



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

Alan Santos Silva

ESTUDO DA PREVISIBILIDADE DAS EXIGÊNCIAS DE MONITORAMENTO
AMBIENTAL NO CONTEXTO DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL DA ATIVIDADE
DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA

Rio de Janeiro

2018



UFRJ

Alan Santos Silva

ESTUDO DA PREVISIBILIDADE DAS EXIGÊNCIAS DE
MONITORAMENTO AMBIENTAL NO CONTEXTO DO
LICENCIAMENTO AMBIENTAL DA ATIVIDADE DE
PERFURAÇÃO MARÍTIMA

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

Orientador: Sérgio Luiz Costa Bonecker, *D.Sc.*

Rio de Janeiro
2018

Silva, Alan.

Estudo da Previsibilidade das Exigências de Monitoramento Ambiental no Contexto do Licenciamento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima / Alan Santos Silva. – 2018.

f. : il. 30 cm

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica e Escola de Química, Programa de Engenharia Ambiental, Rio de Janeiro, 2018.

Orientador: Sérgio Luiz Costa Bonecker

1. Ações Mitigadoras. 2. Indicadores Ambientais. 3. Perfuração de Poços. I. Bonecker, Sérgio. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola Politécnica e Escola de Química. III. Avaliação da Previsibilidade das Exigências de monitoramento Ambiental aos Empreendimentos de Perfuração Marítima no Brasil.



UFRJ

ESTUDO DA PREVISIBILIDADE DAS EXIGÊNCIAS DE MONITORAMENTO
AMBIENTAL NO CONTEXTO DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL DA ATIVIDADE
DE PERFURAÇÃO MARÍTIMA

Alan Santos Silva

Orientador: Sérgio Luiz Costa Bonecker, *D.Sc.*

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

Aprovada pela Banca:

Presidente, Sérgio Luiz Costa Bonecker, *D.Sc.*, UFRJ

Cláudia do Rosário Vaz Morgado, *D.Sc.*, UFRJ

Geraldo Andre Thurler Fontoura , *D.Sc.*, UFF

Jane Beatriz Narvaez Mauro, *D.Sc.*, Petrobras

Rio de Janeiro
2018

Agradecimento

À minha mãe que sempre acreditou em mim e sem a qual nada disso seria possível.

À UFRJ que foi responsável por oportunidades de desenvolvimento, crescimento e autoconhecimento ao longo desses anos.

Ao Prof. Sergio Bonecker, meu orientador, que foi muito importante para o presente trabalho que mesmo sem muito tempo se mostrava solícito e disposto a ajudar sempre que preciso.

À coordenadora do PEA, Profa. Cristina Aparecida Gomes Nassar que se mostrava sempre disposta a orientar os mestrandos do programa.

Aos meus amigos sem os quais eu não seria nem metade do que sou. Aos que estão sempre no s2 e aos que “fecham”.

Aos meus amigos e colegas de trabalho que sempre me deram apoio para continuar.

RESUMO

SILVA, Alan Santos. **Estudo da Previsibilidade das Exigências de Monitoramento Ambiental no Contexto do Licenciamento Ambiental da Atividade de Perfuração Marítima**. Rio de Janeiro, 2018. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

A 11ª Rodada de Licitações de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (Rodada 11) atraiu investimentos de empresas internacionais de petróleo e gás para as bacias sedimentares da Margem Equatorial brasileira. Entretanto, as exigências de monitoramento ambiental oriundas do licenciamento ambiental são apontadas como um dos principais pontos de impasse entre as empresas de exploração e produção (E&P) e a autoridade ambiental no contexto do licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima. Operadoras alegam que as medidas exigidas são ineficazes e desproporcionais, ao passo que a autoridade ambiental aponta deficiências nas metodologias e indicadores de monitoramento propostos pelas empresas de E&P. O impasse posto em evidência representa um dos aspectos que compõem o risco do processo de licenciamento para as Operadoras que se comprometem com campanhas de exploração sem saberem ao certo o custo e o escopo final de seus estudos ambientais. Nesse sentido o presente estudo tem como objetivo avaliar, à luz de referências internacionais, as ferramentas e práticas previstas no arcabouço legal e regulatório do Brasil capazes de minimizar o risco do licenciamento ambiental à medida que conferem algum grau de previsibilidade às exigências de monitoramento ambiental. Constata-se que o Brasil possui um arcabouço legal e regulatório alinhado com os países de referência estudados, porém percebe-se oportunidades de melhoria tais como a definitiva implementação das avaliações ambientais prévias e a diminuição na ingerência sobre as propostas de programas e projetos de monitoramento ambiental.

Palavras-chave: Ações Mitigadoras; Indicadores Ambientais; Perfuração de Poços

ABSTRACT

SILVA, Alan Santos. **Study of Predictability of Monitoring Requirements under Environmental Permitting Process of Offshore Drilling.** Rio de Janeiro, 2017. Dissertation (Master) – Master's in Environmental Engineering, Polytechnic School and School of Chemistry, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

The 11th Bidding Round (Round 11) attracted investments from international oil companies to the sedimentary basins of the Brazilian Equatorial Margin. However, the environmental monitoring requirements made as mitigating measures of potential environmental impacts have been identified as one of the main deadlocks between E&P companies and the environmental authority regarding the environmental permitting of offshore drilling. Operators claim measures required are ineffective and disproportionate, while the environmental authority points out deficiencies in the methodologies and monitoring indicators proposed by E&P companies. The highlighted deadlock is one of the aspects of risk that permitting process represents for the Operators who commit themselves to exploration campaigns without knowing for sure the final cost and scope of their environmental studies. In this sense, the present study aims to evaluate, in the light of international references, the tools and practices envisaged in the legal and regulatory framework of Brazil capable of reduce the risk of environmental licensing as they confer some degree of predictability on environmental monitoring requirements. Brazil has a legal and regulatory framework in line with the reference countries studied, but it is possible to see improvement opportunities such as the definitive implementation of previous environmental assessments and the reduction of interference with the proposals of programs and projects of environmental monitoring.

Keywords: Mitigation Measures; Environmental Indicators; Well Drilling

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Gráfico de Participação das Fontes no Consumo Final de Energia no Brasil em 2024	17
Figura 2 – Gráfico da Distribuição dos Poços Exploratórios <i>offshore</i> por Bacia Sedimentar entre 1954 e 2015	20
Figura 3 – Blocos Ofertados na Rodada 11 na Bacias Sedimentares da Margem Equatorial	21
Figura 4 – Gráfico do Número de Poços de Exploração Perfurados na MEq no período de 1970 a 2015 por Ambiente Exploratório	22
Figura 5 – Navio-sonda ENSCO DS-4 da empresa Ensco plc	38
Figura 6 – Exemplo de embarcação do tipo PSV	42
Figura 7 – Exemplo de embarcação do tipo AHTS	42
Figura 8 – Exemplo de embarcação do tipo OSRV	42
Figura 9 – Cronograma das Campanhas de Perfuração dos Blocos da Rodada 11 na Margem Equatorial	44
Figura 10- Esquema do sistema de circulação de FPBA	48
Figura 11 – Esquema do sistema de circulação de FPBNA	49
Figura 12 – Esquema Genérico do Sistema de Circulação de Fluidos Complementares	50
Figura 13 – Esquema Simplificado de Navio-Sonda dotado de Riser acoplado a um poço com Sistemas de Segurança e Controle - Cabeça de Poço e BOP	52
Figura 14 – As regiões de planejamento da Plataforma Continental Externa do Golfo do México (OCS GoM).	58
Figura 15 – Esquema do Processo de Definição dos Programas de Monitoramento Ambiental para os Empreendimentos de E&P na OCS	63
Figura 16 – Regiões abertas às atividades de E&P na NCS	65
Figura 17 – Fluxograma do Processo de Definição e Revisão dos Programas de Monitoramento Ambiental na NCS	71
Figura 18 – Mapas de Concessão Marítima de E&P sob Jurisdição do <i>Commonwealth</i> na Austrália	73
Figura 19 – Fluxograma de Aprovação dos Planos Ambientais pela NOPSEMA	78
Figura 20 – Mapa do Brasil com Destaque para as Bacias Sedimentares Marítimas e o Polígono do Pré-sal	79
Figura 21 – Fluxograma Esquemático do Processo de Licenciamento Ambiental da Atividade de Perfuração de Poços Marítimos na Plataforma Continental Brasileira	84
Figura 22 – Hierarquia de Mitigação	96
Figura 23 – Processo Genérico de AIA	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Número de Poços Exploratórios Perfurados nas Bacia Sedimentares da MEq no Período 1970 - 2015 por Ambiente Exploratório	23
Tabela 2 – Número de Poços de Exploração Perfurados em Lâminas d'água Superior a 400m de 2006 a 2016 nos 20 países mais relevantes	54
Tabela 3 – Tabela de Relação dos Projetos/Planos de Monitoramento Exigidos e o Respectivo Termo de Referência	88
Tabela 4 – Planos e Projetos de Monitoramento Contestados segundo Estratégia Adotada	94
Tabela 5 – Argumentos para a Não Apresentação dos Projetos/Planos Exigidos nos Termos de Referência	95
Tabela 6 – Ferramentas e Práticas que Atribuem Previsibilidade às Exigências de Monitoramento Ambiental no âmbito dos Processos de Licenciamento Ambiental	101

LISTA DE SIGLAS

AAAS	Avaliação Ambiental de Área Sedimentar
AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
AHTS	<i>Anchor Handling Tug Supply</i>
AIA	Avaliação de Impacto Ambiental
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AP	Águas Profundas
AR	Águas Rasas
AUP	Águas ultraprofundas
BOEM	<i>Bureau of Ocean Energy Management</i>
BOEMRE	<i>Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement</i>
BOP	<i>Blowout Preventer</i>
CGMAC	Coordenação-Geral de Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Marinhos e Costeiros
CGPEG	Coordenação-Geral de Petróleo e Gás
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COEXP	Coordenação de Licenciamento Ambiental de Exploração de Petróleo e Gás
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
DILIC	Diretoria de Licenciamento
E&P	Exploração e Produção
EA	<i>Environmental Assessment</i>
EAP	Estudo Ambiental de Perfuração
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EIS	Environment Impact Statment
EP	<i>Exploration Plan</i>
EP	<i>Environmental Plan</i>
EPBCA	<i>Environment Protection and Biodiversity Conservation Act</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESCP	Equipamento de Segurança de Cabeça de Poço
EUA	Estados Unidos da América
FCA	Ficha de Caracterização da Atividade
FPBA	Fluido à base de água
FPBNA	Fluidos de base não-aquosa
GEE	Gases do Efeito Estufa
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GoM	Gulf of Mexico
GTPEG	Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de óleo e Gás
Ibama	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBP	Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
IOC	<i>International Oil Comapany</i>

MEq	Margem Equatorial
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MMS	<i>Minerals Management Service</i>
NCS	<i>Norwegian Continental Shelf</i>
NEA	<i>Norwegian Environmental Agency</i>
NEPA	<i>National Environmental Policy Act</i>
NOPSEMA	<i>National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority</i>
NOPTA	<i>National Offshore Petroleum Titles Administrator</i>
NOROG	<i>Norwegian Oil and Gas Association</i>
NPD	<i>Norwegian Petroleum Directorate</i>
O&G	<i>Oil and Gas</i>
OCS	<i>Outer Continentan shelf</i>
OCSLA	<i>Outer Continentan shelf Lands Act</i>
OGP	<i>Internacional Association of Oil and Gas Producers</i>
OPGGSA	<i>Commonwealth Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act</i>
OPP	<i>Offshore Project Proposal</i>
OSRV	<i>Oil Spill Response Vessel</i>
PCAC	Projeto de Caracterização de Avifauna em Ambiente Costeiro
PCAP	Plano de Compensação da Atividade Pesqueira
PCP	Projeto de Controle da Poluição
PCPeixe-boi	Projeto de Caracterização de Áreas de Alimentação de Peixe-boi
PCS	Projeto de Comunicação Social
PCTartaruga	Projeto de Caracterização de Áreas de Alimentação de Tartarugas Marinhas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEAT	Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores
PMA	Projeto de Monitoramento Ambiental
PMAereo	Projeto de Monitoramento Aéreo de Mamíferos Marinhos
PMAve	Projeto de Monitoramento de Aves
PMCF	Projeto de Monitoramento de Cascalho e Fluido de Perfuração –
PME	Projeto de Monitoramento Embarcado
PMFP	Plano de Manejo de Fauna na Plataforma
PMP	Projeto de Monitoramento de Praias
PMRuídos	Projeto de Caracterização e Monitoramento do Nível de Ruídos
PSA	<i>Petroleum Safety Authority</i>
PSV	<i>Platform Supply Vessel</i>
RIAP	Relatório de Impacto Ambiental da Perfuração
RIMA	Relatório de Impacto ao Meio Ambiente
ROV	<i>Remotely Operated Vehicle</i>
TC	Terras Costeiras
TR	Termo de Referência

UAL	Unidade Avançada de Licenciamento
UC	Unidade de Conservação
UPM	Unidade de Perfuração Marítima
USDOI	<i>United States Department of Interior</i>
WA	<i>Western Australia</i>

LISTA DE SIMBOLOS

Mbpd	Milhares de barril de Petróleo por dia
MMm ³ /d	Milhões de metros cúbicos por dia
MMboe/d	Milhoes de Barris de óleo equivalente por dia

Sumário

1. Introdução.....	15
1.1. Objeto de Estudo, Limitações e Considerações.....	31
1.2. Objetivos	30
2. A Caracterização das Campanhas de Perfuração na Margem Equatorial.....	34
2.1. Unidade de Perfuração Marítima (UPM).....	37
2.2. Construção de Poços Marítimos	39
2.3. Base de Apoio Logístico.....	40
2.4. Duração.....	43
2.5. Os Sistemas de Relevância Ambiental.....	44
2.5.1. Sistema de Circulação de Fluidos	44
2.5.2. Sistema de Segurança ou Controle de Poço.....	50
3. Ambiente Legal e Regulatório de Países de Referência	53
3.1. Estados Unidos (EUA).....	57
3.2. Noruega	63
3.3. Austrália	71
3.4. Brasil.....	78
4. Resultados e Discussões	85
4.1. Identificação das Exigências de Monitoramento Ambiental	88
4.2. Pontos de Conflito	90
4.3. As Ferramentas e Práticas de Previsibilidade	101
5. Conclusão.....	109
6. Referências	113

1. Introdução

Durante os últimos séculos, o crescimento da disponibilidade de petróleo e gás natural tem melhorado a vida de bilhões de pessoas ao redor do mundo, tendo estes recursos um papel essencial na manutenção do avanço tecnológico, social e econômico conquistado pela humanidade. A indústria de O&G, da abreviação de “Óleo e Gás” do jargão internacional do setor (*oil and gas*), possibilitou o desenvolvimento de uma vasta gama de produtos industrializados que colaboram para o desenvolvimento de áreas como a medicina, telecomunicações, transportes, indústria farmacêutica entre outras. Todavia, o petróleo e o gás natural possuem ainda um papel essencial como fonte energética, seja como fonte direta de geração ou através de seus derivados como a gasolina, querosene, óleo diesel e o gás natural veicular.

Segundo a publicação *Outlook for Energy: A view to 2040* (2016), publicada pela *Exxon Mobil Corporation*¹, o petróleo e o gás natural responderão por 58% da demanda por energia no mundo em 2040, sendo os setores que mais contribuirão para a demanda essencial serão os transportes e a indústria petroquímica. A demanda global por petróleo e outros combustíveis líquidos está projetada para subir em torno de 20% de 2014 a 2040, ao passo que a projeção de crescimento da demanda por gás natural é de 50%. A publicação projeta ainda que a demanda por gás natural crescerá mais do que a por qualquer outro combustível e que 40% do crescimento da demanda global por energia de 2014 a 2040 serão atendidos por este recurso energético.

¹A *Exxon Mobil Corporation* é a maior companhia de Petróleo e Gás de capital aberto do mundo com relação a receita e produção total de O&G. A companhia ocupa, respectivamente, a quarta e a quinta posição na lista Fortune500 das 500 maiores empresas dos EUA, da revista Fortune, e na lista Global2000 da revista Forbes que lista as 2000 maiores empresas do mundo. As duas publicações listam as empresas segundo sua receita bruta.

Sendo assim, a produção dos combustíveis precisará atender à crescente demanda global, sendo necessário que a produção se eleve dos 93 MMboe/d em 2014 para 112 MMboe/d em 2040. Embora a publicação citada anteriormente projete que 55% da produção de petróleo e gás natural em 2040 serão oriundos de reservas convencionais, a produção de reservas em águas profundas e ultraprofundas, onde se encontram as maiores reservas do Brasil, terão um crescimento de 70% na participação na matriz de fornecimento global. A projeção para a produção em águas profundas e ultraprofundas é que exceda os 10 MMboe/d em 2040 com destaque para a produção em quatro regiões: Angola, Brasil, Nigéria e a região do Golfo do México americano.

No Brasil, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME), revisa anualmente o Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE) que projeta a demanda de energia no curto prazo (10 anos). Segundo o PDE 2024 (EPE/MME, 2015), ao longo do decênio 2015-2024 a demanda nacional por gás natural crescerá 3,5% ao ano, acompanhada pelo crescimento de 2,3% ao ano da demanda por derivados do petróleo (Óleo Diesel, Óleo Combustível, Gasolina, GLP, Querosene e outros). O Plano projeta que os derivados de petróleo e o gás natural corresponderão a 49,4% do consumo final de energia do Brasil no ano de 2024 conforme pode ser observado na Figura 1 retirado do PDE 2024.

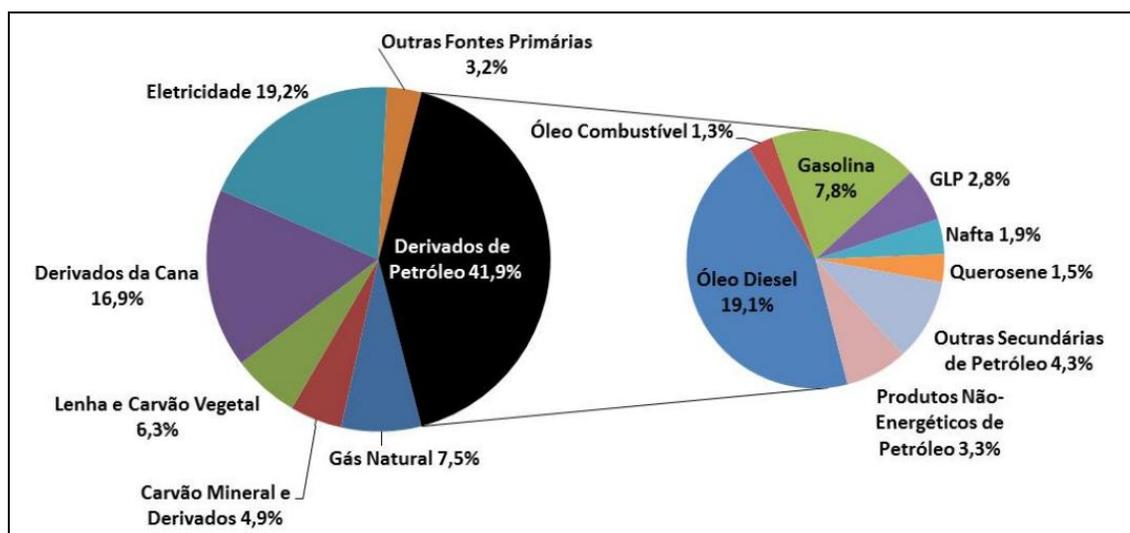


Figura 1 – Gráfico de Participação das Fontes no Consumo Final de Energia no Brasil em 2024
Fonte: EPE/MME (2015)

A fim de manter a disponibilidade desse recurso estratégico, países produtores e empresas precisam não só investir na produção de O&G otimizando a produção nos campos produtores, mas também precisam garantir que o recurso não se esgotará no curto prazo, sendo a descoberta de novas reservas comerciais de petróleo e gás natural a maneira mais segura de se manter a disponibilidade dos recursos. O sucesso dos esforços exploratórios é essencial na manutenção da disponibilidade energética necessária para que os países promovam desenvolvimento, como também possibilita que as empresas assegurem a geração de valor para aos seus acionistas no longo prazo.

O PDE 2024 (EPE/MME, 2015) projeta que a produção potencial diária nacional de petróleo até 2024 deverá alcançar 5,109 Mbpd com as reservas de recursos com comercialidade comprovada, ou seja, em fase de desenvolvimento ou produção até a data de 31/12/2013 declinando a partir do ano de 2021. O Plano aponta que a produção em 2024 tem potencial de ser 127% maior que a registrada no ano de 2014 (2,255 Mbpd) posto que áreas com recursos ainda não descobertos entrem em produção. A partir de 2019, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas até a data de 30/06/2014, alcançando produção potencial total diária de 0,122 Mbpd, ou seja, 2,38% da produção potencial diária nacional projetada para 2024. A possível contribuição dos recursos na área da União, dependente da realização de novas contratações projetadas para o decênio 2015-2024 por concessão ou partilha da produção, tem seu início também previsto para 2019 com potencial esperado de produção em 0,150 Mbpd, 2,93% da produção potencial diária total projetada para 2024.

Por sua vez, a produção líquida² potencial nacional de gás natural convencional será de 99,153 Mm³/d e de modo análogo ao petróleo, é notória a

² Segundo o PDE 2024 (EPE/MME, 2015) produção líquida de gás natural é aquela que corresponde aos volumes de gás natural potencialmente disponibilizáveis para UPGNs, obtidos a partir da previsão de produção bruta e de estimativas de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio (para E&P) de gás natural,

dominância da participação dos recursos já descobertos na produção de gás natural convencional ao longo de todo o decênio 2015-2024, todavia é projetado que a contribuição de recursos ainda não descobertos em áreas já contratadas, ou não, será de 23,55 Mm³/d, ou seja, 23,75% da produção potencial em 2024.

Embora a contribuição potencial de recursos não descobertos em 2024 possa parecer pequena, 5,31% e 23,75% da produção total de petróleo e gás natural respectivamente, a atividade de exploração se torna ainda mais significativa pelo potencial vetor de crescimento econômico que representa. A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis³ (ANP) realiza no Brasil leilões públicos de áreas para a exploração de petróleo e gás natural, também conhecidos por Rodadas, desde o ano de 1998 (Rodada Zero) que vêm garantindo investimentos por parte das empresas de Exploração e Produção - E&P. Desde a Rodada 5 em 2003, a ANP exige das concessionárias o compromisso firme de execução de atividades exploratórias – Levantamento de dados de diferentes naturezas ou a perfuração de poços – no formato de um Programa Exploratório Mínimo (PEM) em conjunção às regras de Conteúdo Local que garantem a injeção de recursos na indústria de E&P brasileira.

À medida que a ANP realiza novas Rodadas, os investimentos em exploração no país são mantidos ao passo que se renova o “estoque” de atividades firmes a serem realizadas pelas concessionárias, entretanto o sucesso das campanhas exploratórias em algumas poucas bacias sedimentares marítimas acabou levando à negligência do potencial de outras áreas do Brasil e fez com que os investimentos se dessem de maneira concentrada nessas bacias sedimentares. Segundo a EPE/MME (2015), historicamente, o primeiro ambiente de E&P a sustentar a produção nacional de petróleo foi o de terra costeira (TC), principalmente na Bacia do Recôncavo, dos anos 1950 aos anos 1970. Nos anos

³Segundo Brasil (1997), A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o órgão regulador das atividades que integram a indústria do petróleo e gás natural e a dos biocombustíveis no Brasil. Autarquia federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a ANP é responsável pela execução da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, de acordo com a Lei do Petróleo (Lei Federal nº 9.478/1997).

