional de Resposta – NRT (do inglês, *National Response Team*), as Equipes Regionais de Resposta – RRT (do inglês, *Regional Response Team*), Comitês de Área – AC (do inglês, *Area Committees*), Coordenadores Operacionais – OSC (do inglês, *On-scene Coordinator*) e Gerentes de Projetos de Remediação – RPM (do inglês, *Remedial Project Manager*) (EPA, 2015).

NRT é responsável pelo planejamento e resposta em nível nacional, pela coordenação de resposta em nível regional e por oferecer suporte às RRT. Sua equipe é composta por mais de 15 representantes de agências federais, entre elas a Guarda Costeira Americana – USCG (do inglês, *United States Coast Guard*), responsável pela resposta para derramamentos em portos, plataforma continental e águas profundas e a EPA é responsável por incidentes que ocorram em água interiores e em terra (EPA, 2015).

Já as RRT são responsáveis pela elaboração dos Planos Regionais de Contingência e planejamento de atividades regionais que antecedam as ações de resposta (tais como simulados), por indicar o OSC e RPM para as áreas correspondentes, bem como oferecer-lhes suporte quando solicitados. Além dos profissionais designados pelas agências federais, as RRT também contam com a participação de representantes dos governos estaduais e locais em sua composição (EPA, 2015).

A Figura 8 ilustra as 13 estruturas regionais que compõem o Sistema Nacional de Resposta dos EUA.



Figura 8 - Estruturas Regionais de Contingência dos EUA.

Fonte: (USA NRS, 2017).

Os Comitês de Área são responsáveis por desenvolver, sob direção do OSC correspondente, os Planos de Área para cada região pré-designada. São compostos por representantes das três esferas governamentais e desenvolvem o pré-planejamento de resposta conjunta, incluindo procedimentos para recuperação mecânica, dispersão química, limpeza do litoral, proteção de áreas ambientais sensíveis e proteção e resgate de fauna. Os Planos de Área têm um papel central na estrutura do NRS e promovem, através de seus Comitês de Área, o estreitamento da relação entre a indústria e as agências reguladoras (USA NRS, 2017).

Os OSC e RPM são os responsáveis diretos pelas ações e coordenação de resposta no local do incidente. O OSC coordena, direciona e analisa o trabalho de outras agências, Comitês de Área, e demais envolvidos de modo a assegurar o cumprimento dos respectivos planos de contingência aplicáveis às ações de resposta ao derramamento de óleo, enquanto o RPM possui as mesmas funções para as atividades de remediação e restauração do ambiente atingido por óleo (EPA, 2015).

A EPA é responsável, também, pela divulgação de uma lista de dispersantes químicos pré-aprovados para a utilização em eventos de derramamento de óleo, chamada NCPPS, do inglês *The National Contingency Plan Product Schedule*. Na ocasião de um

incidente, o OSC seleciona os produtos que devem ser utilizados nas ações de resposta, com base na NCPPS (EPA, 2012).

Em suma, a estrutura de gerenciamento de resposta é um sistema de comando unificado que reúne as funções do governo federal, do governo estadual e do poluidor, onde o OSC é a autoridade. Para derramamentos de significância nacional, a USCG pode nomear um Comandante Nacional de Incidente – NIC (do inglês, *National Incident Commander*) que exercerá as funções de comunicação com o público e mídia, de forma geral, além de coordenar todos os recursos a disposição em nível nacional (EPA, 2015).

A Figura 9 apresenta a relação entre todos os níveis de planos de contingência estabelecidos nos EUA. As linhas pontilhadas indicam pontos de coordenação com o NCP, enquanto as linhas em negrito ilustram os planos que compõem o Sistema Nacional de Resposta e a linha em traçado simples mostra os planos que estão integrados aos Planos de Área (SOUZA FILHO, 2006).

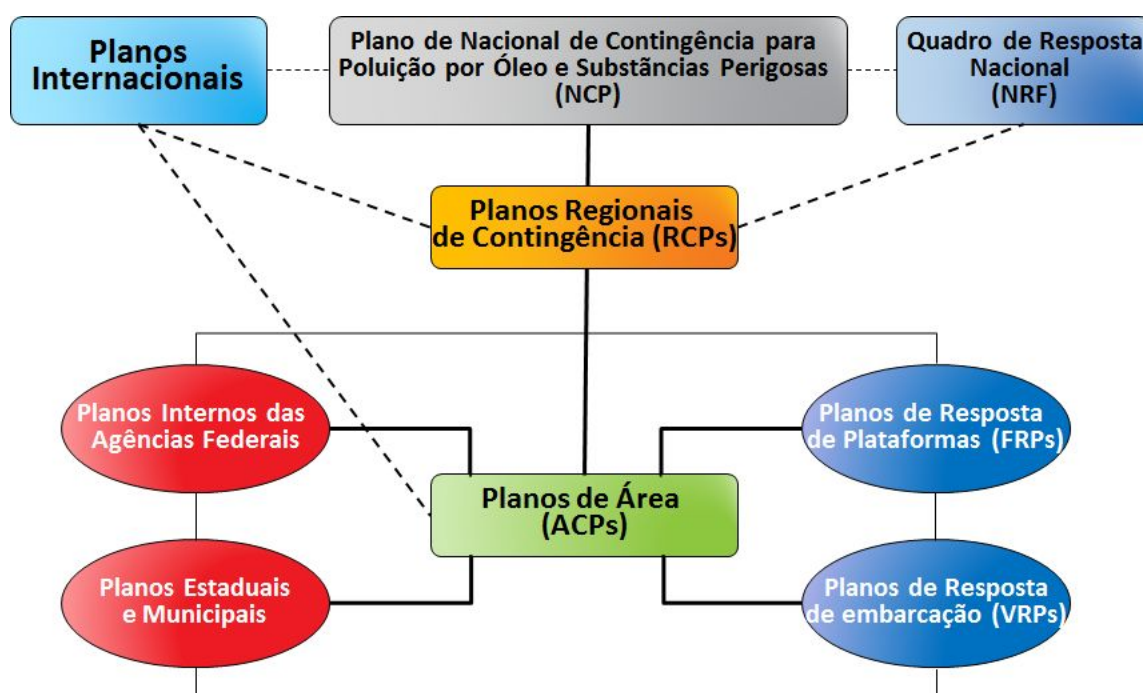


Figura 9 - Sistema Nacional de Resposta dos EUA.

Fonte: (USA NRS, 2017).

É importante ressaltar que o Sistema Nacional de Resposta dos EUA não possui recursos materiais para combate a derramamento de óleo, tais como barreiras, *skimmers* e dispersantes químicos. O Estado possui corpo técnico de profissionais altamente qualificado e treinado que, quando aplicável, utilizam os recursos privados fornecidos pelo poluidor (PEDROSA, 2012).

O BSEE (do inglês, *Bureau of Safety and Environmental Enforcement*) é a agência federal ligada ao DOI (do inglês, *Department of Interior*) e responsável por fiscalizar a indústria de petróleo *offshore* no que diz respeito ao planejamento de resposta a incidentes de derramamento de óleo no mar, dentre outras atribuições. Além disso, as equipes do BSEE também oferecem suporte ao NRT, RRTs, Comitês de Área (BSEE, 2016).

Suas atividades contemplam a aprovação e fiscalização dos Planos de Resposta para Derramamento de Óleo – OSRP (do inglês, *Oil Spill Response Plan*), elaborados pela indústria, auditorias dos sistemas de resposta a emergência dos operadores, além de treinamentos e realização de simulados em diversos níveis (BSEE, 2016).

O OSRP é um documento de planejamento preparado e utilizado pela indústria para responder a derramamentos de óleo. Sua concepção inclui a previsão de uma descarga de pior caso (*worst case discharge*) de suas instalações *offshore*. O OSRP engloba procedimentos de teste equipamentos, treinamentos e simulados, estratégias e táticas de resposta, procedimentos de controle na fonte e informações de contato de emergência (BSEE, 2016).

De modo a promover melhora nos requisitos e elaboração dos OSRP, o BSSE solicitou a elaboração do estudo *Oil Spill Response Equipment Capability Analysis*, que apresenta diversos pontos de melhoria, principalmente no que se refere aos cenários e respostas às descargas de pior caso, que devem ser incorporados à próxima geração de planejamento de derramamentos de óleo no mar (BSEE, 2016).

A modelagem de dispersão do óleo para descargas de pior caso deve levar em consideração as características físico-químicas do óleo (inclusive a variação de viscosidade e espessura da mancha), sua trajetória na coluna d'água e na superfície, além do tempo, quantidade e local de afloramento. O tempo de mobilização de recursos para promover o controle na fonte do vazamento também é apontado como fator crucial durante a concepção e elaboração dos OSRP (CAPLIS, KRIEGER e HAMILTON, 2017),

A aplicação de dispersantes em superfície ou de maneira subaquática, recomenda-se a elaboração de um plano de gerenciamento de dispersantes, levando em consideração a localização e volume dos estoques, além de seu tempo de mobilização. Todas as ações de respostas devem ser monitoradas por via aérea e por meio de sensoriamento remoto (CAPLIS, KRIEGER e HAMILTON, 2017).

Quando empregadas em conjunto, as diversas técnicas de resposta ao derramamento de óleo no mar tendem a minimizar o potencial de toque de óleo em áreas sensíveis. Nesse sentido, sugere-se a utilização de ferramentas computacionais para

estimar o potencial de remoção de óleo das ações de resposta de forma individual e combinada (CAPLIS, KRIEGER e HAMILTON, 2017).

De modo a facilitar a aderência da indústria às regras de realização de exercícios simulados para contenção a derramamento de óleo estabelecidas pela OPA/90, as agências federais ligadas ao tema prepararam um documento, *2016 National Preparedness for Response Exercise Program (PREP) Guidelines*, que, apesar de não possuir caráter legal regulatório, é um guia para que os operadores estabeleçam seus planos e realização de simulados de modo a atender os requisitos legais.

No contexto da exploração e produção de petróleo *offshore*, o BSEE, por meio do seu *Oil Spill Preparedness Division*, é o órgão responsável por fiscalizar e coordenar esses simulados. De forma geral, essas instalações devem estabelecer a realização de 6 tipos de exercícios, que vão desde testes semestrais para verificação dos equipamentos de comunicação de acidentes, até exercícios funcionais que envolvem as equipes operacionais e de resposta a derramamentos. Além disso, estão previstos exercícios não-anunciados, realizados pelo BSEE e em média a cada 36 meses, com o intuito de verificar todas as estruturas de resposta a emergências previstas no OSCP (BSEE, 2016).

Além dos simulados e exercícios de caráter individual, são previstos na OPA/90 e detalhados no *2016 PREP Guidelines*, simulados referentes aos Planos de Área, sob a autoridade OSC. Também são previstos exercícios que vão desde a verificação dos equipamentos de comunicação de incidentes até *Full-Scale Exercises*, que envolvem as Comitês Regionais de Resposta, Comitês de Área, indústria e outros membros de resposta a emergências. Esses grandes simulados devem ser realizados a cada 4 anos e tem como objetivo alinhar as funções de cada entidade na resposta a emergência que demande o acionamento do Plano de Área correspondente. O último simulado de significância nacional foi realizado em 2002 (BSEE, 2016).

Com a promulgação da OPA/90, houve também o estabelecimento do OSLTF – *Oil Spill Liability Trust Fund* de modo a viabilizar recursos para uma resposta rápida a derramamentos de óleo, como compensar os custos de limpeza e danos causados por esses incidentes, bem como indenizar a população ou atividades econômicas impactadas pelo acidente, além de financiar P&D na área (OSLTF, 1990).

Os Estados Unidos não são signatários das convenções relacionadas à responsabilidade civil, nem daquelas que estabelecem fundos para compensação de danos. O seu sistema de indenizações e compensações é baseado no OSLTF (do inglês, *Oil Spill Liability Trust Fund*). O OSLTF foi criado em 1986, mas a sua efetividade só

ocorreu após a promulgação da OPA/90. O fundo possuía recursos da ordem de US\$ 1 bilhão, aumentando em 2005, por meio da *Energy Policy Act*, para US\$ 2,7 bilhões (PEDROSA, 2012).

No caso de derramamentos de óleo no mar, a USCG através do seu *National Pollution Funds Center* – NPFC, é responsável por acionar recursos do OSLTF. Os recursos do OSLTF são estruturados da seguinte maneira:

- Fundo de Emergência (The Emergency Fund): disponível aos OSCs para as ações de resposta aos derramamentos de óleo (mobilizar recursos de contenção, limpeza e atividades de descarte de resíduos) e para as agências federais iniciarem os estudos dos danos ambientais decorrentes. Os recursos são da ordem de US\$ 50 milhões anuais e estão disponíveis diretamente à Presidência (sem necessidade de aprovação do Congresso). A Lei de Segurança do Transporte Marítimo (2002) concedeu a possibilidade de avançar até US\$ 100 milhões do Fundo Principal para financiar atividades de limpeza.
- Fundo Principal (The remaining Principal Fund): utilizado para pagar indenizações (qualquer pessoa, organização ou empresa que teve custos para remover óleo ou sofreu danos decorrentes a acidentes desse tipo podem solicitar indenização) e financiar atividades administrativas, operacionais e de P&D nas agências federais ligadas ao tema, como por exemplo a EPA e BSEE. A principal fonte de recursos desse Fundo é a taxa de US\$ 0,09 por barril de óleo produzido ou importado pelos EUA. Há também a transferência de recursos de outros fundos relacionados ao combate de poluição, além do montante que é arrecadado com a aplicação de multas previstas em lei.

É importante destacar que mesmo com a disponibilidade de recursos do OSLTF, as empresas responsáveis por causar os derramamentos de óleo são responsáveis por ressarcir ao Fundo todos os gastos decorrentes com as atividades de resposta aos derramamentos.

2.3.1.2 Canadá

Diversas leis federais preveem o estabelecimento de um Plano Nacional de Contingência no Canadá – MSCP (do inglês, *Marine Spills Contingency Plan*), dentre elas a Lei da Marinha Mercante/2001 (do inglês, *Canada Shipping Act*), Lei dos Oceanos/1996 (do inglês, *Oceans Act*), Lei da Prevenção a Poluição das Águas do Ártico/1985 (do inglês,

Arctic Waters Pollution Prevention Act), Lei de Responsabilidade Marítima/2001 (do inglês, *Marine Liability Act*) e Lei de Gerenciamento de Emergências/2007 (do inglês, *Emergencies Management Act*). O Canadá também é signatário de diversos acordos internacionais, acordos e memorandos entre suas agências federais, de modo a aplicar a execução do MSCP (CCGER, 2011).

O sistema nacional de prevenção e resposta canadense é baseado em uma parceria entre governo e indústria. O Ministério dos Transportes²⁹ é o órgão governamental responsável pelo regime de planejamento e resposta a derramamentos de petróleo no mar, que reúne componentes da indústria, províncias e outras agências federais. Esse regime foi estabelecido em 1995 de modo a permitir que a indústria a responda aos seus incidentes de poluição marinha de até 10 mil toneladas de óleo de acordo com as normas e regulamentos ambientais vigentes (TC, 2012).

Todos os navios ou demais embarcações que transitem por águas canadenses devem possuir um plano de emergência individual para resposta a incidentes de derramamento de óleo no mar, além de serem obrigados a se associarem às organizações de resposta existentes no país (TC, 2012).

Atualmente, existem 4 associações de resposta certificadas pelo Ministério dos Transportes, são elas: *Atlantic Emergency Response Team* (ALERT), *Eastern Canada Response Corporation Ltd* (ECRC), *Western Canada Marine Response Corporation* (WCRC) e *Point Tupper Marine Services Ltd* (PTMS). A área de abrangência dessas associações é disposta em diferentes regiões abaixo da latitude norte 60. Acima dessa localização (águas do ártico) a Guarda Costeira Canadense – GCC (do inglês, *Canadian Coast Guard*) é a responsável por todas as ações de preparação e resposta ao derramamento de óleo no mar (TC, 2012).

A CCG é a principal agência federal responsável por assegurar resposta apropriada a todos os incidentes de poluição por navios e de origem desconhecida em águas canadenses. O MSCP descreve procedimentos operacionais sob os quais a Guarda Costeira monitora ou fornece uma resposta coordenada e integrada a um incidente de poluição marinha a nível nacional, regional e local (CCGER, 2011). É importante detalhar que a Guarda Costeira, quando não responsável pela administração do incidente, normalmente fornece suporte de pessoal e equipamentos aos outros órgãos responsáveis (SOUZA FILHO, 2006).

²⁹ Transport Canada.

Quando o poluidor é conhecido e capaz de responder ao incidente, a CCG assume a posição de Oficial Federal de Monitoração – FMO³⁰, que acompanha e orienta o poluidor em suas ações de contingência. Contudo, em casos onde o poluidor é desconhecido ou não possui capacidade de resposta, ou ainda, quando a CCG não está satisfeita com as ações de contingência, a figura do Coordenador Operacional – OSC (do inglês, *On-scene Coordinator*) assume a gestão geral do incidente (CCGER, 2011).

A estrutura da CCG é composta por 5 Regiões de Resposta Ambiental³¹: Pacífico, Central & Ártico, Quebec, Newfoundland & Labrador e Maritimes. A CCG possui mais de 80 depósitos de equipamentos de resposta espalhados estrategicamente por todo o país, que incluem equipamentos de contenção, recolhimento e armazenamento de óleo. Além disso, as embarcações da CCG que navegam pelo Ártico também estão equipadas com equipamentos de contingência, conforme pode ser observado na Figura 10:

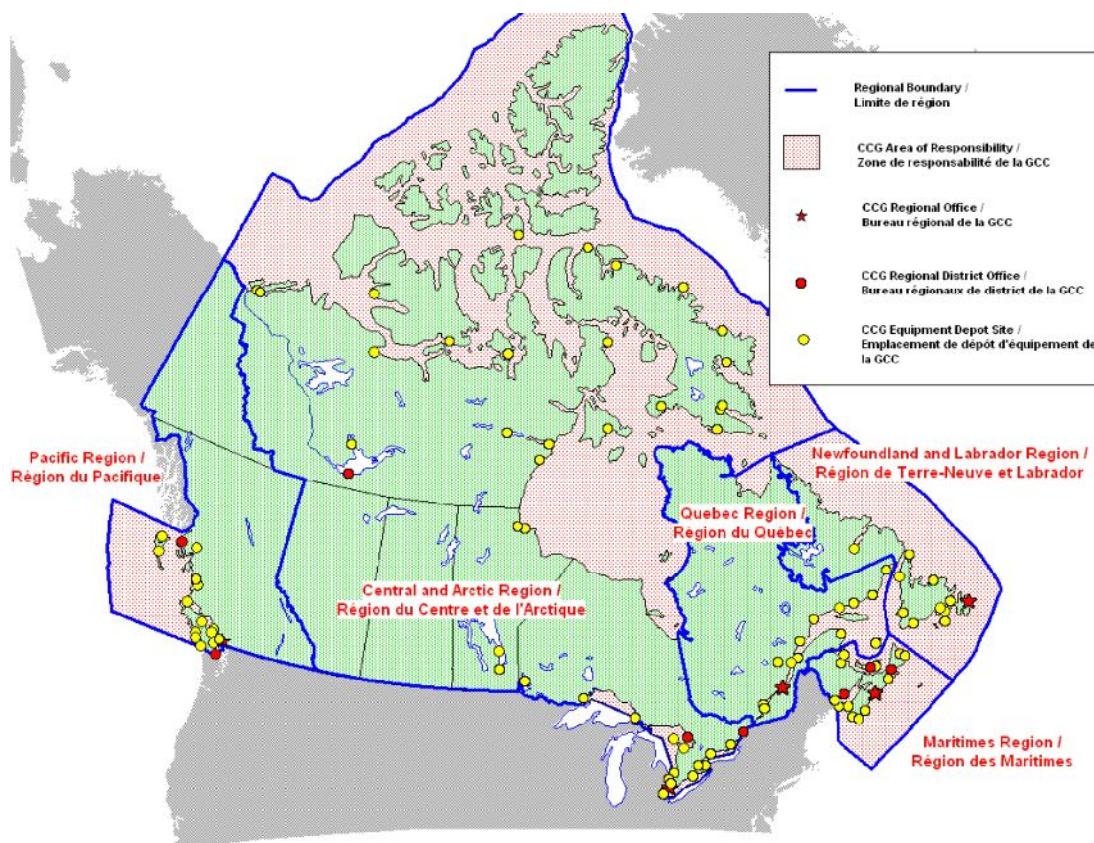


Figura 10 - Regiões de Resposta Ambiental da CCG e alocação de recursos.

Fonte: (CCGER, 2011).

³⁰ Federal Monitoring Officer.

³¹ Environmental Response Regions.

A estrutura regional de Resposta Ambiental da CCG é responsável pela execução operacional do MSCP, seja monitorando ou gerenciando a resposta aos incidentes. São responsáveis por assegurar que os planos regionais, privados, equipamentos e procedimentos sejam adequados. A Equipe Nacional de Resposta³² é definida com base na premissa de que todo o pessoal de Resposta Ambiental e recursos materiais constituem uma Equipe Nacional de Resposta e podem ser mobilizados e utilizados em qualquer região no Canadá, ou internacionalmente, quando for necessário aumentar a capacidade de resposta frente a incidentes de derramamento de óleo (CCGER, 2011).

Já a Sede de Resposta Ambiental³³ é responsável pelo desenvolvimento das políticas e diretrizes necessárias para a implementação do MSCP. Além disso, a Sede coordena a Equipe Nacional de Resposta e a prestação de assistência a outros países (CCGER, 2011).

No que se refere à exploração e produção de petróleo *offshore*, a agência regulatória responsável é o Conselho Nacional de Energia – NEB (do inglês, *National Energy Board*), ligada ao Ministério de Recursos Naturais³⁴. O NEB é a agência líder nos casos de incidentes em instalações de exploração e produção de petróleo e gás *offshore*. As províncias de *Newfoundland* e *Nova Scotia* possuem NEB próprias e que atuam como líder de resposta em caso de incidentes que ocorram em seus respectivos territórios. Também possui a prerrogativa de investigar acidentes (NEB, 2018).

O NEB possui um abrangente Programa de Gerenciamento de Emergência³⁵ e é preparado para responder a incidentes. Os operadores são obrigados a apresentar a manter atualizados planos de contingência e procedimentos de resposta de emergência que são aprovados pelo NEB. Os operadores também devem apresentar um calendário de exercícios simulados operacionais de ações de resposta ao derramamento de óleo, os quais são monitorados pelo NEB (NEB, 2018).

Os operadores devem apresentar Planos de Contingência baseados na identificação e avaliação de riscos. O conteúdo desses planos deve obedecer uma extensa lista de requisitos, entre eles: procedimentos de controle de vazamentos, descrição e localização dos equipamentos de resposta e seu tempo de mobilização, acordos com outros operadores ou prestadores de serviço no que se refere a procedimentos de resposta a

³² National Response Team.

³³ Environmental Response Headquarters.

³⁴ Minister of Natural Resources.

³⁵ Emergency Management Program.

emergências. O operador também deve apresentar planos específicos para áreas sensíveis, tais como pântanos, parques nacionais, rios e lagos (NEB, 2018).

Para atividades de perfuração no Ártico, são exigidos requisitos específicos relacionados aos planos de contingência de derramamento de óleo. Destaca-se que os operadores devem estabelecer um Plano de Contingência para Descontrole de Poço³⁶, pois considera-se que *blowouts* são eventos que podem ser previstos e, desse modo, a indústria deve estar preparada previamente para agir nessas situações (NEB, 2015).

Devem ser explicitados diversos parâmetros, tais como: cenário de pior caso, contemplando características do óleo, taxa de vazamento e duração máxima do *blowout*, ou seja, o tempo necessário para cessar o vazamento na fonte de acordo com cada ação de contingência estabelecida, além dos critérios que determinem a escolha dessas ações. Devem ser detalhados os procedimentos para implementação dessas ações, as limitações de cada técnica de contingência, a quantidade de óleo passível de recuperação e as lições aprendidas em incidentes e quase incidentes similares (NEB, 2015).

Também devem ser detalhadas as ações e procedimentos para mobilização, implantação e operação do *capping* e seu sistema contenção e equipamentos, incluindo redundâncias, confiabilidade e qualquer ação que se faça necessária no ambiente submarino e de acordo com as condições ambientais específicas do Ártico. A capacidade de perfuração de poços de alívio pelo operador, último recurso para a contenção de *blowout*, também deve ser detalhadamente descrita (unidade de perfuração, projeto do poço de alívio, tempo de mobilização e perfuração, análise de risco da atividade, equipamentos empregados) (NEB, 2015).

No caso de um incidente de grande significância, o NEB trabalha em conjunto com o operador para assegurar que os procedimentos de resposta sejam realizados de forma segura, eficaz e coordenada. A agência possui equipe treinada para monitorar e fiscalizar as ações de resposta em campo e eventual limpeza, em caso de derramamento de óleo. Se a equipe não considerar a resposta satisfatória, o Chefe de Conservação³⁷ do NEB pode assumir o comando de resposta (NEB, 2018).

O NEB também trabalha com parceiros dos governos federal, das províncias e dos territórios de modo a coordenar os aspectos regulatórios de resposta a emergências e conta com o apoio da Equipe Regional de Respostas Ambientais do Ártico³⁸ no que for preciso.

³⁶ Contingency Plan for an uncontrolled release of reservoir fluids.

³⁷ Chief Conservation Officer.

³⁸ Environment Canada-led Arctic Regional Environmental Emergencies Team.

É mantido pelo NEB um Centro de Operações de Emergência³⁹, na cidade de Calgary, para coordenar as equipes de campo que estejam atuando em casos de incidentes e relatar o andamento das operações ao Centro de Operações de Emergências para Recursos Naturais do Canadá⁴⁰, localizado em Ottawa.

A Associação Canadense de Produtores de Petróleo – CAPP (do inglês, *Canadian Association of Petroleum Producers*) compartilha recursos de resposta a derramamentos de petróleo. A divisão para a E&P no Atlântico (*The Atlantic Canada offshore Industry*) possui um sistema de resposta escalonada, onde o primeiro nível se refere aos recursos do operador que são mantidos a bordo das plataformas, tais como: barreiras absorventes, *single vessel side sweep systems* e boias rastreadas por satélite. O segundo nível de resposta se refere aos recursos da ECRC, que incluem mais de 1.200 metros de barreiras e 150 *skimmers* e podem ser mobilizados rapidamente para o local do incidente. O terceiro nível de resposta se refere aos recursos da OSRL, que também estão à disposição dos operadores (CAPP, 2018).

A exigência de existência de contrato firmado entre potenciais poluidores e empresas de combate a derramamentos é uma maneira de garantir que a capacidade de resposta desejada esteja disponível. Além disso, a fiscalização por parte das agências reguladoras é facilitada, pois exige-se das empresas a comprovação de vigência desses contratos, sem a necessidade de verificação de equipamentos em suas unidades, sendo a verificação de capacidade de resposta – aí inclusos equipamentos, mão-de-obra especializada e procedimentos – restrita a 4 organizações de resposta credenciadas para atuação no território canadense (SOUZA FILHO, 2006).

No que se refere a organização de simulados e exercícios de significância nacional, a CCG possui em Plano Nacional de Exercícios – NPP (do inglês, *National Preparedness Plan*), com o intuito de estabelecer capacidade de resposta nacional para incidentes de derramamento de óleo de instalações sob o quadro regulatório do Ministério dos Transportes. As equipes Regionais de Resposta Ambiental são responsáveis por definir o calendários de exercícios simulados nas respectivas áreas que são responsáveis (TC, 2010).

Apesar de não se tratar das atividades de E&P, a existência de um programa nacional de exercícios, a serem executados segundo orientações contidas em um manual específico, proporciona segurança e maior entrosamento entre os diversos níveis

³⁹ Emergency Operations Centre.

⁴⁰ Emergency Operations Centre for Natural Resources.

envolvidos em atividades de planejamento e combate a incidentes de poluição. Outra iniciativa que merece destaque é o banco de dados, disponibilizado também pela CCG, sobre os resultados dos exercícios realizados, permitindo assim que os conhecimentos adquiridos sejam compartilhados por toda a comunidade de resposta (SOUZA FILHO, 2006).

No Canadá também vigora o princípio do “Poluidor-Pagador”. O comando de resposta ao incidente é, prioritariamente do poluidor. As equipes de Resposta Ambiental da CCG e demais recursos do Estado que possam vir a ser empregados deverão ser completamente ressarcidos e indenizados pelo poluidor. O mesmo princípio se aplica às ações de resposta que possam vir a ser conduzidas pelo NEB, em casos de incidentes de derramamento de petróleo na exploração e produção de petróleo *offshore* (CCGER, 2011).

Além da Convenção MARPOL 73/78, o Canadá é signatário das convenções CLC 92 e FUND 92. Assim, em caso de incidente de poluição marinha por óleo, o país conta com a possibilidade de acionamento de dois fundos financeiros internacionais de modo a propiciar compensação adequada àqueles atingidos pelo incidente, conforme termos definidos no item 1.2.2 desse trabalho (SOUZA FILHO, 2006).

2.3.1.3 Reino Unido

O Plano Nacional de Contingência do Reino Unido⁴¹ – NCP-UK (do inglês, *The National Contingency Plan*) possui base legal estabelecida pelas Leis da Marinha Mercante⁴² (1995), da Prevenção e Controle da Poluição⁴³ (1999) e de Segurança Marinha⁴⁴ (2003). Sua última versão, atualizada em 2014 de modo a incorporar as lições aprendidas no acidente com a plataforma *Deepwater Horizon* e com recomendações surtidas após diversos incidentes em portos e questionamentos público. Essa é a primeira versão totalmente digital (MCA, 2017).

O Governo do Reino Unido não apoia uma estrutura rígida e hierárquica para o comando e controle de incidentes, mas sim ressalta a importância da colaboração entre as diversas partes interessadas na ocasião de derramamento de óleo e outras substâncias perigosas no mar. Nesse sentido, a última versão do NCP-UK é dividida em duas seções principais: uma de caráter estratégico e outra operacional (MCA, 2017).

⁴¹ Abrange as áreas da Zona Econômica Exclusiva do Reino Unido e também sua Plataforma Continental.

⁴² *Merchant Shipping Act*.

⁴³ *Pollution Prevention Control Act*.

⁴⁴ *Marine Safety Act*.

O NCP-UK identifica as principais partes interessadas⁴⁵ envolvidas desde o nível local até o nacional e as práticas de governança que devem estabelecer suas relações, além de seus deveres e responsabilidades. O Plano também fornece orientações gerais sobre a gestão do incidente, métodos e estruturas de comunicação e coordenação, os principais recursos que podem ser mobilizados, e em quais circunstâncias a Guarda Costeira – MCA (do inglês, *Maritime and Coastguard Agency*) pode mobilizar recursos nacionais do Reino Unido para responder a um incidente de poluição marinha (MCA, 2017).

Os Departamentos de Estado líderes na regulação e nas ações de planejamento e resposta a poluição são o Departamento de Negócios de Energia e Estratégia Industrial – BEIS (do inglês, *Department of Business Energy and Industrial Strategy*) para instalações *offshore* e o Departamento de Transportes – DfT (do inglês, *Department for Transport*) para incidentes que envolvam as demais embarcações. A MCA, agência executiva do DfT, é a autoridade nacional competente para contenção da poluição marinha e é também a responsável pelo NCP-UK. A responsabilidade sob investigação de incidentes recai sob a MCA e o BEIS, a também pode ser estendida a demais Departamentos de Estado, como o *Health and Safety Executive*, quando aplicável (MCA, 2017).

A legislação⁴⁶ do Reino Unido prevê, ainda, a figura do SOSREP (do inglês, *Secretary of State's Representative*), que tem a função de representar o Secretário de Estado de Transportes (no caso de embarcações) e de Energia e Mudança Climática (instalações *offshore*) e é a autoridade máxima governamental durante um incidente de derramamento de óleo. Tem poder para interferir e direcionar operadores, gestores, empresas contratadas e demais responsáveis em quaisquer instalações na Plataforma continental do Reino Unido, com o intuito de reduzir o risco para a segurança das operações, o meio ambiente e a propriedade durante as ações de resposta a emergências. Não está na competência do SOSREP tomar decisões referentes às ações de limpeza, tanto no mar quanto na costa (MCA, 2017).

Todas as atividades de exploração e produção na Plataforma Continental do Reino Unido que possam resultar em incidentes de poluição por óleo devem apresentar um Plano de Emergência para Poluição por Óleo – OPEP (do inglês, *Oil Pollution Emergency Plan*). Os operadores são responsáveis e devem assegurar ações de respostas aos incidentes

⁴⁵ Inclusive com uma lista disponível em: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/478669/151026_Stakeholders_List.pdf

⁴⁶ *The Offshore installations (Emergency Pollution Control) Regulations 2002.*

que venham a acontecer em suas estruturas. A Unidade de Descomissionamento e Meio Ambiente de Petróleo e Gás Natural *Offshore*⁴⁷ do BEIS é responsável pela regulação ambiental, prevenção a poluição e aprovação dos OPEP, que são individuais a cada instalação *offshore*. As equipes do BEIS e da MCA trabalham em conjunto na verificação e aprovação desses planos (DBEIS, 2016).

O OPEP é um documento operacional que define e explica os procedimentos de resposta, incluindo as atividades de limpeza de costa, além de contratos em vigor com empresas especializadas em resposta a derramamento de óleo. O OPEP deve estar alinhado com a política e princípios do NCP-UK e sua revisão deve acontecer a cada 5 anos. É responsabilidade de cada operador assegurar que os OPEP identifiquem claramente os potenciais cenários de derramamento de óleo, incluindo o cenário de pior caso, os potenciais impactos ambientais e como o operador deve agir de modo a mitigar esses impactos (MCA, 2017).

No que se refere às ações de resposta referentes a perda de controle de poço, são requisitos obrigatórios dos OPEP que sejam detalhadas as ações de *capping* e perfuração de poços de alívio. Detalhes técnicos do *capping* devem incluir que o dispositivo é compatível e está certificado para o perfil de pressão e requisitos estruturais do poço. Além disso, são exigidas as informações da empresa que irá fornecer o dispositivo e também detalhes contratuais. Quanto a perfuração de poços de alívio, devem ser detalhadas quaisquer impedimentos de natureza técnica ou ambiental que limite ou interfira na mobilização de unidades de perfuração, incluindo possíveis atrasos que possam ocorrer em virtude de disponibilidade dessas plataformas no mercado. Além disso, é necessário que seja estimado de todo o tempo necessário, desde o primeiro dia de mobilização até o momento que a intervenção no poço estiver concluída (BEIS, 2016).

Demais exigências do OPEP incluem⁴⁸ inventário dos equipamentos de resposta, incluso dispersantes químicos, e aqueles que serão fornecidos por empresa especializada em resposta a derramamentos de óleo no mar, contemplando localização desses recursos, tempo e modais de mobilização, além de previsão de medições em campo para testar a efetividade das ações durante o incidente. As limitações ambientais das estratégias de resposta também devem ser descritas. No mais, os OPEP devem contar com procedimentos detalhadas de todas as ações de resposta que se julguem necessárias (BEIS, 2016).

⁴⁷ BEIS's Offshore Oil and Gas Environment and Decommissioning Unit.

⁴⁸ Mas não se limitam.

As empresas especializadas em resposta a derramamentos de óleo no mar devem ser credenciadas pela MCA, porém, atualmente, não há padrões obrigatórios que devem ser seguidos para a prestação desse serviço. Nesse sentido, está sendo implementado um Padrão Nacional do Reino Unido para Fornecedores de Resposta a Derramamentos de Óleo no Mar⁴⁹, que atualmente encontra-se em fase de consulta pública aberta a todas as partes interessadas. Esse Padrão, assim que aprovado, poderá ser aplicado por qualquer organismo de acreditação, desde que autorizado pela MCA e BEIS (MCA; DBEIS, 2018).

No que se refere à organização da indústria em questões de derramamento de óleo no mar, destacam-se duas associações, ligadas à *Oil and Gas UK*⁵⁰. A primeira se refere ao quadro institucional sob o qual os operadores e demais empresas do setor cooperam e compartilham recursos em caso de emergências no Mar do Norte e nas águas adjacentes da Plataforma Continental do Noroeste da Europa, chamada OCES (do inglês, *Operators Co-operative Emergency Services*). A associação é composta por associações das indústrias de petróleo dos países Reino Unido, Noruega, Holanda, Irlanda, Alemanha e Dinamarca (O&GUK, 2017). Já o EPOL (do inglês, *Emergency Preparedness Offshore Liaison*) é um fórum liderado pela indústria de petróleo para questões de Resposta a Emergências que acarretem em risco à vida humana. Possui apoio da MCA, Polícia Escocesa e de mais de 30 empresas do setor (EPOL, 2013).

Durante um incidente em instalação offshore, o operador pode estabelecer uma Célula de Resposta a Emergência⁵¹ e o inspetor ambiental do BEIS manterá estreita comunicação com o operador e, inclusive, pode compor essa célula. O BEIS está equipado para fornecer assistência ininterrupta durante um incidente de poluição, além de trabalhar em conjunto com agentes da MCA e do Centro Nacional de Operações Marítimas (MCA, 2017).

Em todos os incidentes que envolvam mobilização de resposta nacional (seja de embarcações ou instalações *offshore*), são estabelecidas células de resposta específicas para lidar com o incidente de modo a tomar decisões estratégicas de maneira integrada, e não por uma única entidade responsável. Além disso, algumas decisões táticas precisam ser tomadas na costa em um nível estratégico, e não na cena do incidente (MCA, 2017).

⁴⁹ UK National Standard for Marine Oil Spill Response Providers.

⁵⁰ A *Oil & Gas UK* é uma organização sem fins lucrativos e atua como principal órgão representativo do setor *offshore* de petróleo e gás do Reino Unido. Ver mais em: <https://oilandgasuk.co.uk>

⁵¹ *Emergency response cell*.

De forma geral, é prevista a formação de várias células distintas, a depender da especificidade do incidente. A seguir são destacadas as principais células que são formadas a partir de incidentes que envolvam instalações *offshore* (MCA, 2017):

Marine Response Center (MRC): liderada pela MCA, é responsável por direcionar a execução das técnicas mais apropriadas para contenção, dispersão e remoção de poluentes no local do derramamento. Fornece apoio consultivo a todas as demais células mobilizadas, além de priorizar todos os requerimentos feitos pelo SOSREP. É composta, além da MCA, por analistas ambientais, de logística e autoridades locais.

Operations Control Unit (OCU): responsável por monitorar as atividades de resposta do operador, de modo a assegurar segurança operacional e ambiental às operações. Essa célula é estabelecida e coordenada pelo SOSREP e fica localizada nas instalações do operador. É composta ainda por integrantes do BEIS, além da equipe de resposta do poluidor, e por membros do EG.

Operator's Emergency Response Cell (ERC): estrutura estabelecida pelo poluidor e encarregada de gerenciar suas ações de resposta. Fornece informações ao SOSREP, OCU, MCR e outras organizações de resposta. A equipe de gestão de crise, também estabelecida pelo poluidor, se encarrega da comunicação com as diversas partes interessadas durante as ações de resposta.

Quando o óleo proveniente do derramamento chega na costa e acarreta em significantes impactos na saúde pública, meio ambiente e economia, podem ser estabelecidas ainda, outras células de resposta (MCA, 2017):

Strategic Co-ordinating Group (SCG): em coordenações com outras células, gerencia de forma estratégica as diversas agências que atuam em ações de resposta na costa. Geralmente é presidida por um Oficial Sênior da Polícia.

Tactical Co-ordinating Group (TCG): desenvolve e coordena operacionalmente as ações de resposta na costa. Geralmente é composta pelos profissionais mais experientes de cada agência envolvida na área dos impactos.

Response Co-ordinating Group (ResCG): estabelecida quando o incidente envolve mais de uma área local. O Departamento de Comunidades e Governo Local – DCLG (do inglês, *Department for Communities and Local Government*) é responsável pela sua mobilização e coordena a atuação das autoridades locais. Não possui poder de interferir nas ações de resposta, mas sim de assegurar que todas as equipes e autoridades locais estejam bem informadas durante as ações de resposta.

Environment Group (EG): envolve-se tanto nas operações de resposta em mar quanto nas ações de limpeza da costa. É o principal responsável por fornecer orientações sobre problemas de saúde pública e ambientais no mar para todas as células de resposta, seja de nível local, regional ou nacional. Sua estrutura é mobilizada pela MCA e é composta por reguladores ambientais, departamentos de pesca, organizações para a conservação da natureza e saúde pública, além de uma vasta gama de profissionais do setor público e ONGs. Quando o incidente representa uma ameaça significativa na costa para a saúde ou o meio ambiente, o SCG pode estabelecer a *Science and Technical Advice Cell (STAC)*, que trabalhará de forma integrada com o EG.

A Figura 11 apresenta as principais células governamentais e do poluidor mobilizadas durante um incidente de derramamento de óleo proveniente de instalação *offshore*, incluindo um resumo de funções e responsabilidades.

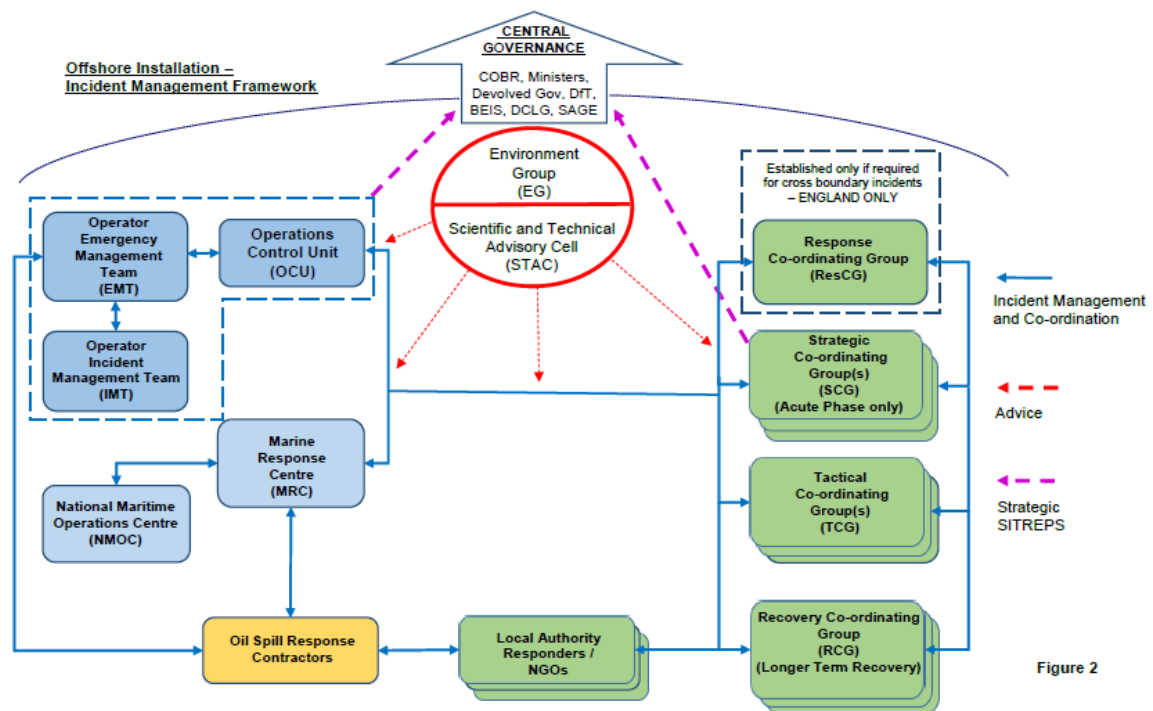


Figura 11 - Quadro de gestão de incidentes em instalação *offshore*.

Fonte: (MCA, 2017).

De modo a facilitar o planejamento de resposta a incidentes de derramamento de óleo, são estabelecidas categorias baseadas em *tiers*, de modo a categorizar esses incidentes. Essa abordagem se baseia na identificação de recursos para responder a

derramamentos de magnitude e complexidade cada vez maiores, e muitas vezes, devido a ampliação a área geográfica sobre a qual a resposta é coordenada (MCA, 2017).

Quando um incidente ocorre, uma resposta baseada em tiers considera o risco de poluição, seu tipo, potencial ou atual escala de impactos, condições climáticas e oceanográficas, quantidade de recursos humanos e materiais necessários, além de tempo de mobilização, necessidade de intervenção marítima, localização geográfica, sensibilidade ambiental e socioeconômica da área, e também impacto internacional associado (MCA, 2017).

A determinação do Tier de resposta adequado ao incidente geralmente é definido pela associação dessas várias características apontadas (MCA, 2017). A Tabela 1 apresenta a classificação dos *tiers* e os recursos de resposta associados a cada nível.

Tabela 1 - Matriz de Resposta a Incidentes de derramamento de óleo.

Tier	Critério	Recursos de Resposta
1	Local (capacidade de resposta da instalação <i>offshore</i> , autoridade local ou portuária)	As ações de resposta se refere a capacidade e recursos da instalação <i>offshore</i> , autoridade portuária, local ou NIEA ⁵² . São ativados os OPEP. MCA, por meio de seu Sistema de Gerenciamento de Incidentes, recebe dados de trajetória e dispersão do óleo das autoridades locais, reporta o incidente à indústria não- <i>offshore</i> e demais partes interessadas e monitora e oferece suporte às ações de resposta.
2	Regional (além da capacidade de resposta da autoridade local ou quando é necessário que o operador contrate serviços especializados)	Além dos recursos e ações de resposta do Tier 1, são ativados Planos de Resposta específicos de nível regional tanto de agências quando de empresas dedicadas às ações de resposta. MCA ou operador podem empregar monitoração aérea.

⁵² Northern Ireland Environmental Agency.

		MCA designa locais de refúgio e pode considerar a mobilização de recursos nacionais de resposta. Operadores estabelecem a ERC e o SOSREP podem mobilizar uma OCU caso julgue necessário. Devem ser realizadas e reavaliadas análises de risco ambiental e de segurança operacional durante todo o incidente.
3	Nacional (necessária mobilização de recursos nacionais, que serão coordenados pela MCA (em caso de poluição por embarcação) ou pelo operador (em caso de incidente com instalação <i>offshore</i>))	A ativação do Tier 3 é determinada pela Autoridade Nacional Competente e divulgada para todas os respondedores de Tier 1 e 2 e seus planos de resposta e recursos associados. O SOSREP estabelece a OCU, que irá acompanhar as ações de resposta do poluidor. A MCA estabelece a MRC, alerta os Estados Costeiros, o EC e a EMSA⁵³.

Fonte: Adaptado de (MCA, 2017).

Um número suficiente de exercícios simulados deve ser implementado pelos operadores de modo a garantir que todas as pessoas com responsabilidades no OPEP participem de pelo menos um exercício a cada ano. O cenário deve incorporar liberação de óleo maior que uma tonelada para permitir o acionamento de ações de resposta de Tier 2. Profissionais que atuam em atividades de controle de poço devem, ainda, participar a cada 3 anos de workshops específicos para Tier 2/3 que envolvam a figura do SOSREP (BEIS, 2016).

A frequência dos exercícios simulados referentes ao NCP-UK foi aumentada de cinco para três anos. De modo a garantir um alto nível de preparação de resposta por todas as partes interessadas, deve ser dada igual prioridade à indústria *offshore* como aos incidentes causados por navios aos exercícios nacionais relacionados com o transporte, o que acarreta na necessidade de um intervalo de 18 meses entre esses exercícios para que seja possível a sua organização. Além disso, a MCA implementará exercícios anuais de

⁵³ *European Maritime Safety Agency.*

mobilização do MRC, com o intuito de testar o fluxo de comunicação com as demais células de resposta (MCA, 2017).

Em novembro de 2016 foi realizado um exercício simulado de significância nacional de modo a testar o NCP-UK. O exercício, chamado de *Grey Seal*, teve duração de dois dias e serviu para avaliar a capacidade de resposta de departamentos de Estado (incluindo o gabinete do Ministro dos Transportes), autoridades locais, a indústria de navegação e seus contratos específicos para esse tipo de incidente (MULVANA, 2017).

O objetivo principal do simulado foi testar a capacidade de resposta do Reino Unido frente a um grande incidente de derramamento de óleo em sua zona econômica exclusiva. O cenário simulado envolveu uma colisão entre um petroleiro e uma balsa, resultando em derramamento de petróleo bruto durante um longo período de tempo, que acarretaria em toque de óleo na costa em dois dias. Um elemento adicional para o cenário era o requisito de evacuar seis passageiros feridos da balsa (MULVANA, 2017).

O exercício mobilizou todas as células de resposta a emergências aplicáveis, conforme descrito no NCP-UK e foi considerado um sucesso. A maioria das recomendações e pontos de melhoria observados se referem a melhoria de procedimentos de comunicação entre os agentes, seja por via oral ou através de formulários estabelecidos, e também necessidade de treinamento de algumas equipes para que as responsabilidades de todas as partes sejam melhor entendidas (MULVANA, 2017).

Nesse sentido, destaca-se a observação realizada acerca das responsabilidades da MCA e da OSRL (contratada pela Shell, proprietária do petroleiro). Houve momentos de tensão entre essas equipes a respeito de seus papéis e responsabilidades. O que faltou foi a preparação de um Plano de Ação de Incidentes (IAP⁵⁴), que a OSRL e Shell deveriam ter elaborado e compartilhado com a MCA, de modo a integrar as suas ações e correlacioná-las ao cenário acidental desenvolvido, o que não aconteceu (MULVANA, 2017).

Lidar com incidentes de poluição marinha normalmente é uma tarefa prolongada e cara. Inicialmente, os custos das operações de resposta devem ser arcados pelo poluidor. As instituições ou empresas que atuarem em ações de resposta sem um contrato firmado previamente para tal fim, podem tentar recuperar o valor dos recursos empregados. Se o operador não puder pagar, a compensação pode estar disponível na Associação de Responsabilidade Civil da Poluição Offshore – OPOL (do inglês, *Offshore Pollution Liability Association Limited*). A associação administra o regime de responsabilidade e

⁵⁴ *Incident Action Plan*.

compensação, por meio da qual podem ser reivindicados até US\$ 250 milhões por incidente (OPOL, 2015).

Todas as companhias operadoras que atuam no país devem fazer parte da OPOL, já que esse é um requisito de obtenção da licença para exploração e produção de petróleo. Importante destacar que a OPOL não se trata de um fundo. As empresas devem, por meio de garantias ou seguros, demonstrar que possuem recursos financeiros suficientes para arcar com as consequências de um vazamento (PEDROSA, 2012).

O custo da utilização de ativos nacionais, quer pela MRC diretamente ou em apoio à atividade de resposta à poluição da Autoridade Local no litoral é recuperado através de processo de reclamações de incidentes. Quando os agentes nacionais são solicitados pela indústria de resposta à poluição, os encargos serão acordados e cobrados pela mobilização dos recursos e serviços prestados (OPOL, 2015).

Com relação à participação em convenções, o Reino Unido é signatário da MARPOL73/78, da CLC/92, do FUND/92 e do Supp Fund/03, contando, assim, com a possibilidade de acionamento de 3 fundos financeiros internacionais de modo a promover a compensação adequada àqueles impactados pelo incidente (PEDROSA, 2012).

2.3.1.4 Noruega

A NCA (do inglês, *Norwegian Coastal Authority*) é uma agência que pertence ao Ministério dos Transportes e Comunicações da Noruega e é responsável por serviços de planejamento, infra-estrutura e segurança do transporte marítimo e, de acordo com a *Pollution Control Act*, é a agência nacional responsável por assegurar a melhor coordenação possível para as operações de preparação e resposta a emergências causadoras de poluição aguda em âmbito nacional (NCA, 2015).

O Plano Nacional de Contingência para poluição aguda da Noruega (PNC-Nor) abrange todos os incidentes⁵⁵ de poluição reais ou potenciais. A principal função do PNC-Nor, através da atuação da NCA, é assegurar que os planos de contingência do setor privado, das autoridades locais e do governo central estão coordenados em um sistema nacional (NCA, 2015).

Os planos de contingência são elaborados pelas indústrias em terra, operadores na plataforma continental norueguesa, autoridades locais (autoridades portuárias e brigadas

⁵⁵ Em terra, em águas territoriais norueguesas até 12 milhas náuticas da costa e na zona econômica exclusiva da Noruega até 200 milhas náuticas. Em Svalbard, a responsabilidade de resposta é do governo regional, enquanto a NCA é a autoridade de controle da poluição.

de incêndio), 34 Comitês Regionais de Combate à Poluição Aguda (IUAs), e pelas autoridades dos governos regionais e central. Todas essas estruturas também devem colaborar com a elaboração e atualização do PNC-Nor (NCA, 2015).

O PNC-Nor possui Estrutura Organizacional de Resposta baseada em três níveis: Privado, Local e Nacional, além de contar com participação e responsabilidades de diversos departamentos de estado e agências reguladoras federais. Os planos privados e de autoridades locais descrevem operacionalmente como responder naquela área específica, de modo que a colaboração contribua para a redução de impactos da poluição aguda. O comando de resposta é exercido pelo agente poluidor, enquanto os níveis governamentais são responsáveis por monitorar as ações de resposta e apoiar-las quando necessário. Todos os níveis de resposta possuem equipamentos⁵⁶ para recolhimento de óleo disponíveis para uso em caso de incidentes causadores de poluição (NCA, 2015).

Os empreendimentos potencialmente poluidores têm a responsabilidade de planejar e dimensionar, baseado em análise de risco ambiental, seus Sistemas de Resposta a Emergência com o objetivo de detectar, interromper, remover e minimizar os impactos ambientais decorrentes de incidentes. A NEA (do inglês, *Norwegian Environment Agency*) especifica requisitos adicionais para a organização privada de resposta a emergência e promove auditorias periódicas, além de orientar a NCA no que se refere às questões ambientais durante e após um incidente de poluição por óleo (NCA, 2015).

A PSA (do inglês, *Petroleum Safety Authority*) é a agência federal, ligada ao Ministério do Trabalho e Assuntos Sociais, responsável pela segurança operacional e tecnológica da indústria de exploração e produção de petróleo, incluindo o planejamento de resposta a emergências, a qualidade do ambiente ocupacional e a proteção ao meio ambiente. É responsável também por ações de resposta de controle na fonte (NCA, 2015).

A responsabilidade do governo norueguês é definida por autoridades locais e nacional. As autoridades locais são responsáveis por estabelecer um sistema de preparação e resposta a acidentes de menor significância, mas que ultrapassam os limites de resposta das instalações. Possuem à sua disposição cerca de 70.000 metros de barreiras de contenção para óleo médio e 300 *skimmers* (NCA, 2011).

A NEA também especifica requisitos adicionais e auditorias para as autoridades locais. Além disso, as autoridades locais são responsáveis pelos Comitês Regionais de Combate à Poluição Aguda (IUAs), que asseguram a participação de profissionais com

⁵⁶ Barreiras de contenção e *skimmers* são classificados de acordo com a característica do óleo capazes de recolher (leve, médio, pesado).

conhecimento regional da área atingida pelo incidente, e também, quando solicitado pela NCA, auxiliam a resposta nacional de emergência (NCA, 2015).

O governo central tem o dever de assegurar a resposta à acidentes de significância nacional (aqueles que ultrapassam a capacidade de resposta das autoridades locais), quaisquer sejam as atividades poluidoras, inclusive de poluidores desconhecidos. Além disso, tem a responsabilidade de monitorar as atividades de resposta nas instâncias organizacionais inferiores, podendo, total ou parcialmente, assumir o comando de resposta ao incidente (NCA, 2015).

A NCA tem 27 bases de apoio para derramamento de óleo ao longo da costa da Noruega. Em cada uma delas está disponível cerca de 9.000 metros de barreiras de contenção para óleo leve, 22 mil para óleo médio e 12 mil para óleo pesado, 130 *skimmers*, 9 unidades de emergência para *offloading* de combustível marítimo e 4 unidades para *offloading* de óleo de carga (NCA, 2011).

Além disso, existem barreiras de contenção e *skimmers* alocados em nove barcos da Guarda Costeira e quatro barcos especializados em recolhimento de óleo operados pela NCA. O governo central também possui a prerrogativa de utilizar diversas embarcações civis e militares responsáveis por patrulhar a costa da Noruega. A NCA também prevê a aplicação de dispersantes químicos para combate a derramamentos de óleo no mar, quando verificado que haverá redução no impacto ambiental global do incidente (NCA, 2011).

A NCA e a indústria de petróleo possuem acordos de cooperação em caso de evento de poluição extrema, o que não exime, contudo, a responsabilidade do operador causador do incidente de suas responsabilidades na resposta e suas consequências (NCA, 2015).

A mobilização do sistema de resposta a emergências nas operações de resposta a incidentes de significância nacional é uma tarefa complexa. A articulação da NCA com as diversas instituições envolvidas é realizada através do Centro de Comando de Incidente⁵⁷ (NCA, 2015).

No tocante a organização privada de preparação e resposta da indústria offshore de petróleo Noruega, destaca-se a atuação da NOFO. Atualmente, a associação possui 19 sistemas de resposta *offshore* para recolhimento de óleo pesado, cada um deles com duas embarcações, 400 metros de barreiras de contenção e um *skimmer* grande. Ao todo, mais

⁵⁷ NCA's incident command.

de 20 mil metros de barreiras de contenção estão alocados estrategicamente em estruturas *offshore* e barcos ao longo da costa.

Muitas IUAs litorâneas assinaram acordos com a NOFO para trabalhar em conjunto em respostas derramamentos de petróleo causados pela indústria *offshore* (NCA, 2011). Além disso, a NOFO desenvolveu um padrão que estabelece requisitos de eficiência e segurança nas operações de recolhimento pela indústria naval e de petróleo na Noruega. É importante destacar que o governo federal Norueguês também compõe a NOFO através da NCA⁵⁸, com o intuito de se responsabilizar pelas manchas de origem desconhecida (NOFO, 2009).

Se o derramamento de óleo for causado por uma instalação da indústria de petróleo *offshore*, é responsabilidade do operador notificar a PSA, que por sua vez notificará a NCA. Normalmente o operador mobilizará recursos da NOFO para as ações de resposta e limpeza na região do incidente, e a NCA e PSA irão supervisionar as atividades do operador, cada qual em sua esfera de competência (NCA, 2015).

A NCA determinará, com base no plano de ação responsável do poluidor e na avaliação realizada pela PSA sobre a trajetória de dispersão do óleo, se as ações de resposta ao derramamento de óleo são condizentes com a severidade do incidente. O operador deve enviar seu plano de ação à NCA dentro do prazo legal de duas horas. A NCA também pode auxiliar o operador nas ações de resposta, em virtude de acordos celebrados entre a NCA e o NOFO. Contudo, de modo a manter sua função de supervisão, a NCA geralmente fornece esse suporte sob a forma equipamentos (NCA, 2015).

A Figura 12 ilustra a disposição dos equipamentos de resposta a emergência na Noruega.

⁵⁸ Norwegian Coastal Agency.

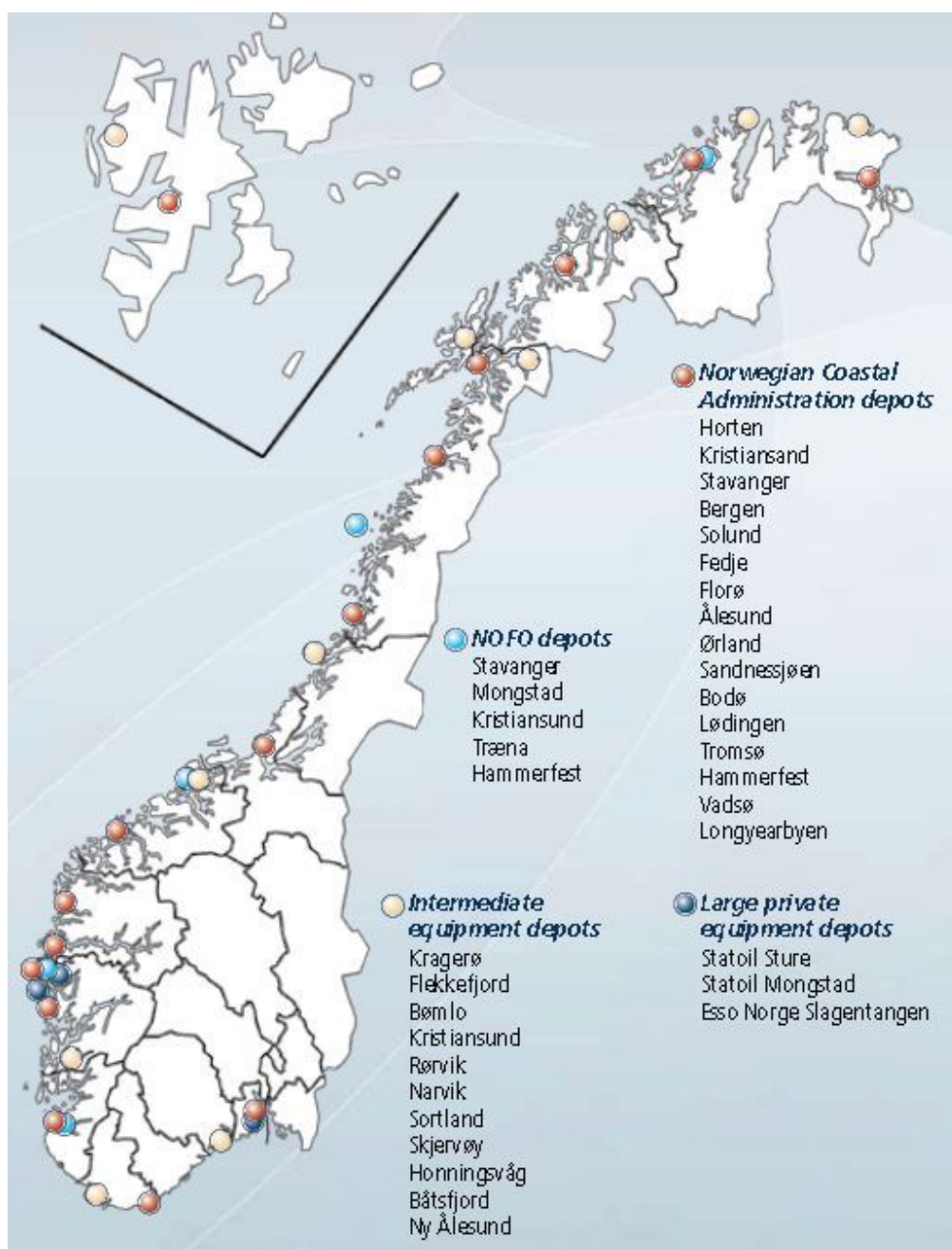


Figura 12 - Depósitos de materiais de resposta a derramamentos de petróleo na Noruega.
Fonte: (NCA, 2011).

A NCA realiza anualmente exercícios simulados de significância nacional de modo a assegurar que todos aqueles que tem responsabilidades no Sistema Nacional de Preparação e Resposta estejam cientes e familiarizados com os procedimentos, além de promover melhor coordenação entre os entes que atuam na estrutura de planejamento e

resposta a incidentes poluidores. A Noruega também promove e participa de exercícios em nível internacional (NCA, 2015).

Entre os dias 25 e 27 de setembro de 2017, foi realizado o maior Simulado de Significância Nacional da Noruega, na região marítima de *Langesund*. O *Skagerrak Chemical Oilspill Exercise* (SCOPE) 2017 é um projeto conjunto dos países nórdicos e co-financiado pela União Europeia e organizado pela NCA. As Forças Armadas da Dinamarca, a Guarda Costeira Sueca, o Ministério Ambiental da Islândia também são financiadores e parceiros do programa (NCA, 2018).

O SCOPE 2017 compreendeu um exercício de gerenciamento de incidentes realizado ao longo de três dias e envolveu 600 pessoas e 30 navios. O cenário simulado envolveu uma colisão entre dois navios petroleiros, que resultou em vazamento de gás e derramamento de óleo e amônia em uma área de alta sensibilidade ambiental. A NCA mobilizou recursos governamentais, municipais (IUA de *Telemark*) e privados, além de solicitar ajuda internacional para lidar com o incidente (NCA, 2018).

O principal objetivo do SCOPE 2017 é melhorar a coordenação nacional e internacional em caso de grandes incidentes de poluição marinha e reforçar os Acordos de Copenhague e Bonn, além de otimizar os recursos, serviços e orientações advindos da União Europeia. Além disso, esse tipo de exercício permite desenvolver cenários e arranjos que contribuem para que todos os participantes (agentes locais, regionais, nacionais e de países vizinhos) superem os desafios reais de coordenação, gestão da informação e demais aspectos envolvidos em incidentes dessa magnitude (NCA, 2018).