1980 e 1990, os ambientes de água rasa (AR) e de água profunda (AP), principalmente na Bacia de Campos, passaram a contribuir significativamente com a produção nacional. No final do século XX, é iniciado o papel preponderante do ambiente de água ultraprofunda (AUP), na Bacia de Campos e, mais recentemente, na Bacia de Santos.

A exploração nos ambientes *offshore*, todavia não se deu de maneira homogeneia ao longo das bacias sedimentares marítimas, estando os esforços exploratórios concentrados historicamente nas bacias de Campos e Santos devido ao potencial comprovado por grandes descobertas a partir dos anos de 1980. A Figura 2 apresenta a distribuição por bacia sedimentar dos poços *offshore* pioneiros⁴ iniciados no Brasil desde 1954 até o ano de 2015. Pode-se observar a dominância das bacias de Campos e Santos responsáveis por aproximadamente 42% e 14%, respectivamente, dos poços perfurados.

⁴Os poços a serem inicialmente perfurados são denominados pioneiros e têm como objetivo sondar regiões ainda não produtoras. Caso um poço pioneiro acuse alguma descoberta, são perfurados outros poços para demarcar os limites do campo, chamados poços de delimitação ou extensão. Esta avaliação da extensão da jazida informa se é comercialmente viável produzir o petróleo descoberto. Todos os poços perfurados até então são classificados como exploratórios. Encontrando-se volume comercialmente viável, começa a fase da produção naquele campo. São então perfurados os poços de desenvolvimento que colocam o campo em produção e poços destinados exclusivamente voltados à produção. Eventualmente poços de exploração podem se tornar poços produtores.

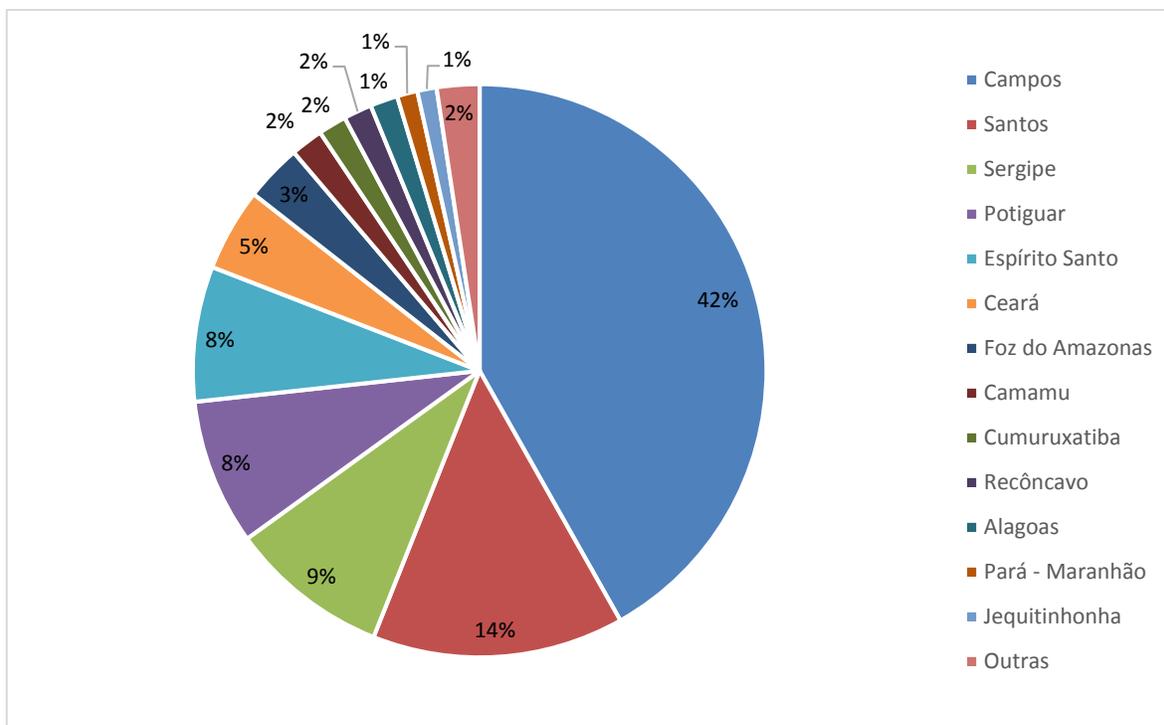


Figura 2 – Gráfico da Distribuição dos Poços Exploratórios *offshore* por Bacia Sedimentar entre 1954 e 2015

Fonte: SDT/ANP (2016). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acesso-aos-dados-tecnicos>

Tendo em vista a concentração dos esforços exploratórios, a ANP vem se esforçando para licitar áreas ainda sem potencial comprovado assim, em 2013 a Agência promoveu a 11ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, ou Rodada 11, que tinha como objetivo:(i) Licitar blocos com risco exploratório em bacias de novas fronteiras tecnológicas ou do conhecimento para promover o conhecimento das bacias sedimentares; (ii) Descentralizar o investimento exploratório no país; (iii) Desenvolver a pequena indústria petrolífera e fixar empresas nacionais e estrangeiras no País, dando continuidade à demanda por bens e serviços locais, à geração de empregos e à distribuição de renda.

A Rodada 11 ofertou 166 blocos *offshore* distribuídos em 7 bacias sedimentares marítimas consideradas de nova fronteira exploratória. Desse montante, foram arrematados 55 blocos dos quais 49 tiveram seus contratos assinados e encontram-se atualmente em fase de exploração com prazo máximo para a execução das atividades firmes previstas nos Programas de Exploração Mínimo fixado para 2018. A Rodada 11 foi importante porque interrompeu um

regime de 6 (seis) anos sem concessão de novas áreas para a exploração e atendeu com sucesso aos objetivos do Governo Federal (ANP, 2013).

Entre os diferenciais da Rodada 11 destacou-se o foco que teve na oferta de áreas na região de nova fronteira exploratória que se estende do litoral dos estados do Rio Grande do Norte ao Amapá conhecida como Margem Equatorial (MEq). A região compreende as bacias sedimentares marítimas do Potiguar, Ceará, Barreirinhas, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas. Pode-se observar na Figura 2 que as 5 (cinco) bacias sedimentares da MEq concentraram aproximadamente 18% dos poços exploratórios marítimos perfurados no Brasil até 2015. A Figura 3 apresenta a distribuição dos blocos ofertados na Rodada 11 pelas bacias sedimentares da MEq.

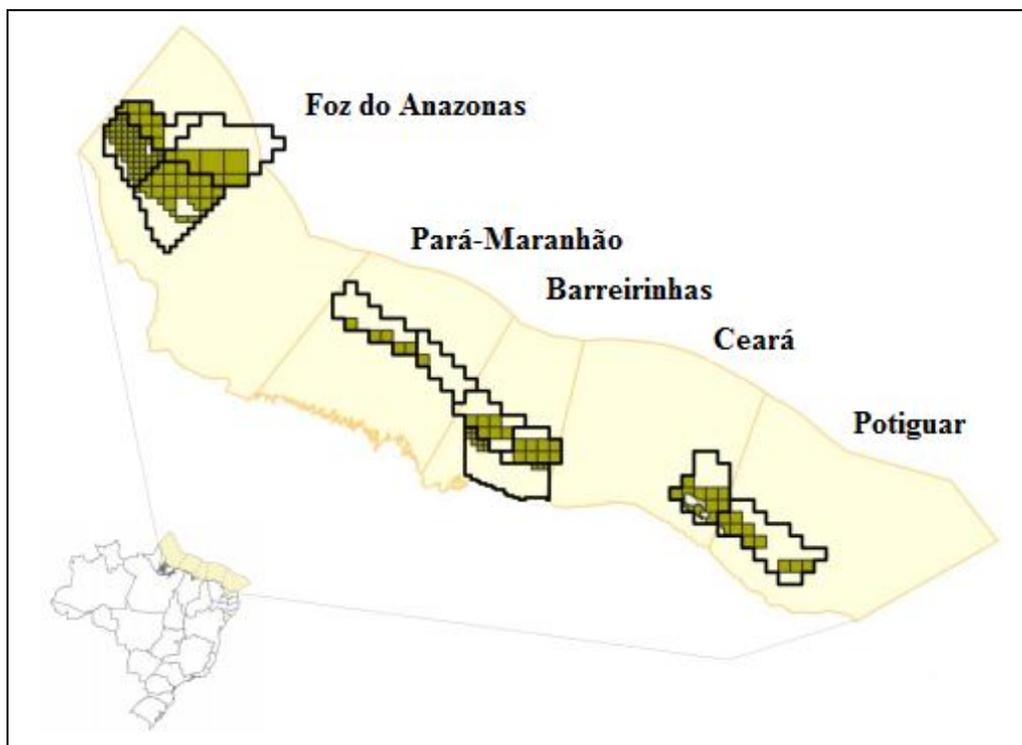


Figura 3 – Blocos Ofertados na Rodada 11 na Bacias Sedimentares da Margem Equatorial

Fonte: Adaptado pelo Autor, ANP (2013). Disponível em: http://www.brasil-rounds.gov.br/round11/portugues_r11/areas_oferecidas.asp

A MEq é considerada uma nova fronteira exploratória embora o início da exploração nas bacias sedimentares da região date do início dos anos de 1970, ainda no período do monopólio das atividades de E&P, com a perfuração do poço

1-PAS-0001-PA perfurado no litoral do estado do Pará na bacia da Foz do Amazonas em lâmina d'água de 12m.

Ao longo destes 47 anos foram perfurados nas bacias da MEq 533 poços das categorias pioneiros, pioneiros adjacentes e extensão tendo o pico da exploração acontecido ao final dos anos 70 e início dos anos 80 com predomínio da exploração em ambiente de água rasa como pode ser observado na Figura 4. Não houve início de perfuração de novos poços exploratórios nas bacias sedimentares da MEq após o ano de 2015.

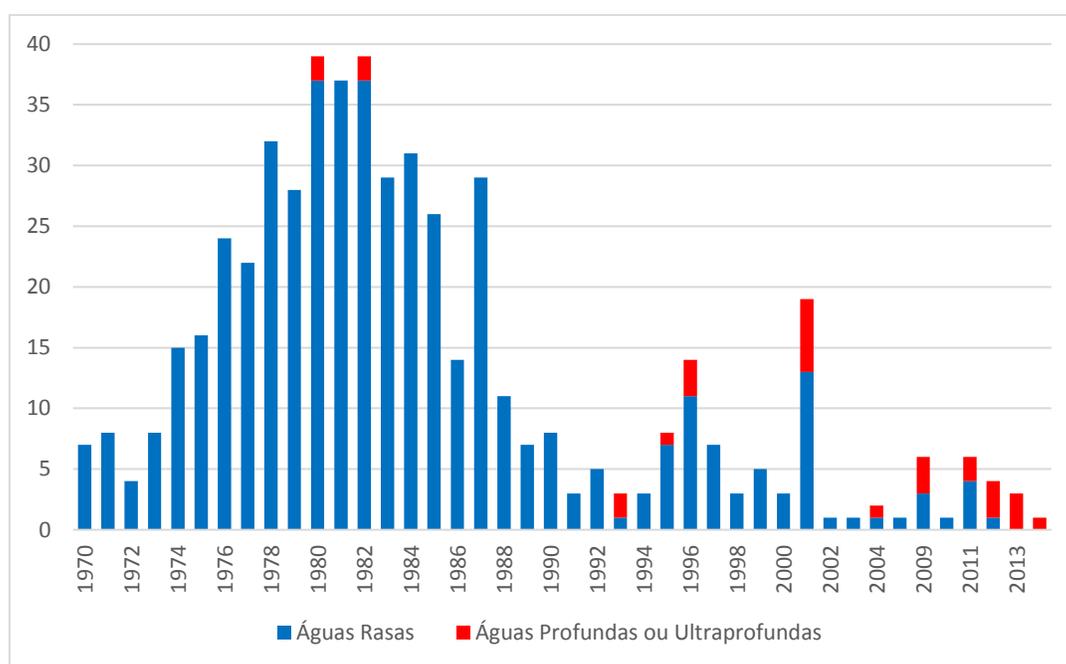


Figura 4 – Gráfico do Número de Poços de Exploração Perfurados na MEq no período de 1970 a 2015 por Ambiente Exploratório

Fonte: SDT/ANP (2016). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acesso-aos-dados-tecnicos>

As Bacias do Potiguar e Ceará concentram, respectivamente, a maior quantidade de poços exploratórios perfurados na MEq até os dias atuais com predomínio do ambiente de águas rasas como pode ser observado na Tabela 1. O pico da atividade exploratória dos anos 1970 e 1980 foi devido à intensificação da exploração desse ambiente devido a descobertas de hidrocarbonetos na região que levaram ao início da produção na MEq.

Tabela 1 – Número de Poços Exploratórios Perfurados nas Bacia Sedimentares da MEq no Período 1970 - 2015 por Ambiente Exploratório

Bacia Sedimentar	Ambiente Exploratório		Total
	Águas Rasas	Águas Profundas ou Ultraprofundas	
Barreirinhas	20	6	26
Ceará	130	7	137
Foz do Amazonas	89	6	95
Pará – Maranhão	32	2	34
Potiguar	234	7	241

Fonte: SDT/ANP (2016). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acesso-aos-dados-tecnicos>

A produção de hidrocarbonetos em ambiente marinho na Margem Equatorial limita-se a campos de águas rasas na bacia do Potiguar e Ceará. Segundo dados da SDT/ANP (2017), hoje existem 4 campos em produção no *offshore* da Bacia do Ceará e 10 na Bacia do Potiguar, além de outros 4 campos em etapa de desenvolvimento da produção na Bacia do Potiguar. No entanto, a produção total da MEq representou apenas 0,81% e 0,54% da produção de Gás Natural e Petróleo *offshore* do Brasil em 2015, respectivamente (ANP, 2016). Cabe observar que o campo de produção de Biquara e Dentão, assim como 3 campos na etapa de desenvolvimento da produção – Guaiuba, Guajá e Salema Branca – todos na Bacia do Potiguar encontram-se em processo de abandono e conseguinte devolução à ANP.

Segundo a ANP (2017), existem na região 50 blocos exploratórios em diferentes estágios da fase de exploração. Os blocos exploratórios estão concentrados em ambientes de águas profundas estando apenas 6 deles em setores de águas rasas, 3 na Bacia de Barreirinhas e 3 na Bacia da Foz do Amazonas, e nenhum em setor de águas ultraprofundas. Os blocos de exploração correspondem a uma área de 34.429 km² em uma área total de aproximadamente 534.242 km², ou seja, cerca de 6,4% encontra-se concedido para a exploração. A Rodada 11 é um marco para a exploração das bacias sedimentares da Margem Equatorial porque foi responsável pela concessão de 38 dos 50 blocos sob concessão na região, correspondendo a uma área de 24.824 km², ou seja, 72% da área sob exploração na região da MEq.

Quanto aos esforços exploratórios, a Rodada 11 garantiu, entre outras, a perfuração de ao menos 31 novos poços exploratórios pioneiros *offshore* na região distribuídos, como mostra a Tabela 3, pelas 5 (cinco) bacias sedimentares marítimas da Margem Equatorial. Apenas as atividades firmes dos PEMs oferecidos pelas Operadoras irá possibilitar a perfuração de uma quantidade de poços exploratórios em águas profundas maior que aquela acumulada ao longo dos 47 anos de exploração da região. Além disso, a quantidade de poços perfurados pode mais que dobrar a depender do sucesso das campanhas exploratórias, mas também pode reduzir tendo em vista possíveis devoluções de blocos e/ou alterações nos compromissos acordados entre Operadoras⁵ e a ANP.

O prazo estipulado nos Contratos de Concessão da Rodada 11 definem que os poços deveriam ser perfurados e seus resultados avaliados até 2018, porém como são áreas em fase de exploração mudanças nos prazos e compromissos firmes podem ser autorizados pela ANP. A Tabela 2 apresenta assim uma fotografia do resultado alcançado logo após a Rodada 11.

Tabela 2 – Número de Poços Previstos para Blocos da Rodada 11 nas Bacias Sedimentares da Margem Equatorial até 2018⁶

Bacia Sedimentar	Bloco	Nº de poços
Potiguar	POT-M-762	1
Ceará	CE-M-661	1
	CE-M-663	2
	CE-M-715	1
	CE-M-717	2
Barreirinhas	BAR-M-231	1

⁵Segundo a Resolução ANP Nº 34 de 2005, Operador é a empresa legalmente designada pelo concessionário para conduzir e executar todas as operações e atividades na área de concessão, de acordo com o estabelecido no contrato de concessão celebrado entre o órgão regulador da indústria do petróleo e o concessionário. É responsável pelo gerenciamento e execução de todas as operações e atividades de uma instalação.

⁶Até a data de 08/07/2017 a Tabela 2 já se encontrava defasada devido a não assinatura dos Contratos de Concessão pela OGX Petróleo e Gás S.A. dos blocos BAR-M-389, BAR-M-231 e CE-M-663; Devolução do bloco POT-M-762 pela ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. em Junho de 2016; E alteração no PEM dos blocos FZA-M-57, FZA-M-59 e FZA-M-127 substituindo os compromissos de perfuração de 2 poços por 1 poço mais profundo.

	BAR-M-340	1
	BAR-M-342	1
	BAR-M-344	3
	BAR-M-252	1
	BAR-M-346	2
	BAR-M-388	1
	BAR-M-389	1
Pará-Maranhão	PAMA-M-337	1
Foz do Amazonas	FZA-M-59	2
	FZA-M-57	4
	FZA-M-88	3
	FZA-M-90	1
	FZA-M-127	2

Fonte: ANP (2015). Disponível em: http://www.brasil-rounds.gov.br/round11/portugues_r11/resultado_r11.asp

A operação dos 19 blocos listados na Tabela 2 concentram-se com 8 empresas, a saber: BG E&P Brasil Ltda⁷. (BG), BP Energy do Brasil Ltda. (BP), Chevron Brasil Upstream Frade Ltda (Chevron), ExxonMobil Exploração Brasil Ltda. (ExxonMobil), OGX Petróleo e Gás S.A. (OGpar), Premier Oil do Brasil Petróleo e Gás Ltda. (Premier), Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. (QGEP) e Total E&P do Brasil Ltda (Total).

Cabe destacar o perfil das empresas que arremataram áreas na Rodada 11 na MEq com compromisso de perfuração. O grupo é formado em sua maioria por *International Oil Companies*⁸ (IOCs). Percebe-se pouca presença de empresas locais e a ausência da Petrobras, empresa estatal brasileira. Também percebe-se a ausência de pequenas e médias empresas internacionais ou locais. O perfil de empresas é relevante porque mostra que os *players* envolvidos no licenciamento ambiental são empresas com capacidade técnica, expertise e altos padrões de desempenho ambiental.

⁷ Em 2016 a operação dos blocos da BG E&P Brasil Ltda. (BG) passou para a Shell Brasil Petróleo Ltda. (Shell) após a compra do BG Group pela Royal Dutch Shell Plc.

⁸ A sigla *IOC*, do idioma inglês *International Oil Company*, significa Empresa Internacional de Petróleo e Gás. A sigla é usada para referenciar empresas privadas que atuam globalmente que não fazem parte do grupo das *Majors*.

A perfuração de poços exploratórios se por um lado representa a garantia de investimentos, aumento do conhecimento geológico da região e o aumento das reservas provadas de petróleo e gás natural, por outro, pode causar grandes impactos ambientais em uma área de significativa importância e sensibilidade ambiental como é a Margem Equatorial. O Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais renováveis (Ibama) destaca em suas análises ambientais preliminares das áreas ofertadas na Rodada 11 – Parecer GTPEG nº 04/08, Parecer GT Portaria Ibama nº 2040 /05 nº 01/06 (Correspondente a Manifestação Conjunta de 2006), Parecer GTPEG nº 01/09, Parecer GTPEG nº 01/13, Parecer GTPEG nº 04/08, Parecer GT Portaria Ibama nº 2040 /05 nº 01/06 (Correspondente a Manifestação Conjunta de 2006) – que a MEq apresenta áreas com restrição de perfuração devido a presença de montes submarinos (profundidades menores que 500m), ocorrência de espécies protegidas como o peixe-boi e tartarugas marinhas, um litoral de relevante importância turística, unidades de conservação litorâneas, ecossistemas litorâneos sensíveis – estuários, reentrâncias e manguezais – e intensa atividade pesqueira sobre a plataforma e talude. Destaca-se ainda que a sensibilidade ambiental da área deve-se ao baixo grau de conhecimento biológico e dos fenômenos hidrodinâmicos, pela grande vulnerabilidade socioambiental e pela carência de infraestrutura que possa absorver os empreendimentos ligados à cadeia produtiva do petróleo e gás.

Segundo a EBI (2203), Embora o E&P geralmente não seja a maior ameaça à biodiversidade de uma área, podem ter diversos impactos negativos sobre os ecossistemas. A atividade de E&P é muitas vezes uma atividade econômica pioneira em áreas relativamente subdesenvolvidas e podem gerar outras atividades econômicas e sociais, inclusive migração, povoamento espontâneo, alteração da agricultura e desenvolvimento de infraestrutura que podem causar ainda maiores prejuízos à biodiversidade por meio de impactos secundários.

Para muitas empresas, especialmente aquelas que operam em âmbito internacional, as questões ambientais e sociais têm tanta possibilidade quanto as questões financeiras de prejudicar os seus resultados finais. Entre os possíveis

riscos para uma empresa causados por problemas ambientais e sociais reais ou apenas percebidos, estão os atrasos e interrupções nos projetos, prejuízo para a reputação da empresa, perda de licenças e perda do acesso aos recursos comerciais, tais como recursos de petróleo e gás, terra, capital e empregados.

O E&P deverá crescer nas próximas décadas segundo o PDE 2024 (EPE/MME, 2015), trazendo o risco constante de prejuízo à biodiversidade. O desafio para a sociedade nos próximos anos será assegurar o desenvolvimento continuado para ajudar aos bilhões de pessoas que hoje se encontram na pobreza e, ao mesmo tempo administrar essas atividades de petróleo e gás para reduzir, no longo prazo, o prejuízo aos valiosos ecossistemas dos quais todas as pessoas dependem.

Buscando então que as atividades de perfuração sejam executadas mantendo-se a qualidade ambiental dos ecossistemas da MEq, a autoridade ambiental responsável exige, entre outras, que as Operadoras executem medidas mitigadoras dos impactos ambientais associados a atividade de exploração, mais precisamente à perfuração marítima de poços. Todavia, foi observada a adoção de uma postura mais exigente quanto às exigências após o período de relativo marasmo interrompido pela Rodada 11. A mudança foi atribuída principalmente aos acidentes com vazamento de óleo no mar ocorridos no Campo de Macondo, após a explosão da plataforma *Deepwater Horizon* no Golfo do México, EUA, em 2010 e no Campo de Frade, Bacia de Campos no litoral do Rio de Janeiro em 2011. Embora o posicionamento mais exigente da autoridade ambiental tenha sido mais evidente nos processos de licenciamento ambiental da atividade de obtenção de dados geofísicos (levantamento de dados sísmicos), as Operadoras também observam a adoção desta postura quanto as exigências feitas no contexto do licenciamento ambiental da atividade de perfuração marítima de poços exploratórios.

A Rodada 11 teve como um de seus objetivos a fixação de empresas estrangeiras no país, porém é preciso considerar que embora empresas globais de O&G tenham altos padrões de desempenho ambiental, exigências mais restritivas diminuem a competitividade de projetos de exploração em águas profundas e

ultraprofundas no Brasil que competem internamente com semelhantes em outros países. As empresas locais com pouca presença mundial não possuem tanta flexibilidade em seus portfólios, o que faz com que mudanças em uma direção mais restritivas nas exigências ambientais sejam assimiladas mais facilmente.

Logo, a mudança no posicionamento da autoridade ambiental em direção a exigências ambientais mais restritivas, podendo ser considerado até mesmo descabidas, pode levar à diminuição do interesse de empresas internacionais por atividades de exploração em áreas de alto risco associado como é a Margem Equatorial.

Dificuldades no licenciamento ambiental da atividade de perfuração não são um fato novo para blocos na Margem Equatorial tendo blocos arrematados em Rodadas anteriores na Bacia do Potiguar, Barreirinhas e Pará-Maranhão sofrido com atrasos sendo necessário a postergação dos prazos dos períodos exploratórios, ou até mesmo levado a cessão do contrato devido a não conclusão do processo de licenciamento. Frente a isso, o Conselho Nacional de Política Energética⁹ (CNPE) emitiu a Resolução nº 4, de 2 de Fevereiro de 2017, recomendando a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis que analisa-se a prorrogação da Fase de Exploração dos contratos de blocos outorgados na 11^a Rodada de Licitações em até 2 anos, considerando não apenas as cláusulas contratuais, mas também o objetivo maior de interesse nacional e a preservação dos investimentos no País salientando que:

[...] vários concessionários atuantes no Brasil, principalmente os detentores de contratos de blocos localizados na plataforma continental relativos à 11^a Rodada de Licitações, por dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental, à logística deficiente e à falta de conhecimento geológico prévio da margem equatorial, têm solicitado à ANP uma extensão adicional dos prazos exploratórios para continuidade dos trabalhos pactuados;

⁹O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia (MME), é órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes de energia. (MME, 2017)

Posto isso, a ANP em 25 de Outubro de 2017 publicou a Resolução ANP nº 708 decidindo facultar a assinatura de aditivos aos contratos de concessão da Décima Primeira Rodada de Licitações para a prorrogação da Fase de Exploração pelo prazo de 2 (dois) anos, visto que:

[...] o prazo do 1º Período Exploratório dos blocos da 11ª Rodada, localizados em mar dar-se-á em meados de 2018 e até o momento cerca de 5% do PEM foi realizado;

[...] Que a situação de atraso no processo exploratório com relação aos prazos atualmente estabelecidos para estes blocos vem afetando quase que indiscriminadamente os concessionários de todos os portes, com a constatação de que se não houver prazo exploratório adicional, haverá, de fato, uma devolução maciça de Contratos de Concessão na Fase de Exploração;

Ao longo de 2017, em Novembro, o CNPE aprovou ainda a execução de novas Rodadas com a oferta de blocos das bacias da MEq. O Conselho aprovou a realização da 15ª Rodada de Licitações de Blocos de Exploração em 2018 com áreas nas Bacias do Potiguar e Ceará, tendo sido a oferta de blocos localizados na Bacia da Foz do Amazonas postergada para 2019, de modo a permitir a conclusão do processo de licenciamento ambiental em curso para os blocos outorgados na 11ª Rodada. A ANP e o CNPE perceberam que apesar do potencial geológico – a Bacia da Foz do Amazonas foi na 11ª Rodada a responsável pela maior concentração de esforços exploratórios e pelo maior Bônus de Assinatura¹⁰ já pago por um bloco de exploração no Brasil à época – a questão das incertezas do licenciamento ambiental da área seria capaz de levar a não apresentação de ofertas. Percebe-se assim os impactos do risco que o licenciamento ambiental brasileiro representa para as Operadoras e por conseguinte ao desenvolvimento da indústria do petróleo nas bacias sedimentares *offshore* da MEq.

Uma variável do risco, apontada pelas Operadoras, do processo de licenciamento ambiental brasileiro é a sua imprevisibilidade quanto às exigências de monitoramento ambiental. As exigências de monitoramento ambiental são um

¹⁰O Bônus de Assinatura corresponde ao montante ofertado para obtenção da concessão do Bloco objeto da oferta e deverá ser pago pelo licitante vencedor, em parcela única, no prazo estabelecido pela ANP, para a assinatura do Contrato de Concessão

aspecto relevante a ser considerado uma vez que as Operadoras se comprometem com programas exploratórios sem saberem ao certo o impacto que as campanhas de monitoramento exigidas podem causar aos seus projetos, podendo até mesmo inviabilizar alguns deles. O impasse entre Operadoras e autoridade licenciadora quanto as campanhas de monitoramento ambiental que devem ser empreendidas vêm sendo um dos principais fatores de atraso dos processos de licenciamento ambiental das atividades de perfuração nos blocos de Rodada 11 na MEq.

Faz-se relevante compreender se após alguns anos sem a oferta de blocos de exploração o arcabouço legal e regulatório brasileiro encontra-se defasado de países de referência para a exploração de petróleo *offshore* quanto a capacidade de minimizar riscos regulatórios conferindo previsibilidade às exigências no contexto dos processos de licenciamento ambiental, promovendo assim um ambiente de negócios mais favorável à medida que possibilita uma melhor avaliação de risco. É relevante o desenvolvimento de estudo que possa subsidiar futuras avaliações de risco do processo de licenciamento ambiental para as Operadoras no momento da avaliação das áreas em oferta haja vista a previsão de oferta de blocos de exploração na MEq e em outras bacias sedimentares brasileiras nos próximos anos.

1.1. Objetivos

O presente estudo tem como objetivo geral avaliar, à luz de referências internacionais, o ambiente regulatório brasileiro quanto a existência e implementação de práticas capazes de conferir algum grau de previsibilidade às exigências de monitoramento ambiental no contexto do licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima em blocos de Rodada 11 na MEq.

Logo, são listados como objetivos específicos: (i) Identificar os mecanismos de origem das exigências de monitoramento ambiental no contexto do licenciamento ambiental da atividade de perfuração marítima no Brasil e em áreas de referência no mundo; (ii) Levantar os principais pontos de conflito entre empreendedor e autoridade licenciadora quanto às exigências de monitoramento ambiental dos

empreendimentos objetos de estudo; (iii) Identificar práticas e ferramentas capazes de conferir previsibilidade às exigências de monitoramento ambiental contempladas na legislação vigente do Brasil e países selecionados; (iv) Comparar os ambientes regulatórios dos países estudados quanto a existência e implementação das práticas e ferramentas identificadas; (v) Avaliar as ferramentas e práticas previstas no arcabouço legal e regulatório brasileiro quanto sua capacidade de antecipar os pontos de conflito identificados.

1.2. Objeto de Estudo, Limitações e Considerações

São objeto de estudo deste trabalho os programas e projetos de monitoramento ambiental exigidos no âmbito dos processos de licenciamento ambiental para a atividade de perfuração marítima em blocos arrematados na 11ª Roda de Concessão de Blocos Exploratórios nas bacias sedimentares da Margem Equatorial: Bacias do Potiguar, Ceará, Barreirinhas, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas. Também é objeto de estudo o arcabouço legal e regulatório que legitima e norteia a exigência dos programas no processo de licenciamento ambiental no Brasil e nos locais de referência selecionados. O presente trabalho limitou-se ao levantamento da bibliografia dos países de referência publicadas na língua inglesa.

A primeira, e mais significativa, limitação do presente estudo é que são abordados processos de licenciamento ambiental ainda em andamento, levando a uma limitada oferta de informações. Entre os processos estudados apenas 1 (um) avançou para além da fase de submissão da primeira versão do Estudo Ambiental, já contando com alguns pareceres sobre a documentação submetida. Todos os demais encontram-se no aguardo do primeiro parecer de avaliação de seus Estudos Ambientais. Este fato limitou a análise do posicionamento da autoridade ambiental frente as alegações das Operadoras a um único processo.

A segunda limitação do presente estudo foi quanto a manter-se atualizado também por abordar processos de licenciamento ambiental ainda não concluídos. Foram considerados apenas os dados mais atuais disponíveis no site da autoridade ambiental responsável à época que cada sessão do presente estudo foi concluída.

A mesma limitação se encontra quando da apresentação de dados de produção, classificação em *rankings* e afins, ou seja, dados que são divulgados em determinada periodicidade. Em linha, o presente trabalho também limita-se quanto à atualização de alterações nos prazos do período exploratório, composição do consórcio, alteração de empresa operadora designada, alterações no PEM, encerramento do contrato e afins que são passíveis de mudanças ao longo da vigência dos Contratos de Concessão dos blocos . Dessa forma, nenhuma informação que tenha sido incluída ou atualizadas após a fechamento de uma sessão do presente trabalho foi alterada ou atualizada.

Uma consideração relevante é que o Ibama possui inúmeras atribuições como principal órgão do meio ambiente em nível federal, sendo responsabilidade de sua Diretoria de Licenciamento (DILIC) conduzir os processos de licenciamento ambiental das atividades de perfuração marítima na plataforma continental brasileira. Os Processos que são objeto de estudo do presente trabalho tiveram início em 2014 e ainda encontram-se em andamento, todavia ao longo desse tempo os processos foram conduzidos por diferentes grupos da estrutura organizacional do Ibama. No início a DILIC dividia-se em diferentes grupos técnicos, sendo a antiga Coordenação-Geral de Petróleo e Gás (CGPEG) o grupo responsável pelo licenciamento das atividades de E&P. Todavia, a antiga CGPEG decidiu em determinado momento por conduzir os processos através de uma unidade em separada, a Unidade Avançada de Licenciamento (UAL).

No decorrer dos processos a DILIC sofreu ainda uma reestruturação passando então a CGPEG a ser identificada como Coordenação de Licenciamento Ambiental de Exploração de Petróleo e Gás (COEXP) subordinada a Coordenação-Geral de Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Marinhos e Costeiros (CGMAC). Logo, existem documentos levantados emitidos por distintos grupos organizacionais sendo eles a CGPEG, UAL/CGPEG ou COEXP/CGMAC, todos subordinados a DILIC/IBAMA.

Vale destacar que é prática comum do setor de E&P no Brasil referir-se a autoridade ambiental no nível da Coordenação uma vez que todas as discussões

técnicas se dão neste nível, logo foram levantados documentos onde encontra-se menções apenas a CGPEG (atual COEXP) quando se refere a autoridade ambiental responsável. Posto isso, entende-se que a precisa identificação destes grupos é irrelevante para as análises que se propõem este trabalho, dessa forma termos como “COEXP” ou “CGPEG”, em linha com prática usual do setor, assim como “autoridade ambiental”, “autoridade licenciadora” ou “Ibama” serão usados para se referir a autoridade ambiental responsável pelo licenciamento ambiental da atividade de perfuração de poços na plataforma continental brasileira.

1.3. Estruturação do Trabalho

O presente trabalho de pesquisa foi estruturado em cinco capítulos. No primeiro capítulo foi feita uma introdução ao tema e apresentados os objetivos gerais e específicos assim como a justificativa e a relevância para a elaboração do presente estudo.

No segundo capítulo é apresentada a contextualização geral da questão ambiental da atividade de perfuração de poços marítimos, ao passo que se apresentam os elementos de caracterização das campanhas de perfuração dos blocos de Rodada 11 nas bacias sedimentares da Margem Equatorial. A caracterização das campanhas limitou-se aos elementos de maior relevância do ponto de vista da avaliação dos impactos ambientais associados a atividade.

No terceiro capítulo são apresentados os países selecionados como referência, assim como a metodologia empregada para a seleção dos mesmos.

No quarto é apresentado o estudo de caso, os resultados e as discussões geradas ao longo do estudo.

No quinto são apresentadas as conclusões do estudo.

2. A Caracterização das Campanhas de Perfuração na Margem Equatorial

Segundo a Lei do Petróleo, Lei Federal nº 9.478 de 1997, a etapa de exploração é o conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou gás natural. Os Contratos de Concessão por sua vez definem que esse conjunto de operações e atividades deve ocorrer dentro da Fase de Exploração que se subdivide em primeiro e segundo período exploratório. Durante o primeiro período o consórcio vencedor desempenha as atividades que garantiram sua vitória na rodada, ou seja, os assim chamados Compromissos Firmes prometidos à ANP, ou Programa Exploratórios Mínimos (PEM), em contra partida à concessão dos direitos de exploração do bloco. Já no segundo período exploratório, o consórcio desempenhará os Compromissos Contingentes, sendo estas atividades dependentes da avaliação dos resultados dos Compromissos Firmes.

A busca por hidrocarbonetos depende de um grande conjunto de métodos de investigação. Todos se baseiam em duas ciências: a Geologia, que estuda a origem, constituição e os diversos fenômenos que atuam, por bilhões de anos, na modificação da Terra, e a Geofísica, que estuda os fenômenos puramente físicos do planeta (Torres, 2004). Segundo Jahn *et. al.*(2012):

“A partir do momento em que uma área é selecionada para exploração, a sequência usual de atividades técnicas começa com a definição de uma bacia. O mapeamento de *anomalias gravitacionais* e *magnéticas* será o primeiro par de métodos aplicado. Em seguida, será adquirida uma rede (ou malha) sísmica bruta bidimensional (2D) ou tridimensional (3D), abrangendo ampla área.

Jahn *et. al.* (2012) afirma que técnicas eletromagnéticas também passaram a ser implantadas nesse estágio para auxiliar na delimitação da bacia e na identificação de áreas prospectáveis. Virá à tona então da interpretação dos dados gerados pelos levantamentos geofísicos e sísmicos algum conceito particular de exploração, frequentemente ideias criativas individuais ou de uma equipe que após investigações mais profundas são integradas para definir uma “prospecção”, uma estrutura de subsuperfície dotada de razoável probabilidade de conter todos os elementos de uma acumulação petrolífera.

Todavia, embora o desenvolvimento de novas técnicas de exploração tenha aperfeiçoado o entendimento dos geólogos e aumentado a eficiência da exploração, ela ainda é uma atividade de alto risco associado. Que pese todo o conhecimento adquirido ao longo do tempo, bem como a moderna tecnologia disponível, ainda assim, os métodos científicos podem, no máximo, sugerir que certa área tem ou não possibilidades de conter petróleo, mas jamais garantir sua presença (Torres, 2004).

Segundo Jahn *et. al.* (2012), mesmo no caso de todos os elementos necessários para a acumulação petrolífera estarem presentes no âmbito de uma bacia sedimentar, não necessariamente será formada uma acumulação de hidrocarbonetos. Uma das questões cruciais quando se fala em avaliação prospectiva refere-se ao momento oportuno de eventos, ou seja, não basta apenas que as condições físicas necessárias estejam presentes, mas os eventos geológicos devem ter ocorrido em momento oportuno que permitisse a formação, maturação, migração e acumulação de hidrocarbonetos na estrutura. Em alguns casos ainda, as acumulações podem ter sido alteradas pela biodegradação de bactérias.

Por fim, apenas a perfuração de um poço de exploração provará a validade do conceito (Jahn, 2012), ou seja, apenas a perfuração é capaz de provar a hipótese de existência de hidrocarbonetos no reservatório alvo, formulada com base na interpretação dos dados levantados previamente, porém um poço não tem como único objetivo atestar a existência de hidrocarbonetos na rocha reservatório. Segundo Jahn *et. al.* (2012), as operações de perfuração são executadas durante todos os estágios do ciclo de vida do projeto e em todos os tipos de ambiente, sendo perfurados como um dos objetivos seguintes, ou uma combinação deles: (i) Coletar informação; (ii) Produzir hidrocarbonetos; e (iii) Injetar água ou gás para manter a pressão do reservatório ou arrastar petróleo; (iv) Descartar água, aparas de perfuração ou Dióxido de Carbono – CO₂ (sequestro).

A despeito dos objetivos distintos, a engenharia empregada na perfuração de poços é a mesma, sendo realizada através de uma *sonda* (Thomas *et.al.*, 2004) e independentemente do ambiente exploratório – águas rasas, profundas ou

ultraprofundas – o sistema básico de perfuração será o de *sonda rotativa* (Jahnet. *al.*, 2012). Segundo Thomas *et.al.* (2004):

“Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de comandos (tubos de paredes espessas) e tubos de perfuração (tubos de paredes finas). Os fragmentos de rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, ou *swivel*, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço. O espaço anular entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração”

Ainda segundo Thomas *et.al.* (2004), todos os equipamentos de uma sonda rotativa responsáveis por determinada função na perfuração de um poço são agrupados nos “sistemas” de uma sonda. Os principais sistemas são: sustentação de cargas, geração e transmissão de energia, movimentação de carga, rotação, circulação, segurança do poço, monitoração e o sistema de subsuperfície ou Coluna de Perfuração. Rocha e Azevedo (2007) apresentam a Coluna de Perfuração como sendo um elemento projetado de forma a resistir aos esforços introduzidos pela perfuração do poço, sendo os comandos (*drill collar*) os elementos responsáveis pela aplicação de peso sobre a broca.

Sendo assim, serão apresentados a seguir os elementos cruciais para a compreensão dos impactos ambientais associados às campanhas de perfuração de poços marítimos, a começar pelos elementos de caracterização das campanhas, e em seguida passando aos Sistemas de relevância ambiental, sendo eles os Sistemas de Circulação e o de Segurança ou Controle de Poço. As sessões que se seguem apresentam também um compilado da caracterização das atividades de perfuração que serão desempenhadas pelas Operadoras na Margem Equatorial. As informações foram compiladas dos Estudos Ambientais selecionados.

2.1. Unidade de Perfuração Marítima (UPM)

Quando da perfuração marítima, os diferentes sistemas que compõem a sonda rotativa deverão ser arrançados de tal maneira que permita sua operação no mar, formando assim uma Unidade de Perfuração Marítima (UPM). Segundo Thomas *et.al.* (2004) e Jahn *et. al.* (2012), existem diferentes tipo de UPMs sendo o emprego de cada um dos tipos condicionado a: (i) Lâmina d'água (distância entre o assoalho marinho à superfície da água); (ii) Condições meteoceanográficas predominantes na área de operação; (iii) Relevo marinho; (iv) Finalidade do poço; (v) Disponibilidade de apoio logístico; (vi) Mobilidade/transportabilidade; (vii) Profundidade da zona-alvo e pressões de formação esperadas; e (viii) Experiência da equipe de perfuração (especialmente seus recordes de segurança). Ambos os autores apontam, todavia que os fatores mais importantes para a definição do tipo de UPM a ser utilizada são custo e disponibilidade. Os tipos de UPMs existentes por sua vez são: Plataformas Fixas, Plataformas autoeleváveis, Plataformas *Tension Leg*, Plataformas Semissubmersíveis e Navio-sonda.

Tendo em vista os diferentes tipos de UPMs, um aspecto ambiental importante de cada uma delas é o Sistema de Posicionamento das unidades, ou seja, os equipamentos que permitem que elas resistam à movimentação imposta pelas ondas, correntes e ventos que podem danificar os equipamentos a serem descidos no poço. As plataformas fixas, autoeleváveis e *Tension Legs* são instaladas com estacas cravadas no fundo do mar e por isso são utilizadas em regiões de águas rasas e relativamente mais calmas, ao passo que UPMs flutuantes, como as plataformas semissubmersíveis e navios-sondas, contarão com Sistema de Ancoragem ou Posicionamento Remoto que permitirão que a UPM fique posicionada na superfície do mar, dentro de um círculo com raio de tolerância ditado pelos equipamentos de subsuperfície (Thomas *et. al.*, 2004)

Existem dois tipos de sistemas de posicionamento para UPMs flutuantes segundo Thomas *et. al* (2014): Ancoragem e Sistema de Posicionamento Remoto. O primeiro é constituído por 8 a 12 âncoras e cabos e/ou correntes atuando como molas que produzem esforços capazes de restaurar a posição do flutuante, já no

segundo não existe ligação física da UPM com o fundo do mar, exceto a dos equipamentos de perfuração, porém sensores de posição determinam a deriva e propulsores no casco acionados por computadores restauram a posição da plataforma. No meio marítimo é utilizado um *riser* de perfuração, que consiste em um tubo condutor de grande diâmetro, para estabelecer um meio de comunicação entre o poço e a plataforma na superfície, por onde irá circular a lama e retornar o cascalho. O *riser* guia a coluna de perfuração e os revestimentos da plataforma até o poço (Scheffel, 2001).

Os Estudos de Impactos Ambientais (EIA) levantados evidenciam a opção unânime das Operadoras que atuarão na MEq pelas UPMs do tipo Navio-sonda com capacidade para operar em lâminas d'água ultraprofundas superiores a 3.000m e dotadas de sistema de posicionamento dinâmico, dispensando, desta forma, a necessidade de ancoragem lançando mão da utilização de um *riser* para a ligação entre o poço a sonda de perfuração. A Figura 5 apresenta o Navio-Sonda ENSCO DS-4 como um exemplo de UPM que será utilizada nas campanhas de perfuração na MEq. Segundo seus respectivos EIAs, o Navio-sonda ENSCO DS-4 foi contratado pelas Operadoras Total e BP para a perfuração nas bacias da Foz do Amazonas, e pela BG para parte dos poços previstos na bacia de Barreirinhas. Logo, é previsto que está UPM seja a responsável pelo maior número de poços perfurados na MEq nos blocos da Rodada 11.



Figura 5– Navio-sonda ENSCO DS-4 da empresa Ensco plc

Fonte: ENSCO (2016). Disponível em: <http://www.enscoplc.com/global-operations/rig-fleet>

2.2. Construção de Poços Marítimos

Outro importante elemento de caracterização das operações é o projeto de construção de poços marítimos e seu método construtivo. A relevância ambiental dos projetos de poços se dá basicamente devido a geração de cascalho e pelo cimento e seus aditivos utilizados durante as operações de perfuração. Segundo Thomas *et. al* (2014) e Rocha e Azevedo (207), um poço marítimo será perfurado em fases, cujo o número depende da finalidade do poço, características das zonas a serem perfuradas (zonas anormalmente pressurizadas ou zonas com perda de circulação), profundidade final prevista, entre outros. Cada uma das fases é concluída com a descida da coluna de revestimento e sua cimentação. Cada fase é determinada pelo diâmetro da broca que está sendo utilizada, sendo um poço típico composto pelas fases de 36", 26" 17 ½", 12 ¼" e 8 ½".