No que se refere às compensações por danos causados pelo derramamento de óleo, o poluidor é responsável por financiar os estudos de impacto ambiental, além de, geralmente ser estabelecido um processo judicial por anos até que se chegue a conclusão do acordo final sobre a indenização financeira. As instruções para a elaboração dos estudos ambientais são baseadas nas recomendações do “Grupo consultor para a priorização de respostas e de avaliação dos danos ambientais e aos recursos naturais em decorrência de eventos de poluição aguda em ambientes marinhos”. O *Institute of Marine Research* é o membro líder desse grupo e geralmente coordena as demais instituições associadas na elaboração desses estudos ambientais (BOITSOV, KLUNGSØYR e DOLVA, 2012).

Quanto à adesão de convenções de modo a promover a compensação adequada àqueles atingidos por incidente de derramamento de óleo no mar, a Noruega é signatária da MARPOL 73/78, da CLC/92, do FUND/92 e do Supp Fund/03, contando, assim, com a possibilidade de acionamento de 3 fundos financeiros internacionais (PEDROSA, 2012).

2.3.1.5 Análise comparativa entre os PNC no contexto Internacional

A Tabela 2 apresenta de forma resumida os resultados encontrados, conforme exposto nos itens 2.3.1.1 a 2.3.1.4.

Tabela 2 – Tabela comparativa entre a estruturação dos PNC no contexto internacional.

País	Recursos de Resposta			Simulados Significância Nacional	Financiamento e Indenização
	Público	Privado	Associação Privada		
EUA	13 Equipes Regionais; Equipe Nacional; USCG	OSRP	Associação do Estado e Indústria nos Comitês de Área	Último em 2002	OSLTF
Canadá	5 Equipes Regionais; GCC: 80 bases de apoio	Plano de Contingência para Descontrole de Poço	ALERT ECRC WCRC PTMS CAAP	Conforme definido pelas Equipes Regionais	CLC/92 e FUND/92
Reino Unido	SOSREP – Incident Management Framework MCG	OPEP OPOL	OCES EPOL	A cada 3 anos	CLC/92 FUND/92 Supp Fund/03
Noruega	34 Equipes Regionais (IUA) NCA: 27 bases de apoio	Plano de Emergência Privado	NOFO – com a NCA	Anual	CLC/92 FUND/92 Supp Fund/03

Fonte: elaboração própria.

O desdobramento do Plano Nacional de Contingência em Planos Regionais é observado em todos os países analisados. Os EUA contam ainda com uma Equipe de Resposta Nacional, e a interlocução entre os órgãos públicos e o setor privado acontece através dos Comitês de Área. Destaca-se que a estrutura organizacional de resposta pública nos EUA se refere somente a recursos humanos, enquanto os recursos materiais são aqueles contemplados pela indústria nos respectivos OSRP. Na Noruega e no Canadá

as estruturas regionais também contam com recursos materiais que podem ser mobilizados, caso necessário, durante uma emergência.

No Reino Unido, apesar de não haver o detalhamento em planos regionais a partir do plano nacional, a estrutura organizacional definida para ser acionada em caso de incidentes de significância nacional prevê a formação de células específicas, dentre elas a *Marine Response Center*, responsável por direcionar a execução das técnicas mais apropriadas para contenção, dispersão e remoção de poluentes no local do derramamento, onde prevê, evidentemente, a participação de autoridades locais durante as ações de resposta.

No que se refere aos Planos de Emergência do Poluidor, o modelo canadense merece destaque por exigir que os operadores apresentem um plano específico para ações de resposta referentes à perda de controle de poço em atividades de perfuração no ártico. No Reino Unido são exigidas também garantias financeiras de que os operadores são capazes de arcar com os custos envolvidos em ações de contingência de incidentes de significância nacional, através da associação à OPOL.

A associação do setor privado em empresas específicas para envolvimento em ações de resposta ao derramamento de óleo no mar é observada de forma distinta no Canadá, Reino Unido e Noruega. No Canadá, somente 4 empresas são credenciadas para a prestação de serviços de resposta ao óleo no mar e em regiões geograficamente delimitadas, e todas as empresas do setor devem se associar a pelo menos uma delas.

Na Noruega essa associação se dá através da NOFO, inclusive com a participação da MCA para atuação em caso de manchas órfãs. No Reino Unido, o compartilhamento de recursos em caso de resposta a incidentes de derramamento de óleo no mar através do OCES se dá a nível internacional, contemplando a operação das empresas em diversos países naquela região do Mar do Norte.

Com exceção dos EUA, os demais países são signatários de Convenções que dão direito ao acionamento de Fundos Internacionais para compensação por danos ocasionados por incidentes de derramamento de óleo. OS EUA contam com um fundo bilionário, financiado pela indústria, para acionamento em caso de ações de resposta e indenização de atingidos em casos de incidentes de derramamento de óleo em águas nacionais.

Por fim, é observada a realização periódica de simulados e exercícios de significância nacional. Com exceção dos EUA, cuja realização da última atividade dessa natureza se deu em 2012.

2.3.2 Alerta e Sensoriamento Remoto ao Derramamento de Óleo no Mar

O Alerta e Sensoriamento Remoto para derramamento de óleo no mar possuem diversas aplicações, que vão desde a fiscalização de descargas de navios e outros produtos poluentes em águas territoriais, até o acompanhamento de emergências de derramamento de óleo, através do mapeamento da dispersão da mancha de óleo na água e o comportamento das medidas de combate ao óleo no mar aplicadas durante as ações de resposta ao derramamento.

Apesar da ampla difusão e aplicabilidade, a monitoração remota possui algumas limitações que devem ser apontadas, com por exemplo: a necessidade de robustas ferramentas computacionais e tratamento dos dados observados pelos sensores, necessidade de grande adaptação das aeronaves que realizam os sobrevoos de vigilância, além da necessidade de utilização de multi-sensores para efeitos de monitoração de manchas de óleo no mar, principalmente em eventos de grande magnitude. Todas essas ações envolvem altos custos de investimento. Além disso, não é possível determinar a espessura da mancha através da utilização da utilização de sensores remotos. (FINGAS e BROWN, 2017).

Sistemas de alerta remoto ao derramamento de óleo utilizados em rotinas de vigilância são diferentes daqueles utilizados para a detecção de toque de óleo na costa. Devido às especificidades dos sensores, esses equipamentos são únicos para cada rotina de vigilância determinada. O uso final dos dados, seja o local do derramamento, aplicação ou suporte para limpeza, também pode ditar a resolução ou o caráter dos dados necessários (FINGAS e BROWN, 2017).

O uso da visão humana, sozinho, não é considerado sensoriamento remoto. Contudo, essa é ainda a técnica de vigilância mais comum para identificar derramamentos de óleo. As técnicas ópticas, que utilizam o mesmo intervalo de detecção do espectro visível, são os meios mais comuns de sensoriamento remoto. As câmeras fotográficas e de vídeo são ferramentas comuns utilizadas, principalmente devido ao baixo custo e à disponibilidade comercial (FINGAS e BROWN, 2017).

A utilidade do espectro visível para detecção de óleo é limitada. É amplamente restringido ao alerta prévio do derramamento, pois os sensores óticos não apresentam mecanismo ativo⁵⁹ para detecção de óleo no mar. Além disso, existem muitas interferências

⁵⁹ Os sensores passivos só podem ser usados quando a energia natural está disponível, isto é, durante os períodos de luz do dia quando o sol está iluminando a Terra. Os sensores ativos, por outro lado, fornecem sua própria energia ou fonte de excitação para a iluminação.

ou falsos alarmes. O brilho do sol e do vento podem ser confundidos com brilhos de óleo. A utilização de sensores óticos é uma forma econômica de documentar derramamentos e fornecer dados de linha de base em linhas costeiras ou comparações relativas (FINGAS e BROWN, 2017).

O mesmo pode ser dito dos sensores infravermelhos: são razoavelmente baratos e atualmente são uma ferramenta usada como sensor remoto ao derramamento de óleo. As câmeras infravermelhas são muito comuns e disponíveis por vários fabricantes (FINGAS e BROWN, 2017).

Já os sensores fluorescentes são capazes de detectar óleo em ambientes marinhos complexos, áreas de costa e ambientes terrestres. Esses são os únicos sensores capazes de detectar, em tempo real, uma característica primária do óleo: seu espectro de luminescência. Outros sensores se baseiam em características secundárias, como o reflexo de vários comprimentos de onda luminosos, espalhamento de micro-ondas e emissão de energia infravermelha.

Dessa forma, os sensores fluorescentes podem auxiliar as ações de resposta ao derramamento de óleo por serem capazes de diferenciar áreas contaminadas e não-contaminadas. A capacidade de verificação em tempo real de áreas atingidas pelo derramamento de óleo é essencial para a resposta rápida e adequada, além de auxiliar ações de mitigação ao dano ambiental. O principal impeditivo da utilização da tecnologia ainda é o seu custo significativo (BROWN, 2017).

O uso operacional de equipamentos de sensoriamento remoto está aquém do desejado tecnologicamente, embora os sensores e a eletrônica a eles associada estejam se tornando cada vez mais sofisticados e muito menos dispendiosos. De forma geral, a fiscalização e o mapeamento de derramamentos de óleo ainda é realizado por amostragem e imagens fotográficas ou de vídeo (FINGAS e BROWN, 2017).

Atualmente não existem métodos confiáveis (seja em escala laboratorial ou em campo) para mensurar a espessura de manchas de óleo na água. O conhecimento da espessura da mancha proporcionaria maior compreensão da dinâmica da propagação e do comportamento do petróleo e, dessa forma, auxiliaria a avaliação da eficácia de certas ações de resposta ao derramamento de óleo, como a aplicação de dispersantes e a queima controlada (FINGAS e BROWN, 2017).

Na última década houve um aumento expressivo da monitoração aérea do derramamento de óleo através da utilização de aviões com instrumentação específica. A imagem aérea melhora consideravelmente a capacidade de identificação da trajetória do

óleo se comparada a simples observação visual. Evidentemente, ainda há algumas limitações a serem superadas, tais como a não identificação positiva de óleo e dependência da luz diurna (FINGAS e BROWN, 2017).

O alerta remoto ao derramamento de óleo também vem sendo frequentemente realizado através da monitoração por imagens de satélite. Diversos incidentes de grande magnitude puderam ser observados a partir de imagens óticas de satélites, tais como: O *blowout* IXTOC I em águas mexicanas no Golfo do México, acidente no Alasca com o *Exxon Valdez* e durante o vazamento da *Deepwater Horizon*. É importante destacar que em todos esses casos a localização do óleo era conhecida e foi desenvolvido o trabalho, fundamentalmente, de processamento das imagens de modo a ser possível observar o óleo e sua trajetória a partir dessas imagens óticas de satélites. A principal limitação para o uso dessa técnica é a presença de nuvens na região do derramamento, pois elas são facilmente confundidas com as manchas de óleo na água (FINGAS e BROWN, 2017).

A Figura 13 ilustra a semelhança entre as nuvens e as manchas de óleo durante o vazamento da *Deepwater Horizon*. Os sensores MODIS que captaram a imagem encontram-se a bordo do satélite *Aqua*, da NASA.

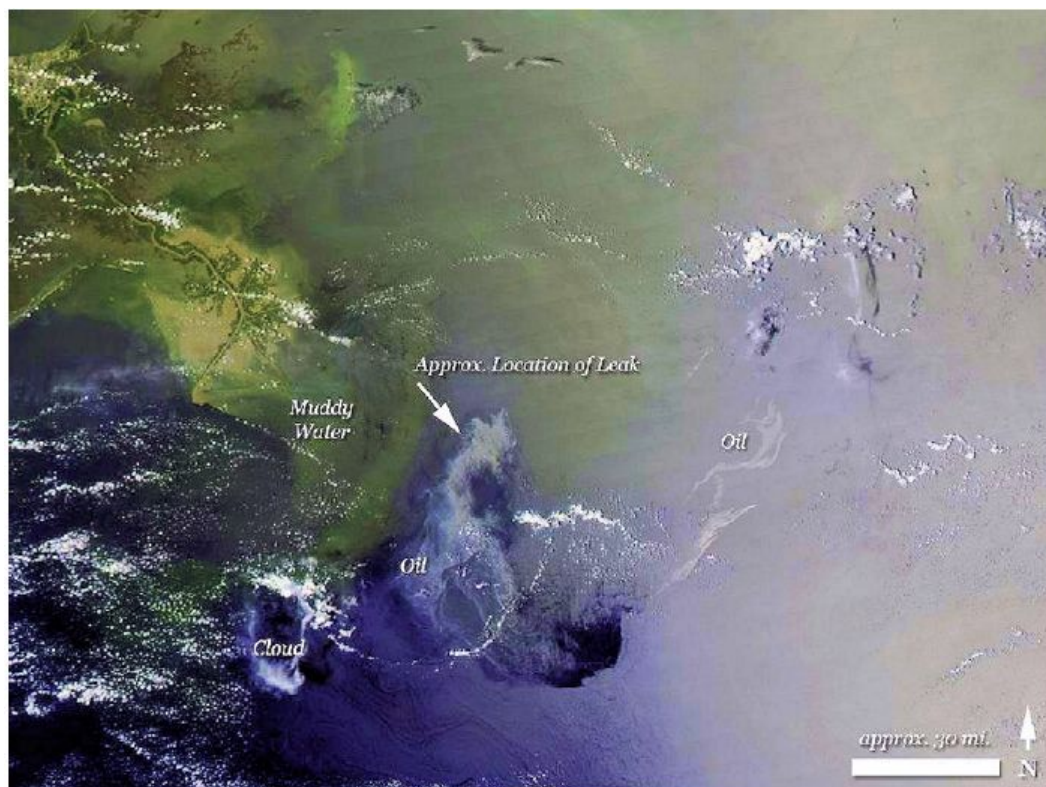


Figura 13 - Imagens óticas de satélite durante o vazamento da Deepwater Horizon.

Fonte: (FINGAS e BROWN, 2017).

A monitoração e sensoriamento ao derramamento de óleo por meio de imagens de satélites vem crescendo através da utilização de sensores de radar. Os satélites radar são utilizados por diversos países para indicação de vazamentos de óleo e descargas ilegais de navios. Apesar de algumas limitações, como gerar muitos “alarmes falsos” devido a interferências de material orgânico na água, sensores de radar podem ser utilizados para identificação de manchas de óleo na água mesmo em condições de baixa visibilidade (durante a noite ou com o céu encoberto), além de ser o único sensor que é aplicável para realizar varreduras de grandes áreas (FINGAS e BROWN, 2017).

Durante o acidente no Golfo do México, houve grande utilização de imagens de satélites radar na monitoração da trajetória do óleo e ações de resposta, além de fonte de pesquisa para desenvolvimento de ferramentas computacionais de correlação entre as imagens e os demais métodos de monitoração e sensoriamento remoto de derramamentos de óleo no mar. A Figura 14 destaca o vazamento de óleo da plataforma *Deepwater Horizon*. A extensa mancha de óleo pode ser claramente vista e é esboçada em cinza, enquanto a linha da costa está em branco. Essa é uma imagem do satélite radar A RADARSAT-2 e a foto é da *Canadian Space Agency* (FINGAS e BROWN, 2017).

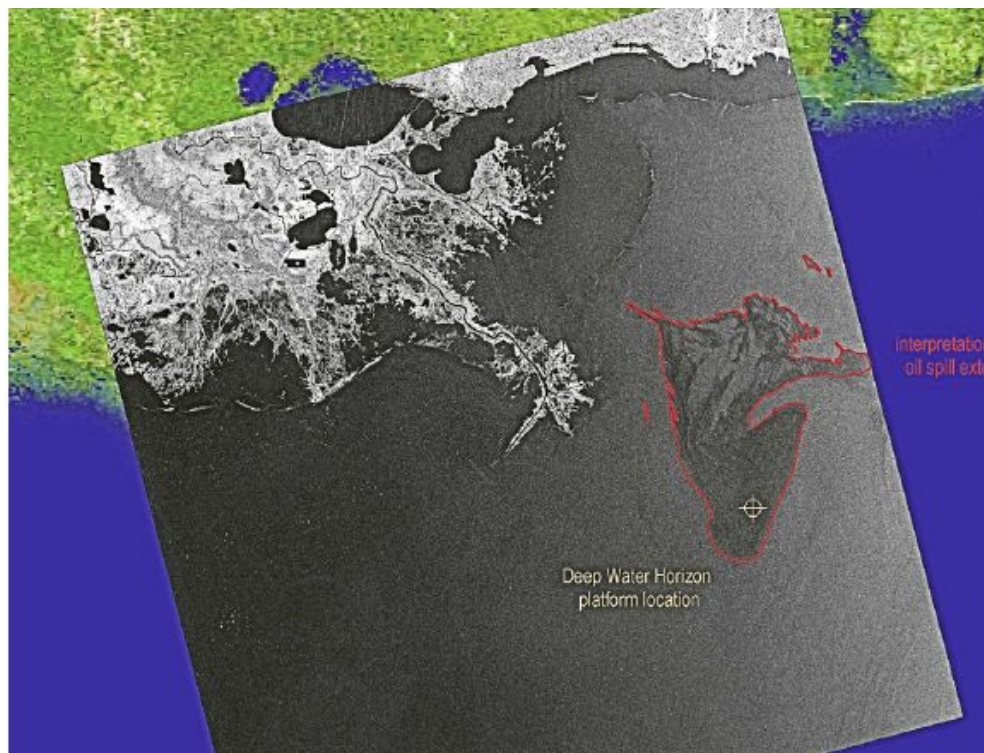


Figura 14 - Imagens de satélite radar durante o derramamento de óleo no Golfo do México.
Fonte: (FINGAS e BROWN, 2017).

Na Austrália, a AMSA (do inglês, *Australian Maritime Safety Authority*) utiliza satélites radar em seus sistemas de vigilância de forma ininterrupta (24 horas por dia, 7 dias da semana) de modo a auxiliar a detecção e as ações de resposta a derramamentos de óleo. A AMSA e GBRMPA estão apoiando um programa CSIRO para desenvolver um sistema automatizado de detecção e alerta precoce de derramamentos de óleo na Grande Barreira de Corais, utilizando dados de satélite recentemente disponíveis. Esse programa piloto começou em junho de 2015 e será executado até abril de 2019. Um de seus objetivos é integrar o conjunto de sensores do satélite da Sentinel, lançado em 2014, de modo a monitorar a poluição da superfície marinha (e possivelmente o tráfego de embarcações) e identificar possíveis derramamentos de óleo. A contribuição da AMSA vem no sentido de fornecer um Sistema Automático de Identificação, além de outros dados de navegação. Se bem-sucedido, este programa poderá ser aplicado em diversos locais para aumentar os sistemas de vigilância e detecção existentes (AMSA, 2016).

O governo do Canadá realiza a monitoração do vazamento de óleo em toda a sua costa e região marítima através de um Programa Nacional de Vigilância Aérea – NASP (do inglês, *National Aerial Surveillance Program*). O Ministério dos Transportes, responsável pelo programa, possui 3 aeronaves que estão posicionadas estrategicamente no país e realiza a vigilância aérea sobre águas canadenses com recursos próprios. Os voos regulares de vigilância aérea contribuíram significativamente para a diminuição das descargas de petróleo no mar, uma vez que os navios estão cada vez mais conscientes de que suas atividades poluentes ilícitas podem ser detectadas. Também são utilizadas imagens por satélite para detectar descargas ilegais no mar. As anomalias identificadas pelas imagens de satélite são, então, examinadas por uma aeronave para confirmar o derramamento, identificar a fonte e, se possível, e reunir provas (TRANSPORT CANADA, 2016).

3. MECANISMOS DE PREVENÇÃO E RESPOSTA AO DERRAMAMENTO DE PETRÓLEO NA E&P OFFSHORE NO BRASIL

Esse capítulo aborda a estruturação dos MPRDPM no Brasil e demais iniciativas do setor público e privado no que se refere à prevenção e resposta de derramamento de óleo no mar.

3.1 ANÁLISE DE RISCO AMBIENTAL

A Lei Federal 6.938 de 1981 estabeleceu a Política Nacional de Meio Ambiente – PNMA no Brasil. Dentre diversas atribuições, a PNMA versa sobre a compatibilização do desenvolvimento econômico-social com a preservação da qualidade do meio ambiente. A PNMA também estruturou o SISNAMA, constituído por órgãos e entidades da União, dos Estados, do Distrito Federal, dos Territórios e dos Municípios, bem como as fundações instituídas pelo Poder Público, responsáveis pela proteção e melhoria da qualidade ambiental. Também foi criado o CONAMA, órgão de composição tripartite responsável por estabelecer normas e critérios para o licenciamento ambiental, um dos principais instrumentos da PNMA.

É importante destacar que o licenciamento ambiental de um empreendimento não possui caráter de decisão estratégica, ou seja, os estudos ambientais que fundamentam as concessões das licenças de operação das atividades de E&P de petróleo no mar no Brasil são realizados de forma isolada e após a concessão dos blocos nas rodadas de licitações.

Em 2012, 20 anos após o fim do monopólio do petróleo pela aprovação da lei 9.478/97, e 40 anos após o início das operações⁶⁰ da Petrobras em águas brasileiras, foi estabelecida a Portaria Interministerial 198 que institui a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS, estudos de avaliação ambiental estratégica para o desenvolvimento dos recursos de petróleo e gás das bacias sedimentares marítimas e terrestres no Brasil.

⁶⁰ Em 13 de agosto de 1977 a Bacia de Campos deu início à sua produção comercial *offshore*.

O objetivo principal das AAAS é desenvolver estudos ambientais estratégicos no âmbito da PNMA e estabelecer relação com o processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural e com o processo de licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos e atividades.

Seu principal instrumento é o Estudo Ambiental de Área Sedimentar - EAAS, o qual deve promover a análise de uma determinada área sedimentar, considerando os recursos de petróleo e gás natural potencialmente existentes e as condições e características socioambientais da mesma, em função dos impactos e riscos ambientais associados às atividades petrolíferas.

Após a preparação da versão inicial, o EAAS deve ser submetido a consulta pública e uma versão consolidada deve incluir as contribuições recebidas. O EAAS deve contar com a elaboração de uma base hidrodinâmica de referência, a ser disponibilizada aos empreendedores, implementada por meio de modelagem numérica com o uso de dados históricos atualizados, como subsídio à modelagem de dispersão de óleo e poluentes na região, quando couber, além de estabelecer propostas de recomendações ao licenciamento ambiental, para toda a área sedimentar ou para subáreas, tais como: medidas mitigadoras específicas, exigências tecnológicas e de estudos e monitoramentos específicos. A responsabilidade pelo desenvolvimento da AAAS é compartilhada entre os Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente.

A Empresa de Pesquisa Energética – EPE é responsável pelas AAAS em bacias sedimentares terrestres, enquanto a ANP é responsável pelas AAAS em regiões marítimas. Atualmente, estão em fase de contratação⁶¹ os EAAS da bacia terrestre do Solimões e da bacia marinha de SE-AL e Jacuípe.

As áreas nas quais serão admitidas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, enquanto ainda não forem submetidas às AAAS, são definidas a partir de manifestação conjunta dos Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente, conforme preconiza a resolução CNPE 09/2003.

No que se refere ao Licenciamento Ambiental, a primeira resolução do CONAMA 001/86, estabelece a necessidade de Estudo de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório executivo (EIA/RIMA) para fundamentar os processos de licenciamento ambiental e conceder as licenças aos empreendimentos de exploração e produção de petróleo. Enquanto a CONAMA 237/97 regulamenta as competências do licenciamento ambiental, a

⁶¹ Conforme informado pelas representantes das respectivas agências no Seminário de Responsabilidade Social e SMS do IBP, realizado em 10/11/2017 no Rio de Janeiro.

Lei Complementar 140 de 2011 insere, além da instância federal, estados e municípios como outorgantes do licenciamento ambiental.

No caso do licenciamento ambiental para atividades de exploração e produção de petróleo *offshore*, bem como das exploração de recursos não convencionais através da tecnologia de fraturamento hidráulico, o IBAMA é o órgão responsável por outorgar as respectivas licenças, de acordo com o Decreto Nº 8.437/2015, que estabelece as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental é de competência da União (BRASIL, 2015).

A Portaria do Ministério do Meio Ambiente Nº 422 de 2011 dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar. A Licença de Operação (LO) para Perfuração é o ato administrativo mediante o qual se autoriza a atividade de perfuração marítima e se estabelecem condições, restrições e medidas de controle ambiental a serem observadas pelo empreendedor na execução da atividade. Para a concessão da LO é necessária a avaliação da viabilidade ambiental, da tecnologia a ser empregada e da localização da atividade, bem como das medidas de controle ambiental propostas.

O processo de licenciamento ambiental dessa atividade inicia-se pela caracterização do empreendimento por parte do empreendedor junto ao IBAMA, quando geralmente é entregue também um modelo preliminar de dispersão de óleo no mar. Ao analisar essa documentação, o órgão ambiental classifica a atividade de acordo, principalmente, com a distância da costa e profundidade da lâmina d'água. As classes 2 e 3 se referem a perfuração a mais de 50 km da costa e profundidades menores ou maiores que 1000 metros, respectivamente. O IBAMA, então, emite um Termo de Referência (TR), que tem por objetivo determinar a abrangência, os procedimentos e os critérios para a elaboração Estudo Ambiental de Perfuração (EAP), cuja aprovação fundamenta a concessão das Licenças de Operação (LO) desses empreendimentos.

É importante destacar que, conforme previsto na Portaria MMA 422/2011, as audiências públicas, quando aplicáveis, são realizadas após a entrega do EAP ao órgão ambiental. O IBAMA, então, realiza a análise de toda a documentação apresentada pelo empreendedor e de contribuições advindas da Audiência ou Consulta Pública e dos resultados das vistorias e decide ou não pela concessão da LO. Quando justificável, o IBAMA solicita esclarecimentos adicionais antes de decidir o processo.

No que se refere à Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais no contexto do EAP, o TR estabelece que deve ser elaborado um estudo de natureza quantitativa denominado Análise de Risco Ambiental – ARA, com objetivo identificar e avaliar os riscos dessas atividades para o ambiente, e pela proposição e adoção de medidas que reduzam os riscos ambientais a limites toleráveis (IBAMA, 2014).

O roteiro de elaboração do ARA implica em identificar, através de uma análise histórica, os eventos acidentais capazes de resultar em danos aos meios físico ou biótico, estimar as frequências de ocorrências desses cenários ambientais e, então, avaliar as consequências desses eventos acidentais com relação a sensibilidade ambiental dos recursos atingidos (IBAMA, 2014).

Dessa forma, durante a elaboração do EAP, é realizado o cálculo do risco ambiental e avaliada a sua aceitabilidade com base em critérios de aceitabilidade *pré-definidos*; caso o risco seja considerado inaceitável, devem ser propostas medidas que promovam a melhora da segurança da operação, e recalculado o risco para esses casos, até que todos os cenários identificados correspondam a riscos toleráveis. O Plano de Gerenciamento de Risco é o produto final do estudo, que consolida e relaciona as medidas preventivas e mitigadora à tolerabilidade dos riscos levantados pelo ARA (IBAMA, 2014).

De modo a avaliar as consequências de eventos acidentais, são levados em consideração a modelagem de dispersão de óleo no mar e a análise da vulnerabilidade ambiental, através da identificação de Componentes com Valor Ambiental. A sensibilidade ambiental destes componentes deverá ser avaliada em função do seu tempo de recuperação (ou seja, o tempo que o componente, após ser atingido, levaria para se recompor aos níveis anteriores à exposição por óleo) (IBAMA, 2014).

Fruto de um Acordo de Cooperação Técnica – ACT entre o IBAMA e o IBP em 2014, foi elaborado o “Estudo para Suporte ao Guia de Análise de Riscos Ambientais”, que substituiu⁶², para o caso de atividades de exploração e produção de petróleo *offshore*, o Manual de Orientação para a elaboração de estudos de Análise de Riscos, elaborado pela CETESB⁶³ em 2003.

O Estudo para Suporte ao Guia de Análise de Riscos Ambientais possui dois objetivos centrais: (IBP, 2014)

⁶² Conforme informado pelo Gerente de Operações e SMS do IBP no Seminário de Responsabilidade Social e SMS do Instituto, realizado em 10/11/2017 no Rio de Janeiro.

⁶³ Companhia Ambiental do Estado de São Paulo.

- Apresentar recomendações para o aperfeiçoamento da metodologia de modelagem de dispersão do óleo utilizada pela indústria no Brasil para fundamentar a ARA e o dimensionamento dos sistemas de resposta a emergência, e
- Aprimorar do uso da análise de risco quantitativa para a tomada de decisão nos processos de licenciamento e gestão ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo *offshore* no Brasil.

No que se refere às práticas internacionais acerca de modelagem de dispersão de óleo no mar, são realizadas algumas sugestões que poderiam ser incorporadas ao caso brasileiro, como, por exemplo, a inclusão dos mecanismos de contenção nas modelagens, tais como barreiras e dispersantes químicos, através da apresentação de cenários adicionais específicos àqueles que já são requeridos atualmente (IBP, 2014).

Outro aspecto a ser reconsiderado é a duração da simulação de vazamento de óleo. Em ambientes de águas profundas poderiam ser adotados critérios mais específicos, como a necessidade de perfuração de poços de alívio em caso de eventos de *blowout* (ao invés do tempo previamente determinado de 30 dias). Além disso, recomenda-se a substituição das referências de 8 e 200m³ das descargas a serem simuladas no caso de eventos acidentais por simulações de descarga mais prováveis com relação a descarga de pior caso, contribuindo assim para uma análise mais fiel a realidade de cada campo (IBP, 2014).

O referido estudo sugere, também, que sejam considerados no detalhamento dos estudos de ARA somente os eventos considerados de severidade mais importante, ou seja, aqueles em que haja a possibilidade de toque de óleo em áreas de relevante interesse ecológico (costa, regiões insulares, unidades de conservação). Também é sugerido que sejam consideradas referências científicas para a relação Componentes com Valor Ambiental e Tempo de Recuperação e que se refiram às peculiaridades dos ecossistemas brasileiros (IBP, 2014).

Por fim, é destacado um ponto importante sobre a última etapa de cálculo e avaliação do risco ambiental: a definição de critérios de aceitabilidade do risco. Conforme pode ser observado em um TR típico de perfuração de poços de petróleo em águas profundas (IBAMA, 2014), não há alusão à quais são os critérios de aceitabilidade de risco *pré-definidos*. Não são informados critérios quantitativos sobre o que deve ser considerado significativo ou não para os estudos de ARA (IBP, 2014) (IBAMA, 2014).

Se faz necessário que o poder público estabeleça critérios de aceitabilidade de risco que determinem o tempo aceitável de recorrência de um acidente que possa resultar em

danos capazes de prejudicar a função ecológica ou a função social de um ou mais componentes ambientais. Da maneira como está estabelecido hoje, cabe a cada operador definir seus próprios limites de aceitabilidade ao risco. Nesse arranjo, a tendência é que as decisões sejam tomadas pela lógica da gestão empresarial, quando na verdade, deveria ser discutida a gestão social do risco, que engloba variáveis como a valoração dos elementos expostos ao risco e o nível de percepção do risco (IBP, 2014).

O desenvolvimento da AAAS permite a inserção da análise de risco ambiental nos processos de tomada de decisão e no âmbito dos requisitos legais ambientais. Ao promover a participação de diversos grupos sociais e econômicos em nível estratégico, durante a elaboração dos EAAS, permite-se que sejam discutidos, avaliados e mensurados critérios de aceitabilidade ao risco, incorporando, dessa forma, variáveis intimamente ligadas ao caráter socioambiental de cada região ao processo decisório de expansão do setor de petróleo no Brasil.

3.2 REGULAÇÃO DA SEGURANÇA OPERACIONAL

Dentre diversas atribuições, a ANP é o órgão responsável pela fiscalização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Seu objetivo é prevenir falhas na segurança operacional das instalações e evitar eventuais prejuízos à vida, ao meio ambiente e ao patrimônio, dentre outras atribuições (BRASIL, 1997).

No tocante à gestão da segurança operacional, os regulamentos técnicos da ANP estabelecem metas baseadas em desempenho e são orientados à gestão de risco. Os concessionários, operadores do contrato ou contratados devem comprovar que mantêm controlados os riscos advindos de toda e qualquer operação executada nas instalações⁶⁴.

Nesse sentido, destaca-se a relevância de dois regulamentos técnicos da ANP, o SGSO – Sistema de Gestão da Segurança Operacional (Resolução ANP Nº 43/2007) e do SGIP – Sistema de Gestão e Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural (Resolução ANP Nº 46/2016).

As diretrizes do SGSO são baseadas em boas práticas de segurança de processo, alinhadas às orientações do CCPS - *Center for Chemical Process Safety*⁶⁵. O livro “Diretrizes para Segurança de Processo Baseada em Risco” é uma tradução do original do CCPS, realizada pelo corpo técnico da Petrobras. São apresentadas 17 práticas de gestão e os operadores devem comprovar o seu atendimento através da entrega de relatórios e

⁶⁴ Informação a partir de comunicação pessoal de Thiago Pires/ANP, em jan. 2018.

⁶⁵ Mais informações disponíveis em: <https://www.aiche.org/ccps>.

uma Matriz de Correlação que comprove o atendimento às práticas de gestão do regulamento, além de auditorias realizadas pela ANP⁶⁶ (ANP, 2007).

No que se refere à análise e gerenciamento de risco, duas práticas de gestão merecem destaque: 12 - Identificação e Análise de Riscos e 14 - Planejamento e Gerenciamento de Grandes Emergências, que correspondem aos capítulos 9 e 18 do livro Diretrizes para Segurança de Processo Baseada em Risco⁶⁷.

Quanto à metodologia para a análise de risco, é deixado a cargo do operador escolher entre métodos qualitativos ou quantitativos, desde que a análise considere os elementos críticos de segurança operacional, outras análises de riscos e histórico de incidentes similares ocorridos, layout, fatores humanos e causas externas. Por fim, devem ser classificados os riscos e identificadas as ações necessárias para mitigação e prevenção desses riscos (ANP, 2007).

O regulamento do SGIP também prevê 17 práticas de gestão, onde estabelece, dentre outras diretrizes, o Conjunto Solidário de Barreiras (CSB) – com intuito de determinar pelo menos duas barreiras distintas para contenção da produção descontrolada do poço – e também diretrizes para análise de risco, planejamento e gerenciamento de emergências de controle de poço (ANP, 2016).

Nesse sentido, a prática de gestão 12 – Análise de Riscos descreve requisitos mínimos que devem ser contemplados na avaliação, porém ser explicitar se essa deve ser de natureza qualitativa ou quantitativa. É exigido que seja levado em consideração a integridade dos elementos dos CSB, incertezas do poço, fator humano, riscos geológicos, *kick* e *blowout*, além de análises de riscos e lições aprendidas dos poços de correlação e análise histórica de incidentes em poços similares (ANP, 2016).

Já a prática de gestão 14 – Planejamento e gerenciamento de emergências de emergências e controle de poço destaca que devem ser descritos cenários de *blowout* e que contenham, no mínimo, os recursos humanos, equipamentos e materiais para a construção dos poços de alívio, ferramentas específicas para a perfuração direcional de poços de alívio e sistemas de capeamento e contenção aplicáveis. O operador deverá, ainda, programar periodicamente exercícios simulados dos cenários previstos no plano de resposta à emergência para controle de poço envolvendo toda a força de trabalho pertinente de modo a planejar, realizar, avaliar e documentar simulados periódicos de falhas de CSB na construção, produção, intervenção e abandono de poços (ANP, 2016).

⁶⁶ Informação a partir de comunicação pessoal de Thiago Pires/ANP, em jan. 2018.

⁶⁷ Informação a partir de comunicação pessoal de Thiago Pires/ANP, em jan. 2018.

A rotina adotada pelos agentes de fiscalização da ANP é regulamentada pela Resolução ANP Nº 37/2015 e prevê concessão de prazo para tratamento de não conformidades e eventual aplicação de auto de infração. O objetivo dessa fiscalização é prevenir falhas na segurança operacional das instalações e evitar eventuais prejuízos à vida, ao meio ambiente e ao patrimônio.

As ações de fiscalização da ANP são realizadas na forma de auditorias, através da coleta de amostras e análise de dados e evidências, que têm por objetivo verificar a conformidade do operador aos requisitos existentes nos regulamentos técnicos da ANP. A Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP emite anualmente um Relatório de Segurança Operacional de modo a apresentar dados gerados a partir da realização de auditorias.

O relatório de 2015, o mais recente disponível no *site* da ANP, mostra um elevado quantitativo de interdições de instalações, além da manutenção num patamar elevado de taxas de eventos considerados graves, com destaque para falhas em BOP. As taxas de acidentes comunicados permanecem num patamar estável e com viés de crescimento desde o ano de 2012, fato que demonstra que tanto os operadores de contratos de concessão quanto de instalações necessitam buscar um olhar mais crítico sobre seus respectivos sistemas de gestão da segurança operacional (ANP, 2015).

3.3 INSTRUMENTOS DE GESTÃO PRIVADA

No Brasil, a lei 9.966/2000 se refere a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por derramamento de óleo e outras substâncias nocivas. Define que a necessidade de estabelecimento de Planos de Emergência como conjunto de medidas que estabelecem as responsabilidades setoriais e as ações a serem desencadeadas imediatamente após um incidente, bem como definir os recursos humanos, materiais e equipamentos adequados à prevenção, controle e combate à poluição das águas.

De modo a consolidar todos os PEI e PEVO na forma de um único Plano para uma área pré-definida pelo órgão ambiental e sujeita ao risco de derramamento de óleo, o Decreto 4.871/2003 instituiu os Planos de Área para o combate à poluição por óleo. Os Planos de Área devem, fundamentalmente, estabelecer os mecanismos de ação conjunta a serem implementados, bem como facilitar e ampliar a capacidade de resposta e orientar as ações necessárias na ocorrência de incidentes de poluição por óleo de origem desconhecida (IBAMA, 2016).

3.3.1 Plano de Emergência Individual

A Resolução CONAMA 398/2008 estabelece quais instalações devem dispor de um PEI – Plano de Emergência Individual e estabelece o seu conteúdo mínimo, além de critérios para dimensionamento da capacidade mínima de resposta, tais como descargas de pior caso (descontrole de poço por 30 dias ininterruptos), capacidade efetiva diária de recolhimento de óleo (CEDRO) e mecanismo de resposta escalonada e sensibilidade ambiental da região atingida pelo derramamento de óleo (CONAMA, 2008).

Atualmente a CONAMA 398/2008 encontra-se em processo de revisão. A nova versão da referida diretriz deve ser tornar pública ainda no ano de 2018. A principal modificação esperada é a separação dos anexos portuários e de estruturas *offshore*. Dessa forma, poderão ser estabelecidos critérios específicos para essas instalações, de modo a atender as especificidades de ações de derramamento de óleo no mar em ambientes tão distintos, principalmente no que se refere às áreas de alta sensibilidade ambiental, notadamente próximas, mas não restritas, à costa brasileira (OLIVEIRA, 2017).

No caso das atividades de exploração e produção de petróleo *offshore*, as sondas de perfuração, palataformas de produção, dutos e demais estruturas de apoio devem apresentar o PEI no ato da entrega do EIA/RIMA do empreendimento, conforme exigência do licenciamento ambiental. Os PEI devem conter as ações que cessem o vazamento e também as ações de resposta referentes ao derramamento de óleo no mar (IBAMA, 2014).

De modo a avaliar como os PEI são implementados em atividades de perfuração de poços em águas profundas, são descritas a seguir as principais ações de perda de controle de poço e de resposta ao óleo no mar contempladas no PEI do EAP referente ao Bloco BAR-M-34668, na Bacia de Barreirinhas.

É também abordada a estruturação do Sistema de Resposta a Emergência da Petrobras, devido a dimensão da sua estrutura frente ao sistema nacional de contingência no setor petrolífero no Brasil.

3.3.1.1 Ações referentes a Perda de Controle de Poço

Os SWIS da OSRL estão armazenados estrategicamente ao redor do mundo e podem ser mobilizados para qualquer região. Atualmente, existem 4 CCS prontos para serem utilizados e estão armazenados, respectivamente, no Brasil, Noruega, Singapura e

⁶⁸PEI referente ao Processo Nº: 02022.000705/14-16. Esse é o documento mais recente disponível no site do IBAMA referente a EAP na margem equatorial brasileira.

África do Sul. Quanto aos SIRT, existem dois alocados, um no Brasil e o outro na Noruega (OSRL, 2018). A Figura 15 mostra um dos CCS que se encontram prontos para mobilização em caso de emergência.



Figura 15 - *Caping Stack System (CCS)* de propriedade da OSRL.

Fonte: (SWRP, 2018).

Os recursos da OSRL foram alocados no Brasil após a decisão da Petrobras de se associar à cooperativa. A Petrobras e a OSRL entraram em um acordo e decidiram armazenar os SWIS no CDA de Angra dos Reis. Os custos de manutenção desses equipamentos são divididos entre as principais operadoras presentes no Brasil, as quais possuem prerrogativa para mobilizá-los (KAMMRADT, 2017).

Esse tipo de intervenção exige que os operadores mantenham contratos especiais de ajuda mútua com outros operadores, de modo a compartilhar sondas de perfuração e demais plataformas e equipamentos no caso de incidentes dessa natureza. Ainda, a BP estima que pode levar de 90 a 150 dias para concluir a intervenção por poço de alívio na Bacia de Barreirinhas, na margem equatorial brasileira. No EAP respectivo a esse empreendimento, não são explicitados quaisquer detalhes sobre esse tipo de intervenção (BP, 2016).

3.3.1.2 Ações de Resposta ao Óleo no Mar

A Norma Técnica do Ibama Nº 03/2013 discute a realização de simulados, vistorias e auditorias realizadas pelo órgão no tocante à aderência da indústria na implementação

dos PEI, e os resultados são positivos. Esses documentos também estabelecem alguns requisitos específicos sobre características técnicas sobre os equipamentos necessários às ações de resposta, tais como *skimmers*, que devem ser levados em consideração para a elaboração e aprovação dos PEI. O documento também especifica que sejam apresentados Planos de Proteção à Costa, às Áreas Sensíveis e à Fauna impactada por óleo (IBAMA, 2013).

Parte dos recursos para atendimento às ações de resposta a vazamento de óleo no mar estão disponíveis no local da emergência. Trata-se de recursos para contenção e recolhimento a serem mobilizados nas primeiras 12 horas seguintes ao início da ocorrência. Localizados em bases de apoio, os recursos a serem disponibilizados nas próximas 36 horas seguintes são aqueles utilizados na dispersão mecânica, dispersantes químicos e equipamentos para a sua aplicação, além de recursos adicionais para contenção e recolhimento de óleo, que também são previstos nas mobilizações de 60 horas após o incidente (BP, 2016).

A utilização de dispersantes químicos em ações de resposta a derramamento de óleo no mar no Brasil é regulamentada pela Resolução CONAMA 472/2015. A produção, importação, comercialização e uso de dispersantes químicos em ações de resposta aos incidentes de poluição por óleo no mar somente poderão ser efetivados após a obtenção do registro do produto junto ao IBAMA (CONAMA, 2015).

Mesmo que as ações de respostas com utilização de dispersantes químicos estejam contempladas nos PEI, é necessária comunicação prévia ao órgão ambiental quando da sua utilização. Somente poderá ser utilizada quando a não intervenção ou a aplicação de técnicas mecânicas de contenção, recolhimento e dispersão se mostrarem não efetivas, inaplicáveis ou insuficientes (CONAMA, 2015).

A utilização de dispersante químico em ações de resposta é indicada se a mancha de óleo estiver se deslocando, ou puder se deslocar, para áreas ambientalmente sensíveis. É prevista também a sua utilização para aplicação subaquática em eventos de *blowout*, quando o óleo estiver emulsionado ou quando o óleo já estiver sofrendo o processo de intemperismo⁶⁹ (CONAMA, 2015).

A utilização de dispersantes químicos não se aplica quando for necessária a adoção de medidas emergenciais para situações de risco iminente de incêndio ou de salvaguarda da vida humana no mar. A distância da linha da costa, ilhas, recifes de corais e unidades

⁶⁹ Alterações da composição química e de propriedades físicas originais do óleo, devido à ação de processos físicos, químicos e biológicos (CONAMA, 2015).

de conservação marinhas é outro fator que restringe a aplicação de dispersantes químicos. De forma geral, seu uso é restrito a menos de 2.000 metros dessas regiões (CONAMA, 2015).

A CONANA 472/2015 explicita, claramente, que é proibida a utilização de dispersantes químicos na área do Complexo Recifal dos Abrolhos, na área do Parque Estadual Marinho do Parcel Manuel Luís, nas áreas de Montes Submarinos em profundidades inferiores a 500 metros. Também é vedada a aplicação de produtos químicos se o único objetivo da medida for estético ou na limpeza de qualquer tipo de embarcação, bem como em equipamentos utilizados na operação de resposta à descarga de óleo (CONAMA, 2015).

A aplicação de dispersantes químicos em superfície deve ser acompanhada de monitoramento aéreo e marinho, que deve identificar a extensão, largura e aspecto das manchas, distância da costa e informar as condições meteorológicas e oceanográficas. Dessa forma, espera-se verificar a tendência do deslocamento das manchas, orientar a aplicação dos dispersantes químicos e evitar a contaminação de áreas não afetadas pelo óleo (CONAMA, 2015).

No Brasil, a aplicação submarina de dispersantes químicos deve ser acompanhada de monitoramento da sua efetividade através da avaliação visual subaquática por ROV⁷⁰ equipado com câmeras e da avaliação visual a partir de imagens aéreas. Em caso de incidente, a utilização da técnica também deve ser autorizada pelo órgão ambiental competente, mesmo que já esteja prevista no PEI do empreendimento (CONAMA, 2015).

Quando a não intervenção ou a aplicação de técnicas mecânicas de contenção, recolhimento e dispersão se mostrarem não efetivas, inaplicáveis ou insuficientes, a técnica de queima controlada poderá ser utilizada em água brasileiras. A Resolução CONAMA 482/2017 estabelece os requisitos e procedimentos que devem ser obedecidos na execução dessa atividade.

A queima controlada se aplica aos incidentes de poluição por óleo no mar de significância nacional, incidentes de poluição por óleo no mar de descarga contínua com vazão igual ou superior a 1.600 m³/dia, com previsão de interrupção superior a 12 horas ou quando a mancha de óleo estiver se deslocando para áreas ambientalmente sensíveis. (CONAMA, 2017).

⁷⁰ Veículo operado remotamente (do inglês, *Remotely Operated Vehicle*)

No Brasil, mesmo em áreas onde a queima controlada é permitida, deve haver comunicação prévia ao órgão ambiental. Há áreas onde a queima controlada é permitida somente após a autorização do órgão ambiental competente, como por exemplo regiões próximas⁷¹ a linha de costa, regiões insulares unidades de conservação marinhas, ou aquelas explicitadas em Cartas Náuticas como de área de alta sensibilidade ambiental (CONAMA, 2017).

Uma das principais preocupações ao se utilizar essa técnica de resposta é a emissão de fumaça e vapores à atmosfera provenientes da queima do óleo. Nesse sentido, a CONAMA 482/2017 determina que seja elaborado um Estudo de Dispersão Atmosférica – EDA, a partir da aplicação de modelagem matemática para simulação da dispersão de poluentes na atmosfera a partir de uma fonte de emissão, com o objetivo de monitorar a qualidade do ar da região.

Se o EDA indicar que a pluma de fumaça tóxica atingirá áreas socialmente ocupadas e a população ficará exposta a concentrações médias de 24 horas de MP10⁷², excedendo assim o Padrão Nacional de Qualidade do Ar, a queima controlada só poderá ser utilizada⁷³ se demonstrado que implicará menor impacto aos ecossistemas e à saúde humana, em comparação com o seu não uso ou com a aplicação de técnicas mecânicas de contenção, recolhimento e dispersão (CONAMA, 2017).

A queima controlada é proibida em áreas que se localizem a menos de 1 milha náutica da linha de costa (inclusive ilhas) e a menos de 3 milhas náuticas da linha de costa em regiões que contenham instalações que envolvam a manipulação de hidrocarbonetos ou outras substâncias perigosas. Essa técnica de combate também está excluída de regiões próximas⁷⁴ a formações de recifes de coral, com lâmina d'água inferior a 30 metros e enquanto houver a presença de fauna marinha e pássaros no local escolhido para a ignição e seu entorno (CONAMA, 2017).

É importante destacar que a queima controlada só poderá ser utilizada como técnica de combate se seu procedimento estiver contemplado no PEI da instalação ou no Plano de Área a que a instalação pertence, salvo autorização expressa do IBAMA (CONAMA, 2017).

Em abril de 2017 foi realizado um simulado de resposta a acidente de significância nacional na Área Geográfica da Bacia de Santos (AGBS), operada pela Petrobras. Esse

⁷¹ Entre 1 e 3 milhas náuticas.

⁷² Material particulado de diâmetro aerodinâmico equivalente de corte de 10 (dez) micrômetros (CONAMA, 2017).

⁷³ Mesmo em regiões a mais de 3 milhas náuticas da costa.

⁷⁴ A menos de 3 milhas náuticas.

exercício, realizado anualmente, faz parte do cronograma estabelecido no licenciamento ambiental e é previsto nos respectivos PEI e PEVO das plataformas da Petrobras que operam na AGBS. O objetivo é verificar a eficácia da estrutura de resposta a vazamento de óleo na AGBS, bem como detectar possíveis falhas e necessidade de revisão nos planos e procedimentos (IBAMA, 2017).

De acordo com o parecer técnico emitido pelo IBAMA, o exercício foi bem planejado, organizado e executado, reflexo de uma equipe treinada e comprometida com o sistema de gestão de incidentes implementado pela Petrobras. Nota-se a melhoria contínua na capacidade da equipe de gestão do incidente de se organizar para a primeira resposta de um incidente com grandes proporções (IBAMA, 2017).

Destaca-se como ponto positivo o treinamento da equipe através das realizações de simulados com cenários considerados simples até os mais complexos, como foi o caso deste exercício (o cenário do acidente incluiu vítimas fatais e o derramamento de aproximadamente 400 m³ de óleo cru no mar, devido à fissura de um tanque de carga que estava se comunicando com o tanque de lastro que explodiu e ao posterior rompimento de um dos *risers* de produção relacionado ao adernamento do FPSO Cidade de Saquarema) (IBAMA, 2017).

Como ponto de melhoria, o IBAMA destaca a necessidade de melhor estabelecer procedimentos de comunicação externa, em especial no relativo à comunicação do acidente aos órgãos governamentais. Aponta-se, também, a necessidade de melhorias nas estratégias de resposta e na transição da fase reativa para a proativa no simulado, já que algumas pessoas da equipe não identificaram quando se deu a mudança de uma fase para a outra (IBAMA, 2017).

3.3.1.3 Sistema de Resposta a Emergência da Petrobras

O Sistema para Gestão de Emergências do E&P da Petrobras é baseado no *Incident Command System* (ICS). A EOR, seu modelo de expansão e redução, funções, atribuições e responsabilidades são baseados no IMH⁷⁵ da Guarda-Costeira Estadunidense e os procedimentos para resposta a *blowout* estão descritos no Plano de Ação do Incidente – IAP (PETROBRAS, 2016).

Os IAP são documentos gerados diariamente durante as emergências pelas Equipes de Resposta, como um resultado do ciclo de planejamento. Não são preparados

⁷⁵ The U.S. Coast Guard Incident Management Handbook.

previamente, contudo existem diversos procedimentos operacionais e corporativos da companhia que subsidiam sua elaboração (KAMMRADT, 2017).

Os PEI de plataformas de um mesmo empreendedor, situadas numa mesma área geográfica, podem compartilhar a Estrutura Organizacional de Resposta (EOR), recursos e procedimentos para as ações de combate a derramamento de óleo no mar. Assim, o PEVO – Plano de Emergência de Vazamento de Óleo estabelece a EOR e recursos de uma empresa para as ações e procedimentos de resposta complementares, que são adotados fora dos limites das instalações (no mar ou em terra), quando a plataforma não tem condições de atuar ou coordenar a atuação de maneira individual.

Caso as ações de controle da fonte e de resposta a vazamento de óleo no mar previstas no PEI não forem suficientes para o atendimento da emergência, essas ações são complementadas pelas embarcações dedicadas através de estratégias de dispersão mecânica, contenção e recolhimento, dispersão química e queima controlada, conforme recursos previstos no PEVO (PETROBRAS, 2016).

Os equipamentos listados no PEVO, salvo os que estão à disposição⁷⁶ em embarcações a serviço da Petrobras na Bacia de Campos, são parte dos recursos corporativos e de uso compartilhado da Petrobras, disponíveis no sistema de CDA/BAV (Centros de Defesa Ambiental/Base Avançada), e que grande parte pode ser mobilizada para qualquer localidade (PETROBRAS, 2016).

Os tempos de mobilizações e deslocamentos variam conforme o modal utilizado, a quantidade, a origem e o destino de onde será demandado o recurso até o local da ocorrência, bem como a sua disponibilidade em cada um dos Centros de Defesa Ambiental. É importante destacar que a Petrobras possui estrutura logística rodoviária e aérea mobilizada para atendimento a emergências em todo o país, o que permite a mobilização de todos os recursos necessários e conforme tempo de mobilização estabelecido pela CONANA 398/2008 (PETROBRAS, 2016).

A Figura 16 ilustra a localização de parte dos recursos nacionais de resposta a emergência da Petrobras.

⁷⁶ Fundamentalmente recursos para contenção, recolhimento e dispersão mecânica de óleo.

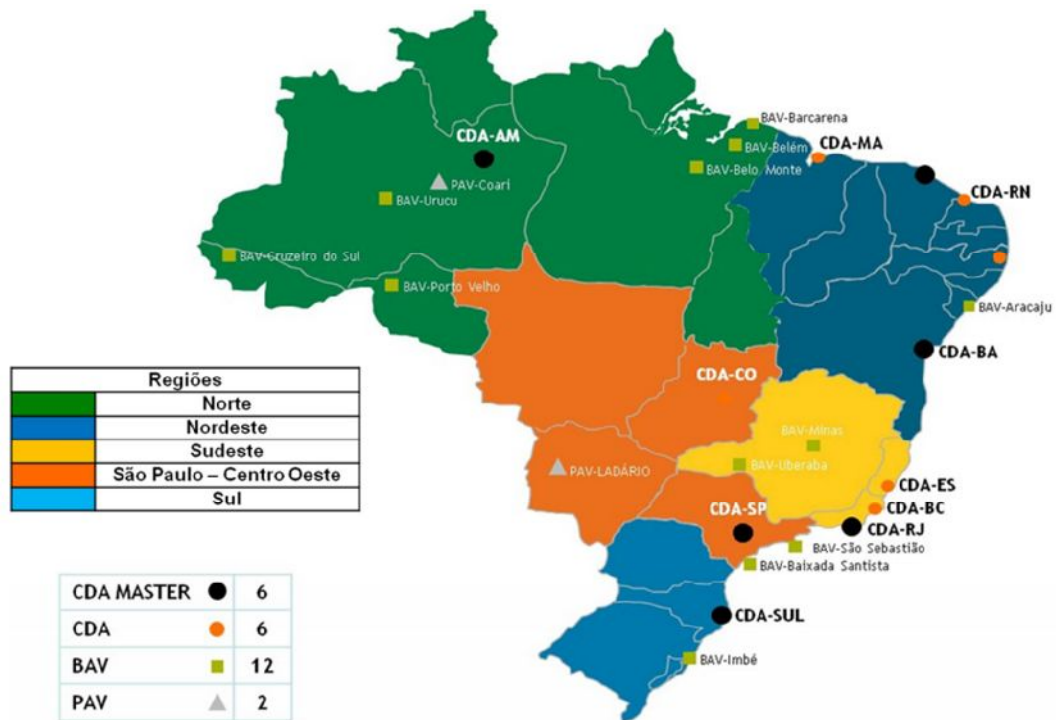


Figura 16 - Mapa de distribuição regional de instalações e recursos de resposta a emergências da Petrobras.

Fonte: (PETROBRAS, 2016a).

Para garantir uma rápida resposta a emergência, o Supervisor do Grupo de Controle de Impactos Offshore está em regime de plantão e seus recursos em prontidão. O Grupo de controle de impactos offshore é formado por equipe multidisciplinar, contando com suporte técnico e equipe de sobrevoo de avaliação da mancha e de coordenação das operações com as embarcações de resposta (PETROBRAS, 2016).

A principal atribuição do Supervisor do Grupo de Controle de Impactos Offshore durante a resposta inicial é evitar o espalhamento e deriva do óleo derramado, minimizando seu impacto e protegendo áreas sensíveis. A equipe de sobrevoo tem como principal atribuição sobrevoar o local da mancha, monitorar sua deriva e orientar o posicionamento das embarcações (PETROBRAS, 2016).

A perda de controle de poço é destacada como um dos gatilhos que acionam a mobilização da estrutura de Resposta Continuada da Petrobras. A possibilidade de toque de óleo na costa ou em áreas de alta sensibilidade ambiental são alguns exemplos que acionam a estrutura de Resposta Continuada. As comunicações com as agências reguladoras serão realizadas através do Grupo de Acompanhamento e Avaliação (GAA) quando o PNC estiver acionado (PETROBRAS, 2016).

Para ampliar a capacidade de resposta previamente dimensionada para o nível local, o Comandante do Incidente (IC) da EOR da unidade organizacional responsável pela resposta pode contar com recursos adicionais, corporativos ou provenientes de outras unidades organizacionais, contratos ou acordos nacionais ou internacionais, através do acionamento do Plano de Contingência Corporativo da Petrobras – PCCorp (PETROBRAS, 2016a).

Quando do acionamento do PCCorp, poderão ser disponibilizados os recursos dos Centros de Defesa Ambiental (CDA), Bases Avançadas (BAV), da OSRL, do Centro de Reabilitação de Animais Marinhos (CRAM) e verificar a disponibilidade de recursos de outras unidades organizacionais da Petrobras, sempre demandado pelo Comandante do Incidente (PETROBRAS, 2016a).

A Petrobras também conta com equipes especializadas em resposta a *blowout*, além de uma gerência dedicada (dentro da gerência de segurança de poços) a monitorar contratos e prever alterações que se façam necessárias em caso de perfuração de poços de alívio (KAMMRADT, 2017).

3.3.2 Plano de Área

Destaca-se que diversos portos e regiões portuárias já possuem Planos de Área implementados (IBAMA, 2016). O projeto piloto realizado na cidade de São Sebastião – SP que engloba a região do Porto e do Terminal Aquaviário da Petrobras mostrou-se um caso de sucesso e em seguida foi replicado para as demais regiões portuárias do Brasil. A mesma lógica será utilizada para as bacias de exploração e produção de petróleo *offshore* (AMORIM, 2017).

A Bacia de Campos foi inicialmente escolhida por ser a principal região produtora de petróleo no país. Depois que o PABC for aprovado, será só uma questão de replicá-lo para as outras bacias de exploração e produção de petróleo na costa brasileira (IBAMA, 2016d).

Um dos principais pontos de debate entre os órgãos públicos e as empresas operadoras na Bacia de Campos se refere às responsabilidades de resposta a manchas órfãs⁷⁷. As operadoras alegam que o Poder Público Federal, nesse caso representado pelo Ministério de Meio Ambiente (MMA), não fornece garantia da forma como serão ressarcidos

⁷⁷ Manchas órfãs são aquelas em que não é possível identificar o poluidor. De acordo com Decreto 8.127/13, é responsabilidade do Poder Público Federal arcar com os custos de respostas a essas emergências.

os custos referentes a esse tipo de mobilização de resposta, já que não existem mecanismos previstos em lei para esse tipo de transação (KAMMRADT, 2017).

Esse é um ponto crítico no estabelecimento de Planos de Área no Brasil, haja vista a dificuldade legal e de entendimento do órgão ambiental no compartilhamento dos recursos entre as operadoras no caso de grandes incidentes de derramamento de óleo. Ainda, há limitações legais que envolvem a Petrobras no sentido de fornecer serviços de resposta a derramamento de óleo, já que isso não pertence à área de negócios principal⁷⁸ da empresa (KAMMRADT, 2017).

Tanto a Petrobras quanto o IBAMA entendem que o futuro das associações de resposta à emergência no Brasil se dará através da associação das operadoras em uma única empresa de resposta a derramamentos de óleo (KAMMRADT, 2017); (AMORIM, 2017).

3.4 INSTRUMENTOS DE GESTÃO PÚBLICA

As responsabilidades do poder público brasileiro em caso de poluição marinha causada por óleo são compartilhadas pela Marinha, ANP e IBAMA. Os órgãos públicos possuem procedimentos internos no que se refere a comunicação em situações de emergência, resposta a acidentes, tratamento de não-conformidades, além de possuírem autonomia para multar o poluidor na esfera de suas competências (BRASIL, 2000).

A Marinha do Brasil é responsável pela fiscalização de embarcações que transitem em água brasileiras, inclusive através de auditorias ambientais e também tem a prerrogativa de investigar incidentes que tenham provocado danos ambientais, em articulação com o IBAMA e ANP (BRASIL, 2013).

A ANP, na qualidade de agência reguladora das atividades de exploração e produção de petróleo, possui prerrogativas de investigação de incidentes de natureza operacional que resultem ou possam resultar em prejuízo a vida, ao meio ambiente e às atividades econômicas. No que se refere a monitoração ambiental e alerta ao derramamento de óleo no mar, suas ações incluem a fiscalização da segurança operacional (conforme abordado no item 3.2) e tornar públicas as informações relacionadas ao incidente e os resultados da investigação (BRASIL, 2000).

O IBAMA é responsável por investigar acidentes e avaliar seus respectivos danos ambientais decorrentes. Além disso, institui projetos de monitoração e controle ambiental,

⁷⁸ *Core business.*

fundamentalmente ligados às condicionantes ambientais⁷⁹ das plataformas de produção demais instalações de apoio para exploração e produção de petróleo contempladas no EAP, incluindo a avaliação e a aprovação dos respectivos PEI ou PEVO, sua consolidação em Planos de Área, bem como a monitoração da capacidade de resposta.

A Lei nº 9.605/98, conhecida como Lei de Crime Ambientais, apresenta, entre outras, as penas impostas aos agentes que causarem poluição de qualquer natureza que resulte ou possa resultar em danos, tais como: provoque mortandade de animais ou destruição da flora; interrompa o abastecimento público de água de uma comunidade; dificulte ou impeça o uso público das praias; e lance óleos ou substâncias oleosas, em desacordo com leis ou regulamentos vigentes.

3.4.1 Plano Nacional de Contingência

De modo a permitir a atuação coordenada de órgãos públicos e privados e ampliar da capacidade de resposta a acidentes de maiores proporções, nos quais o PEI da instalação envolvida e do Plano de Área da localidade não se mostrarem suficientes para a solução do problema, foi instituído o Plano Nacional de Contingência para Incidentes de Poluição por Óleo em Águas sob Jurisdição Nacional (PNC), através do Decreto nº 8.127 de 2013.

É dado destaque às funções e responsabilidades dos três principais órgãos federais no caso do acionamento do PNC: Marinha do Brasil, que por meio da diretoria de Portos e Costas exerce as funções de Guarda Costeira Nacional⁸⁰ (OLIVEIRA, 2017). O IBAMA, na qualidade de órgão ambiental competente; e a ANP, agência reguladora das atividades de exploração e produção de petróleo.

De modo a avaliar o grau de estruturação do PNC no Brasil, foram realizadas entrevistas com representantes da Marinha do Brasil, IBAMA e ANP, onde buscou-se informações sobre os aspectos previamente definidos, conforme pode ser observado a seguir.

⁷⁹ Ações e prerrogativas que fundamentam a concessão da Licença de Operação.

⁸⁰ A DPC exerce a função da Guarda-Costeira no Estado Brasileiro. Possui pessoal qualificado no tocante às suas atribuições e utiliza os navios da Marinha para realizar patrulhas e a estrutura das prefeituras navais para atuar frente a casos de acidentes ambientais em regiões de sua jurisdição (OLIVEIRA, 2017).

3.4.1.1 Recursos e Estrutura Organizacional de Resposta

A estrutura do PNC foi estabelecida de forma a promover a articulação dos órgãos públicos. A Autoridade Nacional do PNC é designada ao Ministério do Meio Ambiente, que tem a função de coordenar e articular ações para facilitar e ampliar a prevenção, preparação e a capacidade de resposta nacional a incidentes de poluição por óleo. Foram também instituídos dois comitês: Executivo (com caráter de planejamento) e de Suporte (integração de diversos setores da administração pública no caso em emergências) (BRASIL, 2013).

A Figura 17 apresenta a estrutura organizacional definida para o Plano Nacional de Contingência para Incidentes de Poluição por Óleo em Águas sob Jurisdição Nacional (PNC).