Foi observado nos estudos ambientais selecionados que os poços a serem perfurados na MEq contarão com 5 a 9 fases, a depender das características geológicas encontradas e da profundidade final de cada poço devido à zona-alvo de interesse, e serão perfurados através da técnica de perfuração rotativa, sendo que as fases sem *riser* poderão vir a ser jateadas ao invés de perfuradas

Segundo Malouf (2013), em perfurações *offshore* em águas profundas, é muito comum encontrar os sedimentos do solo marinho na forma de uma lama fina, com baixa competência estrutural. Nesses casos é usual que a primeira fase da perfuração se dê através do jateamento. Essa técnica consiste em circular fluido de perfuração à base d'água através de uma broca de modo a remover os sedimentos e permitir a penetração da coluna de revestimento no solo marinho. Os sedimentos removidos passam por entre a coluna de perfuração e o condutor, sendo então lançados para fora do poço.

O aspecto ambiental relevante envolvido no jateamento é o volume de sedimentos expelido de dentro do poço e que se dispersa na coluna d'água na forma

de uma pluma de cascalho contaminada com fluido de perfuração. Os impactos ambientais associados à etapa inicial de perfuração de poço por jateamento são os mesmos associados ao descarte de cascalho e fluidos de perfuração na coluna d'água a ser apresentados adiante com o diferencial de atingir apenas as adjacências da Cabeça do Poço.

2.3. Base de Apoio Logístico

Jahn *et. al.* (2012) afirma que além das equipes de perfuração, as operações de perfuração requerem muitos especialistas presentes na sonda, sem se esquecer das equipes de apoio aos especialistas que desempenharão atividades como manutenção e limpeza. A grande demanda por pessoas e suprimentos exige então que para a perfuração marítima não se faça necessário apenas a mobilização de uma UPM, mas que se contrate também um aparato de apoio logísticos composto de navios de apoio e de suporte às ações de resposta a incidentes com derramamento de óleo no mar, helicópteros e bases em terra de apoio logístico portuário (base *onshore*) e aeroportuário.

As bases de apoio portuário permitem: Atracação e desatracação das embarcações de apoio; Embarque e desembarque de equipamentos e insumos (incluindo água e fluidos de perfuração) necessários à atividade de perfuração; Desembarque de resíduos transportados pelos barcos apoio; Abastecimento de combustíveis; Trocas de tripulação; e Embarque e desembarque de equipamentos de emergência.

Segundo AECOM (2015) os fluidos de perfuração e complementares, cascalhos, resíduos sólidos e demais resíduos e líquidos da atividade de perfuração de poços que não atendam as condições estabelecidas para descarte no mar serão armazenados temporariamente em tanques, tambores ou caçambas fechadas (*cutting boxes*) a bordo da unidade de perfuração, sendo enviados para terra via embarcações de apoio. Segundo Araruna e Burlini (2014), as bases *onshore* realizam ações de gerenciamento de resíduos como a pesagem por tipologia, ou por unidade geradora, e armazenamento temporário. Em seguida, se dá o

transporte terrestre da base de apoio até as empresas de tratamento e disposição final dos resíduos. A destinação será realizada por empresas devidamente licenciadas pelos órgãos ambientais competentes e de acordo com a tipologia e classificação dos resíduos.

Quanto a seleção de bases portuárias que suportarão as operações de perfuração nos blocos da Rodada 11 na MEq, foi observada a concentração das operações em bases localizadas em 3 cidades. O apoio portuário se dará a partir de Belém – PA, Porto de Tapanã e Belém, para as operações nas bacias da Foz do Amazonas e do Pará-Maranhão; São Luis – MA, Porto de Itaqui, para a Bacia de Barreirinhas; e São Gonçalo do Amarante – CE, Porto do Pecém, para a Bacia do Ceará.

A concentração das bases *onshore* em algumas poucas cidades acontece porque não só as operadoras precisam considerar a distância da base à locação do poço em mar, mais curta e segura possível, mas também precisam ponderar a infraestrutura das cidades para absorver as atividades da indústria de O&G. São considerados fatores como a disponibilidade de instalações portuárias que atendem às demandas da atividade como a disponibilidade de locais adequados para a destinação final de resíduos.

As empresas estimam de 2 a 3 viagens por semana entre o Navio-sonda e a base *onshore*. O serviço de apoio deverá ser realizado utilizando-se de 2 a 3 embarcações de apoio entre navios do tipo *Platform Supply Vessel* (PSV) e/ou *Anchor Handling Tug Supply* (AHTS). Todas as Operadoras informam que manterão a disposição, além dos navios de apoio logístico, ao menos uma embarcação dedicada, permanecendo de prontidão na locação, para dar suporte às ações de resposta a incidentes com derramamento de óleo no mar. Alguns estudos afirmam que as embarcações dedicadas serão do tipo *Oil Spill Response Vessel* (OSRV). Nenhuma empresa declarou em seu estudo ambiental quais navios de apoio haviam sido contratados, sendo assim a Figura 6, Figura 7 e Figura 8 apresentam exemplos genéricos de navios de apoio do tipo PSV, AHTS e OSRV, respectivamente.

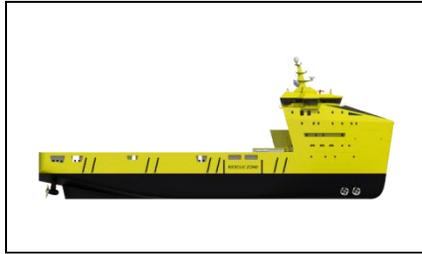


Figura 6 – Exemplo de embarcação do tipo PSV

Fonte: DAMEN (2016). Disponível em: <http://products.damen.com/en/ranges/platform-supply-vessel/psv-6000-cd>



Figura 7 – Exemplo de embarcação do tipo AHTS

Fonte: DAMEN(2016). Disponível em: <http://products.damen.com/en/ranges/anchor-handling-tug-supplier/ahts-120>



Figura 8 – Exemplo de embarcação do tipo OSRV

Fonte: DAMEN (2016). Disponível em: <http://products.damen.com/en/ranges/oil-recovery-vessel/oil-spill-response-vessel-1050>

Por sua vez, a base de apoio aeroportuário deverá ser utilizada apenas para o transporte de profissionais durante a atividade de perfuração. Quanto as bases aeroportuárias selecionadas, também foi observado a concentração das operações, sendo o critério principal de escolha a distância dos aeroportos aos blocos. O apoio aeroportuário se dará a partir das cidades de Macapá – AP, Aeroporto Internacional de Macapá – Aeroporto Alberto Columbre, e Oiapoque-AP, Aeroporto de Oiapoque, para as operações nas bacias da Foz do Amazonas; São Luís – MA, Aeroporto Internacional de São Luís - Marechal Hugo da Cunha Machado, para as atividades nas bacias de Barreirinhas e do Pará-Maranhão; e Fortaleza – CE, Aeroporto Internacional de Fortaleza – Pinto Martins, para a Bacia do Ceará. As

empresas estimam de 1 a 3 viagens por dia entre o Navio-sonda e os aeroportos com helicópteros de médio porte.

2.4. Duração

Outro aspecto relevante das campanhas de perfuração é sua durabilidade uma vez que a exploração é uma atividade temporária. No Brasil, se analisado os poços marítimos pioneiros ou de extensão perfurados em águas profundas ou ultraprofundas nos últimos 5 anos¹¹, percebe-se que a atividade de perfuração tem a duração média de 111,88 dias (3-4 meses), entre a data de início da perfuração e a data de conclusão¹² da perfuração. Todavia, quando considerado apenas os poços perfurados nas bacias da MEq a média de duração sobe para 133,38 dias (4-5 meses).

A duração das campanhas de perfuração variou consideravelmente entre os 9 estudos ambientais analisados, variando entre estimativas de duração de 60 a 160 dias por poço sendo a estimativa média da duração das campanhas de 110 dias. Vale ressaltar que de acordo com os cronogramas das campanhas apresentados é esperado que o ápice da perfuração de poços na MEq ocorra entre o 4º trimestre de 2017 e 1º trimestre de 2018. Foi observado também que algumas campanhas estão atrasadas uma vez que poços nos blocos FOZ-M-59, FOZ-M-57 e FOZ-M-88 tinham o início previsto para Maio, Setembro e Dezembro de 2016, respectivamente, porém nenhuma licença ambiental para perfuração havia sido emitida em 2016 para a atividade em blocos arrematados na Rodada 11.

A Figura 9 apresenta um cronograma das campanhas de perfuração dos blocos da Rodada 11 com base nas informações fornecidas pelos Operadores em seus estudos ambientais. O cronograma das campanhas nos blocos da bacia de

¹¹ A análise foi feita com base na planilha *Poços Exploratórios Concluídos*, disponível no site da ANP que apresenta os poços concluídos entre 2014 e 2016, e na lista *Poços Disponíveis Setembro de 2016*, publicada pelo Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP, que apresenta os poços concluídos até 2014. Ambas foram acessadas no dia 24/10/2016 às 19h30.

¹² A data de conclusão é a data de desmobilização da UPM do local de perfuração.

ponto de vista químico, eles podem assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes – cujas funções são: (i) Limpar o poço através da remoção dos cascalhos gerados pela ação da broca, transportando-os pelo espaço anular até a superfície para separação adequada; (ii) Manter os cascalhos em suspensão, evitando que decantem no poço, prevenindo problemas de prisão da coluna; (iii) Lubrificar e resfriar a broca para evitar os efeitos das altas temperaturas encontradas no poço ou causadas por atrito da broca com a formação; (iv) Manter a estabilidade da parede do poço, evitando desmoronamentos, alargamentos ou inchamentos das formações; (v) Contrabalançar a pressão dos fluidos existentes nas rochas atravessadas (água, petróleo e gás), que podem estar sob altas pressões e que se não forem controlados, podem invadir o poço, contaminar o fluido de perfuração e causar problemas mais sérios, como fluência descontrolada do poço (*blowout*); (vi) Trazer, à superfície, informações a respeito das formações litológicas perfuradas uma vez que Os cascalhos que chegam à superfície constituem importantes materiais de pesquisa geológica, fornecendo informações a respeito das formações perfuradas.

Os fluidos de perfuração serão classificados de acordo com sua composição, tendo como principal critério o constituinte da fase contínua ou dispersante neste critério, os fluidos são classificados em fluidos à base de água (FPBA), à base de óleo, à base de ar ou de gás, existindo ainda os chamados Fluidos Sintéticos, cada qual com vantagens e desvantagens operacionais. Todos os fluidos que não tem base água são assim chamados de fluidos de base não-aquosa (FPBNA).

Thomas *et. al.* (2004), Schaffel (2002) e Seixas (2010) destacam ainda que na preparação dos fluidos de perfuração são adicionados produtos químicos aditivos a fim de melhorar seu desempenho nas mais diversas funções, porém que acabam por adicionar características de toxicidade ao fluido de perfuração sendo, em maioria, substâncias não biodegradáveis e bioacumuladoras.

Durante a perfuração de um poço são utilizados fluidos diferentes para cada fase de construção do mesmo, sendo que a escolha do tipo de fluido (base) e a composição de aditivos são dependentes dos objetivos do poço e das

características geológicas da formação a ser perfurada. As Operadoras da MEq declaram em seus estudos de impacto ambiental que têm previsão de utilização de FPBA nas primeiras fases de perfuração dos poços, quando não há retorno de cascalho e fluido de perfuração para a superfície, enquanto que nas demais fases, onde ocorre o retorno do fluido à com o tratamento e recirculação do fluido, poderão ser utilizados tanto FPBA quanto FPBNA.

A questão envolvendo os fluidos de perfuração se dá então à medida que estes vão parar na coluna d'água. Segundo Schaffel (2002), pode ocorrer o ingresso de fluidos no meio marítimo através de eventos acidentais – vazamentos ou erupções – ou operacionais, como o descarte de cascalho ao mar que leva o fluido agregado, através das trocas de fluido ao final de cada fase de perfuração ou ao final das atividades quando não há reaproveitamento de fluido. Quando descartados em ambiente marinho, os fluidos de perfuração podem impactar a coluna d'água (fluidos de base aquosa) ou o assoalho marinho (fluidos de base não aquosa).

Há uma diferença entre o comportamento no mar dos FPBA eFPBNA, sendo que os primeiro se dispersam na coluna d'água. Logo, os efeitos da toxicidade do FPBA se dá sobre os organismos presentes na coluna d'água, enquanto que os FPBNA atinge mais fortemente os bentos, ou os seres que vivem no fundo do mar (CLODFELTER et RATLIFF, 2001; WILLS, 2000; IBP, 1999 *Apud* Schaffel, 2002).

Segundo Schaffel (2002), os impactos ambientais envolvendo o cascalho – resíduos de rocha que a broca produz ao abrir caminho pelas formações – se devem ao descarte do material no mar devido a dinâmica de deposição da Pluma de Dispersão e ao fato de estarem contaminados com o fluido de perfuração utilizado. O principal impacto ambiental proveniente de seu descarte se dá sobre os bentos, ou seres que vivem no fundo do oceano. Estes estão suscetíveis à toxicidade e anoxia provenientes da decomposição do fluido base agregado ao cascalho, bioacumulação de componentes do fluido, além de impactos inerentes à chegada do cascalho, como alterações no *habitat* (modificações no tamanho e composição dos sedimentos marinhos) e sufocamento pela cobertura de cascalho. A toxidade

dos fluidos de perfuração agregado ao cascalho também poderá impactar a biota da coluna d'água.

Segundo o autor citado anteriormente, o cascalho e o fluido de perfuração são os resíduos que caracterizam a perfuração dos poços de óleo e gás, sendo os principais resíduos gerados pela atividade logo, o Sistema de Circulação tem grande relevância no debate da questão ambiental da perfuração marítima porque ao permitir o tratamento ininterrupto da lama produzida a bordo reduz a necessidade de produção de mais fluido durante a perfuração, com conseqüente redução no custo da operação e, principalmente, minimiza o impacto ambiental inerente à disposição final destes resíduos, quer seja em aterros sanitários industriais ou descarte no mar.

Segundo AECOM (2015):

Os sistemas de circulação para FPBA e FPBNA diferem entre si pela necessidade do sistema secador de cascalhos em operações de perfuração com FPBNA. Contudo, na maioria das unidades de perfuração, este sistema secador de cascalhos já está instalado, permitindo o uso de qualquer fluido, independente do seu fluido base. Todavia cabe destacar que o *layout* do sistema de circulação, extrator de sólidos e secador de cascalhos irá variar de sonda a sonda, embora o conceito seja sempre o mesmo. Iniciada a perfuração, fase com retorno à superfície, o fluido de perfuração, seja FPBA ou FPBNA, é bombeado para o poço através das bombas de lama, as quais são alimentadas pelas bombas centrífugas de pré-carga.. [...] Ao retornar à superfície, o fluido e cascalhos são processados no sistema extrator de sólidos, o qual é formado por dois subsistemas, o primário e o secundário. O sistema primário é constituído por um conjunto de peneiras vibratórias, nas quais são separados os cascalhos (sólidos grosseiros). O tipo e o número de peneiras irão variar de acordo com cada unidade de perfuração. O sistema secundário é constituído por: hidrociclones (desareador, dessiltador e *mud cleaner*), centrífuga decantadora horizontal e suas bombas de alimentação. A capacidade de processamento e arranjo destes equipamentos irá variar de acordo com cada unidade de perfuração. Conceitualmente estes equipamentos são projetados para a retirada dos sólidos mais finos não removidos pelas peneiras. Contudo, a evolução das peneiras vibratórias tende a dispensar a necessidade de alguns hidrociclones. O desareador remove a fração com granulometria arenosa; o dessiltador com granulometria siltica; e, a centrífuga as partículas mais finas. O *mud cleaner* é um dessiltador com um

sistema vibratório abaixo dos cones, desenhado para a recuperação de parte do fluido removido juntamente com os sólidos.

O processo operacional de controle de sólidos empregado para fluidos de base aquosa e fluidos de base não aquosa, respectivamente, são detalhados na Figura 10 e Figura 11.

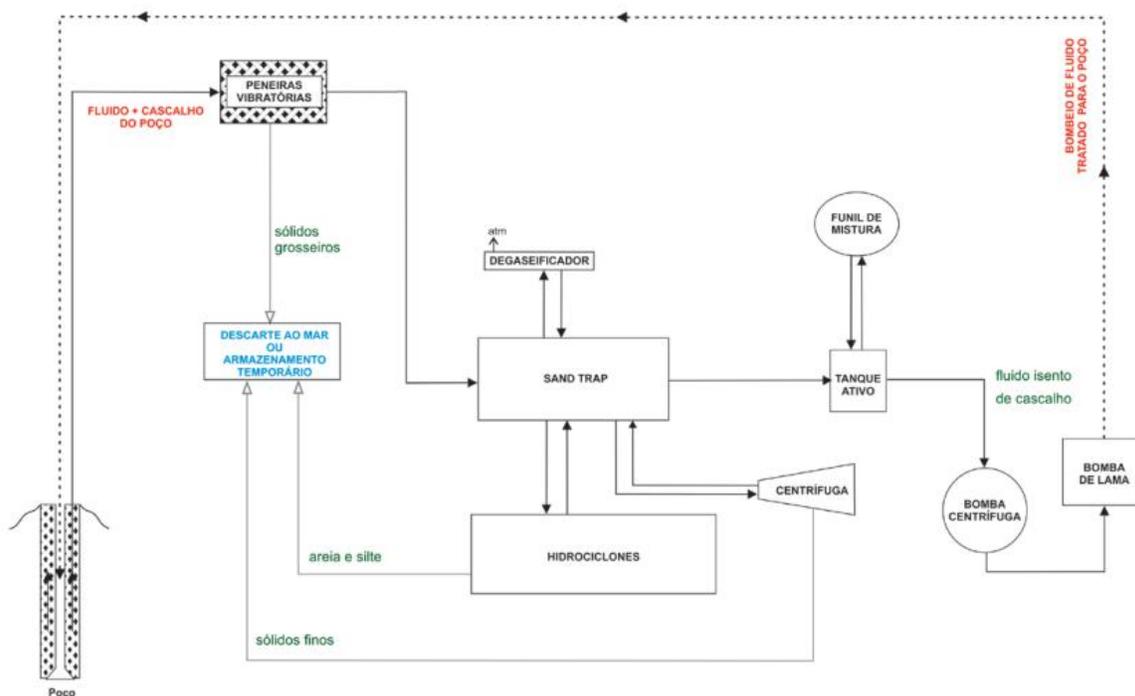


Figura 10- Esquema do sistema de circulação de FPBA
Fonte: Adaptado pelo Autor, AECOM(2015)

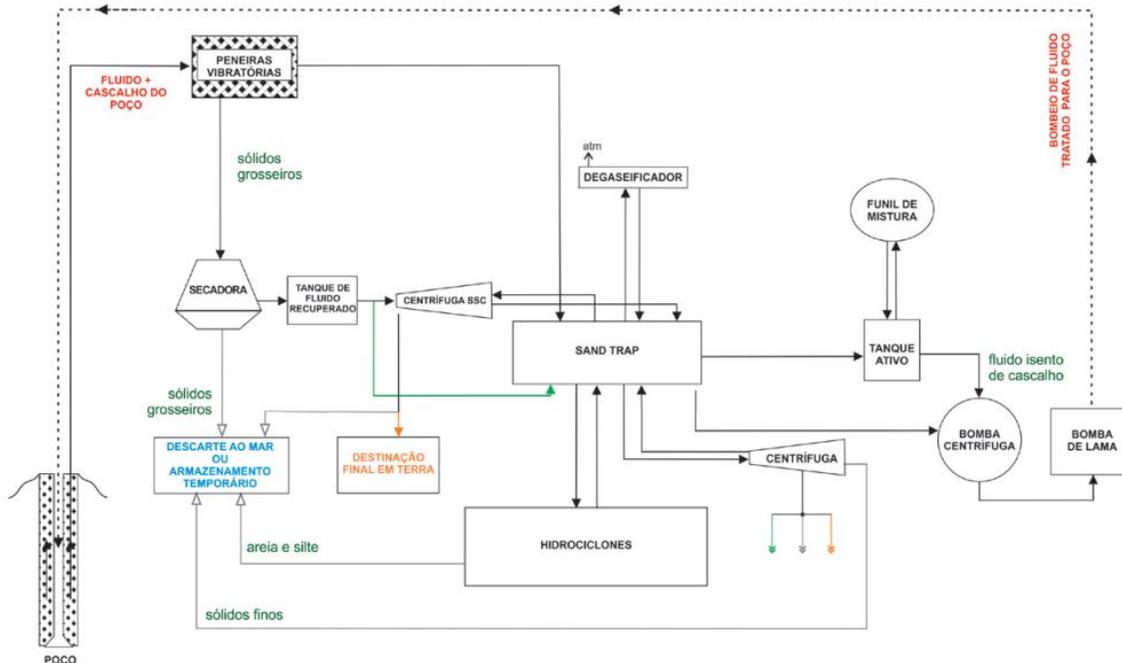


Figura 11—Esquema do sistema de circulação de FPBNA
 Fonte: Adaptado pelo Autor, AECOM (2015)

Além dos FPBA e FPBNA, a atividade de perfuração de poços demanda uma gama de outros fluidos, sejam eles complementares – fluidos de completação, colchões (ou tampões) e *packer fluids* – ou necessários para a construção de poços – Pasta de Cimento. Esses fluidos também possuem Sistemas de Circulação próprio. Os fluidos complementares –de base aquosa ou base não aquosa, têm sua fabricação na própria unidade marítima. Estes fluidos são preparados a partir da adição dos aditivos químicos necessários no veículo apropriado para sua fabricação. Na maioria dos casos, é comum o preparo de fluidos de completação de base aquosa a partir de solução salina (salmoura) já preparada em estação de fluido terrestre. Após a fabricação do fluido, este é testado e, se suas propriedades estiverem dentro do programado, dá-se o início às atividades.

O sistema de circulação para os fluidos complementares é bastante simplificado no caso dos colchões que não retornam à superfície, ficando restrito ao seu preparo. No caso dos fluidos complementares que circulam no poço, faz-se uso somente das peneiras vibratórias para a separação de algum material grosseiro que por ventura retorne do poço. A Figura 12 apresenta um esquema genérico para um sistema de circulação de fluidos complementares nas UPMs.