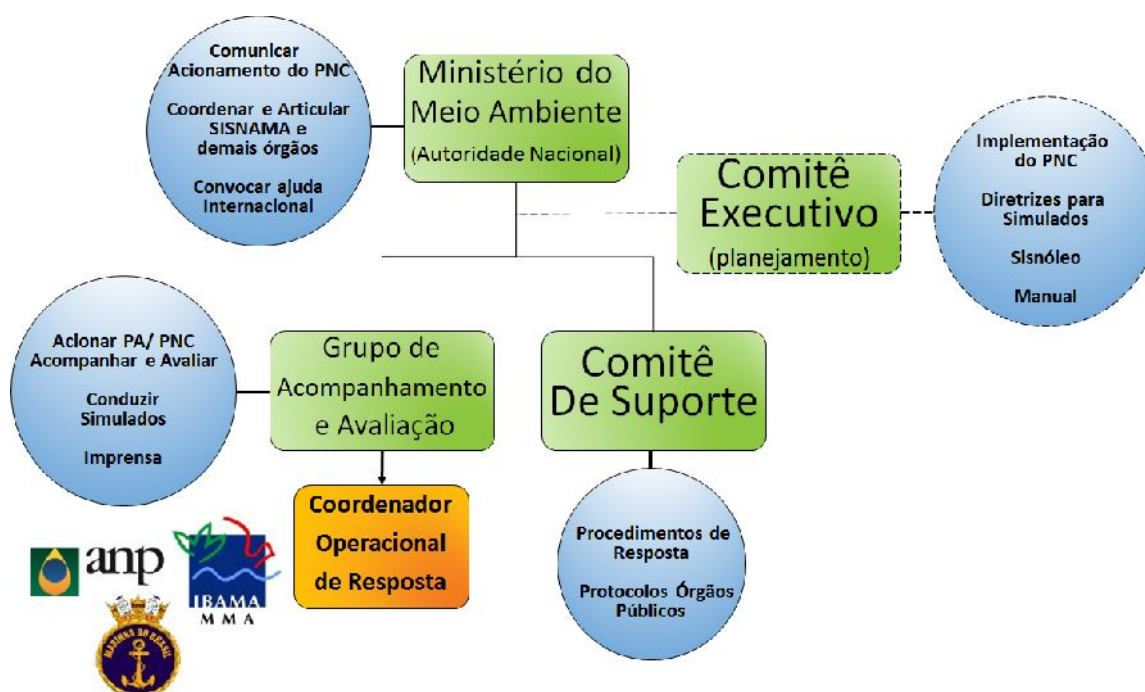


Figura 17 - Estrutural Organizacional do PNC Brasileiro.

Fonte: elaboração própria com base em (BRASIL, 2013) e (IBAMA, 2017).

O Comitê-Executivo é composto por representantes do Ministério do Meio Ambiente, Ministério de Minas e Energia, Ministério dos Transportes, Secretaria de Portos, Marinha do Brasil, IBAMA, ANP e Secretaria Nacional de Defesa Civil. Suas principais atividades se referem a estabelecer programas de exercícios simulados do PNC, auxiliar na criação de procedimentos internos e entre os órgãos públicos e articular os órgãos do SISNAMA para apoiar as ações de resposta definidas durante uma emergência. Em suma, é responsável por todo o planejamento e implementação do PNC (BRASIL, 2013).

Já o Comitê de Suporte é a estrutura facilitadora durante as ações de resposta a emergência. É composto por 17 Ministérios e envolve mais de 25 órgãos da administração Pública (BRASIL, 2013). Estabelecer procedimentos e responsabilidades para cada ente é um desafio enorme a ser superado, principalmente porque as atividades de rotina da maioria de seus integrantes não têm relação direta com a exploração e produção de petróleo no mar (PEDROSA, 2017); (AMORIM, 2017); (OLIVEIRA, 2017).

O Grupo de Acompanhamento e Avaliação – GAA, composto pela Marinha do Brasil, IBAMA e ANP, é responsável, sempre que acionado, por acompanhar e avaliar incidentes de poluição por óleo. O GAA também é responsável pela definição da significância do incidente, classificando-a como nacional ou não. Constatada a significância nacional do incidente, será designado o Coordenador Operacional e o PNC, acionado. Outra hipótese de acionamento de PNC se dá quando as ações de resposta adotadas pelo PEI ou pelo Plano de Área correspondente se mostrarem insuficientes, ou ainda, por solicitação de ajuda do poluidor (BRASIL, 2013).

De forma geral, um incidente será tratado como de significância nacional quando houver possibilidade de toque de óleo na costa ou em áreas de alta sensibilidade ambiental (PEDROSA, 2017); (AMORIM, 2017); (OLIVEIRA, 2017). Constatado o risco de toque de óleo na costa brasileira, o GAA entrará em contato com os órgãos estaduais do Meio Ambiente de cada um dos Estados potencialmente afetados e com o representante do Ministério da Saúde no Comitê de Suporte, independentemente de o incidente ser considerado como de significância nacional (BRASIL, 2013).

O volume de óleo derramado ou que possa vir a ser derramado, incidentes que envolvam incêndios de grandes proporções e que possam provocar poluição por óleo, possibilidade de se atingir águas jurisdicionais de outros países, ou ainda, ocasiões em que não seja possível a identificação do poluidor e a região não estiver coberta por um Plano de Área, são prerrogativas para acionamento do PNC (BRASIL, 2013).

O Coordenador Operacional – CO é a principal figura executiva do PNC. Durante as ações de resposta a emergências, o CO atuará sob o sistema de comando unificado de modo a exercer a coordenação do PNC e adotar ações de facilitação e ampliação da capacidade de resposta do poluidor. Será designado pela Marinha, para incidentes em águas marítimas, pelo Ibama, para incidentes em águas interiores ou pela ANP, nos casos que envolvam estruturas de perfuração e produção de petróleo (BRASIL, 2013).

O PNC não possui Estrutura Organizacional de Resposta. De acordo com a Lei 9.966/2000, o poluidor é o responsável por todas as medidas de caráter operacional nas ações de resposta a derramamentos de óleo.

Por outro lado, o PNC estabelece responsabilidades a diversos órgãos da administração pública e cria procedimentos para serem acionados em caso de acidentes de significância nacional. (BRASIL, 2013). A articulação institucional entre os diversos órgãos públicos deve ser baseada em protocolos, procedimentos e planos de ação específicos quando do acionamento do PNC.

A articulação institucional é um dos pontos mais vulneráveis sobre a implementação de instrumentos do PNC. Os planos de ação dos órgãos ambientais estaduais e municipais em incidentes de poluição por óleo, e a sua correlação com os procedimentos internos do IBAMA estão em fase primária de definição. Existe a necessidade de estabelecimento de diversos protocolos, tais como: contingência para atuação em feriados, procedimentos e protocolos internos ao comitê de suporte e criação dos anexos ao Manual do PNC (AMORIM, 2017).

O IBAMA tem o papel central de orientar e apoiar de ações relacionadas à prevenção e à resposta a incidentes de poluição por óleo. Dentre suas atribuições está desenvolver, implantar e operar um dos principais instrumentos do PNC: o Sisnóleo – Sistema de Informações Sobre Incidentes de Poluição por Óleo em Águas Sob Jurisdição Nacional, que tem como objetivo consolidar e disseminar, em tempo real, informação geográfica sobre prevenção, preparação e resposta a incidentes de poluição por óleo (BRASIL, 2013).

No que se refere a instauração do Sisnóleo, os principais avanços são descritos abaixo (AMORIM, 2017):

- SIEMA⁸¹: principal canal de comunicação de emergências entre as empresas e o IBAMA. O próximo passo da sua implementação se dará pela disponibilização dos formulários do PNC na sua plataforma digital.
- Plano de Proteção e Limpeza de Costa (PPLC)⁸²: fruto de um ACT entre IBAMA e IBP, o PPLC foi lançado em abril de 2014. O IBAMA integrou os dados do projeto ao SISNÓLEO, e atualmente estão em fase de criação e comunicação da base de dados;

⁸¹ <http://www.ibama.gov.br/emergencias-ambientais/comunicado-de-acidente-ambiental>

⁸² O PPLC e demais iniciativas desse ACT serão discutidas no próximo subitem desse capítulo.

- Fundo Reino Unido para Estruturação: o IBAMA ganhou o referido edital. Um dos principais objetivos do programa é a detecção de feições (manchas) suspeitas. Atualmente encontra-se em fase de calibração.

A ANP tem o papel de oferecer suporte à segurança operacional das instalações de exploração e produção de petróleo. Além disso, tem a prerrogativa de oferecer suporte ao desenvolvimento e operação do Sisnóleo e manter sua base de dados permanentemente atualizada, em especial no que se refere às instalações que possam causar incidentes de poluição por óleo (BRASIL, 2013). Essas informações já são disponibilizadas no site da ANP e serão interligadas ao Sisnóleo quando convocado pelo IBAMA (assim que o sistema atingir essa fase de implementação) (PEDROSA, 2017).

3.4.1.2 Realização de Simulados e Exercícios de Significância Nacional

O primeiro exercício simulado, na forma de um seminário, foi em junho de 2016. Na ocasião foi mobilizado o Comitê de Suporte e também uma equipe do ITOPF, que se encontrava no Brasil. Chegou-se à conclusão que é melhor estabelecer o Centro de Operações dentro do Centro de Comando do Poluidor. Os principais pontos a serem melhorados se referem à participação da Receita Federal e Ministério do Trabalho, ambos pertencentes ao Comitê de Suporte, já que, em caso de acidente de significância nacional, será necessário importar rapidamente materiais e equipes de trabalho, e esses dois órgãos públicos são, respectivamente, responsáveis por esses processos. Destaca-se que esses órgãos não participaram do exercício em questão (PEDROSA, 2017); (OLIVEIRA, 2017).

A realização de exercícios simulados é parte fundamental da estruturação do PNC, pois tem por objetivo estabelecer e testar os procedimentos referentes a atuação dos diversos órgãos da administração pública, suas respectivas interfaces com o setor privado e com a sociedade de forma geral, principalmente a interlocução com a mídia em caso de evento de derramamento de óleo de significância nacional. A realização desses exercícios permite a melhoria contínua no desenvolvimento de processos administrativos e de instrumentos de gestão (OLIVEIRA, 2017).

O próximo simulado do PNC está prevista para ser realizado em 2018, onde haverá grande mobilização do comitê de suporte, justamente para tratar dos pontos que foram levantados no último exercício realizado. Haverá participação da indústria de forma ativa (ou seja, provocando o poder público), pois essa é uma demanda das empresas que trabalham na área. O cenário acidental provavelmente será na região da Bacia da Foz do Amazonas (norte do país), justamente para tratar de gargalos logísticos e de infraestrutura

do país. A ideia também é utilizar os formulários do *Incident Command System* (PEDROSA, 2017); (AMORIM, 2017).

O exercício será realizado na forma de um simulado orientado. Será colocado um cenário de derramamento de óleo de significância nacional, de modo a estabelecer a responsabilidade da empresa (poluidor) no que se refere a resposta operacional imediata e estabelecimento de protocolos de articulação com o poder público, como, por exemplo, acionamento dos representantes da Receita Federal no Comitê de Suporte para a rápida importação de barreiras e dispersantes químicos. O exercício ainda contará com a mobilização do Comitê Executivo e GAA. É importante destacar que as intervenções do poder público são no sentido de facilitar as ações de resposta do poluidor, e não nas ações operacionais em campo para o recolhimento de óleo (AMORIM, 2017).

A DPC/Marinha promove diversas atividades no sentido de capacitar seu pessoal e promover qualificação em atividades de resposta a emergências. Nesse sentido, pode-se destacar a participação em eventos internacionais sobre derramamento de óleo, dentre eles a Rede Operativa da IMO – América do Sul + Caribe (em 2016), a participação no encontro Mobilização, Preparo e Resposta - Mobex Amazônia⁸³ (em 2010) e a mobilização internacional da Arpel⁸⁴ (em agosto/2017) (OLIVEIRA, 2017).

Foi decidido que haveriam dotações orçamentárias específicas alocadas no orçamento geral da União, de modo a cobrir as despesas de mobilização do PNC (PEDROSA, 2012). Porém, o que vem acontecendo na prática é que não há liberação de verbas dedicadas a estruturação do PNC, e os órgãos devem contemplar os custos dessas atividades no seu orçamento (PEDROSA, 2017); (AMORIM, 2017); (OLIVEIRA, 2017).

3.4.1.3 Financiamento e Compensação de Danos

Não há acordo no Governo Federal sobre qual ente do poder público é o responsável por incidentes de origem desconhecida. O parecer da Procuradoria Federal junto à ANP se manifestou dizendo que cabe ao Comitê Executivo deliberar sobre a forma como a requisição deverá ser operacionalizada e as condições para o ressarcimento dos agentes requisitados. O MMA deve tomar a decisão de como o ressarcimento irá ocorrer e

⁸³ Promovido pela Clean Caribbean & Americas (CCA), Petrobras e Marinha do Brasil, foi pela primeira vez foi organizado no Brasil. O exercício, primeiro realizado em águas fluviais, envolveu a simulação equivalente ao derramamento de 800 mil litros de petróleo no Rio Negro. Na ocasião, foram utilizadas pipocas para representar o óleo na água.

⁸⁴ Regional Association of Oil, Gas and Biofuels Sector Companies in Latin America and The Caribbean.

não obrigatoriamente arcar com os custos do ressarcimento. É um assunto sobre o qual ainda não há definição (PEDROSA, 2017).

É importante destacar que todos os custos que recaiam sobre o Estado nas operações de resposta a derramamento de óleo deverão ser integralmente ressarcidos pelo poluidor (BRASIL, 2000); (BRASIL, 1998).

Com relação à participação em convenções internacionais relacionadas à poluição por óleo, o Brasil promulgou quatro delas (PEDROSA, 2012):

- CLC/69: promulgada pelo decreto nº 79.437/77 e regulamentada pelo decreto nº 83.540/79 (CCA-IMO, 2011a). O regime da convenção foi modificado em 1992 – CLC/92, mas o Brasil não é parte contratante;
- INTERVENTION/69 e seu protocolo de 73 foram promulgados em 2008, pelo decreto nº 6.478;
- MARPOL 73, o protocolo de 78 e os anexos I a V, foram promulgados no Brasil por meio do decreto nº 2.508/98. O Brasil ratificou o protocolo de 97 (anexo VI) em 2010, mas a sua promulgação, por meio de decreto presidencial, ainda não ocorreu;
- OPRC/90 foi promulgada no Brasil por intermédio do decreto nº 2.870/98. O protocolo de 2000 (Prot-HNS) não foi ratificado.

No entanto, o Brasil não aderiu as Convenções que permitem o acionamento de Fundos Internacionais para Compensação de Danos Causados por Poluição por Óleo: FUND/71, FUND/92 e Supp Fund/03 (PEDROSA, 2012).

3.4.2 Alerta e Sensoriamento

A Marinha do Brasil realiza, no caso do acionamento do PNC, o controle do tráfego marítimo na área do incidente de poluição por óleo, disseminando as informações de interesse para segurança da navegação (OLIVEIRA, 2017); (BRASIL, 2013).

O Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil fornece informações hidroceanográficas e previsões meteorológicas nas áreas de sua responsabilidade e de interesse para as ações de resposta. Por meio do Sistema de Informações sobre Tráfego Marítimo - SISTRAM, fornece informações sobre navios e embarcações que possam ter causado incidentes de poluição por óleo no mar (BRASIL, 2013); (OLIVEIRA, 2017).

Além disso, a Marinha do Brasil também é responsável por ativar a Carta Internacional “*Space and Major Disasters*”⁸⁵, associação mundial que visa fornecer um sistema unificado de aquisição e entrega de dados espaciais acerca de impactos ambientais, sempre que solicitado pelo Grupo de Acompanhamento e Controle do Plano Nacional de Contingência do Brasil (THE INTERNATIONAL CHARTER, 2000).

O Ibama também trabalha com monitoração da poluição por óleo no mar através de imagens de satélite, através de uma parceria estabelecida com a Agência Europeia de Segurança Marítima (EMSA, do inglês *European Maritime Safety Agency*). A EMSA fornece gratuitamente as imagens ao Ibama, que trabalha no sentido de estabelecer correlações entre as imagens e diversos dados de monitoração e auditorias ambientais que estão em poder no órgão ambiental (AMORIM, 2017).

Qualquer incidente⁸⁶ nas atividades de exploração e produção de petróleo no mar deve ser imediatamente comunicado ao IBAMA e ANP, e a empresa poluidora é obrigada a ressarcir os órgãos competentes pelas despesas por eles efetuadas para o controle ou minimização da poluição causada, independentemente de prévia autorização, além de pagamento de multa e de todos os custos referentes às ações de interrupção do vazamento, resposta e restauração do ambiente atingido (BRASIL, 2000).

Conforme diretriz da Instrução Normativa IBAMA Nº 15/2014, tal notificação deverá ser realizada através do SIEMA – Sistema Nacional de Emergências Ambientais (<https://servicos.ibama.gov.br/siema/>). Adicionalmente, conforme a Resolução ANP Nº 44/2009, a comunicação inicial a esta agência deverá ser feita através do SISO – Sistema Integrado de Segurança Operacional (<https://app2.anp.gov.br/siso/>). Caso os sistemas se encontrem inoperantes, nos sites dos respectivos órgãos públicos são informados telefones e e-mails para contato e comunicação imediata.

Além da observação visual, a identificação de um derramamento de óleo a partir da unidade de perfuração é realizada a partir de sensores de equipamentos e controle de parâmetros existentes na plataforma e nas suas embarcações de apoio. Em caso de incidente com derramamento de óleo no mar, as estratégias para avaliação e monitoramento da mancha incluem Observação Visual por Embarcação e por Sobrevôo; Sistemas Automatizados de Detecção de Óleo (radar e/ou balão de observação remota);

⁸⁵ Em 2011 o Brasil, através do INPE, passou a integrar a Carta Internacional “*Space and Major Disasters*”, que é fruto da III Conferência das Nações Unidas para a Exploração e Uso Pacífico do Espaço.

⁸⁶ No âmbito dessa pesquisa, aqueles com potencial de grandes derramamentos de petróleo no mar.

Bóias de Deriva (Drifting Buoys); Sensoriamento Remoto por Imagens de Satélite; Modelagem de Dispersão e Deriva de Óleo; e Amostragem de Óleo (BP, 2016).

Da mesma forma, o sistema de alerta de derramamento de óleo da área geográfica da Bacia de Campos é composto pelos sistemas de alerta de derramamento por rádio via UHF/VHF Marítimo de todas as Unidades Marítimas e Aeronaves a serviço da Petrobras na Bacia de Campos e por embarcações operando na Bacia de Campos, através da BASE 60 (PETROBRAS, 2016).

É importante ter em consideração que a análise cruzada das informações das diferentes técnicas de vigilância é um recurso de extrema importância para o entendimento do vazamento e de sua evolução, já que cada técnica possui uma capacidade específica e a possibilidade de reduzir a incerteza na aplicação ou interpretação de outras (BP, 2016).

3.5 OUTRAS INICIATIVAS NO BRASIL

Em 2013 o Ibama e o IBP assinaram um ACT que prevê a capacitação e o aprimoramento do processo de avaliação de impactos ambientais e o aperfeiçoamento da gestão ambiental, relacionados às atividades de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil (IBP, 2014).

O Plano Nacional de Ação de Emergência para Fauna Impactada por Óleo (PAE-Fauna) é resultado de um ACT entre o Ibama e o IBP, com o intuito de minimizar o impacto à fauna brasileira em casos de derramamento de óleo (IBAMA, 2017).

O PAE-Fauna consiste em seu Manual de Boas Práticas, no Plano de Proteção e Limpeza da Costa (PPLC) e no Plano de Proteção a Fauna Oleada (PPF). Essas iniciativas estão previstas PNC, que aponta a necessidade de pessoal treinado e centros especializados para garantir resgate e salvamento de animais atingidos por petróleo e seus derivados (IBAMA, 2017).

O Manual de Boas Práticas do PAE-Fauna tem como objetivo estabelecer os procedimentos para o manejo de fauna oleada e definir as estruturas mínimas necessárias aos centros e instalações utilizados durante a resposta a um incidente de poluição por óleo. O Manual deve ser utilizado para subsidiar a elaboração das ações de resposta à fauna nos PEI ou PEVO apresentados durante o processo de licenciamento ambiental federal, visando a prevenção e preparação para resposta a um vazamento de óleo e com risco de impacto à fauna (IBAMA, 2017).

Os recursos para Proteção, Atendimento e Manejo a Fauna contaminada por óleo e os Recursos para Proteção e Limpeza de Costa, alocados nas áreas de apoio operacional

à resposta (*staggering areas*), são definidos no Plano de Proteção à Fauna e no Plano de Proteção e Limpeza de Costa, respectivamente (BP, 2016), conforme exigência dos processos de licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo no mar (IBAMA, 2014).

Nesse sentido, devido a extensão da costa brasileira, e com o objetivo de desenvolver ferramentas que sejam úteis à implementação do PNC e à organização das empresas, foram incluídos, no âmbito desse ACT, dois projetos que foram inicialmente desenvolvidos e patrocinados pelas 19 empresas petrolíferas associadas ao IBP⁸⁷, são eles:

- Projeto de Proteção e Limpeza da Costa (PPLC): cobrindo todo litoral brasileiro para servir de base para a Indústria de E&P no Brasil. O projeto foi executado pela empresa O'Brien Brasil (SANDY, CESAR, *et al.*, 2014).
- Projeto de Proteção à Fauna (PPF): importante ferramenta para o Plano de Ação de Emergência para Fauna impactada por Óleo (PAE Fauna). O projeto foi executado pelas empresas Aiuká Consultoria em Soluções Ambientais Ltda e pela Witt|O'Brien's Brasil (SANDY, MOREIRA, *et al.*, 2016).

O PPLC foi desenvolvido em 4 etapas e encontra-se totalmente operacional desde 2014. A primeira etapa consistiu no desenvolvimento e determinação de um modelo sistemático de Ficha Estratégica de Resposta à Emergência (FE), que contempla informações como Ecossistema, Fisionomia e recursos biológicos predominantes, ocorrência de recursos socioeconômicos relevantes; avaliação das condições de acesso; identificação de áreas de apoio e coleta e de estratégias de resposta (proteção e limpeza) e fotografias georeferenciadas (SANDY, CESAR, *et al.*, 2014).

A segunda etapa tratou de realizar o levantamento de dados socioambientais secundários, através da revisão de literatura e publicações científicas, que incluíram as Carta SÃO, enquanto a terceira etapa consistiu na realização de pesquisa de campo a fim de obter informações *in loco* para validar e complementar os dados secundários, validar o Índice de Sensibilidade Ambiental (ISL) e definir as estratégias de proteção e limpeza para cada localidade. Por fim, a quarta etapa visou a consolidação dos dados secundários e das informações coletadas em campo nas FE, que foram ainda complementadas por registros de informações úteis de cada município, tais como: hospitais, portos, aeroportos, polícia e

⁸⁷ São 19 empresas: Anadarko, BP, BG Group, Chevron, Ecopetrol, Exxon Mobil, Maersk Oil, OGPar, Perenco, Petrobras, Petrorio, Premier Oil, Queiroz Galvão Exploração e Produção, Repsol Sinopec, Shell, Sonangol Starfish, Statoil, Total e Vanco Exploração.

defesa civil. Todo conhecimento gerado foi integrado em um Sistema de Informação Geográfica (SIG) (SANDY, CESAR, *et al.*, 2014).

A Figura 18 detalha os critérios estabelecidos no Projeto de Proteção e Limpeza de Costa, de modo a definir as áreas prioritárias para proteção em casos de vazamento acidental de óleo.

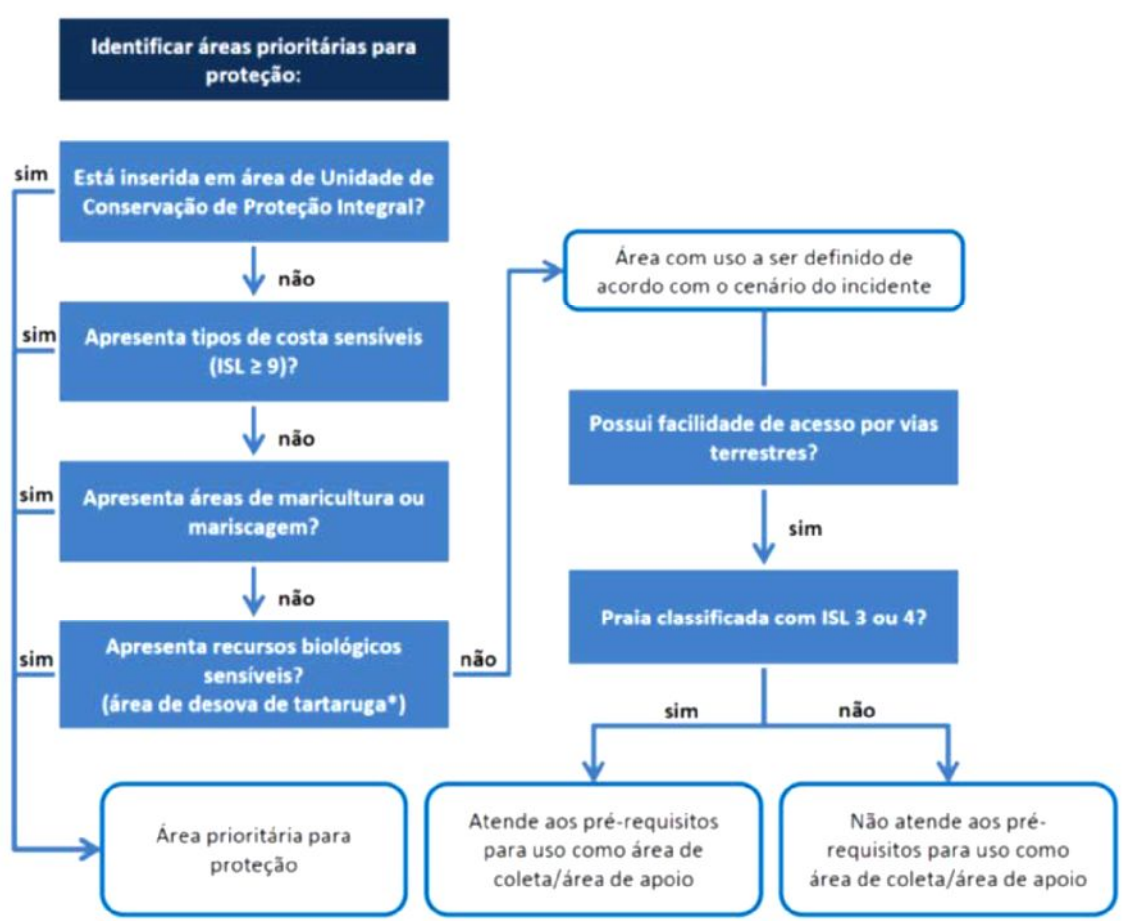


Figura 18 - Critérios de identificação de áreas prioritárias do PPLC.

Fonte: (SANDY, CESAR, *et al.*, 2014).

O PPF foi finalizado em 2016, e obteve sucesso em identificar 355 espécies prioritárias para preservação, sendo 164 aves, 84 répteis e anfíbios, e 104 mamíferos, bem como 256 áreas prioritárias para preservação em casos de vazamentos acidentais com óleo (SANDY, MOREIRA, *et al.*, 2016).

Com base nas informações geradas e no estabelecimento de um banco de dados, cada empresa passa a possuir informações suficientes para a elaboração de seus

respectivos PPF, a partir dos resultados das modelagens de óleo e localização das suas bases de apoio operacionais e dos recursos disponíveis (SANDY, MOREIRA, *et al.*, 2016).

Estes planos, PPLC e PPF, são documentos essenciais para as empresas operadoras, uma vez que propiciam uma análise estratégica da resposta à emergência para os planejamentos dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, além de facilitar o trabalho do órgão ambiental no que se refere aos processos de licenciamento ambiental dessas atividades (SANDY, MOREIRA, *et al.*, 2016).

Visando uma visão integrada, o banco de dados do PPF foi incorporado ao banco de dados do PPLC, e de modo a garantir a visualização das informações de forma rápida, ágil e eficiente, as informações foram disponibilizadas em formato *WebGis online* e estarão disponíveis no endereço www.marem-br.com.br (SANDY, MOREIRA, *et al.*, 2016).

A execução de projetos como esses e no âmbito de um ACT favorecerá a atuação conjunta entre empresas e órgãos governamentais, uma vez que todas as partes estarão familiarizadas com o produto gerado, ampliando o conceito de parceria e cooperação entre as empresas e o poder público em caso de grandes vazamentos de petróleo com potencial impacto no litoral (SANDY, MOREIRA, *et al.*, 2016).

No âmbitos das medidas mitigadoras e compensatórias do Licenciamento Ambiental, o IBAMA concebeu e estabelece a adesão das empresas a diversos projetos de controle e monitoração ambiental, tais como: Projeto de Monitoramento Ambiental (monitoração com ROV do fundo do mar, de modo a avaliar os locais de perfuração e deposição de cascalhos e fluido de perfuração); Projeto de Monitoramento de Praias (identificação e registro de impactos ambientais das atividades de E&P *offshore* que se manifestem na orla marítima); Projeto de Controle da Poluição (conforme Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 01/11, o PCP é mandatório para todas as atividades de exploração e produção de petróleo no mar e tem como objetivo promover a máxima redução de emissão resíduos sólidos, efluentes líquidos e emissões atmosféricas oriundos dessa atividade) (IBAMA, 2014).

4. AVALIAÇÃO DOS MECANISMOS DE PREVENÇÃO E RESPOSTA A DERRAMENTO DE PETRÓLEO NO MAR E RECOMENDAÇÕES PARA O BRASIL

A partir da exposição realizada nos capítulos anteriores, o presente capítulo avalia e discute as melhores práticas e tendências internacionais que poderiam ser incorporadas à estruturação dos MPRDPM no Brasil.

4.1 DIMENSÃO DO RISCO NOS MECANISMOS LEGAIS E REGULATÓRIOS

4.1.1 Avaliação Ambiental de Área Sedimentar

Os grupos sociais que participam da tomada de decisão quanto a exploração e produção de petróleo, não são os mesmos que sofrem as consequências dos impactos ambientais no caso de incidentes de derramamento de óleo (WALKER, 2017). A adoção de critérios sociais de tolerabilidade ao risco poderia indicar uma maneira de balancear os riscos que são tomados por diversas partes interessadas nas atividades de E&P de petróleo.

Tal forma de debate poderia ocorrer durante a realização dos EAAS. A sugestão dessa iniciativa se dá no sentido de reunir órgãos ambientais, universidades, associações da sociedade civil e do setor privado de determinada região e promover a inserção desses atores nas ações de resposta a incidentes de derramamento de óleo no mar e recuperação de áreas atingidas.

Ao participar do dimensionamento da resposta, preparação logística, inventário de recursos humanos e materiais, exercícios simulados e treinamento nas ações de recuperação de áreas atingidas, os diversos atores potencialmente atingidos em caso de incidentes de derramamento de petróleo são inseridos nas decisões estratégicas de exploração desses recursos e passariam a desenvolver mecanismos de percepção e ação em caso de emergência.

A elaboração dos referidos estudos, bem como suas etapas de consulta pública, pode promover a discussão, em primeiro momento, de percepção do risco inerente às atividades de E&P de petróleo naquela região, e consequente desenvolver métodos para

estabelecimento de critérios sociais de tolerabilidade ao risco que sejam absorvidos no processo de elaboração das AAAS, conforme sugerido por (WALKER, PAVIA, *et al.*, 2015).

Com base no conhecimento regional que essas três partes possuem, as relações entre os Componentes de Valor Ambiental, Tempo de Recuperação do Dano e o Tempo de Recorrência poderiam ser embasadas, discutidas e definidas através de uma ótica muito mais acurada e realista, ao invés de ser baseada meramente em análises de valoração microeconômica, ou pelo estabelecimento de outros critérios sem qualquer embasamento científico.

Metodologicamente, o Ibama e as operadoras de petróleo utilizam técnicas modernas e com alto requinte de detalhamento de dados e simulações computacionais para os estudos de análise de risco ambiental, equiparando-se, como pode ser visto, a países como a Noruega. Ressalta-se, ainda, que todos esses estudos requeridos pelo licenciamento ambiental poderiam ser úteis para a criação de uma base de dados nacional e com detalhamento regional, de modo a subsidiar as AAAS.

A atuação da população local nas ações de resposta ao derramamento de óleo também é observada na Noruega, através das IUAs, seja pela mobilização de barcos pesqueiros para a contingência, ou então pelas ações de limpeza de praias e costões tocados por óleo. Todas essas ações poderiam ser planejadas e executadas aproveitando recursos disponíveis na região, por intermédio dos Estudos Ambientais de Área Sedimentar.

4.1.2 Estudo Ambiental de Perfuração

As ARA realizadas no contexto do EAP, no processo de licenciamento ambiental de empreendimentos de exploração e produção de petróleo *offshore* podem ter alguns critérios de elaboração mais detalhados, conforme sugerido por (IBP, 2014). Notadamente, o tempo de duração do *blowout* pode ser melhor adaptado a exequibilidade de mobilização dos recursos dos PEI.

O tempo determinado de 30 dias de vazamento ininterrupto pode não condizer com os cronogramas reais de mobilização de equipamentos previstos em PEI típicos desses empreendimentos, tampouco com o período de mobilização menor conseguido em regiões com maior disponibilidade de infraestrutura, como o caso da bacia de campos. De modo a exemplificar, serão analisados dois casos distintos, conforme a seguir.

A Figura 19 indica a vulnerabilidade de toque de óleo na costa brasileira, durante o inverno, para cenários de descarga de pior caso para vazamentos ininterruptos de 30 dias

proveniente das atividades de exploração e produção na Área Geográfica da Bacia de Campos.

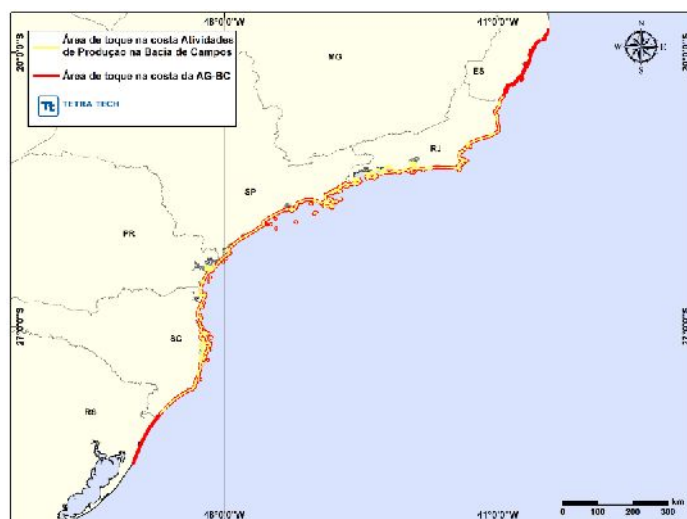


Figura 19 - Mapa de sobreposição de toque de óleo na costa das atividades de E&P na AGBC.

Fonte: (PETROBRAS, 2016).

Já a Figura 20 ilustra a descarga de pior caso após vazamento ininterrupto de 30 dias, proveniente das atividades de perfuração na Bacia de Barreirinhas – MA. No canto inferior direito é apresentado o detalhe da região. Destaca-se que a figura exposta abaixo é um recorte do original, que é apresentado como Apêndice “E”, ao final desta dissertação. As áreas em verde indicam Áreas de Proteção Ambiental, enquanto a linha rosa indica Área de Pesca.

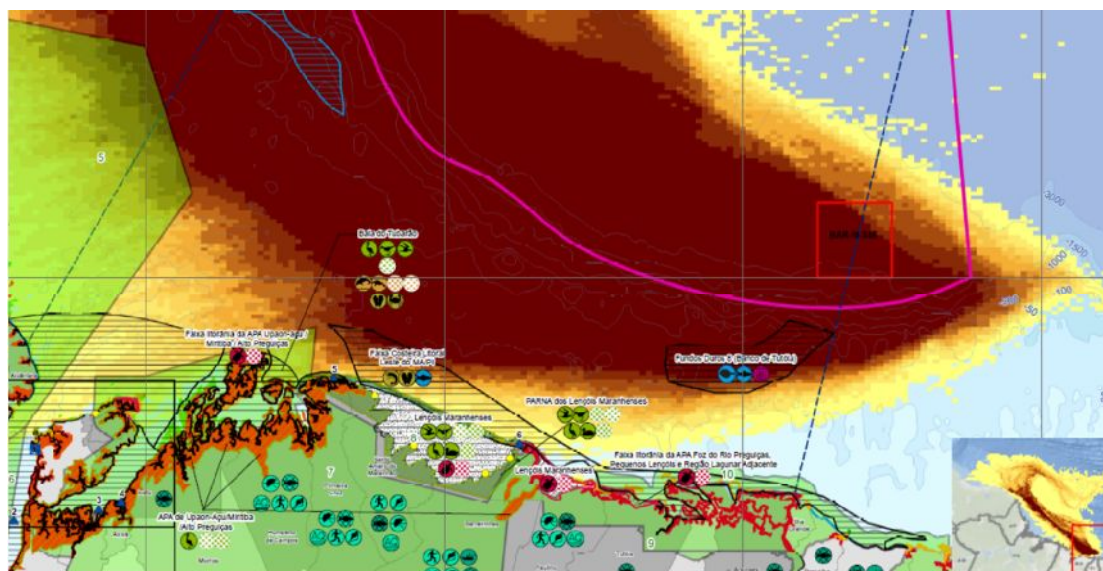


Figura 20 - Mapa de Vulnerabilidade Ambiental do Cenário de Pior Caso das atividades de perfuração na Bacia de Barreirinhas (inverno).

Fonte: adaptado de (BP, 2016).

O mapa de sensibilidade ao toque de óleo na costa que pertence ao PEVO-BC, como pode ser visto, possui qualidade e nível de detalhamento muito inferior em comparação àqueles apresentados no PEI da BP Energy. Tal fato se dá por conta da diferença das exigências à época dos respectivos processos de licenciamento ambiental. Porém, é importante ressaltar que não há exigência no TR que as empresas devem possuir capacidade de mobilizar recursos em tempo hábil antes do óleo tocar na costa, nem critérios específicos para ações de perda de controle de poço.

Em caso de *blowout* e falha na ativação do BOP, é necessário que sejam estabelecidas ações de controle do vazamento na fonte. Tais recursos envolvem, em primeira medida, a tentativa de contenção através da utilização dos recursos da OSRL, e em segunda medida, a perfuração de poços de alívio.

A mobilização dos componentes de intervenção da OSRL em Angra dos Reis para a região Norte do Brasil⁸⁸ e demais ações de natureza logística e de engenharia que devem ser tomadas para que a solução de controle do vazamento seja obtida pode levar de 30 a 60 dias (BP, 2016). Já a mobilização desses recursos para a bacia de Santos foi simulada em um exercício realizado pela Petrobras em 2015 e a tarefa foi concluída com sucesso após 14 dias (DE PAULA, 2016).

O tempo de mobilização dos recursos para a região norte do país permitem que ocorram severos impactos socioambientais em caso de incidentes de perda de controle de poço, principalmente no que se refere às atividades de empresas que não possuem a estrutura dedicada de resposta a emergência da Petrobras, como parece ser o caso da BP Energy (se tal estrutura existe, não foi explicitada nos documentos apresentados no processo de licenciamento ambiental).

A partir dos cenários de perda de controle de poço e descargas de pior caso, é possível afirmar que a costa brasileira se encontra vulnerável ao toque de óleo no caso de ocorrerem incidentes como esses. É possível ainda verificar que áreas de pesca serão acometidas pela mancha de óleo, além de estuários, regiões de relevância turística e de valor cultural, como pode ser melhor observado nos mapas do Apêndice “E”.

⁸⁸ Referente às atividades de perfuração na margem equatorial brasileira, especificamente para Barreirinhas – MA, nesse caso.

As regiões com mais maturidade de atividades de exploração e produção de petróleo no mar e maior infraestrutura logística disponível, como a Bacia de Campos, possuem os recursos da OSRL muito próximos e com capacidade de mobilização em relativo curto espaço de tempo (14 dias, no caso da Petrobras), o que pode implicar em impactos ambientais de menor severidade em caso de eventos de perda de controle de poço.

Da mesma forma, o PEVO-BC trata do assunto com muito mais detalhes, explicitando procedimentos, EOR e mobilização de recursos, apesar de não informar um prazo médio para a conclusão de tais medidas. A BP Energy estima que pode levar de 90 a 150 dias para a perfuração e poços de alívio na Bacia de Barreirinhas.

Nesse sentido, sugere-se a adoção de critérios específicos para cada ARA que sejam condizentes com o tempo de mobilização de recursos em caso de eventos de perda de controle de poço. Ou seja, no caso apresentado para a Bacia de Barreirinhas (Figura 20), as simulações de dispersão de óleo poderiam levar também em consideração os tempos de 60, 90 e 150 dias de derramamento de óleo ininterrupto – ou então cenários em que o descontrole de poço estivesse acontecendo ao mesmo tempo que as ações de resposta ao óleo no mar. Tal tratativa permitiria maior entendimento da dimensão do risco ambiental associado a atividade, e poderia impulsionar o maior comprometimento das operadoras em detalhar esses procedimentos e disponibilização de recursos para casos de emergências de significância nacional.

Da mesma forma, no caso apresentado para a Bacia de Campos (Figura 19), como a estrutura de resposta à perda de controle de poço consegue ser mobilizada em 14 dias, esse tipo de informação poderia ser levado em consideração quando da realização de novos EAP, ou no momento de renovação de LO, de modo a avaliar a vulnerabilidade de toque de óleo na costa mesmo em regiões com ampla infraestrutura de resposta a emergências mobilizada.

4.1.3 Segurança Operacional

Outro fator preponderante para a prevenção de derramamento de óleo no mar se refere à segurança operacional das atividades de exploração e produção de petróleo. O foco não deve se restringir, apenas, ao estabelecimento de normas e padrões de segurança. Questões sobre quais metodologias de análise de risco da segurança operacional e quais os critérios de aceitabilidade estão sendo empregados, bem como os dispositivos de segurança e demais ações que devem ser combinados para alcançar níveis

de risco aceitáveis são peças fundamentais para garantir a segurança da vida humana, do meio ambiente e das atividades econômicas (CHRISTOU e KONSTANTINIDOU, 2012).

Desenvolver novas metodologias de análise de risco da segurança operacional, que englobem fatores humanos e organizacionais, é a tendência internacional da pesquisa científica no assunto. Além disso, o estabelecimento de critérios de aceitabilidade ao risco deve ser definido pelo regulador, e não pelos operadores. Quando tais critérios são definidos a partir de uma lógica privada, unicamente baseada em custos-benefícios financeiros, a sociedade acaba por sofrer com as externalidades negativas inerentes às atividades de exploração e produção de petróleo em águas profundas (ABRAHAMSEN e AVEN, 2011).

Conforme apontado por (MENDES, HALL, *et al.*, 2014), apesar da ANP exigir o investimento de 1% das receitas dos operadores em atividades de pesquisa e desenvolvimento, não existe um instrumento regulatório que direcione esses recursos para pesquisas relacionadas à segurança operacional e meio ambiente. Contudo, as indicações na literatura sobre qual a proporção entre investimentos em P&D deve ser alocada entre projetos que envolvam melhoria da segurança operacional e aumento de produtividade ainda parece ser realizada de forma arbitrária.

4.2 INSTRUMENTOS DE GESTÃO PRIVADA

4.2.1 Plano de Emergência Individual

No que se refere às ações de resposta ao derramamento de óleo no mar, com a promulgação da CONAMA 482/2017 que trata da queima controlada, o Brasil se alinhou à comunidade internacional no que se refere às medidas que podem ser empregadas para as ações de resposta a derramamentos de óleo no mar. O CONAMA, então, já fornece diretrizes para as três principais técnicas de resposta ao derramamento de óleo no mar: contenção e dispersão mecânica, dispersão química em superfície e subaquática e a queima controlada.

Um ponto crítico da utilização da técnica de dispersão química é a falta de variedade de produtos químicos aprovados pelo Ibama para a utilização nesse tipo de resposta. Conforme apontado por (KAMMRADT, 2017), somente o COREXIT é aprovado para uso em águas nacionais. No caso de um incidente de significância nacional, pode haver necessidade de importação e utilização de outros produtos, devido aos estoques disponíveis. Aprovar esse tipo de medida durante um evento de significância nacional será muito mais complexo do que levar a cabo esses estudos de forma preventiva.

Conforme ressaltado no item 4.1.2, não há exigência do IBAMA por critérios específicos para ações de perda de controle de poço a ser contempladas nos PEI durante o processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos. Observa-se a necessidade de trabalho em conjunto entre o IBAMA e a ANP no sentido de avaliar e determinar as melhores opções e soluções tecnológicas no caso de necessidade de mobilização de recursos de resposta ao *blowout*. Tal exigência já é observada em países como a Noruega e Reino Unido, enquanto no Canadá o assunto é tratado em um Plano de Emergência específico para perfurações na região do ártico.

A BP Energy estima que pode levar de 90 a 150 dias para a perfuração e poços de alívio na Bacia de Barreirinhas, mas não são apresentados quaisquer detalhes sobre esse tipo de ação no respectivo PEI. A empresa se refere a necessidade de estabelecer acordos e contratos mútuos com outras operadoras, no sentido de liberação e/ou compartilhamento de sondas de perfuração e outras embarcações para essa atividade, sem, contudo, explicitar se esses contratos já foram celebrados (pelo menos para outras bacias onde a empresa já possui Licença de Operação), tampouco quais empresas poderiam ser parceiras (BP, 2016).

Outro ponto que merece destaque no referido PEI é a falta de explicitação e detalhes desse tipo de mobilização. É apenas citado que essas ações são baseadas no “Plano de Ativação do Sistema de Intervenção e Coleta da BP Energy do Brasil”, enquanto no PEVO-BC, referente a área geográfica da Bacia de Campos, são explicitados procedimentos, EOR, e demais estruturas e responsabilidades para a execução de tarefa de tal complexidade.

Nesse sentido, sugere-se que o órgão ambiental e a agência reguladora das atividades de E&P de petróleo *offshore*, IBAMA e ANP, respectivamente, passem a exigir e avaliar de maneira mais específica as ações de resposta a perda de controle de poço contempladas nos PEI referentes a empreendimentos de exploração e produção de petróleo no mar.

4.2.2 Compartilhamento de recursos entre as empresas operadoras

Em consequência do *blowout* de Macondo, as grandes empresas mundiais de petróleo se associaram à OSRL e, desde então, compartilham os custos e recursos que devem ser postos em campo em casos de eventos extremos, como é o caso da perda de controle de poço. Esse, sem dúvidas, é um grande avanço do setor.

Graças a participação da Petrobras na OSRL, hoje as grandes empresas petrolíferas internacionais que atuam no Brasil podem contar com o SWIS alocado no CDA de Angra dos Reis, pois os custos referentes a mobilização desses ativos são compartilhados entre essas empresas (KAMMRADT, 2017).

As grandes operadoras de petróleo são associadas a organizações internacionais de resposta a derramamento de óleo, possuem seguros específicos para derramamento de óleo e outras que possuem seguros para os ativos (plataformas) e que participam de clubes de P&D (PEDROSA, 2017). No Reino Unido são exigidas também garantias financeiras de que os operadores são capazes de arcar com os custos envolvidos em ações de contingência de incidentes de significância nacional, através da associação à OPOL (PEDROSA, 2012).

A estrutura de resposta à emergência da Petrobras é dominante no país, e é única com recursos dedicados para acidentes de significância nacional. Conforme apontado por (PEDROSA, 2012), já em 2011 o mercado de exploração e produção de petróleo e gás natural brasileiro contava com a participação de cerca de 80 concessionários. Tal fato, somado à Lei Nº 13.365/2016, que faculta a participação da Petrobras no polígono do Pré-Sal, reforça a inadmissibilidade da Petrobras ser a única operadora a possuir grande estrutura de resposta a emergência mobilizada, principalmente no que se refere aos recursos para lidar com derramamentos de óleo de significância nacional.

Nesse sentido, seria interessante a associação de todas operadoras (nacionais e internacionais, de pequeno e grande porte) que atuam no Brasil em uma única empresa de resposta ao derramamento de óleo, e que essa empresa deve ser associada a OSRL. Assim, todas as operações de perfuração de poços em bacias sedimentares marítimas brasileiras teriam a sua disposição os recursos necessários para controle de vazamento decorrente de perda de controle de poço. Sugere-se também a associação do governo federal a essa empresa, possibilitando, assim, a criação de um mecanismo de compensação no caso de resposta a manchas de óleo de origem desconhecida, grande impasse na definição entre o governo federal e setor privado no estabelecimento do Plano de Área da Bacia de Campos (KAMMRADT, 2017).

A associação do setor privado em empresas específicas para envolvimento em ações de resposta ao derramamento de óleo no mar é observada de forma distinta no Canadá, Reino Unido e Noruega. No Canadá, somente 4 empresas são credenciadas para a prestação de serviços de resposta ao óleo no mar e em regiões geograficamente delimitadas, e todas as empresas do setor devem se associar a pelo menos uma delas.

Na Noruega essa associação se dá através da NOFO, inclusive com a participação da MCA para atuação em caso de manchas órfãs. No Reino Unido, o compartilhamento de recursos em caso de resposta a incidentes de derramamento de óleo no mar através do OCES se dá em nível internacional, contemplando a operação das empresas em diversos países naquela região do Mar do Norte.

Conforme apontado por (PEDROSA, 2012), devido à robusta estruturação do Sistema Nacional de Resposta a Emergências da Petrobras, a tendência é que essa empresa comece a compartilhar recursos com os demais operadores.

Nesse sentido, permitir e fomentar a associação das operadores de petróleo em uma única empresa, que pode inclusive contar com algum tipo de participação do Ibama/MMA ou DPC/Marinha para atendimento a manchas órfãs, parece ser a medida mais adequada para o estabelecimento de uma EOR para lidar com incidentes de significância nacional. Além de permitir a divisão dos custos de mobilização de equipamentos e pessoal, uma única empresa de resposta facilitaria as ações de fiscalização por parte do poder público.

4.3 INSTRUMENTOS DE GESTÃO PÚBLICA

4.3.1 Estruturação do PNC no Brasil

O primeiro ponto a ser observado ao comparar o PNC brasileiro com os demais países envolvidos nessa pesquisa é a falta de uma equipe de resposta no setor público nacional. Mesmo nos EUA, onde o Estado não possui equipamentos para agir em caso de resposta a derramamentos de óleo no mar, o Estado, representado pela Guarda-Costeira Americana e BSEE, tem capacidade de assumir e liderar as ações de resposta caso não considere que as ações de resposta por parte do poluidor não sejam adequadas. O mesmo pode ser observado no Canadá, Reino Unido e Noruega, com destaque ainda que esses países possuem muitos recursos materiais públicos a sua disposição.

O Grupo de Acompanhamento e Avaliação, concebido após os incidentes causados pela Chevron no Campo de Frade, possui somente ação fiscalizadora, e não tem por objetivo tomar ações operacionais de resposta. Dessa forma, pode-se concluir que o PNC no Brasil não possui estrutura organizacional de resposta, estando totalmente dependente da EOR definida e estabelecida pelo poluidor (e aprovada nos respectivos PEI e, em breve, nos Planos de Área). O que foi estabelecido no PNC é uma estrutura organizacional pública de apoio às ações de resposta do poluidor.

A pendência mais evidente quanto à implementação do PNC no Brasil é a falta de emissão do seu Manual. De acordo com o Decreto 8.127/2013, o manual do PNC é um documento técnico que deve conter, de forma detalhada, procedimentos operacionais, recursos humanos e materiais necessários à execução das ações de resposta em incidente de poluição por óleo de significância nacional.

Conforme foi possível observar nas entrevistas, treinar o Comitê de Suporte e dirimir problemas de hierarquia que existem no GAA são as ações mais agudas a serem tratadas. Apesar disso, a rotina de acompanhamento de incidentes com instalação de exploração e produção de petróleo *offshore* está bem implementada na ANP, inclusive com a participação do GAA (PEDROSA, 2017).

A promoção da articulação institucional é um ponto chave no estabelecimento de instrumentos eficientes e eficazes no âmbito da administração pública. Estabelecer responsabilidades e procedimentos aos órgãos da administração pública – e simular o seu acionamento, é parte fundamental da implementação de mecanismos de prevenção e resposta ao derramamento de óleo no mar no Brasil. A emissão do Manual do PNC e o estabelecimento de um Programa de Simulados a ser cumprido e documentado de forma sistemática é fundamental para a sua implementação.

A promoção da articulação institucional, inclusive, pode ser observada de maneira clara e que recebeu a devida atenção após incidentes de derramamento de óleo, como no caso dos EUA, em decorrência com a *Deepwater Horizon*, como na Austrália, em decorrência do acidente em Montara. No primeiro caso, foi promovida uma grande reforma estrutural no modelo regulatório, a partir da criação de agências distintas para tratar da concessão de áreas e para as questões relacionadas à segurança operacional e resposta a emergências. Já no caso da Austrália, foi criado o OPICC, um comitê dedicado à articulação dos órgãos públicos, setor privado e sociedade de modo geral, notadamente a imprensa, durante incidentes de significância nacional.

Dessa forma, é fundamental que o Plano Nacional se desdobre em Planos Regionais de Contingência, estabelecendo, assim, procedimentos, diretrizes e mecanismos direcionados às especificidades de cada região, principalmente no que se refere às suas condições ambientais e características socioeconômicas (CALIXTO e ROVERE, 2009). Em todos os países arrolados no âmbito dessa pesquisa, é possível observar a forte interação entre as equipes de resposta centralizadas nos respectivos PNC e seu trabalho conjunto com equipes regionais e com especialistas ambientais e de resposta ao derramamento de óleo que possuem conhecimento específico das regiões contempladas.

É importante destacar que a possibilidade de associação regional do Brasil com outros países da América Latina já foi abordada por (SOUZA FILHO, 2006) e foi considerada passível de realização em decorrência de diversos acordos e tratados internacionais firmados com países como Argentina, Uruguai e na região do Caribe.

Tais associações regionais podem ser observadas em diversas regiões tradicionalmente produtoras de petróleo, como por exemplo, na região do Ártico através do EPPR (do inglês, *Emergency Prevention, Preparedness and Response*), uma iniciativa do *Artic Council*, que é composto pelos países: Canadá, Dinamarca, Finlândia, Islândia, Noruega, Rússia, Suécia e Estados Unidos da América. O objetivo da EPPR é contribuir para a proteção do ambiente ártico contra impactos reais e potenciais em decorrência de eventos de vazamento de óleo e outras substâncias perigosas, além de questões relacionadas às consequências de desastres naturais (EPPR, 2018).

No que se refere aos mecanismos de compensação de danos causados por poluição marinha por óleo, destaca-se que o Brasil não é signatário das convenções FUND/92 ou Supp Fund/93. Mesmo que as operadoras contem com seguros e outros instrumentos de compensação financeira, em caso de um acidente que atinja áreas de alta sensibilidade ambiental, populações e atividades econômicas regionais, como turismo e pesca, os estudos para avaliação de impacto e indenização de atingidos irá ocorrer pela via judicial, e pode levar anos até que se tenha alguma definição.

Os EUA, apesar de não serem signatários de tais Convenções Internacionais, possuem um vultuoso fundo monetário, da ordem de bilhões de dólares e financiado pelo setor privado, que provém recursos em caso de ações de resposta a acidentes e indenização de atingidos. Outro ponto a ser destacado, nesse sentido, foi a recomendação do Relatório do Senado sobre o acidente com a Deepwater Horizon, para que todas as operadoras atuantes no país se associassem à OSRL (DHSG, 2011).

Canadá, Reino Unido, e Noruega são signatários das convenções supracitadas, o que dá direito ao país de acionar os Fundos Internacionais em caso de evento de poluição marinha por óleo e necessidade de compensação por danos. Nota-se que essas convenções são específicas para casos de poluição gerada por navios, e possivelmente não se aplicam a derramamentos de óleo oriundos de atividade de E&P de petróleo (PEDROSA, 2012).

A assinatura dessas convenções não resolveria o problema de compensação e indenização de danos em caso de um evento de derramamento de óleo de significância nacional, proveniente de um *blowout*, por exemplo. A necessidade de discussão e

estabelecimento de um fundo nacional no Brasil, ou mecanismo similar, para a resolução das consequências resultantes de derramamentos de óleo provenientes das instalações de exploração e produção faz-se urgente e necessária.

4.3.2 Outras iniciativas

O PPLC e o PPF, ambas iniciativas que fazem parte do Plano Nacional de Proteção a Fauna Oleada (PAE-Fauna), desenvolvido pelo Ibama, são importantíssimos avanços no que se refere à implementação de instrumentos do PNC brasileiro, bem como exemplificam que a colaboração entre o setor público e iniciativa privada podem gerar resultados positivos para a organização de uma EOR de significância nacional.

No que se refere à monitoração e ao sensoriamento do derramamento de óleo, o Ibama pretende realizar um teste piloto para contratação de serviços de monitoração por aeronaves. Está previsto para o ano de 2018 a contratação horas de sobrevoo e os analistas do órgão irão avaliar as imagens e trabalhar no sentido de obter correlações (AMORIM, 2017).

Há pontos que podem ser otimizados nas ações de alerta ao derramamento de óleo. Conforme apontados por (AMORIM, 2017), 90% das notificações de incidentes de derramamento de óleo se referem a volumes menores de 10 litros, 125 ml já é suficiente para que a notificação se transforme em processo interno no órgão ambiental. Devido à evidente ineficiência do processo, a tendência é que para esses volumes pequenos de derramamento, que são sua maioria, as respectivas ações de resposta e compensação ambiental já estejam previstas nas condicionantes dos processos de obtenção de licenças ambientais.

A criação de uma base de dados ambiental nacional também é uma excelente iniciativa que pode ser integrada ao Sisnóleo. Além disso, os resultados das correlações realizadas a partir das imagens de satélite fornecidas gratuitamente pela EMSA ao Ibama também poderiam ser integrados a essa base de dados. Ações conjuntas entre o Ibama e a DPC poderiam promover a integração do Sisnóleo ao Centro de Hidrografia da Marinha, SISTRAM, SIEMA, SISO, de modo a prover um único canal de comunicação e base de dados entre o poder público, sociedade civil e operadoras do setor.

Atualmente, o corpo técnico do Ibama avalia as imagens e, em caso de suspeita, notifica ANP e Marinha. Contudo, o órgão ambiental não possui recursos financeiros a sua disposição para que permita que seus técnicos façam todo o trabalho que poderia e deveria ser desenvolvido (AMORIM, 2017).

4.4 RECOMENDAÇÕES AO CASO BRASILEIRO

A Tabela 3 apresenta as recomendações à estruturação de mecanismos de prevenção e resposta ao derramamento de óleo no mar no Brasil de acordo com a discussão e avaliação das melhores práticas e tendências internacionais realizadas ao longo desse capítulo.

Tabela 3 - Recomendações ao Caso Brasileiro

MPRDPM		Recomendação
Mecanismos legais e regulatórios	Análise de Risco Ambiental	I. Incluir nos EAAS a participação de diversos atores em ações de contingência e recuperação de áreas atingidas por óleo, de modo a permitir a participação social nas decisões estratégicas e promover o debate de critérios sociais de aceitabilidade ao risco ambiental; Responsável: MMA e MME.
		II. Estabelecer critérios específicos sobre o tempo de simulação das descargas de pior caso contempladas nos ARA dos EAP, considerando, inclusive, ações de contingência em cenários adicionais de dispersão de óleo. Responsável: IBAMA.
	Segurança Operacional	III. Direcionar recursos de P&D dos contratos de concessão e partilha para projetos de pesquisa relacionados à segurança operacional e meio ambiente. Responsável: ANP.
Instrumentos de Gestão Privada	PEI	IV. Exigir que sejam detalhadas as ações referentes a perda de controle de poço nos PEI, durante o processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos. Responsável: IBAMA em parceria com ANP.

Instrumentos de Gestão Pública	Sistema de Resposta a Emergência de Significância Nacional	V.	Associar as operadoras petrolíferas em uma empresa única de resposta a derramamentos de óleo que tenha acesso aos recursos da OSRL. Responsável: IBAMA, ANP e setor privado.
		VI.	Promover a articulação institucional entre os órgãos da administração pública.
		VII.	Emitir o Manual do PNC, simular periodicamente o seu acionamento e documentar esses exercícios de significância nacional;
	Plano Nacional de Contingência	VIII.	Desdobrar o PNC em Planos Regionais de Contingência, incluindo países vizinhos onde for aplicável;
		IX.	Assinar as convenções internacionais e discutir a criação de um fundo nacional para compensação de danos por poluição por óleo em atividades de E&P. Responsável: Autoridade Nacional no PNC – MMA.
	Outras Iniciativas	X.	Integrar o Sisnóleo ao Centro de Hidrografia da Marinha, SISTRAM, SIEMA, SISO, e aos modelos de dispersão do óleo e também às correlações com imagens de satélite;
		XI.	Criar um banco de dados nacional com detalhamento regional com o material levantado pelos processos de licenciamento ambiental e demais programas e parcerias; Responsável: IBAMA em parceria com ANP e IBP.

Fonte: elaboração própria.

Alguns obstáculos para aplicação das recomendações propostas nesse trabalho merecem ser discutidos. Tanto o setor público quanto o setor privado possuem desafios a serem superados no estabelecimento de mecanismos de prevenção e resposta ao derramamento de petróleo no mar em atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil.

As decisões em nível estratégico, relacionadas às Políticas Energética e Ambiental, são fatores cruciais que governam todas as outras tratativas em balancear os impactos e riscos socioambientais inerentes às atividades produtivas. O princípio da precaução deve fazer parte da definição de políticas energéticas para o setor de petróleo no Brasil, tanto em campos terrestres quanto em regiões marítimas.

Nesse sentido, há de se preocupar com a expansão das atividades petrolíferas para a Margem Equatorial Brasileira. Essa região historicamente não conta com a concentração das atividades petrolíferas e carrega consigo regiões de alta vulnerabilidade socioambiental, principalmente no que se refere a incidentes que demandem complexa mobilização de recursos de contingência.

A promoção da articulação institucional na administração pública é fundamental, principalmente em um país em desenvolvimento como o Brasil. A exploração e produção de petróleo em águas profundas possui riscos intrínsecos a sua atividade, o que demanda necessidade de rigor no planejamento e organização da sua expansão. A melhoria na articulação entre os diversos órgãos públicos envolvidos direta ou indiretamente nas ações de resposta a incidentes de derramamento de óleo de significância nacional é um obstáculo que deve ser continuamente tratado, pois é evidente a carência de procedimentos, protocolos e atribuições no setor público.

A indústria petrolífera internacional possui uma postura reativa referente à cultura de segurança em suas atividades. As grandes transformações de conduta no setor, ao longo da história, são sempre observadas como consequências a incidentes desastrosos. A mudança de postura – de reativa para proativa – é um dos grandes desafios da indústria moderna de exploração e produção de petróleo mundial, sejam nas grandes operadoras, quanto nas diversas empresas de apoio e prestação de serviços do setor.

As ferramentas mencionadas ao longo desse estudo são importantes e devem ser continuamente aprimoradas. A capacidade de antecipação de perigos, sejam geológicos, tecnológicos ou de conduta, são transversais às organizações, e devem partir da alta administração e ser promovida em todos os níveis gerenciais, administrativos e operacionais.

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES FINAIS

Conforme discutido no decorrer deste trabalho, é possível observar que eventos acidentais, tais como a perda de controle de poço, podem implicar em impactos ambientais catastróficos que muitas vezes são negligenciados pela indústria de petróleo internacional, bem como pelos governos, representados por suas agências reguladoras.

A história da indústria de petróleo internacional mostra que medidas de melhoria sempre são discutidas e adotadas após incidentes acidentais de grande magnitude. Ou seja, a evolução ocorre de maneira reativa, quando os perigos deveriam ser adiantados, avaliados e tratados, como se espera de uma conduta proativa.

Essa pesquisa abordou diversos aspectos que se relacionam com a prevenção e resposta ao derramamento de óleo no mar com foco aos eventos de perda de controle de poço, cujo potencial para gerar grandes derramamentos de óleo é enorme. O objetivo foi realizar uma análise qualitativa do quadro geral brasileiro e compará-lo ao contexto internacional, longe de esgotar toda a gama de aspectos envolvidos aos riscos da indústria de exploração e produção de petróleo no mar.

A ocorrência de diversos eventos de perda de controle de poço ao longo da história da indústria petrolífera *offshore* e os impactos ambientais e socioeconômicos atrelados a esses eventos são enormes. Além de evidenciar que eventos dessa magnitude geralmente acarretam, ou deveriam acarretar, em profundas transformações na política ambiental e de desenvolvimento de campos de petróleo.