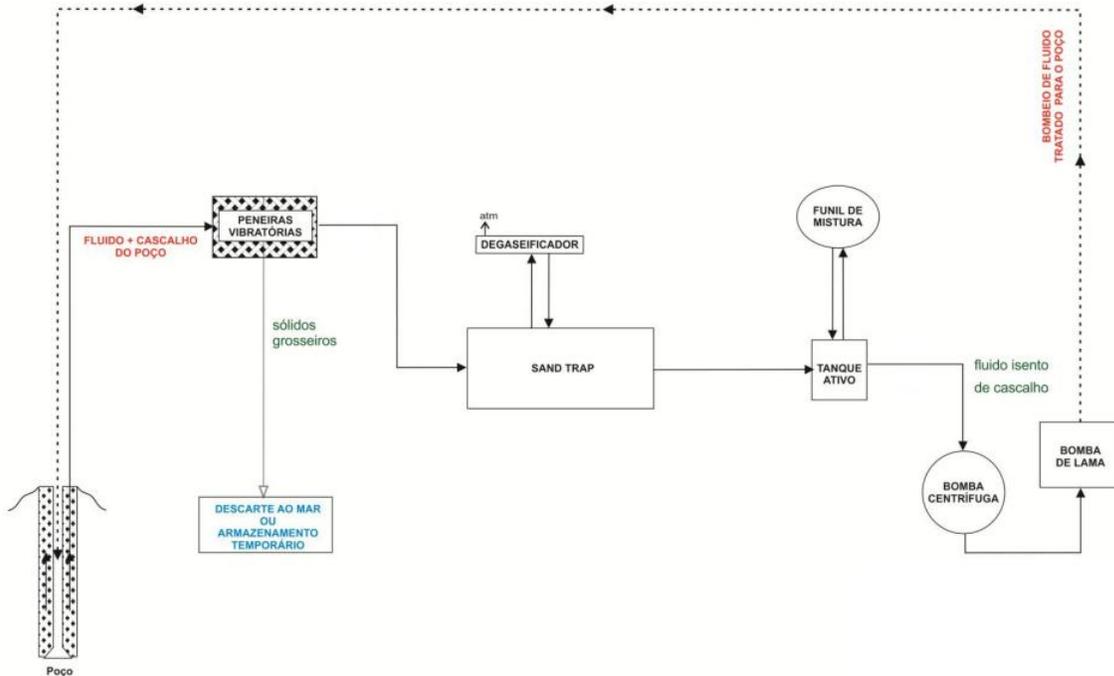


Figura 12 – Esquema Genérico do Sistema de Circulação de Fluidos Complementares
 Fonte: Adaptado pelo Autor, AECOM (2015)

2.5.2. Sistema de Segurança ou Controle de Poço

O Sistema de Segurança ou Controle do Poço é constituído dos Equipamentos de Segurança de Cabeça de Poço (ESCP) e de equipamentos complementares que possibilitem o fechamento e controle do poço, sendo o mais importante deles o *Blowout Preventer* ou BOP (Thomas *et. al.*, 2004).

Segundo Rocha e Azevedo (2007), numa plataforma flutuante os revestimentos estruturais usados nas partes superficiais dos poços, conhecidos como Sistema de Cabeça de Poço, ficam localizado no fundo do mar (*mudline*). Desta forma, as cargas provenientes da ancoragem dos revestimentos intermediários e de produção são absorvidas pelo condutor e pelo revestimento de superfície, que descarregam parte da carga sobre as bases que trabalham como fundação submarina para o poço. O Sistema de Cabeça de Poço permite ancorar os revestimentos, abandonar o poço e retornar a ele (*tie-back*) quando necessário.

Por sua vez, segundo Jahn *et. al* (2012), os BOPs configuram uma série de poderosos elementos vedantes projetados para fechar o espaço anular entre o tubo e o furo através do qual a lama normalmente retorna à superfície. Os preventores são acionados sempre que houver ocorrência de *kick*, fluxo indesejável do fluido contido numa formação para dentro do poço. Se este fluxo não for controlado eficientemente poderá se transformar num *blowout* (erupção), ou seja, o poço flui totalmente sem controle causando danos aos equipamentos da sonda, acidentes pessoais, perda parcial ou total do reservatório e danos ao meio ambiente. O *blowout* se apresenta como o cenário de pior caso de acidente ambiental possível na etapa de exploração, sendo capaz de descarregar a maior carga de óleo no mar logo, o sistema de BOP é o equipamento de segurança de maior relevância para uma campanha de perfuração.

Segundo os estudos ambientais disponíveis, todos os poços construídos na MEq contarão com esses sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos. A Figura 13 apresenta um esquema simplificado de um navio-sonda dotado de *riser* acoplado a um poço dotado de sistema de segurança e controle.

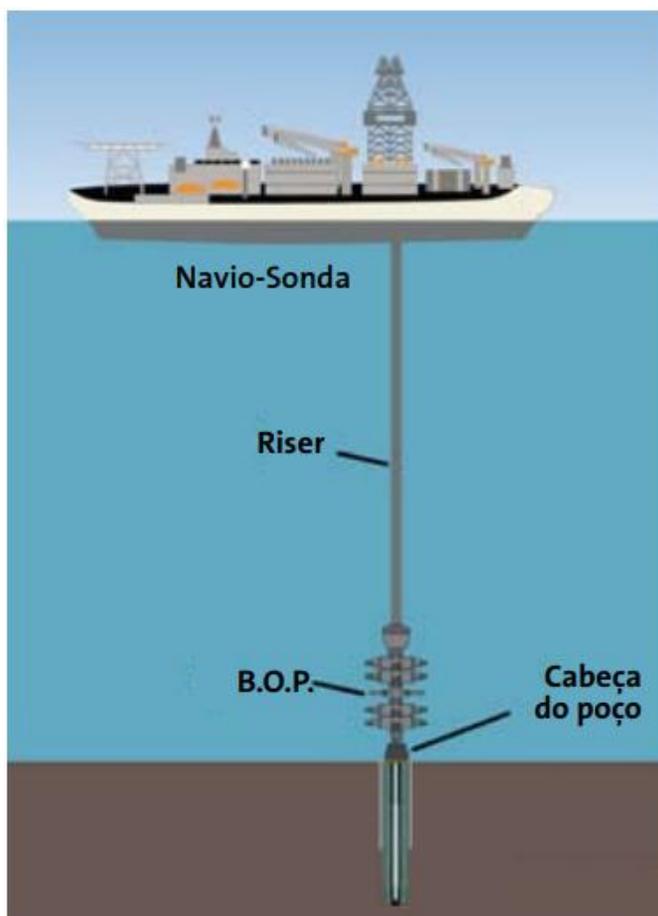


Figura 13 – Esquema Simplificado de Navio-Sonda dotado de Riser acoplado a um poço com Sistemas de Segurança e Controle - Cabeça de Poço e BOP
Fonte: Adaptado pelo Autor, AECOM (2015).

3. Ambiente Legal e Regulatório de Países de Referência

Segundo a *Internacional Association of Oil and Gas Producers* (OGP) (2014), a indústria do petróleo conduz programas de monitoramento ambiental em áreas *offshore* onde ocorrem operações de exploração, produção e descomissionamento e as informações coletadas suportam atividades de gestão ambiental, auxiliam no atendimento de requerimentos regulatórios e fornecem dados valiosos sobre o estado do ambiente marinho. A OGP (2014) destaca ainda que os programas de monitoramento devem ser compatíveis com as atividades realizadas (“*fit for purpose*”) sendo os programas geralmente conduzidos como parte integrante de uma Avaliação de Impactos Ambientais (AIA).

O monitoramento no contexto da AIA permite que os operadores possam conhecer o estado do ambiente anteriormente ao início das campanhas de perfuração permitindo assim adaptar o projeto para minimizar os impactos ambientais potenciais identificados, ao mesmo tempo que identifica a necessidade de medidas mitigadoras para alcançar os objetivos operacionais, ambientais e regulatórios e atender às exigências das companhias. Segundo Godø *et.al.* (2004), é cada vez mais frequente que concessões de licenças de exploração e produção obriguem companhias a conduzirem pesquisas de investigação e monitoramento do habitat ao redor de locais de perfuração e segundo Torres (2004), o monitoramento é um mecanismo adotado para verificar se as condições impostas ao projeto estão sendo cumpridas e para avaliar a qualidade do ambiente afetado pelo projeto em questão.

Dessa maneira percebe-se que a inclusão de exigências de monitoramento ambiental ao processo de licenciamento ambiental – onde a AIA é parte integrante – deve ser internalizada e incluída na rotina operacional do projeto para que sirva como ferramenta de gestão ambiental, sendo os programas de monitoramento operacionalmente exequível, financeiramente viáveis e compatíveis com o tamanho e com os potenciais impactos ambientais identificados. Segundo Sánchez (2013) o monitoramento é parte essencial das atividades de gestão ambiental e, entre outras funções, deve permitir confirmar ou não as previsões feitas no estudo de impacto

ambiental, constatar se o empreendimento atende aos requisitos aplicáveis (exigências legais, condições da licença ambiental, requisitos de desempenho ambiental e social e outros compromissos) e, por conseguinte, alertar para a necessidade de ajustes e correções.

O objetivo do monitoramento ambiental *offshore* é prover uma visão geral da situação do meio ambiente e tendências observadas ao longo do tempo com relação às atividades de óleo e gás. O monitoramento é planejado para indicar se a situação do meio ambiente se mantém estável, se deteriora ou melhora, devido às atividades dos Operadores. Ademais de tendências, os resultados obtidos devem ao máximo possível serem capazes de prover dados que sirvam de embasamento para a projeção do desenvolvimento futuro, ao passo que Operadores e autoridades devem utilizá-los como fonte de informação e embasamento para a tomada de decisão sobre novas medidas a serem implementadas. (adaptado de NPD, 2016)

Serão apresentadas nas seções a seguir o levantamento do arcabouço legal e regulatório de 3 países de referência e do Brasil. Os países foram selecionados segundo os seguintes critérios: (i) Ser um país significativo no cenário da exploração em ambiente de águas profundas e ultraprofundas, lâmina d'água superior a 400m, tendo sua relevância mensurada através da quantidade de poços exploratórios perfurados no período de 2006 a 2016; (ii) Ser um país de reconhecido desenvolvimento nas questões ambientais, tendo sido anteriormente utilizado como referência internacional pela literatura levantada.

Seguindo o critério *i*, a Tabela 3 apresenta os 20 países mais relevantes no ambiente exploratório e no período de interesse segundo o banco de dados da reconhecida consultoria Wood Mackenzie que compila informações da indústria de O&G mundial. A Tabela 3 considera todos os poços classificados como de exploração – correspondente aos poços pioneiros pela ANP – e avaliação excluindo-se os poços que possuíam estatuto de “proposto”.

Tabela 3 –Número de Poços de Exploração Perfurados em Lâminas d'água Superior a 400m de 2006 a 2016 nos 20 países mais relevantes

Países	Número de Poços
--------	-----------------

Estados Unidos	2036
Brasil	885
Angola	290
Austrália	245
Indonésia	214
Nigéria	202
Reino Unido	154
Índia	150
Malásia	117
Egito	95
Guiné Equatorial	87
China	81
Noruega	80
Gana	74
Moçambique	62
Canadá	56
Filipinas	55
Congo e México	54
Tanzânia	40

Fonte: Wood Mackenzie, 2017

Torres (2004) ao analisar o processo de licenciamento ambiental da atividade de perfuração offshore em diferentes países com vistas a propor um modelo de instruções (Termo de Referência) básico para o licenciamento da atividade de perfuração marítima no Brasil selecionou como referência internacional os processos em vigor à época nos Estados Unidos da América (EUA) e na Noruega. Por sua vez, Mariano (2007) buscou referências internacionais de exemplos de utilização da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) para propor uma metodologia de avaliação integrada de risco e impactos ambientais das atividades de exploração e produção de petróleo em áreas offshore, tendo sido selecionados 4 países: Reino Unido, Estados Unidos, Noruega e Austrália. Teixeira (2008) aborda a AAE no contexto da atividade exploratória de O&G buscando na legislação de distintos países subsídios para discutir o emprego da mesma no processo de seleção de blocos exploratórios a serem ofertados nas rodadas de licitações da ANP e em sua pesquisa selecionou 3 países: Estados Unidos, Noruega e Canadá. Leone (2012) em seu trabalho que versa sobre o gerenciamento de riscos em ambientes extremos e como metodologias de avaliação de risco propostas após o evento de Macondo

podem influenciar a atividade de exploração quanto a responsabilidade financeira para impactos ambientais no âmbito da camada Pré-sal no que discerne ao financiamento do risco, avaliou o ambiente regulatório de segurança ambiental em E&P da Noruega e Estados Unidos. Sánchez (2013) ao comparar o processo de AIA em diferentes jurisdições avaliou a legislação de Estados Unidos, África do Sul e o território da Austrália Ocidental (Austrália).

Vale ressaltar que cada autor baseou a seleção dos países segundo distintos critérios como: (i) Área onde a atividade *offshore* já estava consolidado no mundo ocidental; (ii) Produção de petróleo, (iii) Áreas onde existia interesse da Petrobras ou onde a empresa já desenvolvia atividades; (iv) Experiência dos países no emprego da Avaliação Ambiental Estratégica; (v) Importância histórica como berço da AIA (EUA); (vi) Ser um país em desenvolvimento; e (vii) Processo de AIA tido como exemplar pela literatura

O IBAMA por sua vez em Janeiro de 2017 disponibilizava em seu site uma vasta literatura sobre impactos ambientais associados à atividade de E&P onde entre os arquivos disponibilizados podiam ser encontrados, além de literatura acadêmica, referencias legais e manuais elaborados por órgãos oficiais de países como Estados Unidos, Noruega, Canadá, Austrália e Reino Unido. Entende-se dessa maneira que o órgão ambiental responsável pelo licenciamento das atividades de perfuração marítima no Brasil também reconhece tais países como referência.

Logo, os países elegíveis segundo os critérios I e II seriam EUA, Noruega, Canadá, Austrália e Reino Unido. Todavia, como a pesquisa se limitou a 3 países, foram selecionados: Estados Unidos, Noruega e Austrália. Os dois primeiros por serem países reconhecidos como referência por todos os autores levantados e pelo IBAMA, e a Austrália por que foi o país elegível de maior relevância para a exploração *offshore* em águas profundas e ultraprofundas no período analisado depois dos Estados Unidos.

3.1. Estados Unidos (EUA)

Segundo a consultoria Wood Mackenzie (2016) em Novembro de 2016 os EUA eram o segundo maior produtor de O&G do mundo, produzindo cerca de 17,355 milhões boe/d, sendo ultrapassado apenas pela Rússia (22,037 milhões boe/d). Desse montante, cerca de 1,565 milhões boe/d eram oriundos do ambiente de águas profundas e ultraprofundas correspondendo a aproximadamente 9% da produção total diária dos EUA. Embora a produção de O&G a grandes profundidades não seja o principal ambiente de produção dos EUA a exploração deste ambiente no país destaca-se globalmente.

Pode-se observar na Tabela 3 que os EUA é por larga vantagem o país onde mais se perfurou poços exploratórios em águas profundas e ultraprofundas nos últimos 10 anos, sendo o foco a região do Golfo do México ou GoM (sigla em inglês para *Gulf of Mexico*). A exploração dos ambientes de águas profundas na região teve início em meados da década de 1970 com a perfuração do primeiro poço em 1975 no bloco MC 194 em lâmina d'água de aproximadamente 312m¹³ e o início da produção em 1979, porém a atividade exploratória nesse ambiente consolidou-se apenas na década de 1980 com o estabelecimento do modelo atual de concessão baseado nos Programas de Cinco anos, sendo o ambiente de águas ultraprofundas alcançado ao final da década de 1990 com a perfuração do prospecto de Baha no bloco AC 600 em lâmina d'água de aproximadamente 2323m em 1996 (USDOI, 2016).

O GoM divide-se em três regiões de planejamento – GoM Ocidental, GoM Central e GoM Oriental – como pode ser observado na Figura 14 apresentando atividade de E&P em ambiente de águas rasas, profundas e ultraprofundas. O *Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)* (2017), Escritório de Administração da Energia dos Oceanos, destaca as regiões Central e Ocidental do GoM – costa dos estados do Texas, Louisiana, Mississippi e Alabama – como as principais áreas

¹³O United States *Department of the Interior* (USDOI) define o ambiente de águas profundas as profundidade igual ou maior a 1000 ft (305m) e o ambiente de água ultraprofunda a partir dos 5000 ft (1524m).

de produção *offshore* do país, respondendo por 97% da produção na OCS¹⁴. O USDOJ (2016) aponta a região do GoM como responsável por cerca de 13% da produção total de Petróleo e 2,5% da produção de Gás Natural dos EUA em 2014, sendo que o ambiente de águas profundas e ultraprofundas respondiam por 82% e 54% do total da produção de óleo e gás natural no GoM respectivamente. A consultoria WoodMackenzie (2016) declara que o ambiente de águas profundas ultraprofundas (lâmina d'água igual ou superior a 400m) da região atingiu em 2015 a produção média diária de 1,264 milhões bbl/d de óleo e cerca de 59,5 milhões m³/d de gás natural.

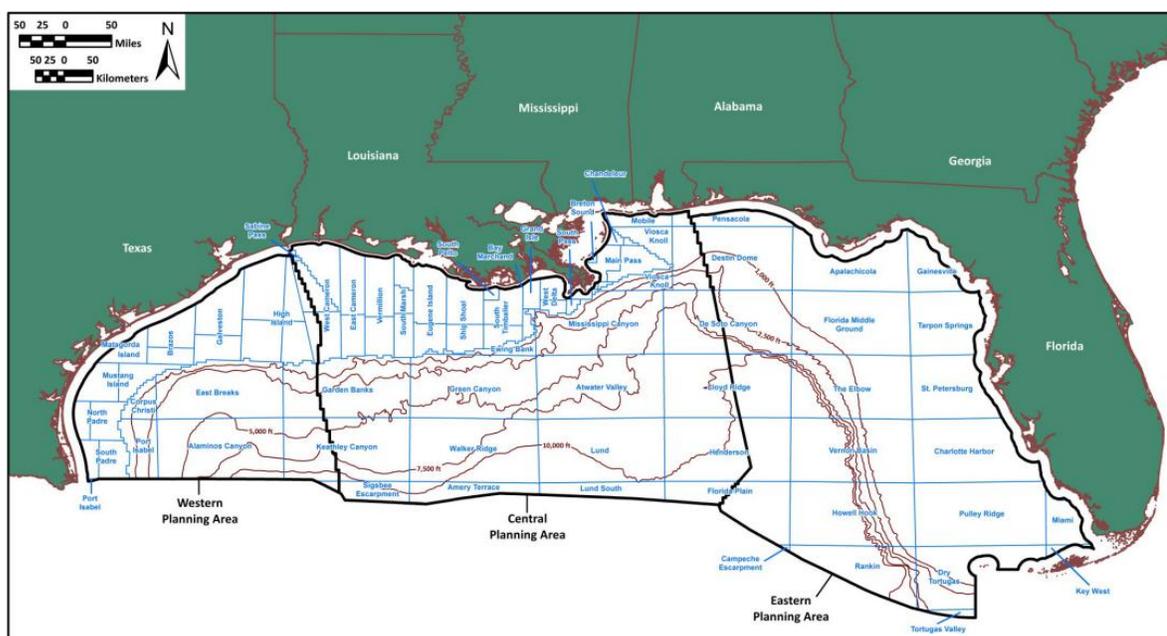


Figura 14 – As regiões de planejamento da Plataforma Continental Externa do Golfo do México (OCS GoM).

Fonte: USDOJ (2016)

O cenário atual é caracterizado pela grande diversidade de companhias desenvolvendo atividades de E&P nos diversos ambientes exploratórios do GoM e embora as *supermajors*¹⁵ tenham sido as pioneiras nas áreas de maiores

¹⁴ A Lei de Terras da Plataforma Continental Externa (*Outer Continental Shelf Lands Act - OCSLA*) estabelece que a jurisdição federal sob as áreas marítimas começa a 3 mn (5,556 km) além da linha da costa dos estados à exceção dos estados do Texas e da costa do Golfo do México do estado da Florida onde começa a 9 mn (16,668 km). Essas áreas passam a ser conhecidas como Plataforma Continental Externa ou OCS, da sigla em inglês para *Outer Continental Shelf*.

¹⁵ Termo amplamente utilizado pela indústria de O&G para designar as 7 – ou as vezes 8 – maiores empresas de O&G em relação a suas receitas. Geralmente são empresas de capital aberto excluindo

profundidades, hoje o ambiente de E&P no GoM é bastante diverso contando com empresas locais, internacionais e estatais internacionais com a maior parte das áreas de concessão sob o controle de empresas independentes de menor porte. Segundo dados da Wood Mackenzie (2016) em 2015 entre os maiores *players* na região estavam empresas como BP, Shell, Chevron, BHP Billiton, ExxonMobil e Anadarko, sendo elas as maiores produtoras e também os maiores detentores individuais de áreas no ambiente de águas profundas e ultraprofundas.

Após o acidente com a plataforma *Deepwater Horizon* no Golfo do México em 2010 que matou 11 pessoas e despejou aproximadamente 4,9 milhões de barris de óleo no mar, o ambiente regulatório das atividades de E&P na OCS passou por uma profunda reforma em relação às entidades envolvidas no licenciamento ambiental das atividades, sendo a principal delas a criação e posterior divisão do Escritório de Administração, Regulamentação e Aplicação da Energia dos Oceanos – *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement (BOEMRE)* – antigo *Minerals Management Service (MMS)* – Serviço de Administração Mineral –, em duas entidades distintas: O *Bureau of Ocean Energy Management (BOEM)*, Escritório de Administração da Energia dos Oceanos, e o *Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE)*, Escritório de Fiscalização de Segurança e Meio Ambiente.

O BOEM é responsável pela administração e desenvolvimento sustentável dos recursos minerais e energéticos marítimos dos EUA ofertando áreas para atividade de E&P, geração de energia renovável e exploração mineral além do O&G e enxofre na OCS. Sendo assim, o BOEM caracteriza-se assim como a agência reguladora fomentadora do desenvolvimento dos recursos, ao passo que o BSEE se configura como o braço de regulamentação e fiscalização da segurança e meio ambiente. O órgão divide-se em grupos responsáveis pelas diferentes regiões da OCS: Alaska, Costa Atlântica, Costa Pacífica e Golfo do México.

as estatais e empresas de países membros da OPEP. Usualmente o termo é usado para designar o grupo formado pelas empresas ExxonMobil, Shell, Chevron, BP, Total, ENI e ConocoPhillips.

A OCSLA estipula que é obrigação do BOEM desenvolver os Programas de Cinco Anos estabelecendo um calendário de oferta de blocos da OCS para um determinado período. Por sua vez, a NEPA obriga as agências federais a submeterem um *Environment Impact Statment* (EIS) – Estudo de Impactos Ambientais – de suas atividade. Logo, o BOEM publica um EIS preliminar referente ao Programa de Cinco Anos proposto que após ampla consulta com a população e outras agencias envolvidas publica a versão final do EIS. O Programa de Cinco Anos proposto em conjunto com a versão final do EIS são então submetidos a aprovação do Congresso e do Presidente. Apenas após as aprovações o Departamento do Interior aprova a oferta de blocos de E&P na OCS proposta pelo BOEM que executa o calendário de ofertas.

Segundo o BOEM (2017), os EIS são grandes estudos de avaliação de impactos ambientais que seguem as diretrizes da NEPA para sua elaboração e cujo conteúdo pode variar a depender do projeto e da região, porém alguns elementos chaves se mantêm tais como: (i) Objetivos e justificativa das atividades propostas; (ii) Ações propostas e o estudo de alternativas – incluindo a alternativa de nenhuma ação – sendo apresentado um resumo dos impactos ambientais esperados para cada alternativa e as medidas de mitigação necessárias para a viabilidade da alternativa; (iii) Os elementos dos ambientes naturais, sociais e econômicos possivelmente afetados pelas ações e alternativas propostas com ênfase no levantamento do estado atual de cada elemento e nas tendências que possam ser evidentes. Deve ser dado ênfase a criação de uma base de dados que possibilite a mensuração das mudanças possivelmente causadas pelas ações propostas; (iv) Avaliação dos impacto ambientais potenciais das ações propostas e alternativas levantas quando inseridas nos cenários atuais levantados dos ambientes estudados. Os impactos ambientais potenciais devem ser avaliados quanto a sua Incidência, Tipo, Severidade, Duração, Permanência e Extensão; (v) Avaliação de Risco e impactos potenciais de cenários de acidentes de derramamento; (vi) Resultado das seções de consulta com governos estaduais e locais, populações afetadas, outras agências reguladoras federais e regionais e organizações que tenham interação com o setor ou que representem outras atividades produtivas possivelmente afetadas; (vii)

Relatórios técnicos necessários à avaliação de impactos ambientais como a avaliação do potencial petrolífero a ser descoberto e produzido, modelagem de dispersão de óleo em caso de acidentes com derramamento, e plano de resposta e equipamentos utilizados em caso de derramamento de óleo.