O Brasil vem expandindo suas fronteiras de exploração e produção desses recursos sem discutir com a sociedade a magnitude dos riscos associados a essas atividades. Assim, como resultado final deste trabalho, chegou-se a proposição de onze recomendações que visam contribuir com a estruturação de Mecanismos de Prevenção e Resposta ao Derramamento de Petróleo na exploração e produção *offshore* no Brasil:

- Incluir nos EAAS a participação de diversos atores em ações de contingência e recuperação de áreas atingidas por óleo, de modo a promover o debate de critérios sociais de aceitabilidade ao risco ambiental;
- Estabelecer critérios específicos sobre o tempo de simulação das descargas de pior caso contempladas nos ARA dos EAP, considerando, inclusive, ações de contingência em cenários adicionais de dispersão de óleo.

- Direcionar recursos de P&D dos contratos de concessão e partilha para projetos de pesquisa relacionados à segurança operacional e meio ambiente.
- Exigir que sejam detalhadas as ações referentes a perda de controle de poço nos PEI, durante o processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos.
- Associar as operadoras petrolíferas em uma empresa única de resposta a derramamentos de óleo que tenha acesso aos recursos da OSRL.
- Promover a articulação institucional entre os órgãos da administração pública.
- Emitir o Manual do PNC, simular periodicamente o seu acionamento e documentar esses exercícios de significância nacional;
- Desdobrar o PNC em Planos Regionais de Contingência, incluindo países vizinhos onde for aplicável;
- Assinar as convenções internacionais e discutir a criação de um fundo nacional para compensação de danos por poluição por óleo em atividades de E&P.
- Integrar o Sisnóleo ao Centro de Hidrografia da Marinha, SISTRAM, SIEMA, SISO, e aos modelos de dispersão do óleo e também às correlações com imagens de satélite;
- Criar um banco de dados nacional com detalhamento regional com o material levantado pelos processos de licenciamento ambiental e demais programas e parcerias;

A atual contratação dos primeiros estudos para execução das Avaliações Ambientais de Área Sedimentar vem em um momento oportuno para a discussão da percepção social ao risco para a definição das próximas áreas a serem licitadas nos leilões de blocos exploratórios. Promover a inclusão dos diversos atores sociais no planejamento das ações de resposta a incidentes de derramamento de óleo e recuperação de áreas atingidas, como visto no cenário internacional, pode ser uma excelente alternativa para criar mecanismos e metodologias que avaliem parâmetros de percepção social ao risco.

A associação de empresas operadoras de petróleo para fins de resposta a emergência é tendência mundial e pode ser uma saída interessante ao caso Brasileiro. A associação da estrutura nacional de resposta a emergência da Petrobras com os novos operadores que vem se estabelecendo na exploração e produção *offshore* no Brasil promove a melhor eficiência na alocação de recursos e gestão entre as empresas, facilita as ações de fiscalização por parte do poder público e proporciona o estabelecimento de uma EOR conjunta para ser acionada em caso de incidente de derramamento de óleo de significância nacional.

A implementação do PNC no Brasil é urgente e, apesar dos notáveis avanços, ainda está muito aquém do mínimo estabelecido pelo Decreto 8.127/2013. O Manual do PNC é

documento básico para o estabelecimento de responsabilidades e procedimentos para todos os órgãos da administração pública envolvidos em caso de seu acionamento. Promover a articulação institucional é fundamental para que esses desafios sejam superados e para que o setor público brasileiro esteja preparado para lidar com incidentes de derramamento de óleo de significância nacional, mesmo com notável menor disponibilidade de recursos quando comparado com os órgãos e agências reguladoras no cenário internacional aqui analisado.

Como sugestão de continuidade para essa pesquisa propõe-se avaliar como se dá, internacionalmente – e principalmente, após o acidente com a *Deepwater Horizon*, o direcionamento de recursos de P&D para segurança operacional e meio ambiente oriundos das atividades de exploração e produção de petróleo.

Conforme apontado por (MENDES, HALL, *et al.*, 2014), a literatura sugere apenas proporções arbitrárias de como esses recursos poderiam ser compartilhados entre as diversas linhas de pesquisa que envolvem a exploração e produção de petróleo no mar. Avaliar correlações entre investimento em P&D para prevenção e resposta a acidentes com números de segurança operacional no contexto internacional e com eventos acidentais pode ser uma tratativa interessante para melhor alocar os recursos para investimento em P&D previstos nos contratos de concessão e partilha de produção no Brasil.

A estruturação dos Mecanismos de Prevenção e Resposta ao Derramamento de Petróleo no Mar no Brasil vem melhorando nos últimos anos. Contudo, é importante destacar que mesmo países com MPRDPM bem estabelecidos, passam por diversas dificuldades durante ações de resposta a incidentes de significância nacional, o que aponta a necessidade de esforços por parte de todos os atores envolvidos e melhoria contínua no seu estabelecimento.

Promover maior participação social na definição das políticas públicas, sejam de proteção ambiental ou de desenvolvimento energético, é parte fundamental na distribuição de riquezas, impactos e riscos associados as atividades de exploração e produção e petróleo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAHAMSEN, E. B.; AVEN, T. Why risk acceptance criteria need to be defined by the authorities and not the industry? **Reliability Engineering & System Safety**, Stavanger, v. 105, n. 1, p. 47-50, Novembro 2011. ISSN 0951-8320.

AGÊNCIA SENADO. Senado Federal. **Sancionada lei que revoga obrigatoriedade de exploração do pré-sal pela Petrobras**, 2016. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2016/11/30/sancionada-lei-que-revoga-obrigatoriedade-de-exploracao-do-pre-sal-pela-petrobras>>. Acesso em: 02 Janeiro 2017.

ALVES, E. N.; AALTONEN, M. **Implementação do Plano Nacional de Contingência**. IBAMA. Brasília, p. 117. 2015. (978-85-7300-377-2).

AMORIM, M. N. D. **Entrevista concedida por telefone a Giovanna Ferrazzo Napolini**. IBAMA. Brasília, p. 10. 2017. (A entrevista encontra-se no Apêndice "B" desta dissertação).

AMSA. **National Plan for Maritime Environmental Emergencies**. Australian Maritime Safety Authority. Australia, p. 84. 2016.

ANP. **Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, p. 40. 2007. (Resolução ANP Nº 43/2007).

ANP. **INVESTIGAÇÃO DO INCIDENTE DE VAZAMENTO DE PETRÓLEO NO CAMPO DE FRADE**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, p. 71. 2012.

ANP. Superintendência de Promoção de Licitações - SPL. **11ª Rodada de Licitações**, 2013. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br/round11/index.asp>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

ANP. Superintendência de Promoção de Licitações - SPL. **Resultado da 1ª Licitação de Partilha de Produção**, 2013. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round_p1/resultados_P1/resultado_P1_libra.asp>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

ANP. Superintendência de Promoção de Licitações - SPL. **12ª Rodada de Licitações**, 2013a. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/index.asp>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

ANP. **Relatório Anual de Segurança Operacional das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural**. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, p. 69. 2015.

ANP. Superintendência de Promoção de Licitações - SPL. **13ª Rodada de Licitações - Blocos Exploratórios**, 2015. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round_13/index.asp>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

ANP. **Exsudação e subsidência ocorrida no Campo de Frade**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, p. 40. 2016.

ANP. **Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, p. 19. 2016. (Resolução ANP Nº 46/2016).

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Rodadas do pré-sal consolidam retomada do setor de Petróleo e Gás no Brasil**, 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/noticias/anp-e-p/4114-rodadas-do-pre-sal-consolidam-retomada-do-setor-de-petroleo-e-gas-no-brasil>>. Acesso em: 30 Outubro 2017.

ANP. **Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2016**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Brasília, p. 7. 2017a.

ANP. Relatório das Rodadas de Licitações. **Empresas Ofertantes**, 2017a. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds-data.anp.gov.br/relatoriosbid/Empresa/OfertantesDesktop/29>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

ANP E DPC. **Análise do acidente com a plataforma P-36**. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; Diretoria de Portos e Costa/Marinha do Brasil. Rio de Janeiro, p. 24. 2001.

AVEN, T. Risk assessment and risk management: Review of recent advances on their foundation. **European Journal of Operational Research**, Stavanger, v. 253, p. 1-13, Dezembro 2015. ISSN 0377-2217.

AVEN, T.; RENN, O. On risk defined as an event where the outcome is uncertain. **Journal of Risk Research**, Stavanger, v. 12, n. 1, p. 1–11, janeiro 2009. ISSN 1466-4461.

AZEVEDO, F. G. **Estudo sobre Poços de Alívio para Controle de Blowout em Poço Marítimo de Gás**. Pontifícia Universidade Católica. Rio de Janeiro, p. 249. 2017.

AZEVEDO, G. et al. Environmental Risk Analysis in Permitting Process of Oil & Gas Activities in Brazil. **SPE European HSE Conference and Exhibition**, Londres, 16-18 Abril 2013.

BEIS. **Guidance notes for preparing Oil Pollution Emergency Plans**. Department for Business, Energy and Industrial Strategy. London, p. 88. 2016.

BERTONI, E.; ALMEIDA, R.; TONGLET, A. Nexo Jornal. **Mariana**: a gênese da tragédia, 2016. Disponível em: <<https://www.nexojournal.com.br/especial/2016/11/04/Mariana-ag%C3%AAnese-da-trag%C3%A9dia>>. Acesso em: 01 fevereiro 2018.

BEYER, J. et al. Environmental effects of the Deepwater Horizon oil spill: A review. **Marine Pollution Bulletin**, Oslo, v. 110, n. 1, p. 28-51, junho 2016. ISSN 0025-326X.

BOEM. Bureau of Ocean Energy Management. **Regulatory Reforms**, 2010. Disponível em: <<https://www.boem.gov/Regulatory-Reform/>>. Acesso em: 25 dezembro 2017.

BOITSOV, S.; KLUNGSØYR, J.; DOLVA, H. **Experiences from oil spills at the Norwegian coast. A summary of environmental effects**. Institute of Marine Research. Noruega, p. 36. 2012. (23-2012).

BP. **Deepwater Horizon Accident Investigation Report**. British Petroleum. USA, p. 192. 2010.

BP. **Plano de Emergência Individual Atividade de Perfuração Exploratória Marítima no Bloco BAR-M-346 – Bacia de Barreirinhas**. British Petroleum. Rio de Janeiro, p. 170. 2016. (Nº do Processo: 02022.000705/14-16).

BRASIL. **Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Brasília. 1997.

BRASIL. Lei Nº 9.605, 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9605.htm>. Acesso em: 28 fevereiro 2018. Lei de Crimes Ambientais.

BRASIL. Lei Nº 9.966, Brasília, 28 abril 2000. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9966.htm>. 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.

BRASIL. Decreto Federal Nº 8.127, de 22 de outubro de 2013, 2013. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Decreto/D8127.htm>. Acesso em: 30 Dezembro 2016. Institui o Plano Nacional de Contingência para Incidentes de Poluição por Óleo em Águas sob Jurisdição Nacional, altera o Decreto nº 4.871, de 6 de novembro de 2003, e o Decreto nº 4.136, de 20 de fevereiro de 2002, e dá outras providências.

BRASIL. Decreto Federal Nº 8.437, de 22 de abril de 2015, 2015. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/d8437.htm>. Acesso em: 02 março 2018.

BRASIL. Lei 13.365, 29 novembro 2016. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13365.htm>. Altera a Lei no

12.351/ 2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção.

BRASIL. Diário Oficial da União. **Seção 1 - Edição Extra**, 2017. ISSN 1677-7042. Disponível em:

<<http://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?data=30/03/2017&jornal=1000&pagina=2&totalArquivos=8>>. Acesso em: 05 fevereiro 2018. Anexo I ao Decreto no 8.961, de 16 de janeiro de 2017.

BRITISH PETROLEUM. **Deepwater Horizon Accident Investigation Report**. [S.l.]. 2010.

BROWN, C. E. Laser Fluorosensors. In: FINGAS, M. **Oil Spill Science and Technology**. 2ª. ed. Ottawa: Elsevier, 2017. Cap. 7, p. 403–417.

BSEE. **PREP Guidelines**. US Coast Guard; Environmental Protection Agency; Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration; Bureau of Safety and Environmental Enforcement. [S.l.], p. 103. 2016.

CALIXTO, E. **Contribuições para Plano de Contingência para Derramamento de Petróleo e Derivados no Brasil**. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 301. 2011.

CALIXTO, E.; ROVERE, E. L. L. The regional emergency plan requirement: Application of the best practices to the Brazilian case. **Safety Science**, Rio de Janeiro, v. 48, p. 991–999, Junho 2009.

CAPLIS, J.; KRIEGER, A.; HAMILTON, B. A. The Next Generation of Planning for Offshore Oil Spill Response. **International Oil Spill Conference**, Long Beach, 2017. 1-16. Disponível em: <<https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/peer-review/final-paper-the-next-generation-of-planning-for-offshore-oil-spill-response.pdf>>. Acesso em: 2018 janeiro 25.

CAPP. Canadian Association of Petroleum Producers. **Atlantic Canada's Offshore Oil and Gas Industry**, 2018. Disponível em: <<http://atlanticcanadaoffshore.ca/spill-prevention-and-response/>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

CCGER. **Marine Spills Contingency Plan National Chapter**. Canadian Coast Guard. Canada, p. 56. 2011.

CHRISTOU, M.; KONSTANTINIDOU, M. **Safety of offshore oil and gas operations: Lessons from past accident analysis**. European Commission Joint Research Centre. União Europeia, p. 60. 2012. (1831-9424).

CONAMA. **Resolução CONAMA 398**. Conselho Nacional do Meio Ambiente. Brasília, p. 101-104. 2008. Dispõe sobre o conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleo em águas sob jurisdição nacional.

CONAMA. **Resolução CONAMA 472**. Conselho Nacional de Meio Ambiente. Brasília, p. 117-119. 2015. Dispõe sobre o uso de dispersantes químicos em incidentes de poluição por óleo no mar.

CONAMA. **Resolução CONAMA 482**. Conselho Nacional de Meio Ambiente. Brasília. 2017. Dispõe sobre a utilização da técnica de queima controlada emergencial como ação de resposta a incidentes de poluição por óleo no mar.

CONGRESSO NACIONAL. Senado Notícias. **Promulgada Emenda Constitucional do Teto de Gastos Públicos**, 2016. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2016/12/15/promulgada-emenda-constitucional-do-teto-de-gastos>>. Acesso em: 05 fevereiro 2018.

CONGRESSO NACIONAL. Senado Notícias. **Sancionada lei que revoga obrigatoriedade de exploração do pré-sal pela Petrobras**, 2016. Disponível em: <<https://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2016/11/30/sancionada-lei-que-revoga-obrigatoriedade-de-exploracao-do-pre-sal-pela-petrobras>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

COOLBAUGH, T. S. et al. **Developing Regulations Concerning Dispersant Use - A Recommended Good Practice Approach**. Society of Petroleum Engineers. Kuala Lumpur: [s.n.]. 2017.

COOLBAUGH, T. S.; CHOPRA, A. **Recent Technology Advances for Effective Oil Spill Response**. Society of Petroleum Engineers. New Orleans: [s.n.]. 2017.

DBEIS. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. **Oil and gas: offshore emergency response legislation**, 2016. Disponível em: <<https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-offshore-emergency-response-legislation>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

DE PAULA, R. R. Drilling Contractor. **Drilling Contractor**, 2016. Disponível em: <<http://www.drillingcontractor.org/santos-basin-exercise-focused-well-capping-containment-response-38934>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

DHSG. **Final Report on the Investigation of the Macondo Well Blowout**. The Deepwater Horizon Study Group. [S.I.], p. 126. 2011.

DIIS. Department of Industry, Innovation and Science. **Offshore Petroleum Incident Coordination Framework**, 2018. Disponível em: <<https://industry.gov.au/resource/UpstreamPetroleum/Pages/Offshore-Petroleum-Incident-Coordination-Framework.aspx>>. Acesso em: 02 fevereiro 2018.

DOI. Department of The Interior. **Salazar Calls for New Safety Measures for Offshore Oil and Gas Operations; Orders Six Month Moratorium on Deepwater Drilling**, 2010. Disponível em: <<https://www.doi.gov/news/pressreleases/Salazar-Calls-for-New-Safety-Measures-for-Offshore-Oil-and-Gas-Operations-Orders-Six-Month-Moratorium-on-Deepwater-Drilling>>. Acesso em: 30 dezembro 2017.

ENERGY AND ENVIRONMENT. POLITICO. **Oil and gas allies to Trump: Slow down**, 2017. Disponível em: <<http://www.politico.com/story/2017/08/25/oil-and-gas-allies-want-trump-to-slow-down-242008>>.

EPA. **Determining Which Dispersants Will Be Effective In Future Deepwater Oil Spills**. Environmental Protection Agency. [S.l.]. 2012.

EPA. **National Oil and Hazardous Substances Pollution Contingency Plan**. Environmental Protection Agency. [S.l.], p. 158. 2015. (Part 300).

EPOL. Emergency Preparedness Offshore Liaison. **EPOL Group**, 2013. Disponível em: <<https://www.epolgroup.co.uk/home/#>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

EPPR. Emergency Prevention, Preparedness and Response, 2018. Disponível em: <<https://arctic-council.org/eppr/>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

ETKIN, D. S. et al. Quantification of Oil Spill Risk. In: FINGAS, M. **Oil Spill Science and Technology**. 2ª. ed. Edmonton: Elsevier, 2017. Cap. 2, p. 71-183. Acesso em: 2018 janeiro 01.

FINGAS, M.; BROWN, C. E. Oil Spill Remote Sensing. In: FINGAS, M. **Oil Spill Science and Technology**. 2ª. ed. Edmonton: Elsevier, 2017. Cap. 5, p. 305–385. ISBN 978-0-12-809413-6.

GABARDO, I. T. et al. HYDROCARBON AND ECOTOXICITY IN SEAWATER AND SEDIMENT SAMPLES OF GUANABARA BAY AFTER THE OIL SPILL IN JANUARY 2000. **INTERNATIONAL OIL SPILL CONFERENCE**, 2001.

GILL, D. A.; RITCHIE, L. A.; PICOU, J. S. Sociocultural and psychosocial impacts of the Exxon Valdez oil spill: Twenty-four years of research in Cordova, Alaska. **The Extractive Industries and Society**, Murray, v. 3, n. 4, p. 1105-1116, Setembro 2016.

HAYES, J. Operator competence and capacity – Lessons from the Montara blowout. **Safety Science**, Canberra, v. 50, p. 563–574, Novembro 2011. ISSN 0925-7535.

IBAMA. **Nota Técnica Nº 03/2013 - CGPEG/DILIC/IBAMA**. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. Brasília, p. 21. 2013.

IBAMA. **Termo de Referência para Elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração para a Atividade de Perfuração Marítima no bloco BAR-M-346, na bacia de Barreirinhas**. Diretoria de Licenciamento Ambiental. Rio de Janeiro. 2014.

IBAMA, 2016. Disponível em: <<http://ibama.gov.br/emergencias-ambientais/petroleo-e-derivados/planos-de-area>>. Acesso em: 2017 novembro 07.

IBAMA. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. **Bacia de Campos terá primeiro Plano de Área offshore do país**, 2016d. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=145:bacia-de-campos-tera-primeiro-plano-de-area-offshore-do-pais&catid=58&Itemid=271>. Acesso em: 30 Dezembro 2016.

IBAMA, 2017. Disponível em: <<http://ibama.gov.br/emergencias-ambientais/petroleo-e-derivados/pnc>>. Acesso em: 2017 Setembro 08.

IBAMA. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. **Plano Nacional de Ação de Emergência para Fauna Impactada por Óleo - PAE Fauna**, 2017. Disponível em: <<http://ibama.gov.br/emergencias-ambientais/petroleo-e-derivados/pnc?id=136>>. Acesso em: 2017 dezembro 2017.

IBAMA. **Parecer Técnico nº 21/2017-COPROD/CGMAC/DILIC**. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis. Brasília, p. 8. 2017. (Número do Processo: 02022.000645/2009-66).

IBP. **Estudo para Suporte ao Guia de Análise de Riscos Ambientais**. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, p. 86. 2014.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **IBP conclui mais quatro projetos do Acordo de Cooperação Técnica em parceria com o IBAMA**, 2014. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/noticias/ibp-conclui-mais-quatro-projetos-do-acordo-de-cooperacao-tecnica-em-parceria-com-o-ibama/>>. Acesso em: 31 dezembro 2017.

IEA. International Energy Agency. **Brazil (Association country)**, 2013. Disponível em: <<https://www.iea.org/countries/non-membercountries/brazil/>>. Acesso em: 05 março 2018.

IMO. International Maritime Organization. **Brief History of IMO**, 2018. Disponível em: <<http://www.imo.org/en/About/HistoryOfIMO/Pages/Default.aspx>>. Acesso em: 28 fevereiro 2018.

ITOPF. Knowledge & Resources. **Countries, Territories & Regions**, 2014. Disponível em: <<http://www.itopf.com/knowledge-resources/countries-territories-regions/>>. Acesso em: 05 Dezembro 2017.

JOYEA, S. B. et al. The Gulf of Mexico ecosystem, six years after the Macondo oil well blowout. **Deep Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography**, Athens, v. 129, p. 4-19, Julho 2016. ISSN 0967-0645.

KAMMRADT, P. B. **Entrevista concedida pessoalmente a Giovanna Ferrazzo Napolini**. Petróleo Brasileiro SA. Rio de Janeiro, p. 5. 2017. (A entrevista encontra-se no Apêndice "D" desta dissertação).

LI, P. et al. Offshore oil spill response practices and emerging challenges. **Marine Pollution Bulletin**, St. John's, v. 110, p. 6-27, Junho 2016. ISSN 0025-326X.

MACHADO, A. R.; SALEME, E. R. **Tratamento jurídico dado ao vazamento do petróleo no Campo de Frade. Estudo de caso: (I) responsabilidade civil e a assinatura do Termo de Ajustamento de Conduta. III Encontro de Internacionalização do CONPEDI**. Madrid: Laborum Ediciones. 2015. p. 335-357.

MARIANO, J. B.; ROVERE, E. L. L. Environmental Impacts of the Oil Industry. **Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS)**, 2007. Disponível em: <<http://www.eolss.net/Sample-Chapters/C08/E6-185-18.pdf>>.

MCA. **The National Contingency Plan. A Strategic Overview for Responses to Marine Pollution from Shipping and Offshore Installations**. Maritime & Coastguard Agency. United Kingdom, p. 50. 2017. Publicado originalmente em 2014. Sofreu atualizações em 2015 e 2017.

MCA; DBEIS. Governo do Reino Unido. **UK National Standard for Marine Oil Spill Response Providers**, 2018. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/consultations/uk-national-standard-for-marine-oil-spill-response-providers>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

MCNUTT, M. K. et al. Review of flow rate estimates of the Deepwater Horizon oil spill. **Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America**, Corvallis, v. 109, n. 50, p. 20260-20267, 20 Dezembro 2011. ISSN 22187459.

MENDES, P. A. S. et al. Reforming Brazil's offshore oil and gas safety regulatory framework: Lessons from Norway, the United Kingdom and the United States. **Energy Police**, Rio de Janeiro, v. 74, p. 443-453, agosto 2014. ISSN 0301-4215.

MMA; CONAMA. **Relatório sobre o impacto ambiental causado pelo derramamento de óleo na Baía de Guanabara**. Ministério do Meio Ambiente; Conselho Nacional do Meio Ambiente. Brasília. 2001.

MONTEIRO, A. G. **Metodologia de avaliação de custos ambientais provocados por vazamento de óleo – O estudo de caso do Complexo REDUC-DTSE**. UFRJ. Rio de Janeiro, p. 270. 2003.

MULVANA, C. **Exercise GREY SEAL Report**. Maritime and Coastguard Agency. Reino Unido, p. 102. 2017.

NCA. The Norwegian Coastal Administration. **Preparedness against acute pollution**, 2011. Disponível em: <http://www.kystverket.no/en/EN_Preparedness-against-acute-pollution/Protection-against-acute-pollution/Resources/>. Acesso em: 06 Dezembro 2017.

NCA. **National Contingency Plan. Emergency preparedness for actual or threatened acute pollution in Norway**. The Norwegian Coastal Administration. Norway, p. 40. 2015. (978-82-93427-01-8).

NCA. The Norwegian Coastal Administration. **40-years-since-the-bravo-blow-out**, 2017. Disponível em: <<http://www.kystverket.no/en/News/40-years-since-the-bravo-blow-out/>>. Acesso em: 06 Dezembro 2017.

NCA. **Skagerrak Chemical Oilspill Pollution Exercise**. Norwegian Coastal Administration. Noruega, p. 56. 2018. (978-82-93427-06-3).

NCOSOD. **Deep Water - The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling**. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling. Washington D.C., p. 398. 2011. (978-0-16-087371-3).

NEA. **Guidelines for environmental monitoring of petroleum activities on the Norwegian continental shelf**. Norwegian Environment Agency. [S.l.], p. 65. 2015. (M-408).

NEB. **Filing Requirements for Offshore Drilling in the Canadian Arctic**. National Energy Board. Calgary, p. 56. 2015. (2368-6375).

NEB. National Energy Board. **Emergency procedures manuals**, 2018. Disponível em: <[https://www.neb-](https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/mrgnc/mrgncmngmntprgrmrqrmnts/mrgncprcdsmnls-eng.html)

[one.gc.ca/sftnvrnmnt/mrgnc/mrgncmngmntprgrmrqrmnts/mrgncprcdsmnls-eng.html](https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/mrgnc/mrgncmngmntprgrmrqrmnts/mrgncprcdsmnls-eng.html)>.

Acesso em: 31 janeiro 2018.

NOFO. **Requirements for oil recovery vessels on the Norwegian Continental Shelf**. Norwegian Clean Seas Association for Operating Companies. [S.l.], p. 27. 2009.

NOPSEMA. National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority. **Oil Pollutions Risks**, 2018. Disponível em: <<https://www.nopsema.gov.au/environmental-management/oil-pollution-risks/>>. Acesso em: 06 fevereiro 2018.

O&GUK. The UK Oil and Gas Industry Association Limited. **Emergency Response**, 2017. Disponível em: <<https://oilandgasuk.co.uk/emergencyresponse/>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

OESI. Ocean Energy Safety Institute, 2018. Disponível em: <<http://oesi.tamu.edu/>>. Acesso em: 25 dezembro 2018.

OLIVEIRA, T. A. D. **Entrevista concedida pessoalmente a Giovanna Ferrazzo Napolini**. DPC/Marinha do Brasil. Rio de Janeiro, p. 6. 2017. (A entrevista encontra-se no Apêndice "C" desta dissertação).

OPOL. The Offshore Pollution Liability Association Limited, 2015. Disponível em: <<http://www.opol.org.uk/>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

OSHA. Occupational Safety and Health Administration. **United States Department of Labor**, 2018. Disponível em: <https://www.osha.gov/SLTC/etools/oilandgas/drilling/wellcontrol_bop.html>. Acesso em: 10 janeiro 2018.

OSLTF. **The Oil Spill Liability Trust Fund**. US Coast Guard. [S.l.]. 1990.

OSR-JIP. Oil Spill Response Project. **Oil Spill Response Project**, 2011. Disponível em: <<http://www.oilspillresponseproject.org/>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

OSR-JIP. **Dispersantes: Aplicação Submarina**. Oil Spill Response Project. Londres, p. 76. 2015. (Relatório 533 da IOGP).

OSR-JIP. **Estratégia de resposta usando Análise de benefício ambiental líquido (NEBA)**. Oil Spill Response Project. Londres, p. 44. 2015a. (Relatório 527 da IOGP).

OSR-JIP. **Controlled in-situ burning of spilled oil**. Oil Spill Response Project. Londres, p. 52. 2016. (IOGP Report 523).

OSRL. Oil Spill Response. **Oil Spill Response Limited**, 2018. Disponível em: <<https://www.oilspillresponse.com/>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

PEDROSA, L. F. **Análise dos Mecanismos de Planejamento e Resposta para Incidentes com Derramamento de Óleo no Mar: uma Proposta de Ação**. Instituto Alberto Luís Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE) da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 118. 2012.

PEDROSA, L. F. **Entrevista concedida pessoalmente a Giovanna Ferrazzo Napolini**. ANP. Rio de Janeiro, p. 8. 2017. (A entrevista encontra-se transcrita no Anexo "A" desta dissertação).

PEIPKE, E. **The impact of an oil spill on artisanal fishermen in Baía de Guanabara and possibilities for a sustainable future**. Royal Institute of Technology. Estocolmo. 2006. (1402-7615).

PETROBRAS. **Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos**. Petrobras. Rio de Janeiro, p. 41. 2016. (PE-3UBC-00144).

PETROBRAS. **Plano de Contingência Corporativo**. Petrobras. Rio de Janeiro, p. 8. 2016a. (PE-1PBR-00197).

REDE BRASIL ATUAL. **MP da Shell dá R\$ 1 tri a multinacionais do petróleo e elimina 1 milhão de empregos**, 2017. Disponível em: <<http://www.redebrasilatual.com.br/politica/2017/11/camara-aprova-texto-base-da-mp-que-beneficia-petroliferas-estrangeiras-com-r-1-tri-em-isencoes-1>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

RODRIGUES, L. A.; SAUER, I. L. Exploratory assessment of the economic gains of a pre-salt oil field in Brazil. **Energy Policy**, São Paulo, v. 87, p. 486-495, Setembro 2015. ISSN 0301-4215.

SÁNCHEZ, L. E. **Avaliação de Impacto Ambiental - Conceitos e Métodos**. 2ª. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2013. ISBN 978-85-7975-090-8.

SANDY, D. D. et al. **Projeto de Proteção e Limpeza da Costa Brasileira**. Rio Oil & Gas Expo and Conference 2014. Rio de Janeiro: Copyright 2014, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP. 2014. p. IBP1997_14.

SANDY, D. et al. **Projeto de Proteção à Fauna para Acidentes com Vazamento de Óleo**. Rio Oil & Gas Expo and Conference 2016. Rio de Janeiro: Copyright 2016, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP. 2016. p. IBP 1294_16.

SKOGDALEN, J. E.; VINNEM, J. E. Quantitative risk analysis of oil and gas drilling, using Deepwater Horizon as case study. **Reliability Engineering and System Safety**, Stavanger, v. 100, p. 58-66, Dezembro 2011. ISSN 0951-8320. Acesso em: 2018 Janeiro 01.

SOUZA FILHO, A. M. D. **Planos Nacionais de Contingência para Atendimento a Derramamento de Óleo: Análise da Experiência de Países Representativos das Américas para Implantação no Caso do Brasil**. COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, p. 217. 2006.

SOUZA, B. Oil Spill Liability in The United States and Brazil: Deepwater Horizon's Warning for the Tupi Oil Fields. **Diversitates**, Silver Spring, v. 3, n. 2, p. 60-102, 2011.

SPIES, R. B.; MUKHTASOR, M.; BURNS, K. A. The Montara Oil Spill: A 2009 Well Blowout in the Timor Sea. **Archives of Environmental Contamination and Toxicology**, Little River, v. 73, n. 1, p. 55-62, Julho 2017. ISSN 1432-0703.

STATE OF ALASKA. **Exxon Valdez Oil Spill Trustee Council**, Fevereiro 1990. Disponível em: <<http://www.evostc.state.ak.us/index.cfm?FA=facts.details>>. Acesso em: 15 Dezembro 2016. Details about the Accident.

SWRP. Subsea Well Response Project. **Subsea Well Response Project**, 2018. Disponível em: <<http://subseawellresponse.com/>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

TC. **Environmental Prevention and Response National Preparedness Plan**. Transport Canada. Canadá, p. 11. 2010. (RDIMS # 5685083).

TC. Transport Canada. **National Oil Spill Preparedness and Response Regime**, 2012. Disponível em: <<http://www.tc.gc.ca/eng/marinesafety/oep-ers-regime-menu-1780.htm>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

TC; CCG. **Assessment of Proposals Related to Oil Spill Risk for the South Coast of Newfoundland**. Transport Canada; Canadian Coast Guard. Ottawa, p. T29-77/2010E-PDF. 2010. (978-1-100-16199-0).

THE GUARDIAN. The Guardian. **UK trade minister lobbied Brazil on behalf of oil giants**, 2017a. Disponível em: <<https://www.theguardian.com/environment/2017/nov/19/uk-trade-minister-lobbied-brazil-on-behalf-of-oil-giants>>. Acesso em: 31 janeiro 2018.

THE INTERNATIONAL CHARTER. The International Charter. **The International Charter**, 2000. Disponível em: <<https://disasterscharter.org/web/guest/home;jsessionid=4E59C7883404CFCF202532AB8F8D7C97.jvm1>>. Acesso em: 2017 dezembro 29.

THE OCEAN ATLAS. Heinrich Böll Foundation Schleswig-Holstein; Heinrich Böll Foundation; University of Kiel's Future Ocean Cluster of Excellence, 2017. Disponível em: <<https://www.boell.de/en/oceanatlas>>. Acesso em: Agosto 2017.