A implementação dos Programas de Cinco Anos depende da adequação da proposta ao arcabouço legal e regulatório generalistas e abrangente dos EUA. Logo, o processo de licenciamento ambiental instituído pela NEPA atribui o papel de empreendedor também ao BOEM, obrigando-o a adotar uma estratégia de interpretação e refinamento das exigências ambientais para empreendimentos de exploração *offshore*. Segundo o USDOJ/BOEM (2016), o ambiente legal e regulatório dos empreendimentos de O&G na região do GoM da OCS é composto de 39 Leis e Regulamentos Federais.

Os empreendimentos também dependem da consulta e coordenação com uma grande variedade de autoridades federais que têm como obrigação a manutenção dos recursos marítimos nos termos da estrutura legal e regulatória em vigor, entre elas: (i) Guarda Costeira Americana (*U.S. Coast Guard – USGC*); (ii) Agência Americana de Proteção Ambiental (*U.S. Environmental Protection Agency – USEPA*); (iii) Corpo de Engenheiros dos Estados Unidos (*U.S. Corpo of Engineers – COE*); (iv) Serviço de Pesca e Vida Selvagem (*U.S. Fish and Wildlife Service – FWS*); e (v) a Administração Oceânica e Atmosférica Nacional (*National Oceanic and Atmospheric Administration – NOAA*) através do Serviço Nacional de Pesca Marinha (*National Marine Fisheries Service – NMFS*). Além destas, o BOEM deve também consultar uma série de autoridades Estaduais e locais e aderir à estrutura legal e regulatória estadual e local em vigor.

O primeiro *EIS* publicado, denominado *Programmatic Environmental Impact Statement*, refere-se a totalidade do Programa de Cinco Anos, procedido então de estudos regionais para as distintas áreas da OCS onde se localizam os blocos ofertados. Posteriormente, para cada oferta individual de blocos será também elaborado um *Programmatic EIS*. É importante ressaltar que cada um desses documentos é elaborado em duas versões, Preliminar (*Draft*) e Final (*Final*), sendo

a versão preliminar elaborada anteriormente a fase de consulta com a população e com outros agentes federais, estaduais e locais. A versão final dos documentos por sua vez agregará os comentários, observações, demandas e exigências oriundas das fases de consulta.

A exemplo, o Programa de Cinco Anos atualmente vigente corresponde ao planejamento de ofertas de blocos para o período de 2012 a 2017, sendo a última oferta de blocos programada para ocorrer em Março de 2017. Logo, tem-se o *2012-2017 OCS Oil and Gas Leasing Program Draft/Final Programmatic EIS* referindo-se a totalidade do Programa de Cinco Anos. Em seguida, o *Gulf of Mexico OCS Oil and Gas Lease Sales: 2012-2017; Western Planning Area Lease Sales 229, 233, 238, 246, and 248; Central Planning Area Lease Sales 227, 231, 235, 241, and 247; Draft/Final Environmental Impact Statement* cobrindo as 10 ofertas de blocos na área do GoM para o período. O Programa 2012- 2017 prevê 5 ofertas de blocos nas áreas de planejamento Ocidental (*Area Lease Sales 229,233, 238, 246 e 248*) e mais 5 na área Central (*Lease Sales 227, 231, 235, 241 e 247*).

Após aquisição dos blocos de exploração, cada empreendedor elabora um *Exploration Plan (EP)*, Plano de Exploração, para a área arrematada onde deve conter, entre outros, as análises de impactos ambientais que podem ocorrer nos ambientes marítimos e terrestres como resultado da implementação do plano. Cada EP por sua vez passa pelo processo de licenciamento previsto pela NEPA sendo feita uma *Environmental Assessment (EA)*, Avaliação Ambiental, pelo BOEM que aprovará ou não a implementação do EP.

Logo, a estratégia permitida pela NEPA e adotada pelo BOEM é a de publicação de distintos estudos ambientais segmentados que a cada passo limitam sua área de estudo ou escopo das atividades, tornando-se mais específico às regiões para as quais foram elaborados e aos projetos de exploração propostos. Entende-se então que o papel do BOEM no processo de definição dos programas de monitoramento ambiental é o de entender, filtrar, interpretar e adaptar o arcabouço legal e regulatório aplicado aos empreendimentos de exploração de O&G no GoM, provendo um robusto conjunto de informações ao empreendedores. As Operadoras

por sua vez formulam seus programas de monitoramento ambiental de maneira a atender as exigências legais e as demandas das populações possivelmente impactadas. A Figura 15 apresenta de maneira esquemática o processo de origem dos programas de monitoramento ambiental na OCS do Golfo do México americano.

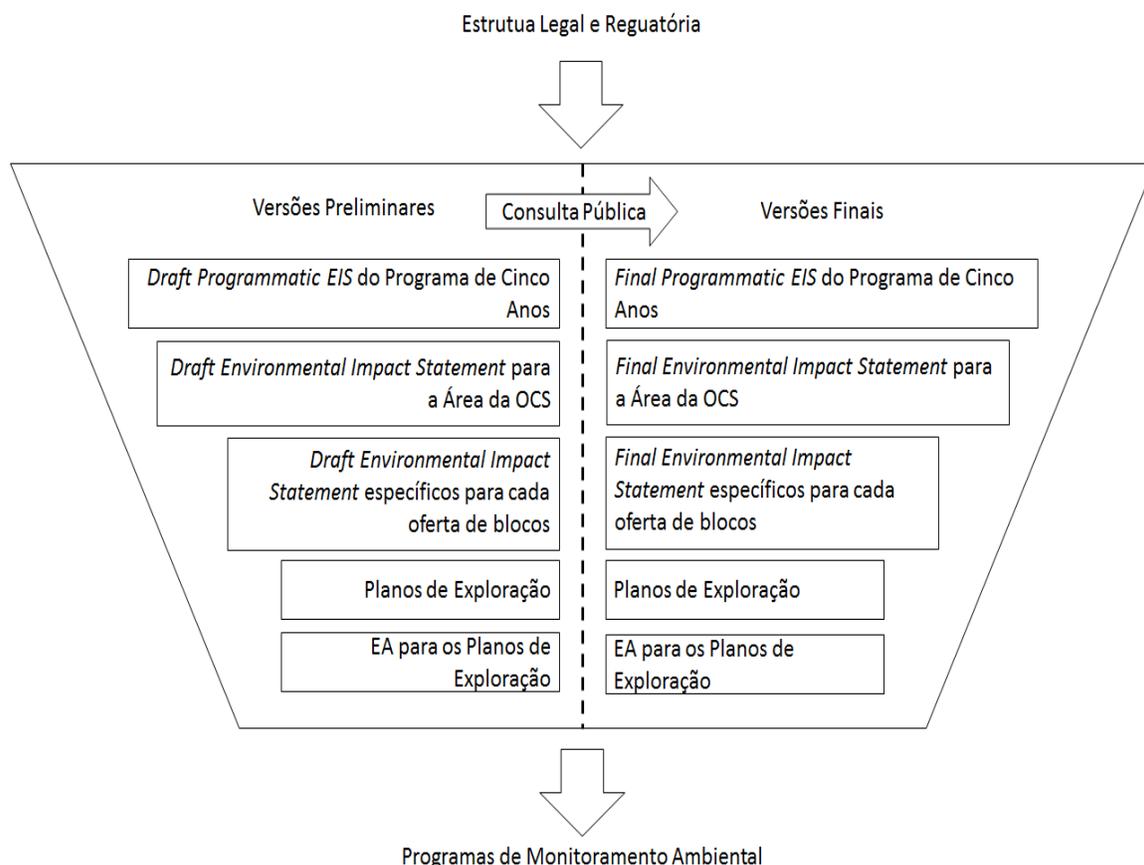


Figura 15 – Esquema do Processo de Definição dos Programas de Monitoramento Ambiental para os Empreendimentos de E&P na OCS

Fonte: Autor

3.2. Noruega

A Noruega é o maior produtor de petróleo e gás natural da Europa Ocidental, ocupando o posto de 10º maior produtor do mundo com uma produção média diária de cerca de 4 milhões boe/d segundo a consultoria Wood Mackenzie (2016). Embora a produção seja oriunda inteiramente do ambiente marítimo apenas cerca de 365 kboe/d eram oriundos do ambiente de águas profundas e ultraprofundas em

2016 (Wood Mackenzie, 2016), o que corresponde a aproximadamente 9% da produção total diária da Noruega.

Existe no país uma política pública voltada à indústria de O&G que possibilita uma produção lucrativa no longo prazo e que também gera e distribui riquezas através do Estado beneficiando toda a sociedade. A Política do Petróleo propicia uma estrutura legal e regulatória que define uma divisão de papéis entre o Estado e o setor produtivo para que seus objetivos possam ser alcançados. As autoridades regulam o setor definindo uma estrutura regulatória geral clara e previsível, e gera os incentivos corretos para que as decisões das companhias também beneficiem a sociedade, ao passo que a indústria fica responsável pelas atividades operacionais de exploração e produção em linha com as melhores práticas de segurança, saúde e meio ambiente. A estrutura regulatória é desenhada para dar o melhor equilíbrio entre os interesses das companhias e da sociedade.

O ambiente regulatório do E&P na Noruega é composto por diferentes autoridades independentes, porém os mais relevantes para o presente trabalho são o Diretório Norueguês do Petróleo – em norueguês *Oljedirektoratet* – ou NPD (sigla em inglês para *Norwegian Petroleum Directorate*), a Agência Norueguesa de Meio Ambiente – em norueguês *Miljødirektoratet* – ou NEA, sigla em inglês para *Norwegian Environmental Agency* e a Autoridade de Segurança do Petróleo – em norueguês *Petroleumstilsynet* – ou PSA (sigla em inglês para *Petroleum Safety Authority*).

O NPD é o principal órgão regulador sendo responsável pela oferta de áreas para E&P, pela criação de regulamentação em linha com a Lei do Petróleo e pelo controle das atividades junto às empresas. A NEA por sua vez tem como mais relevante função para o presente trabalho a regulamentação, aplicação e fiscalização das Leis de Controle da Poluição e Informação Ambiental. Já o PSA tem como principal papel regular as questões voltadas para a gestão de segurança, saúde e meio ambiente (SMS) das atividades de E&P com respeito aos trabalhadores e ambiente de trabalho.

Segundo o NPD (2016), a plataforma continental norueguesa, *Norwegian Continental Shelf* (NCS), cobre uma área de aproximadamente 2,04 milhões de km² onde se estima que 2/3 sejam formados por bacias sedimentares com potencial para acumulações de hidrocarbonetos (NPD, 2016). As NCS se divide em três áreas abertas às atividades de E&P - Mar do Norte (*North Sea*), Mar da Noruega (*Norwegian Sea*) e porção sul do Mar de Barents (*Barents Sea South*) – como mostra a Figura 16.

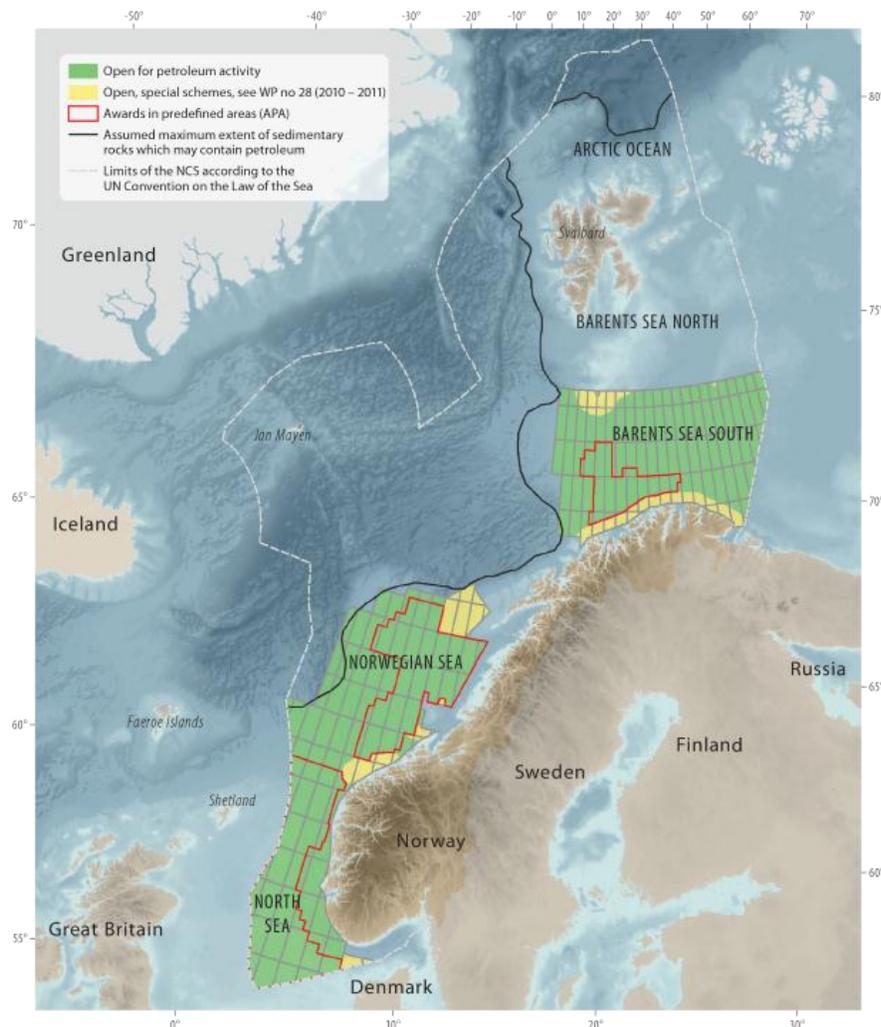


Figura 16 – Regiões abertas às atividades de E&P na NCS

[Fonte: NPD (2016). Disponível em: <http://www.npd.no/en/Maps/Map-of-the-NCS/>]

Ainda segundo o NPD (2016), o Mar do Norte é a região onde a indústria de O&G é mais madura, sendo responsável por cerca de 82% da produção total no ano de 2016 e onde estima-se que estejam 25% das reservas recuperáveis totais

não descobertas. Já o Mar da Noruega responde por cerca de 17% da produção total e é considerado uma região de nova fronteira exploratória concentrando a maioria de seus projetos ainda na fase de desenvolvimento e estima-se que detenha 27% das reservas recuperáveis totais não descobertas na NCS. O Mar do Barents por sua vez corresponde por menos de 1% da produção total na Noruega, todavia estima-se que a região responda por 48% das reservas recuperáveis totais ainda não descobertas.

Os dados mais recentes do NPD mostram que em 2015 foram perfurados 56 poços exploratórios marítimos na Noruega sendo 33 deles na região do Mar do Norte que configura-se como a região de maior atividade exploratória no país, seguindo pela área do Mar da Noruega (16) e Mar de Barents (7). Todavia, apesar da relevância do ambiente exploratório marítimo para o E&P norueguês, em 2015 apenas 4 poços haviam sido perfurados em ambientes de águas profundas ou ultraprofundas em profundidade que variaram entre 403m e 1329m segundo a consultoria Wood Mackenzie (2016).

Apesar no declínio da produção e do tamanho de novas descobertas, a Noruega continua a atrair investimentos e projetos de exploração haja vista que as reservas estimadas estão entorno de 25 bilhões boe (Wood Mackenzie, 2016). Segundo o NPD (2017), 570.000 km² estão abertos para a atividade de E&P, sendo que apenas aproximadamente 130.000 km² estão sob concessão ou outro tipo de regime regulatório, ou seja, em apenas cerca de 6% da NCS desenvolve-se alguma atividade de E&P, ao passo que 21% encontram-se ainda disponíveis e 39% encontra-se fechada para às atividades de E&P.

A Lei 29 N° 72 de Novembro de 1996 (Noruega, 1996) – ou a Lei do Petróleo – define, entre outros pontos, que anteriormente a abertura de novas áreas para a atividade de E&P o Ministério do Petróleo e Energia deve conduzir uma avaliação de impactos ambientais. A Lei do Petróleo (Noruega, 1996) obriga a prévia divulgação das áreas que se pretendem abrir para as atividades de E&P e define que o Ministério precisa conduzir um processo de avaliação de impactos ampla e aberta onde serão levadas em consideração os diferentes interesses – comercial,

industrial e ambiental – assim como o risco de poluição, e os efeitos econômicos e sociais. O processo de avaliação de impactos deve dar espaço a opiniões das partes interessadas – a favor e contrárias – que terão um período de pelo menos 3 meses para se manifestarem.

Por sua vez, o Decreto Real 27 de Junho de 1997 (Noruega, 1997) – ou Regulamentação da Lei do Petróleo – define o processo de submissão da avaliação prévia e seu conteúdo, assim como o processo de tomada de decisão e o papel dos diferentes atores do processo. Um esboço do programa de avaliação de impacto (*draft programme*) deve ser preparado pelo Ministério de Petróleo e Energia. O esboço do programa é submetido então às partes interessadas: autoridades, organizações industriais e população. O Ministério coletará durante pelo menos 6 semanas comentários e contribuições das partes e elabora então o Programa Final de Avaliação de Impactos que deve ser acompanhado de um relatório onde são compilados os *inputs* das partes interessadas e será descrito a metodologia de avaliação das contribuições e como as mesmas contribuíram na elaboração do programa final aprovado. A avaliação de impactos será enfim conduzida com base nas diretrizes definidas no Programa Final de Avaliação de Impactos aprovado e deve ser proporcional em tamanho, conteúdo e detalhamento às questões apontadas. Vale ressaltar que a avaliação de impactos anterior a abertura de novas áreas deve ser o máximo possível baseada no conhecimento já existente sobre as áreas e em suas atualizações quando necessárias.

O Ministério do Petróleo e Energia deve ainda submeter a Avaliação de Impactos à consulta de autoridades interessadas, associações da indústria e público em geral que deverão fazer comentários dentro de um prazo variável de 6 semanas a 3 meses. Dentro do mesmo prazo qualquer documento relevante e relatórios científicos devem ser disponibilizados ao Ministério que dará publicidade a eles. O Ministério decide com base nos comentários recebidos se há necessidade de avaliações ou documentação adicional sobre determinado aspecto que devem passar também por uma consulta com aqueles que deram declarações no processo anterior de consulta. O prazo deverá ser de no mínimo 2 semanas. Após o processo

de elaboração e consultas a proposta de abertura de novas áreas é submetida ao parlamento norueguês.

Quanto aos programas de monitoramento ambiental, a seção 6c da Regulamentação da Lei do Petróleo (Noruega, 1997) define que as avaliações de impacto ambiental anterior à abertura de novas áreas devem conter uma avaliação da necessidade, e proposta quando necessária, de investigações e medidas para monitorar e comprovar o real impacto da abertura e as medidas potenciais de redução, mitigação e compensação de qualquer efeito adverso relevante. Tais ações de monitoramento são então traduzidas na forma de obrigações de monitoramento ambiental que devem ser implementadas pelas Operadoras que vierem a arrematar essas áreas de forma proporcional ao risco das atividades. A obrigação de se conduzir programas de monitoramento ambiental para atividades potencialmente poluidoras esta definida também pela Lei de Controle da Poluição (*Polution Control Act* de 03 de Março de 1981) e na Lei de Informação Ambiental (*Environmental Information Act* de 09 de maio de 2003).

Segundo a NEA (2015), as autoridades norueguesas podem inspecionar e controlar as atividades de monitoramento ambiental assim como o fazem com outras atividades reguladas pela legislação ambiental (e.g. emissão atmosférica, descarga de efluentes, disposição de resíduos sólidos entre outros). Isso se aplica a todos os estágios, do planejamento das campanhas ao uso de seus resultados por cada Operador na melhoria do desempenho ambiental, sendo os requerimentos de monitoramento parte integrante da Regulamentação da Lei do Petróleo.

Todavia, em 2010 a NEA tratou de retirar e consolidar o detalhamento dos requerimentos nas Diretrizes para o Monitoramento Ambiental das Atividades Petrolíferas na Plataforma Continental Norueguesa (*Guidelines for environmental monitoring of petroleum activities on the Norwegian continental shelf*) como parte do processo de simplificação da legislação. A Regulamentação das Atividades trata de requerimentos gerais, ao passo que as Diretrizes fornecem instruções mais detalhadas de como atender aos requerimentos. A principal justificativa para a criação das Diretrizes à parte da legislação vigente foi o reconhecimento por parte

da NEA que exigências de monitoramento ambiental devem ser flexíveis à medida que as atividades petrolíferas avançam sobre novas áreas que demandam diferentes tipos de monitoramento, substâncias químicas são introduzidas ou retiradas, padrões de descarga de poluentes são alterados, novas técnicas e tecnologias são desenvolvidas e o conhecimento acumulado sobre os ambientes em áreas de nova fronteira aumenta. As Diretrizes definem Compartimentos a serem monitorados; Escopo dos programas de monitoramento; Parâmetros que devem ser analisados; Métodos a serem utilizados; Estabelece a necessidade de acreditação; e Padroniza os relatórios de resultados.

Logo, segundo as Diretrizes para o Monitoramento Ambiental das Atividades Petrolíferas na Plataforma Continental Norueguesa (NEA, 2015), as Operadoras com atividades em áreas onde o monitoramento ambiental foi planejado ficam responsáveis pelo desenho do esboço dos programas de monitoramento ambiental com base na Regulamentação das Atividades e seguindo as Diretrizes para dois compartimentos: Coluna d'água e leito marinho. Todavia, a Associação Norueguesa do Petróleo e Gás, *Norwegian Oil and Gas Association* (NOROG), possui um corpo de especialistas em monitoramento ambiental o qual coordena o planejamento, implementação e a submissão de relatórios em nome dos Operadores, ou seja, a NOROG fica responsável por operacionalizar os programas de monitoramento ambiental desenhados pelas Operadoras. Os esboços dos programas são então discutidos e avaliados em reuniões de planejamento anuais que contam com representantes da NEA, especialistas apontados pela Agência, especialistas da NOROG, operadoras relevantes e eventualmente consultores. O esboço dos programas passa então por uma revisão por parte das Operadoras que submetem as versões finais para a aprovação da Agência.

O Operador é encarregado de desenhar o esboço de programas de monitoramento adicionais quando as áreas demandam mais investigação como no caso, por exemplo, de águas rasas ou quando da existência de habitat de espécies vulneráveis. Cabe ao Operador a identificação da necessidade de monitoramento adicional e seu planejamento em linha com os resultados da avaliação de risco das

descargas esperadas. O esboço dos programas de monitoramento adicionais é parte integrante do conjunto de programas proposto pelos Operadores, sendo submetido então ao mesmo processo de aprovação descrito anteriormente.