TRANSPORT CANADA. **National Aerial Surveillance Program**, 2016. Disponível em: <<http://www.tc.gc.ca/eng/marinesafety/oep-ers-nasp-2195.htm>>. Acesso em: 24 dezembro 2017.

USA NRS. **Executive Briefing**. The National Response System. [S.l.], p. 25. 2017.

VALOR ECONÔMICO. **Ministro quer fazer 'megaleilão' de petróleo em junho**, 2018. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/brasil/5280783/ministro-quer-fazer-megaleilao-de-petroleo-em-junho>>. Acesso em: 03 fevereiro 2018.

WALKER, A. H. Oil Spills and Risk Perceptions. In: FINGAS, M. **Oil Spill Science and Technology**. 2^a. ed. Edmonton: Elsevier, 2017. Cap. 1, p. 1-70. Acesso em: 2018 janeiro 1.

WALKER, A. H. et al. Communication Practices for Oil Spills: Stakeholder Engagement During Preparedness and Response. **Human and Ecological Risk Assessment**, Cape Charles, v. 21, p. 667–690, 2015. ISSN 1549-7860.

ANEXOS

ANEXO A

Entrevista realizada em 20/12/2017 nas dependências da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, situada à Av. Rio Branco, 65 - 18º andar, centro, Rio de Janeiro – RJ.

Entrevistada: Luciene Ferreira Pedrosa (LFP) lpedrosa@anp.gov.br – Coordenadora de Meio Ambiente.

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSOM).

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Foram acompanhados os artigos do Decreto 8.127/2015 que estabelecem responsabilidades à ANP no âmbito de suas funções no Comitê de Suporte, e também relatadas ações gerais no que se refere às ações de resposta a derramamento de óleo no âmbito da ANP.

No âmbito do PNC, o primeiro seminário realizado com a mobilização do Comitê de Suporte foi em junho/2016. Na ocasião, os principais pontos a serem melhorados se referem à participação da Receita Federal e Ministério do Trabalho, já que, em caso de acidente de significância nacional, será necessário importar rapidamente materiais e equipes de trabalho, e esses dois órgãos públicos são, respectivamente, responsáveis por esses processos. Destaca-se que esses órgãos não participaram do exercício em questão.

O próximo simulado do PNC está prevista para ser realizado em 2018, onde haverá grande mobilização do comitê de suporte, justamente para tratar desses pontos que foram levantados no último exercício realizado. Haverá participação da indústria de forma ativa (ou seja, provocando o poder público), pois essa é uma demanda das empresas que trabalham na área. O cenário acidental provavelmente será na região da Bacia da Foz do Amazonas (norte do país), justamente para tratar de gargalhos logísticos e de infraestrutura do país. A ideia também é utilizar os formulários do *Incident Command System*.

E entrevistada expõe que a rotina de acompanhamento de incidentes está bem implementada na ANP, inclusive com a participação do GAA.

A Revisão da CONAMA 398 já trata do compartilhamento de recursos de resposta a emergência para instalações de E&P de petróleo.

Sobre investimento em P&D, não há diretriz específica para direcionamento de recursos para a área de segurança operacional e meio ambiente. Atualmente, a maioria dos recursos é direcionada para projetos através de um comitê interinstitucional que indica projetos que podem receber essas verbas referentes a P&D.

A partir do estabelecimento do PNC, algumas ações foram adiante, tais como: monitoração via satélite (Ibama), resolução CONAMA 482 que trata da queima *in situ* e a revisão da CONAMA 398.

Na visão da entrevistada, o Manual do PNC é importante, mas não essencial. O ponto mais importante é treinar o Comitê de Suporte. Na sua visão, o GAA já está bem implementado, porém conta com alguns problemas de hierarquia na sua composição, já que, por exemplo, o integrante da Marinha que integra o GAA nem sempre é o mesmo que realiza o comando operacional do acidente em determinada região.

O acidente no Campo de Frade foi fundamental para que fosse emitido o Decreto estabelecendo o PNC, e também foi a partir daquela experiência que a estrutura do GAA foi pensada. Nessa ocasião também foram estabelecidos procedimentos de articulação com outros órgãos da administração pública, como por exemplo a Polícia Federal, que a partir de então, deve ser notificada somente pela ANP.

Art. 12. Compete ao Comitê de Suporte:

X - Ministério de Minas e Energia:

a) ANP:

LFP: Essas informações são disponibilizadas no site da ANP e serão interligadas ao SISNOLEO quando convocado pelo IBAMA (assim que o sistema atingir essa fase de implementação).

1. oferecer suporte ao desenvolvimento e operação do Sisinóleo;
2. manter permanentemente atualizado o Sisinóleo, em especial no que se refere às instalações que possam causar incidentes de poluição por óleo; e

3. oferecer suporte à segurança operacional das instalações que desenvolvam atividades envolvendo óleo, especialmente as sondas de perfuração e plataformas de produção de petróleo;

CAPÍTULO III

DO ACIONAMENTO E DA MOBILIZAÇÃO DO PNC

Art. 14. O comandante do navio, seu representante legal, ou o responsável pela operação de uma instalação, independentemente das medidas tomadas para controle do incidente, deverá comunicar, de imediato, qualquer incidente de poluição por óleo em águas sob jurisdição nacional, aos seguintes órgãos:

IV - ANP.

§2º A ANP deverá comunicar à autoridade policial federal competente sempre que o incidente de poluição por óleo ensejar a convocação do Grupo de Acompanhamento e Avaliação. *LFP: Medida tomada após incidente no campo de Frade.*

Art. 22. Os órgãos e entidades integrantes do Comitê-Executivo, do Grupo de Acompanhamento e Avaliação e do Comitê de Suporte, poderão expedir, isolada ou conjuntamente, atos complementares sobre os procedimentos necessários ao cumprimento de suas competências, no prazo de cento e oitenta dias, a contado da data de publicação deste Decreto. *LFP: Grande gargalo, é um dos principais instrumentos do PNC.*

Art. 27 O Grupo de Acompanhamento e Avaliação poderá requisitar do responsável por qualquer instalação os bens e serviços listados nos respectivos Planos de Emergência Individuais e de Área necessários às ações de resposta, e outros bens e serviços disponíveis.

§ 1º Os custos referentes à requisição dos bens e serviços a que se refere o caput, apurados pelo Coordenador Operacional, serão ressarcidos integralmente pelo poluidor.

§ 2º Enquanto não identificado o poluidor, os custos relativos às atividades de resposta e mitigação serão cobertos pelo Poder Executivo Federal. *LFP: O parecer da Procuradoria Federal junto à ANP se manifestou dizendo que cabe ao Comitê Executivo deliberar sobre a forma como a requisição deverá ser operacionalizada e as condições para o ressarcimento dos agentes requisitados (arts. 7º, 22 e 25 do Decreto nº 8.127/2015). O MMA deve tomar a decisão de como o ressarcimento irá ocorrer e não obrigatoriamente arcar com os custos do ressarcimento. É um assunto sobre o qual ainda não há definição.*

ANEXO B

Entrevista realizada em 19/12/2017 por telefone.

Entrevistado: Marcelo Neiva de Amorim (MNA) – Coordenador de Atendimento a Acidentes Tecnológicos e Naturais.

Coordenação de Atendimento a Acidentes Tecnológicos e Natural (COATE)

Coordenação-Geral de Emergências Ambientais (CGEMA)

Diretoria de Proteção Ambiental (DIPRO)

Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA)

Foram acompanhados os artigos do Decreto 8.127/2015 que estabelecem os Instrumentos do PNC, e também relatadas ações gerais no que se refere às ações de resposta a derramamento de óleo no âmbito da COATE.

Realizado em 2017 simulado ITOPF realizado no Ibama Comitê Executivo + GAA, de modo a apresentar processos internos.

Simulado com a participação do Comitê de Suporte (seminário) no fim de novembro, mas as empresas pediram para adiar pra março/18. Principais objetivos do próximo simulado: mobilizar a Receita Federal – barreiras, dispersantes, comitê executivo, suporte, GAA. Simulado orientado, colocar cenário e solicitar que cada órgão esclareça suas ações e procedimentos. Isso vai deixar claro que a empresa deve ter uma resposta imediata para situação de emergência, criar protocolos.

PNC se refere a ações de intervenção para facilitar as ações de resposta, principalmente no âmbito de poder público, e não nas ações de campo para recolhimento de óleo.

Sobre compartilhamento de recursos, é importante deixar claro que cada estrutura deve ter capacidade para resposta (extintor), mas a estrutura escalonada (corpo de bombeiros) pode e deve ser compartilhada (associação das empresas – criação de uma nova – para atendimento a emergências).

SISNOLEO:

Siema (comunicação de emergências, implementado. Obriga as empresas a comunicar o acidente, e posteriormente o Ibama aciona ANP e Marinha);

Marem (mapeamento da costa, fase de criação de base de dados e comunicação);
Fundo Reino Unido para estruturação (Ibama ganhou um edital) -> detecção de feições (manchas) suspeitas, fase de calibração).

Importante plataforma inclusive para comunicação entre as empresas, ideia de colocar os formulários do PNC.

Alerta e detecção de vazamento:

Satélite – a EMSA realiza monitoração ambiental através de imagens de satélite, e as fornece gratuitamente ao Ibama. O Ibama avalia as imagens e, em caso de suspeita, notifica ANP e Marinha.

Imagens aéreas – o Ibama pretende realizar um teste piloto para contratação desse tipo de serviço. Está previsto para o ano de 2018 que sejam contratadas horas de sobrevoo e os analistas do órgão irão avaliar as imagens.

Notificação de incidentes: 90% dos comunicados se referem a derramamentos de menos de 10 litros, 125 mL é suficiente para que a notificação se transforme em processo interno no órgão ambiental. Devido à evidente ineficiência do processo, a tendência é que para esses volumes pequenos de derramamento, que são sua maioria, as ações de resposta e compensação ambiental já estejam previstas nas condicionantes dos processos de obtenção de licenças ambientais.

Planos de Área:

Offshore – PABC é piloto, a partir da sua aprovação, será replicado para todas as bacias do Brasil.

Portos – Planos de áreas são bem implementados (iniciou por São Sebastião).

Resposta a derramamento de óleo no mar:

O Ibama tem muita vontade de fazer um exercício simulado derramando óleo no mar verdadeiramente, e assim medir a eficiência de recolhimento das tecnologias disponíveis para resposta (e avaliar se é condizente com aquela da literatura dos EIA/RIMA). As empresas oferecem forte resistência a execução desse exercício. Isso a NOFO já faz na Noruega.

Site PNC:

Iniciativa interessante, mas não há verba para isso, necessidade de criação de novos impostos, etc.

Manual do PNC:

Tem como objetivo estabelecer a relação entre todos os entes do poder público envolvidos nas ações de resposta a derramamentos de óleo, sejam ou não de significância nacional.

CAPÍTULO IV

DOS INSTRUMENTOS DO PNC

Art. 21. A fim de atingir seus objetivos, o PNC contará com os seguintes instrumentos:

I - cartas de sensibilidade ambiental ao óleo e outros dados ambientais das áreas atingidas ou em risco de serem atingidas; *MNA: Avança lentamente por conta de restrição de verbas.*

II - centros ou instalações estruturadas para resgate e salvamento da fauna atingida por incidente de poluição por óleo; *MNA: Plano de Monitoração de Fauna (anterior ao PNC). Implementado e funciona bem. União investe na capacitação de servidores.*

III - planos de ação dos órgãos ambientais federais, estaduais e municipais em incidentes de poluição por óleo; *MNA: Ponto vulnerável do PNC. Necessidade de estabelecimento de protocolos, por exemplo: contingência em feriados; Falta de procedimentos no comitê de suporte. Necessidade de criar anexos ao Manual; Simulados do PNC contribuem muito.*

IV - Planos de Emergência Individuais e de Área para combate a incidentes de poluição por óleo; *MNA: PEI e PEVO bem implementados. PA de portos também. PA offshore piloto é o da BC, após sua aprovação será replicado em toda a costa.*

IX - Sistema de Comando de Incidentes; *MNA: Sistema unificado, modular, mesma linguagem para todas as ações de resposta. Representantes dos entes públicos que são os pontos focais dos assuntos, problemas de articulação entre a hierarquia interna e a hierarquia do SCI.*

X - termos de cooperação, convênios e instrumentos congêneres. *MNA: Capacitação de RH, criação dos PA. Necessidade da União de firmar contratos que respondam a*

emergências com ausência do poluidor. Problema: quais cenários adotar? Que tipo de mobilização, preço?

ANEXO C

Entrevista realizada em 15/12/2017 nas dependências da Diretoria de Portos e Costas da Marinha do Brasil (DPC), situada à rua Teófilo Otoni, 4, Centro, Rio de Janeiro – RJ.

Entrevistado: Comandante Tarcísio Alves de Oliveira (CTAO). tarcisio@marinha.mil.br

Foram acompanhados os artigos do Decreto 8.127/2015 que estabelecem responsabilidades à Marinha no âmbito de suas funções nos Comitê Executivo e de Suporte, além do Grupo de Acompanhamento e Avaliação, e também relatadas ações gerais no que se refere às ações de resposta a derramamento de óleo no âmbito da DPC.

A DPC exerce a função da Guarda-Costeira no Estado Brasileiro. Possui pessoal qualificado no tocante às suas atribuições e utiliza os navios da Marinha para realizar patrulhas e a estrutura das prefeituras navais para atuar frente a casos de acidentes ambientais em regiões de sua jurisdição.

A DPC promove aos seus integrantes diversas atividades no sentido de qualificação em respostas a emergências, tais como:

Simulados:

- ITOFF (junho/2016): Parceria com o Ibama. 3 dias de treinamento. Exercício simulado para envolver os entes do governo na articulação do PNC. Ponto de destaque: entrada de saída de material do país.
- Arpel (agosto/2017):

Outros simulados que a Marinha participou:

- Mobex (2010): mobilização internacional

A DPC participa de diversos eventos internacionais sobre derramamento de óleo de modo a capacitar seu pessoal, dentre eles a Rede Operativa da IMO – América do Sul + Caribe (2016).

Art. 7º Compete ao Comitê-Executivo:

II - estabelecer programa de exercícios simulados do PNC;

CTAO: Foram realizadas duas reuniões do Comitê Executivo desde a promulgação do referido Decreto. A primeira, em 2014, tratou da aprovação do regimento interno do Comitê, e a segunda, em 2016, foi realizada para a simular o acionamento dos membros do Comitê frente a uma emergência de significância nacional.

III - supervisionar o desenvolvimento do Sistema de Informações Sobre Incidentes de Poluição por Óleo em Águas Sob Jurisdição Nacional - Sisnóleo, e estabelecer os procedimentos necessários para o acesso ao sistema e a sua permanente atualização;

CTAO: A Diretoria de Portos e Costas da Marinha (DPC) está conectada ao Sisnóleo e contribui com a sua atualização através do fornecimento de imagens aéreas sobre a monitoração da costa brasileira e sua plataforma continental.

IV - elaborar o Manual do PNC no prazo de cento e oitenta dias, prorrogável por igual período, contado da data de publicação deste Decreto;

CTAO: Processo em andamento.

V - celebrar termos de cooperação, convênios e instrumentos congêneres;

CTAO: Pendente.

VIII - elaborar seu regimento interno.

CTAO: Regimento interno aprovado em 2014 (DOU – Portaria 448 de 18/12/2014).

Art. 9º Compete ao Grupo de Acompanhamento e Avaliação:

CTAO: O acidente do Campo de Frade despertou a necessidade de criar um grupo de avaliação integrado entre os órgãos público por conta de diversas informações desconstruídas repassadas à imprensa, daí nasceu a ideia de criação do GAA.

III - avaliar se o incidente de poluição por óleo é de significância nacional;

CTAO: Principal parâmetro: toque de óleo em áreas de alta sensibilidade ambiental. As cartas SÃO, fornecidas pelo MMA, estão passando por processo de revisão.

VII - conduzir exercícios simulados, programados pelo Comitê-Executivo;

CTAO: Desde 2014 o GAA acompanha todos os simulados tier 3, em 2017 foram 2 simulados realizados (um deles o do FPSO Saquarema). Notar que esses simulados fazem parte do cronograma referente às condicionantes dos processos de licenciamento ambiental estabelecidos pela DILIC/IBAMA.

Chegou-se à conclusão que é melhor estabelecer o Centro de Operações dentro do Centro de Comando do Poluidor.

Art. 12. Compete ao Comitê de Suporte:

I - atender às solicitações da Autoridade Nacional e do Grupo de Acompanhamento e Avaliação;

De acordo com o Artigo 13º compete ao: III - Ministério da Defesa - ativar o *International Charter Space and Major Disasters*, quando solicitado pelo Grupo de Acompanhamento e Avaliação: CTAO: *centro de fornecimento de imagens via satélite.*

a) Marinha do Brasil:

1. fornecer informações hidroceanográficas e previsões meteorológicas nas áreas de sua responsabilidade e de interesse para as ações de resposta; CTAO: *Centro de Hidrografia da Marinha.*

2. realizar, no caso do acionamento do PNC, o controle do tráfego marítimo na área do incidente de poluição por óleo, disseminando as informações de interesse para segurança da navegação;

3. interligar-se e atualizar o Sisnóleo; e

4. fornecer, por meio do Sistema de Informações sobre Tráfego Marítimo - SISTRAM, informações sobre navios e embarcações que possam ter causado incidentes de poluição por óleo;

V - fomentar a capacidade de resposta por meio de programas de capacitação, treinamento e aperfeiçoamento dos segmentos envolvidos; CTAO: *Existe essa rotina mas no âmbito do CONAMA e internamente na DPC/Marinha, mas não há atividades mobilizadas no calendário de gestão do PNC.*

CAPÍTULO IV

DOS INSTRUMENTOS DO PNC

Art. 21. A fim de atingir seus objetivos, o PNC contará com os seguintes instrumentos:

I - cartas de sensibilidade ambiental ao óleo e outros dados ambientais das áreas atingidas ou em risco de serem atingidas; *CTAO: Responsabilidade do MMA, já existem e estão em fase de revisão.*

II - centros ou instalações estruturadas para resgate e salvamento da fauna atingida por incidente de poluição por óleo; *CTAO: O PNC deve saber aquelas que estão disponíveis (condicionantes do licenciamento ambiental).*

V - programas de exercícios simulados; *CTAO: Aquele do calendário da DILIC/Ibama.*

CAPITULO V

DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 25 Os órgãos e instituições integrantes da estrutura organizacional do PNC, em articulação com o Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, incluirão na previsão de seus orçamentos recursos financeiros específicos para o cumprimento de suas atribuições previstas neste Decreto. *CTAO: Notar que não há liberação de verbas dedicadas a estruturação do PNC, e os órgãos devem contemplar os custos dessas atividades no seu orçamento.*

Art. 27 O Grupo de Acompanhamento e Avaliação poderá requisitar do responsável por qualquer instalação os bens e serviços listados nos respectivos Planos de Emergência Individuais e de Área necessários às ações de resposta, e outros bens e serviços disponíveis.

§ 1º Os custos referentes à requisição dos bens e serviços a que se refere o caput, apurados pelo Coordenador Operacional, serão ressarcidos integralmente pelo poluidor. *CTAO: Simulados sinalizam que a burocracia para inventariar os recursos mobilizados é grande e pode causar problemas se não executadas por um time dedicado a atividade.*

§ 2º Enquanto não identificado o poluidor, os custos relativos às atividades de resposta e mitigação serão cobertos pelo Poder Executivo Federal. *CTAO: Não há acordo no governo sobre que ente do poder público é o responsável.*

Art. 29. O Grupo de Acompanhamento e Avaliação encaminhará ao Conselho Nacional de Meio Ambiente - CONAMA, no prazo de cento e oitenta dias, contado da data de publicação deste Decreto, proposta de critérios e matriz de apoio à decisão para a utilização de

métodos e técnicas de combate à poluição por óleo, tais como uso de dispersantes e outros agentes químicos e a queima controlada no local. *CTAO: A Resoluções CONAMA que se referem ao assunto é que ditam as regras de utilização dos métodos de combate ao derramamento de óleo disponíveis.*

Revisão da CONAMA 398 – separação dos anexos portuários e de estruturas offshore.

ANEXO D

Entrevista realizada em 22/12/2017 nas dependências da Petróleo Brasileiro S.A., situada à Av. República do Chile 330, Torre Oeste, 20º andar, Centro, Rio de Janeiro – RJ.

Entrevistada: Patricia Bastos Kammratt (PBK) patricia.bastos@petrobras.com.br – Gerente Setorial.

LMS/US-SOEP/CEOPTO/SCOP – Soluções de Conformidade Operacional.

Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS.

Foram discutidos, principalmente, pontos sobre o Plano de Área da Bacia de Campos (PABC) e sobre a Estrutura de Resposta a Emergência da Petrobras.

No que se refere ao PABC, a entrevistada explica que o principal ponto ainda a ser discutido é o atendimento a manchas órfãs.

Esse é um ponto delicado pois não existe um mecanismo legal que permita o MMA ressarcir a empresa que atender um derramamento de óleo de origem desconhecida (e essa é uma responsabilidade da União) e, apesar de não ser o modo mais grave de poluição, é o mais frequente. Na Noruega, por exemplo, o Governo Federal faz parte da NOFO. Durante o acidente em Macondo, quem assumiu as ações de resposta foi o Estado, através da USCG e EPA (cada um na esfera de suas atribuições).

Em relação a interseção entre o PABC e a estrutura de resposta a emergência da Petrobras, existem algumas limitações de natureza jurídica, tais como a impossibilidade da Petrobras prestar serviços de resposta a emergência (pois não faz parte do seu *core business*) e a dificuldade em compartilhar recursos (como por exemplo, os CDA). Na opinião da entrevistada, a melhor saída para resolver essa questão seria a formação de uma empresa específica para atendimento a emergências, nos moldes da NOFO, onde a participação da Petrobras se daria através da sua subsidiária, a PB-LOG.

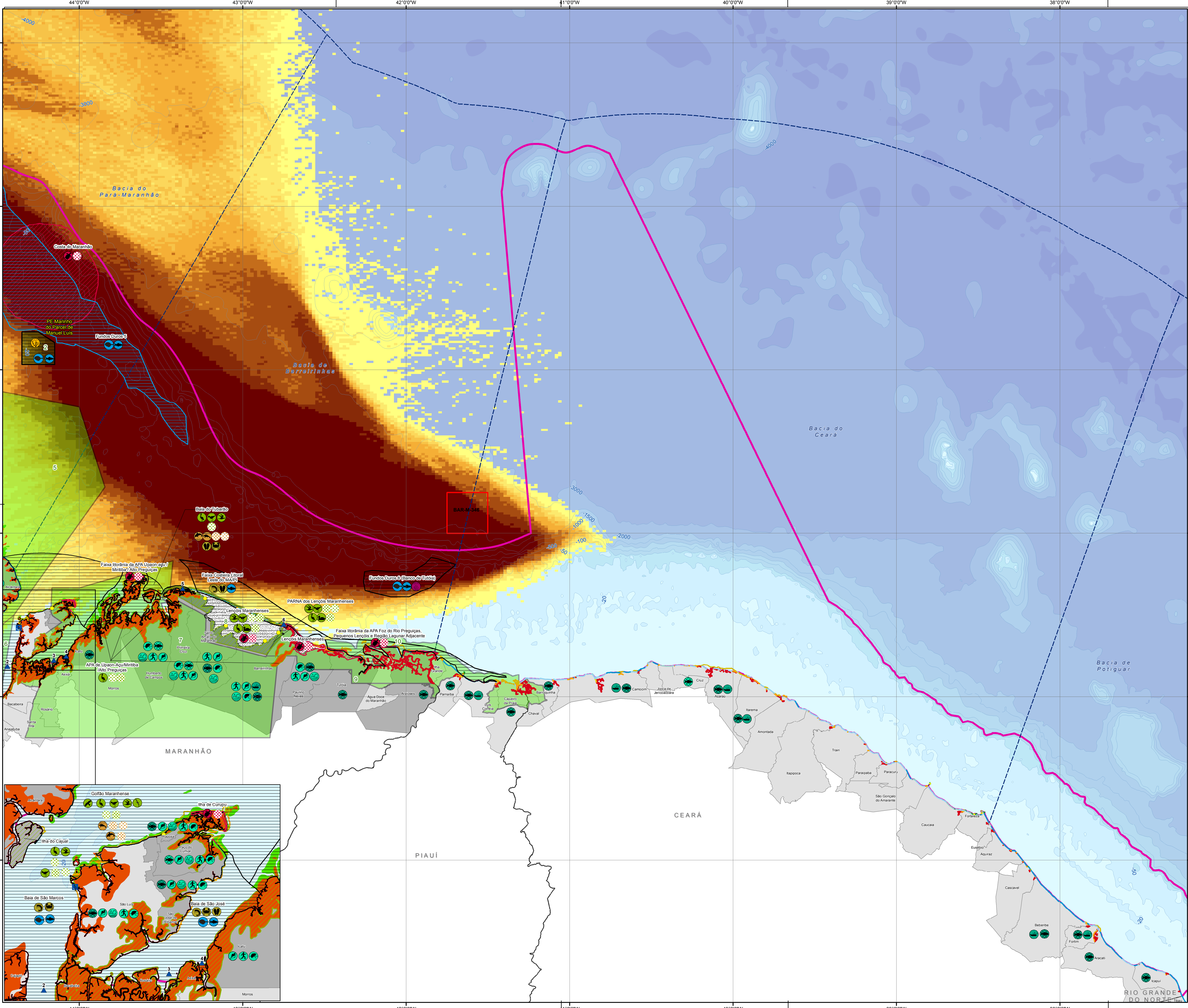
A Petrobras passou a integrar a OSRL após o acidente de Macondo, e, por conta dessa associação, os recursos de *Capping* encontram-se hoje mobilizados no CDA de Angra dos Reis (e os custos para a sua mobilização e armazenamento são divididos entre a Petrobras e as demais operadoras associadas à OSRL que atuam no Brasil). Um ponto que merece destaque é a falta de aprovação por parte do Ibama de mais de um tipo de dispersante químico para ser utilizados em águas nacionais.

A entrevistada ainda exalta que há diferença de entendimento entre as operadoras e o Ibama sobre o que seriam recursos de resposta imediata e de resposta escalonada. Destaca-se que a Petrobras possui os recursos para atendimento de pior caso de descargas de óleo alocados (dedicados) na Bacia de Campos. A Petrobras possui uma grande estrutura de resposta a emergências e muitos recursos humanos e materiais dedicados a essa atividade. Existem diversas gerências na empresa que tratam de segurança de poços, como por exemplo pode ser observado que existem profissionais dedicados a avaliar alterações contratuais necessárias no caso de eventos acidentais que demandem a perfuração de poços de alívio. A entrevistada também acredita fazer parte da força de trabalho da empresa a “obrigação moral” de atendimento a manchas de óleo no mar – mesmo de origem desconhecida. Especula-se que isso se refira ao tempo em que a Petrobras possuía o monopólio da E&P de petróleo no Brasil.

Por fim, a entrevista aborda alguns assuntos que devem ser discutidos e é onde há mais necessidade de aperfeiçoamento, são eles: eficiência na gestão de recursos, planos de manutenção, capacidade de organização e qualidade de prontidão. A revisão da CONAMA 398 também poderia separar os empreendimentos por tipologia, e focar menos em recursos dedicados e mais em treinamento e gestão das equipes de resposta a emergências.

ANEXO E

Mapa de Sensibilidade Ambiental da Bacia de Barreirinhas.



CONVENÇÕES CARTOGRÁFICAS:

- Porto do Itaqui
- Capital Estadual
- Limite Estadual
- Bacia Sedimentar
- Batimetria
- Municípios com probabilidade de toque de óleo
- Bloco

Legenda

Recursos Biológicos

- Sirênios
- Pequenos cetáceos
- Anseriformes
- Aves limícolas
- Aves aquáticas pernaltas
- Aves de rapina
- Aves marinhas costeiras
- Aves marinhas pelágicas
- Quelônios
- Crustáceos (Camarão)
- Crustáceos (Caranguejo)
- Molusco
- Peixes demersais
- Peixes pelágicos
- Área de Alimentação (Quelônios)
- Área de Reprodução (Quelônios)
- Área de Alimentação (Mamíferos aquáticos)
- Área de Reprodução (Mamíferos aquáticos)
- Área de Alimentação (Aves)
- Área de Reprodução (Aves)

Ecossistemas Costeiros

- Áreas, praias e dunas
- Manguezais e áreas úmidas
- Bancos de areia
- Áreas de restinga
- Principais Estuários da Região
- 2 - Estuário do rio Itapecuru
- 3 - Estuário do rio Munim
- 4 - Estuário do rio Baleia
- 5 - Estuário do rio Preguiça
- Cenário de Pior Caso: Blowout
- Volume total: 50.720,10 m³ (30 dias)
- Volume diário: 1690,67 m³
- Óleo cru - API: 29.0°
- Período de simulação: 60 dias
- Pluma de Dispersão de Óleo**
- Cru Cenário Inverno**
- Probabilidade de presença de óleo (%)
- 0 - 10
- 10 - 20
- 20 - 30
- 30 - 40
- 40 - 50
- 50 - 60
- 60 - 70
- 70 - 80
- 80 - 90
- 90 - 100
- Área de Pesca

Área de Concentração

- Aves
- Múltiplos Recursos
- Peixes
- Quelônios

Unidades de Conservação

Proteção Integral

- 2 - PE Maranhão do Parcel de Manuel Luis
- 8 - PARNA dos Lençóis Maranhenses

Uso Sustentável

- 5 - APA das Reentrâncias Maranhenses
- 6 - APA da Baixada Maranhense
- 7 - APA Upaon-Açu/Miritiba/Alto Preguiças
- 9 - APA da Foz do Rio das Preguiças - Pequenos Lençóis - Região Lagunar Adjacente
- 10 - APA Delta do Parnaíba

Índice de Sensibilidade do Litoral

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Fontes:

- IBP/OBRIENS, 2013

- BOM - IBGE, 2011

- AMARAL et al., 2007

- BITTENCOURT et al., 2003

- BURGER, 1999; EL ROBRINI, 2014

- GUEDES, 2012; ICMBIO, 2014

- MARANHÃO, 2014

- MELLO & MOCHEL, 1999

- MENEZES et al., 2007; MMA, 2002

- MOURA et al., 1999; ROCHA et al., 1999

- TÁVORA et al., 2010

- ALMEIDA, 2008

- CHRISTOS, 2006; ALMEIDA, 2008

- MMA, 2007

- PORTO et al., 2005

- ASANO FILHO et al., 2003

- SICILIANO et al., 2008

- SIMAM, 2014

- BARRETO et al., 2013b

- BATISTELLA, 2013

- PEREIRA et al., 2007

- MMA, 2007

- ICMBIO/MMA 2011

- MMA/IBAMA/ICMBIO, 2008

- FIGUEIREDO et al., 2012

- RODRIGUES et al., 1996, apud FEDRIZZI, 2003

- IBP/IBAMA/IBP/OBRIENS, 2015

- SOARES, 2008

- RODRIGUES & LOPES, 1997

- INSTITUTO - SOCIOAMBIENTAL, 2015

- RODRIGUES, 1993

- IBP/IBAMA/IBP/OBRIENS, 2015; SANTOS, 2007

- DINIZ, 2007

- LUNA et al., 2008b

- LUNA, 2001

- MMA, 2007

Projeção Geográfica
Sistema de Coordenadas: GCS SIRGAS 2000
Datum: SIRGAS 2000
Unidade: Graus

bp

AEOM do Brasil
Praia de Boateiro, 440 | Sala 2.401 CEP 22260-040
Rio de Janeiro - RJ, Brasil
Tel.: 55 21 2005-9677 Fax: 55 21 2005-3600
www.aecom.com

AECOM

TÍTULO: Estudo Ambiental de Perfuração - EAP
Atividade de Perfuração Marítima no Bloco BAR-M-346 - Bacia de Barreirinhas
Mapa de Vulnerabilidade Ambiental
Cenário de Pior Caso (blowout) - Inverno

RESP. TÉCNICO: Natália Salisse	CONSELHO REGIONAL: CRBio: 91223/02	ASSINATURA: Marcio Rocha	Nº MAPA: 11.177.398
ESCALA: 1:117.398	PROJETADO POR: Marcio Rocha	APROVADO POR: Adriana Moreira	FOLHA: 1/3
DATA: Março de 2016	Nº PROJETO: 00290-0141	Nº PROCESSO: 02022.000705/14-16	REVISÃO: 00