A regulamentação norueguesa ainda prevê que um fórum de monitoramento ambiental *offshore* seja conduzido anualmente a fim de que se possa discutir resultados alcançados e planos para os programas de monitoramento futuros. O fórum também abre espaço para discussões de outras questões que envolvam o monitoramento como discussão de novas metodologias e tecnologias.

A Figura 17 apresenta um fluxograma resumo do processo de definição e revisão dos programas de monitoramento ambiental requeridos para o desempenho de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural na NCS, assim como o papel dos diferentes atores envolvidos.

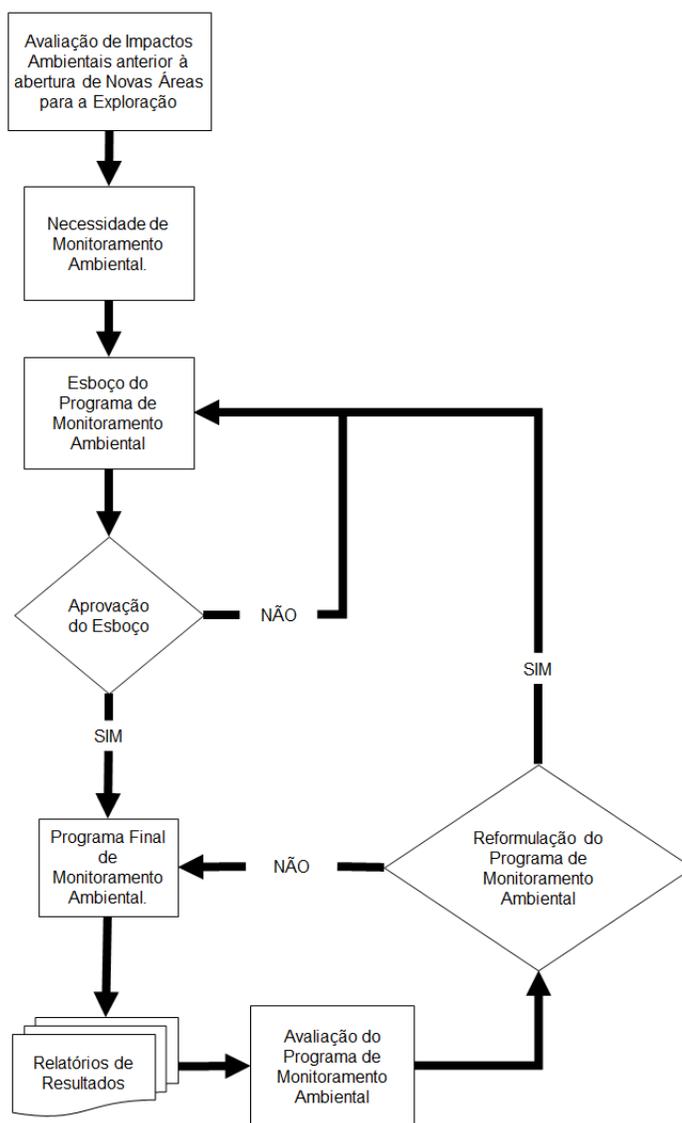


Figura 17 – Fluxograma do Processo de Definição e Revisão dos Programas de Monitoramento Ambiental na NCS

Fonte: Autor

3.3. Austrália

A produção total de petróleo e gás natural do país em Novembro de 2016 foi de 1,9 milhões boe/d segundo a consultoria Wood Mackenzie (2016), sendo 212,5 kboe/d, ou cerca de 11%, oriundos de águas profundas e ultraprofundas. O país é o 19º maior produtor de O&G do mundo, todavia quando analisado apenas a participação do Gás Natural (Gás Liquefeito de Petróleo ou GLP e Condensado)

salta para a 7ª posição. O país ocupa uma posição de destaque no setor sendo o 4º maior exportador de GLP no mundo segundo Departamento de Indústria, Inovação e Ciência da Austrália (2017). Ainda segundo a consultoria Wood Mackenzie (2016), o Gás Natural corresponde a 81,9% da produção total em águas profundas e ultraprofundas na Austrália.

A exploração e produção *offshore* no país se dá basicamente nas águas do território de *Western Australia (WA)*, Austrália Ocidental, que responde por 52% da produção total de hidrocarbonetos no país (DMP, 2017) com destaque para as bacias de Carnarvon, Bonaparte e Browse, consideradas áreas de nova fronteira exploratória. Outro estado relevante para o E&P australiano é Victoria onde a produção se dá nas bacias sedimentares marítimas de Gippsland e Otway, consideradas áreas maduras onde há produção desde o final dos anos 60. A Figura 18 apresenta um mapa das áreas de exploração e produção nas águas sob jurisdição do *Commonwealth*¹⁶ na Austrália.

Uma análise da consultoria Wood Mackenzie (2016), conclui que o aumento da competitividade nos leilões de blocos exploratórios tem feito com que empresas apresentem significativos programas de trabalho a fim de assegurar as permissões individuais, acarretando na concentração dos esforços exploratórios em águas australianas com *majors* e *IOCs*. Todavia, a Austrália é considerada uma área imatura em termos de exploração com vastas áreas *onshore* e *offshore* ainda a serem exploradas.

Para fins de delimitação do presente trabalho, serão levantadas apenas a legislação e regulamentação que regem as atividades de E&P em águas sob jurisdição do *Commonwealth* e em águas costeiras onde as funções regulatórias e

¹⁶ Águas sob jurisdição do *Commonwealth* são as áreas marítimas do território australiano além de 3 mn (5,556 km) da linha da costa dos estados/território. O *Commonwealth* é uma associação internacional voluntária formada por 52 países soberanos que possuem, ou não, laços históricos com o Império Inglês e que apesar de sua independência reconhecem monarcas ingleses como Chefes de Estado.

poderes foram concedidos aos órgãos reguladores federais pela legislação própria dos estados/território.

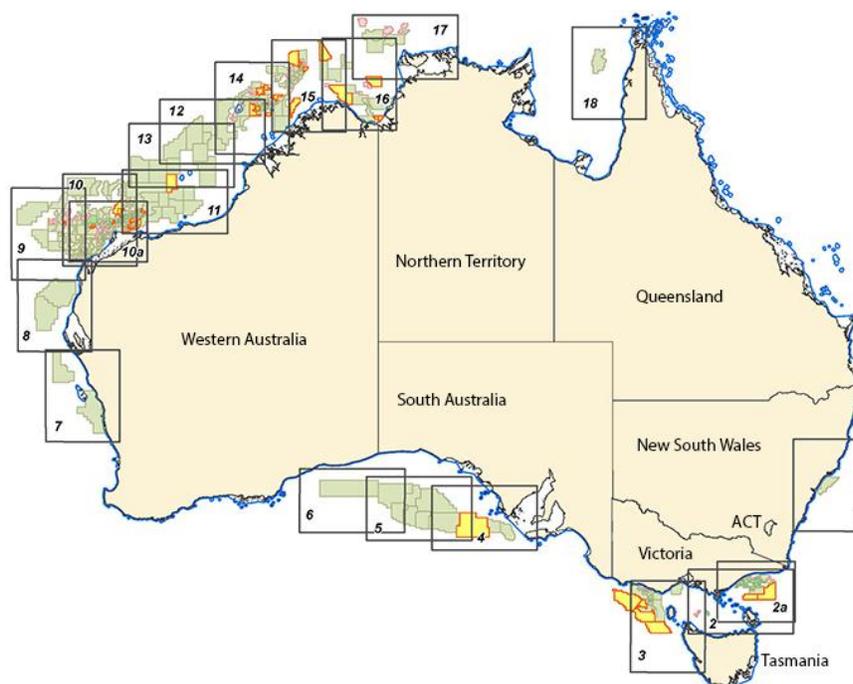


Figura 18 – Mapas de Concessão Marítima de E&P sob Jurisdição do *Commonwealth*na Austrália

Fonte: NOPTA (2017). Disponível em: <http://www.nopta.gov.au/maps-and-public-data/>

As atividades de *E&P* nas águas do *Commonwealth* australiano são regidas pela *Commonwealth Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act* (OPGGSA), Lei do Petróleo Marítimo e de Estocagem de Gases do Efeito Estufa do *Commonwealth*, de 2006 e respectivas Regulamentações, tendo o ambiente regulatório passado por profundas reformas a partir de 2011 após uma grande conferência que reuniu autoridades e detentores de títulos em decorrência dos acidentes com derramamento de óleo nos campos de Montara, na Austrália, em 2009 e Macondo, nos EUA, em 2010. A partir de 2012 o ambiente passou então a ser regulado por dois órgãos federais, o *National Offshore Petroleum Titles Administrator* (NOPTA), Administrador Nacional Marítimo de Títulos do Petróleo, e a *National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority* (NOPSEMA), Autoridade Nacional Marítima do Petróleo para a Gestão de Segurança e Meio Ambiente, tendo este a responsabilidade de regular o setor de

E&P com relação a Saúde e Segurança Ocupacional; Integridade das instalações, poços e seus equipamentos; Gestão ambiental; e Operações das instalações marítimas.

A OPGGSA (Austrália, 2006) define que os direitos de exploração *offshore* são concedidos às empresas pelo Governo australiano anualmente através de um processo onde, entre outras etapas, contempla o recebimento de comentários sobre as áreas a serem ofertadas em um tipo de consulta pública. Essa etapa coleta comentários de agências do *Commonwealth* e estados/território com responsabilidade direta sobre a gestão dos ambientes marinhos e do público em geral, sendo eventualmente disponibilizada para as empresas que tenham interesse nas áreas. Destaca-se a possibilidade de retirada da área mediante comentários coletados durante esta etapa de consulta. Entretanto, a obtenção da permissão de exploração de uma área não autoriza imediatamente o desempenho das atividades de exploração, tais como levantamento sísmico ou perfuração de poços, concedendo apenas a seu detentor o direito de requerer uma permissão para o desempenho dessas atividades a ser aprovada através de um processo de avaliação de impactos ambientais conduzido pela NOPSEMA.

A OPGGSA e Regulamentação associada são as referências legais e regulatórias mais relevantes na elaboração dos documentos necessários para o processo de licenciamento ambiental porque apresentam os requisitos de conteúdo e critérios de aceitação. Todavia, os empreendimentos *offshore* também são sujeitos a aprovações ambientais segundo a *Environment Protection and Biodiversity Conservation Act* (EPBCA), Lei de Conservação da Biodiversidade e Proteção Ambiental, de 1999, entre outras referências legais relevantes como a Lei de Proteção Ambiental (Descarte no Mar) de 1981, Lei de Proteção dos Oceanos (Prevenção de Poluição de Navios) de 1983, Lei de Locais de Naufrágios Históricos de 1976.

A EPBCA (Austrália, 1999) e a OPGGSA (Austrália, 2006) definem as bases do processo de licenciamento ambiental de empreendimentos de exploração de O&G e por consequência são as principais referências legais para a definição dos

programas de monitoramento ambiental todavia, as duas definem jurisdição sobre o processo de licenciamento ambiental a autoridades distintas, ou seja, os detentores de títulos devem submeter-se a dois processos distintos de licenciamento ambiental. A fim então de simplificar o processo a partir de 2013 foi criado um plano de avaliação ambiental estratégico conjunto, também conhecido como Programa, onde os empreendimentos de exploração de O&G *offshore* estariam sujeitos a um único processo de licenciamento onde fossem consideradas ambas referências legais e regulatórias.

Logo, em 2014, a NOPSEMA tornou-se o único regulador responsável pelo licenciamento ambiental das atividades previstas na OPGSA, ou seja, todo empreendimento e instalação de infraestrutura de E&P nas águas do *Commonwealth* à exceção de empreendimentos que: (i) Tenham, ou possam ter, significativo impacto ambiental sobre terras do *Commonwealth*; (ii) Sejam conduzidos em qualquer área de mar ou leito marinho que seja declarado como parte do Parque Marinho da Grande Barreira de Corais nos termos da *Great Barrier Reef Marine Park Act* de 1975; (iii) Tenham, terão ou possam ter impactos significativos sobre o valor da Grande Barreira de Corais como patrimônio histórico e bem da humanidade; (iv) Sejam conduzidos na Antártida; (v) Sejam para injeção e/ou estocagem de Gases do Efeito Estufa (GEE);

A NOPSEMA também deveria comprometer-se a conduzir avaliações de impactos ambientais que considerassem questões endereçadas pela EPBCA tais como a proteção do legado histórico de locais declarados patrimônios nacionais e da humanidade; Proteção das características ecológicas e qualidade ambiental das áreas/zonas úmidas protegidas pelo Convenção de Ramsar¹⁷; Proteção de

¹⁷Segundo o Ministério do Meio Ambiente (MMA) (Brasil, 2017), a Convenção sobre Zonas Úmidas de Importância Internacional, mais conhecida como Convenção de Ramsar, foi estabelecida em fevereiro de 1971, na cidade iraniana de Ramsar, está em vigor desde 21 de dezembro de 1975. A Convenção é um tratado intergovernamental criado inicialmente no intuito de proteger os habitats aquáticos importantes para a conservação de aves migratórias, por isso foi denominada de "Convenção sobre Zonas Úmidas de Importância Internacional, especialmente como Habitat para Aves Aquáticas". Entretanto, ao longo do tempo, ampliou sua preocupação com as demais áreas úmidas de modo a promover sua conservação e uso sustentável, bem como o bem-estar das populações humanas que delas dependem. Ramsar estabelece marcos para ações nacionais e para a cooperação entre países com o objetivo de promover a conservação e o uso racional de áreas úmidas no mundo. Essas ações estão fundamentadas no reconhecimento, pelos países signatários da Convenção, da importância ecológica e do valor social, econômico, cultural, científico e recreativo

espécies, comunidades ecológicas e espécies migratórias listas como ameaçadas; Proteção de ambientes marinhos; e Proteção das terras do *Commonwealth*.

O Programa estabelece dois fluxos de aprovação, um para empreendimentos de grande escala – e.g. desenvolvimento de um campo de petróleo que exige perfuração de grande número de poços e infraestrutura de transporte como gasodutos – onde deverá ser submetida uma *Offshore Project Proposal* (OPP), Proposta de Projeto *Offshore*, em conjunto com um *Environmental Plan* (EP), Plano Ambiental, e outro para empreendimentos menos robustos – e.g. projetos de exploração que podem se limitar apenas a perfuração de poucos poços de exploração pioneiros e de avaliação – dos quais são requeridos apenas a submissão de um EP. O processo de aprovação das OPPs é mais robusto e complexo que aquele dos EPs, fugindo do escopo do presente trabalho seu detalhamento, estudo e discussão. Todavia, é relevante apontar que este trabalho limitou-se a abordar as exigências para aprovação dos EPs em sendo estes exigidos aos empreendimentos de exploração, foco desta dissertação.

Sendo assim, o processo de licenciamento para empreendimentos de exploração tem início quando os detentores de títulos submetem um EP que deverá ser aceito pela NOPSEMA anteriormente ao início de qualquer atividade. O EP deve avaliar os impactos ambientais e riscos esperados da atividade, e demonstrar que tais impactos e riscos serão minimizados a níveis mínimos dentro da razoabilidade a ponto de manter os projetos viáveis seguindo as melhores práticas existentes.

Os EPs devem apresentar como conteúdo mínimo: (i) Descrição das atividades, incluindo localização e proposta de cronograma; (ii) Descrição dos ambientes que podem ser afetados pelas atividades, incluindo detalhamento de valores relevantes e sensibilidades; (iii) Descrição da legislação, e outros requerimentos, aplicáveis ao desempenho da atividade; (iv) Detalhes e avaliação dos impactos ambientais e

de tais áreas. De acordo com a Convenção de Ramsar, as zonas úmidas são áreas de pântano, charco, turfa ou água, natural ou artificial, permanente ou temporária, com água estagnada ou corrente, doce, salobra ou salgada, incluindo áreas de água marítima com menos de seis metros de profundidade na maré baixa.

avaliação de risco da atividade; (v) Detalhes das medidas de controle que serão implementadas para redução dos impactos ambientais e dos riscos da atividade a níveis que sejam aceitáveis e mínimos possíveis dentro da razoabilidade a ponto de manter o projeto viável; (vi) Padrão de performance ambiental (e critério de medição associado) a fim de se estabelecer o padrão de performance requerido das medidas de controle; (vii) Resultados da performance ambiental (e critério de medição associado) que a atividade deve alcançar para ter níveis aceitáveis de impacto ambiental; (viii) Estratégia de implementação descrevendo o sistema de gestão ambiental do detentor de título, papéis e responsabilidades pela implementação do Plano Ambiental e no monitoramento, registro do histórico e auditoria que serão implementados para a revisão da performance ambiental; (ix) Plano de Resposta a Emergência que forneça recursos para resposta e monitoramento em caso de derramamento de óleo; (x) Relatório detalhado do processo de consulta com partes interessadas relevantes, incluindo as objeções e pedidos feitos pelas partes relevantes e como eles foram endereçados, assim como estratégia de comunicação com as partes durante o desempenho da atividades; (xi) Política ambiental corporativa do detentor de título; (xii) Pessoa de contato designada.

A Nota de Orientação GN1344 (NOPSEMA, 2016) detalha o conteúdo de cada um dos itens listados anteriormente. Quando analisado o detalhamento das exigências dos itens v ao ix torna-se evidente que o arcabouço legislativo e regulatório delega ao detentor de título o poder de propor os programas de monitoramento ambiental que serão implementados, sendo o papel da NOPSEMA julgá-los em termos de eficácia. Isso incluirá a consideração de uma série de fatores, incluindo funcionalidade, disponibilidade, confiabilidade, independência, sustentabilidade, compatibilidade, manutenção, benefício ambiental e custo e sua capacidade de reduzir o risco. Também é papel da NOPSEMA deliberar se padrões de performance ambiental e os níveis aceitáveis de impacto ambiental estão de acordo com a lei e as melhores práticas da indústria.

A Figura 19 apresenta o fluxograma simplificado do processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos de exploração pela NOPSEMA,

onde também fica evidenciado o processo de elaboração dos programas de monitoramento ambiental nesse contexto.

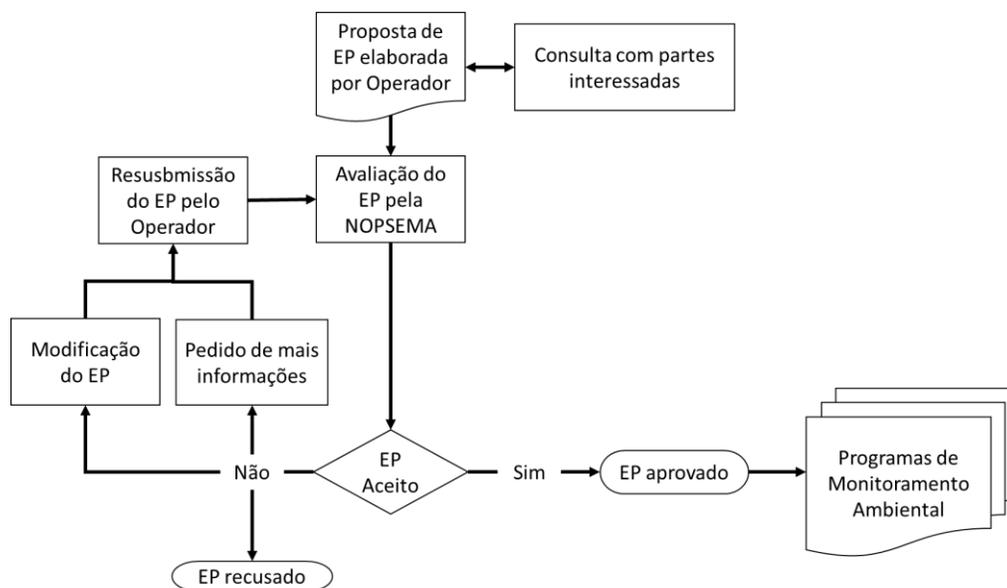


Figura 19 – Fluxograma de Aprovação dos Planos Ambientais pela NOPSEMA
Fonte: Autor

3.4. Brasil

O Brasil é um dos maiores produtores de hidrocarbonetos do mundo segundo a consultoria Wood Mackenzie (2016) que o coloca como o 12º maior produtor mundial e o principal produtor na América do Sul. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em Abril de 2017 a produção brasileira era de 3,184 milhões boe/d sendo 95% da produção de petróleo e 83% do Gás Natural oriundos de campos marítimos evidenciando a relevância da produção *offshore* no país. Segundo ainda a consultoria Wood Mackenzie (2016) o Brasil era em Novembro de 2016 o maior produtor de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas do mundo, com uma produção de 2,824 milhões boe/d oriundos desse ambiente. O Brasil também apresenta uma posição de destaque quanto suas reservas provadas, ocupando a segunda posição na América Latina com aproximadamente 13 bilhões de barris, superado apenas pela Venezuela. Cabe destacar que 94,6% das reservas provadas encontram-se em bacias sedimentares *offshore*. (Brasil, 2016).

Quanto a exploração, segundo Brasil (2017) o país possui 7,5 milhões de km² em áreas sedimentares e conta com 313 áreas sob concessão para exploração, sendo 112 delas distribuídas entre 16 bacias sedimentares marítimas. A Figura 20 apresenta um mapa do país com destaque para as bacias sedimentares marítimas. A Tabela 3 mostra que o Brasil é o segundo país onde mais se perfurou poços de exploração marítimos em ambientes de águas profundas e ultraprofundas no mundo entre os anos de 2006 a 2016, sendo este seu principal ambiente exploratório.

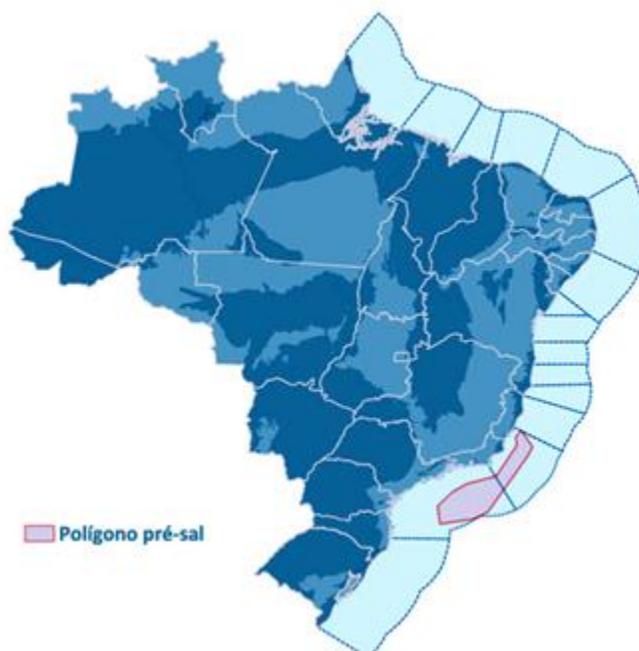


Figura 20 – Mapa do Brasil com Destaque para as Bacias Sedimentares Marítimas e o Polígono do Pré-sal

Fonte: ANP (2017). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas>)

A Lei Federal Nº 9.478 de 6/8/1997, mais conhecida como a “Lei do Petróleo”, estabeleceu o fim do monopólio das atividades de E&P no país e estabeleceu o início da oferta de áreas, ou blocos exploratórios, conduzidas pela ANP. Desde 2010, vigora no Brasil o regime regulador misto para a exploração e produção de petróleo e gás natural. A Lei nº 12.351, promulgada em 22/12/2010, estabeleceu no País o regime de partilha da produção para as áreas do polígono do

pré-sal¹⁸ apresentado na Figura 20, e outras áreas que sejam consideradas estratégicas. Para todo o restante do território – cerca de 98% da área total das bacias sedimentares brasileiras –, vigora o regime de concessão estabelecido pela Lei do Petróleo (Brasil, 2017).

Logo, segundo Brasil (2017), no cenário da regulação mista do petróleo e do gás no Brasil, a ANP mantém as atribuições estabelecidas pela Lei do Petróleo e assume novas missões na exploração e produção, cabendo à ANP, entre outras atribuições: (i) Delimitar e propor ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) os blocos a serem oferecidos nas rodadas de licitações (concessão e partilha); (ii) Realizar licitações, para as duas modalidades, contratar os concessionários (no caso do regime de concessão) e fiscalizar o cumprimento dos contratos (partilha e produção); (iii) Fiscalizar as boas práticas e todas as atividades realizadas sob o regime de concessão: analisar, aprovar e acompanhar o cumprimento dos planos de exploração, desenvolvimento e produção pelas concessionárias; (iv) Fiscalizar todas as atividades realizadas sob o regime de partilha apresentados pelas empresas que operam no pré-sal: analisar, aprovar e acompanhar o cumprimento e as boas práticas dos planos de exploração, desenvolvimento e produção.

Embora segundo Araruna e Burlini (2014) a ANP tenha sido criada como o órgão regulador da indústria e dentre suas competências esteja a responsabilidade de preservação do meio ambiente (Decreto nº 2.455/1998), ela não possui participação ativa no processo de licenciamento ambiental, sendo competência do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – Ibama o licenciamento das atividades marítimas de E&P, conforme estabelecido pela Lei Complementar nº 140/2011 que alterou o texto do Art 10º da Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Por sua vez, as resoluções do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) nº 237/97 e CONAMA nº 350/04, juntamente com a Portaria MMA nº 422/2011 formam o pacote de regulamentação dos procedimentos de

¹⁸Área definida no inciso IV do caput do art. 2º da Lei nº 12.351, de 2010

licenciamento ambiental para atividade de perfuração de poços marítimos de E&P na plataforma continental brasileira.

A esse pacote somou-se, desde o ano de 2012, através de um acordo entre o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Ministério do Meio Ambiente (MMA), a Portaria Interministerial MME-MMA nº 198/2012 que instituiu a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar – AAAS com fins de regularizar a Resolução CNPE nº 08/2003 que disciplina a relação do processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, localizados nas bacias sedimentares marítimas, com o processo de licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos e atividades.

Segundo ANP (2015), as áreas oferecidas nas rodadas de licitações são previamente analisadas quanto à sensibilidade ambiental pelo Ibama. O objetivo desse trabalho conjunto é eventualmente excluir áreas por restrições ambientais em função de sobreposição com unidades de conservação ou outras áreas sensíveis onde não é possível ou recomendável a ocorrência de atividades de E&P. Como resultado desse trabalho conjunto, são elaborados pareceres pelos órgãos ambientais contendo algumas diretrizes, que permitem ao futuro concessionário a inclusão da variável ambiental em seus estudos prévios ao início dos projetos de E&P de petróleo e gás natural. O Ibama em seus pareceres pode sugerir a retirada de blocos da lista da proposta original, cabendo a ANP aceitar ou não.

Segundo a Portaria MMA nº 422/2011, o empreendedor para dar início a sua campanha de perfuração na área do bloco arrematado precisa requerer uma Licença de Operação – LO, sendo este 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. No contexto das atividades de E&P o empreendedor é sempre o Operador da concessão. Para a concessão da LO será necessária a avaliação da viabilidade ambiental, da tecnologia a ser empregada e da localização da atividade, bem como das medidas de controle ambiental propostas (Brasil, 2011), sendo este o processo de licenciamento ambiental propriamente dito.

O licenciamento ambiental das atividades de perfuração marítima tem início então com o empreendedor encaminhando a Ficha de Caracterização da Atividade (FCA) para a análise das informações e enquadramento da atividade, por parte do Ibama, nas seguintes classes de licenciamento:

- a) Classe 1 - Perfuração marítima em local com profundidade inferior a 50 metros ou a menos de 50 quilômetros de distância da costa ou em áreas de sensibilidade ambiental, sendo exigida a elaboração de Estudo Prévio de Impacto Ambiental/Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA);
- b) Classe 2 - Perfuração marítima em local com profundidade entre 50 e 1000 metros, a mais de 50 quilômetros de distância da costa, sendo exigida a elaboração de Estudo Ambiental de Perfuração/Relatório de Impacto Ambiental de Perfuração (EAP/RIAP);
- c) Classe 3 - Perfuração marítima em local com profundidade superior a 1000 metros, a mais de 50 quilômetros de distância da costa, sendo exigida a elaboração de Estudo Ambiental de Perfuração (EAP); (Brasil, 2011)

Cabe a observação que o Ibama, nas áreas que já tenham sido objeto de estudos ambientais de abrangência regional, poderá estabelecer critérios alternativos para a definição do enquadramento do empreendimento. Após o enquadramento é emitido um Termo de Referência (TR) onde se estabelece o conteúdo mínimo e as orientações para elaboração dos estudos ambientais requeridos. O TR será estabelecido, com detalhamento compatível com as classes de enquadramento do empreendimento, garantida a participação do empreendedor, quando por este solicitada. Na prática o enquadramento e a missão do TR são etapas concomitantes. Excepcionalmente e de forma justificada, o Ibama poderá solicitar estudo preliminar de modelagem de dispersão de poluentes no mar para subsidiar a elaboração do TR.

Os programas de monitoramento ambiental surgem então como exigências do Ibama nos TRs como medidas de controle, mitigação, remediação e/ou compensação dos impactos ambientais potenciais. Os empreendedores deverão apresentar nos estudos ambientais planos para o atendimento das exigências. Os empreendedores podem questionar desde do enquadramento do empreendimento até mesmo qualquer exigências de conteúdo feita no TR, incluindo os programas de monitoramento propostos ou seu detalhamento.

Após o entendimento entre empreendedor e Ibama quanto ao conteúdo exigido, o empreendedor submete para apreciação do Ibama o estudo ambiental, juntamente com o Termo de Requerimento da Licença de Operação de Perfuração Marítima, dando-se a devida publicidade. O Ibama pode ainda solicitar esclarecimentos e complementações, quando couber, cabendo ao empreendedor entregar documentação complementar e/ou revisar seu estudo ambiental. Somente após parecer favorável o Ibama solicita ao empreendedor a realização de Audiência Pública ou outra forma de Consulta Pública porém, esta etapa não é obrigatória, sendo na prática requerida apenas aos empreendimentos de Classe 1 que elaboram EIA/RIMA. Às exigências apresentadas no Termo de Referência poderão ser acrescentadas outras, a critério do Ibama e de forma justificada, caso a análise da documentação apresentada pelo empreendedor ou informações oriundas da consulta pública posteriormente indiquem tal necessidade.

O Ibama realizará ainda vistoria na Sonda de Perfuração e na Base de Apoio Marítimo, somente então munido da documentação apresentada pelo empreendedor e das contribuições advindas da Audiência ou Consulta Pública e dos resultados das vistorias, deverá deliberar sobre o deferimento ou indeferimento do pedido de licença. Caso a licença seja deferida, o Ibama deverá acompanhar o atendimento de suas condicionantes pelo empreendedor, assim como se os programas de monitoramento ambiental apresentados estão sendo cumpridos.

A

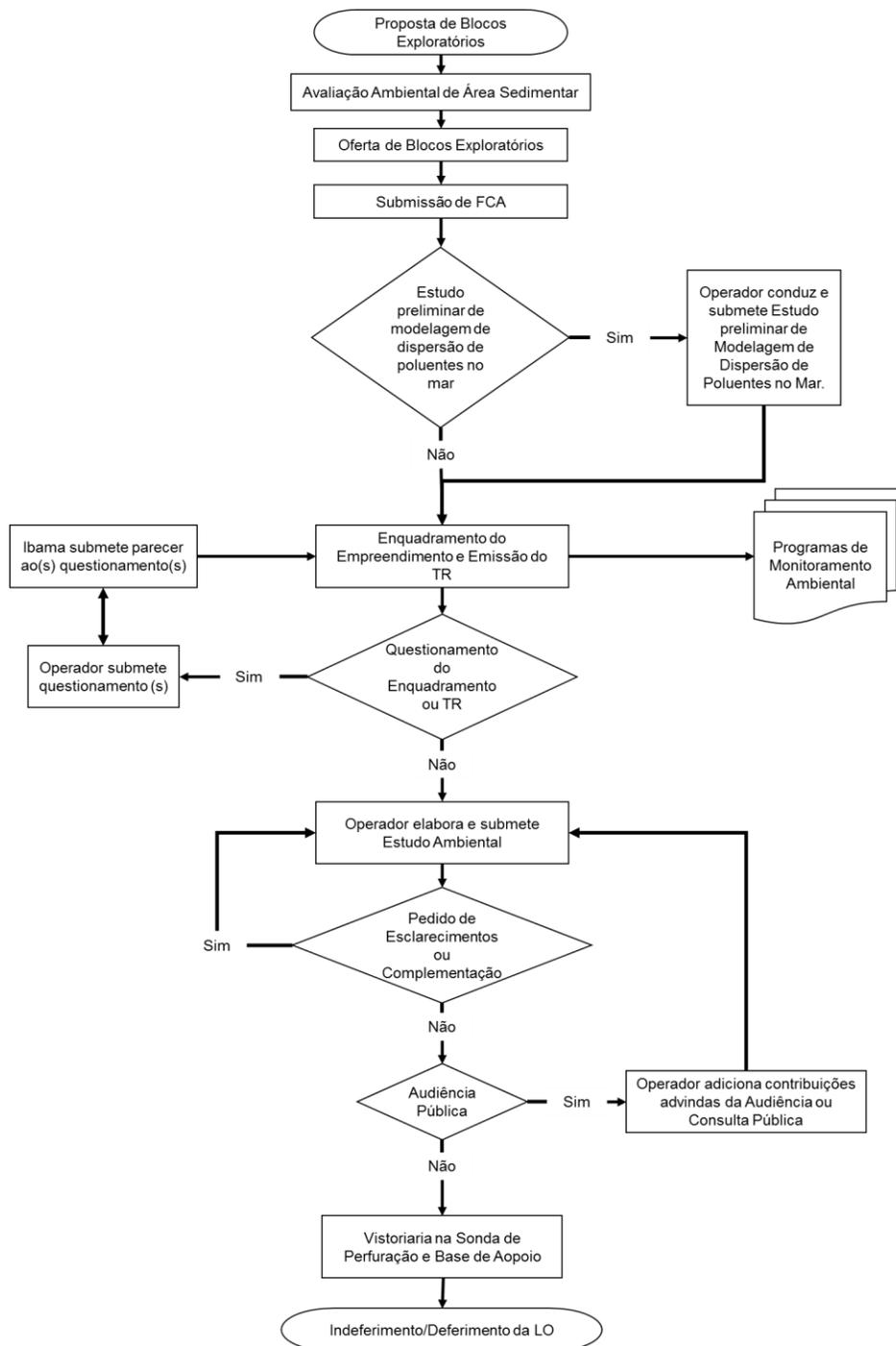


Figura 21 apresenta o fluxograma esquemático do processo de licenciamento ambiental da perfuração de poços marítimos na plataforma continental brasileira com destaque para a etapa onde são criados os programas de monitoramento ambiental nesse contexto.

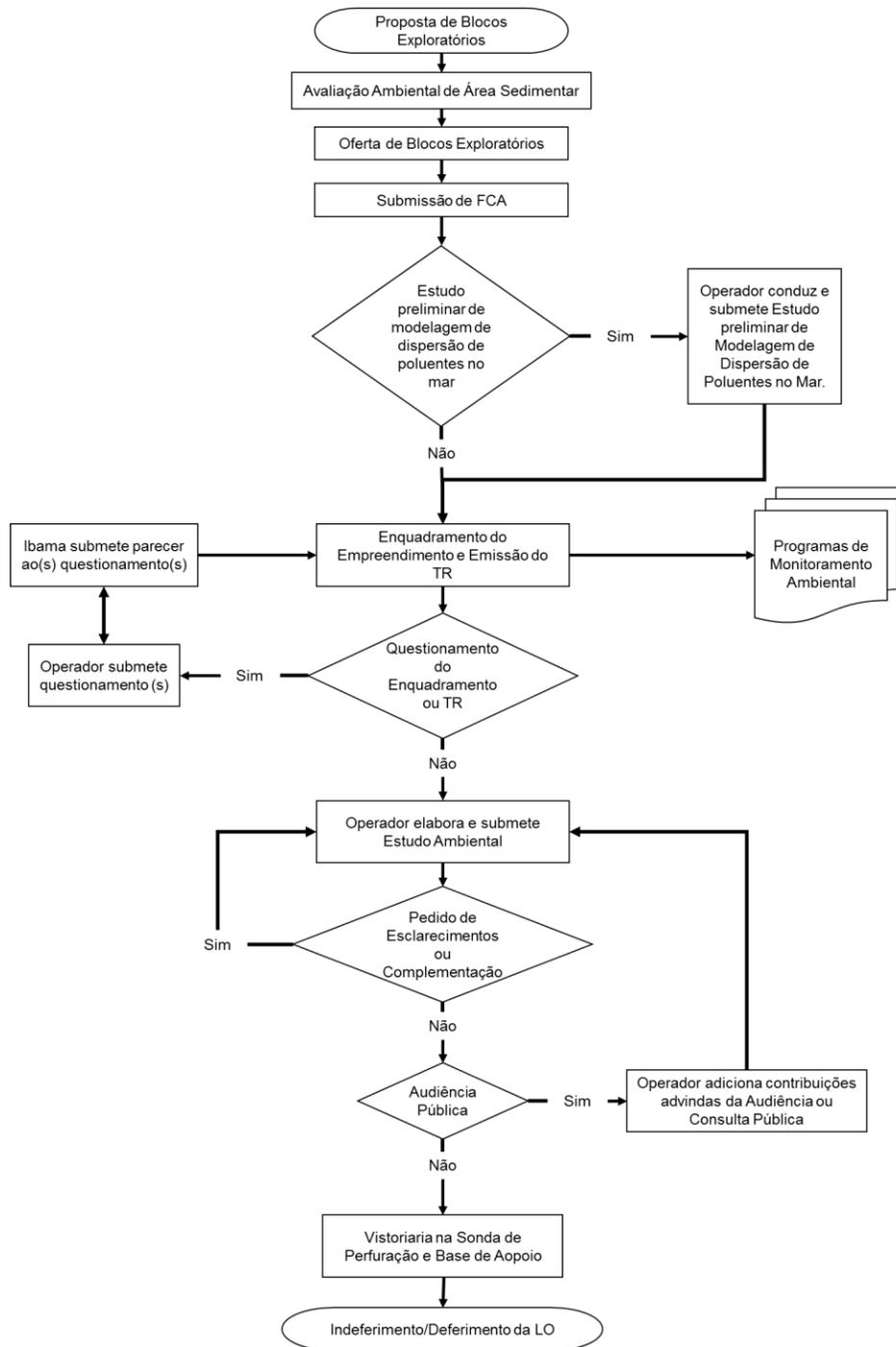


Figura 21 – Fluxograma Esquemático do Processo de Licenciamento Ambiental da Atividade de Perfuração de Poços Marítimos na Plataforma Continental Brasileira

Fonte: Autor

4. Resultados e Discussões

Assim como foi apresentado na sessão 3.4, o órgão licenciador da atividade no Brasil exprime suas exigências através da emissão dos TRs. Posto isso, buscou-se os TRs emitidos pela CGPEG emitidos. Também se buscou os estudos ambientais disponíveis para consulta pública até a data de 22 de Junho de 2017 no site do Ibama (<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>) relativos a cada TR. A definição de uma data limite foi necessária por se tratarem de processos de licenciamento em andamento e ainda era possível que novas versões dos estudos ambientais fossem submetidas a CGPEG com alteração significativa de conteúdo ou agregando novas informações.

Foram levantados dez (10) TRs , a saber:

1. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 008/2014: Termo de Referência para elaboração do Estudo de Impacto Ambiental – EIA e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços nos Blocos BAR-M- 215, BAR-M-217, BAR-M-252, BAR-M-254, BAR-M-298, BAR-M-300, BAR-M-340, BAR-M-342, BAR-M-344, Bacia de Barreirinhas
2. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 10/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração– EAP, para atividade de Perfuração Marítima nos Blocos CE-M-717 e CE-M-665, na Bacia do Ceará.
3. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 12/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração– EAP, para atividade de Perfuração Marítima nos Blocos POT-M-762, Bacia do Potiguar;
4. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 13/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração– EAP, para atividade de Perfuração Marítima nos Blocos CE-M-661, Bacia do Ceará;
5. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 22/2014: Termo de Referência para elaboração do Estudo de Impacto Ambiental – EIA e

- respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, para atividade de Perfuração Marítima no Bloco FZA-M-90, Bacia da Foz do Amazonas;
6. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 23/2014: Termo de Referência para Elaboração de Estudo de Impacto Ambiental – EIA e Respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA para a atividade de Perfuração Marítima no Bloco FZA-M-59, Bacia da Foz do Amazonas
 7. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 24/2014: Termo de Referência para elaboração do Estudo de Impacto Ambiental – EIA e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, para atividade de Perfuração Marítima nos Blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 E FZA-M-127, Bacia da Foz do Amazonas;
 8. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 30/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração – EAP, para atividade de Perfuração Marítima no Bloco BAR-M-346, na Baía de Barreirinhas;
 9. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 35/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração – EAP, para atividade de Perfuração Marítima no Bloco CE-M-715, Bacia do Ceará;
 10. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 36/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração – EAP, para atividade de Perfuração Marítima nos Blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337, bacia do Pará-Maranhão.

Foram também levantados 09 estudos ambientais considerando também suas revisões disponíveis:

1. Estudo de Impacto Ambiental – EIA para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços nos Blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 e FZA-M-127, Bacia da Foz do Amazonas – Rev 00;
2. Estudo de Impacto Ambiental – EIA para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco FZA-M-59, Bacia da Foz do Amazonas;
3. Estudo de Impacto Ambiental – EIA para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco FZA-M-90, Bacia da Foz do Amazonas;

4. Estudo de Impacto Ambiental – EIA para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Blocos BAR-M-215, BAR-M-217, BAR-M-252, BAR-M-254, BAR-M-298, BAR-M-300, BAR-M-340, BAR-M-342, BAR-M-344 e BAR-M-388, Bacia de Barreirinhas – Rev 00
5. Estudo Ambiental de Perfuração – EAP para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços nos Blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337, Bacia do Pará-Maranhão
6. Estudo Ambiental de Perfuração – EAP para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco BAR-M-346, Bacia de Barreirinhas
7. Estudo Ambiental de Perfuração – EAP para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco CE-M-661, Bacia do Ceará
8. Estudo Ambiental de Perfuração – EAP para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco CE-M-665 e CE-M-715, Bacia do Ceará
9. Estudo Ambiental de Perfuração – EAP para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco CE-M-717, Bacia do Ceará

Não foi encontrado o Estudo Ambiental correspondente ao *Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 12/14: Termo de Referência para Elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração – EAP, para a atividade de perfuração marítima no bloco POT-M-762, bacia do Potiguar*. Sendo assim, foram considerados no presente trabalho 10 Termos de Referência e 9 Estudos Ambientais, sendo 4 Estudos de Impactos Ambientais (EIAs) e 5 Estudos Ambientais de Perfuração (EAPs).

Os TRs se referem aos programas de monitoramento ambiental como projetos ou plano sendo assim, doravante os termos “projeto” e “plano” serão utilizados apenas para identificar os programas de monitoramento ambiental listados nos TRs e exigidos pela CGPEG no processo de licenciamento ambiental, enquanto o termo “programa” será usado para tratar, ou quando se desejar referenciar, programas de monitoramento de maneira genérica.

Plano de Manejo de Fauna na Plataforma (PMFP)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Projeto de Monitoramento de Praias (PMP)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Plano de Compensação da Atividade Pesqueira (PCAP)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Projeto de Caracterização e Monitoramento do Nível de Ruídos (PMRuídos)	X	X	X	X						
Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira	X	X	X	X						
Registro das Forçantes do Modelo Hidrodinâmico	X	X	X	X						
Projeto de Monitoramento Ambiental (PMA)	X	X	X	X						
Projeto de Monitoramento Embarcado (PME)		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Projeto de Monitoramento Aéreo de Mamíferos Marinhos (PMAereo)	X	X	X	X				X		
Projeto de Caracterização de Avifauna em Ambiente Costeiro (PCAC)		X	X	X			X			
Projeto de Caracterização de Áreas de Alimentação de Peixe-boi (PCPeixe-boi)					X	X				
Projeto de Caracterização de Áreas de Alimentação de Tartarugas Marinhas (PCTartaruga)										X
Projeto de Monitoramento de Aves (PMAve)	X								X	

Percebe-se um padrão nos Termos de Referência entre às exigências de monitoramento ambiental e a Classe de Enquadramento dos empreendimentos. Entre os 19 distintos projetos e/ou programas de monitoramento identificados: 9 foram exigidos a todos os empreendimentos independente da Classe de Enquadramento do empreendimento, ou seja, formam uma base comum a todos os TRs; 4 foram exigidos apenas de empreendimentos de Classe 1, ou seja, foram identificados como condicionados a uma determinada Classe de Enquadramento; E 5 não tiveram sua exigência vinculados à uma Classe de Enquadramento específica, mas à fatores ambientais específicas de cada empreendimento, ou seja, são vinculados a características singulares da área. Logo, os programas e/ou projetos de monitoramento ambiental podem ser classificados em 3 grupos distintos: Projetos e/ou programas de monitoramento ambiental Básicos, Condicionados ou Singulares. Apenas o PME parece não se enquadrar em nenhum dos grupos identificado uma vez que não foi possível estabelecer um padrão para sua exigência uma vez que este não foi exigido apenas no Termo de Referência nº 08/14 (CGEPEG/DILIC/IBAMA, 2014).

Quanto às exigências de monitoramento ambiental, através da Tabela 4 observa-se que a premissa da Portaria MMA nº 422/2011 (Brasil, 2011) de que as exigências feitas através dos TRs devem ser ponderadas com base na Classe de Enquadramento dos empreendimentos não se mostra verdadeira. Entre os empreendimentos de classe 2 e 3 os TRs levantados apresentam uma similaridade de 66,67% estando a diferença concentrada apenas entre os projetos e/ou programas de monitoramento singulares. A premissa parece se cumprir apenas quando considerados os empreendimentos de Classe 1 que de fato apresentaram mais exigências devido a Classe de Enquadramento do empreendimento. Os TRs de empreendimentos de Classe 2 e 3 apresentam uma similaridade de 52,63% com os TRs de Classe 1. Não foram identificados nenhum projeto e/ou programa Condicionados às Classes de Enquadramento 2 e 3.

4.2. Pontos de Conflito

É próprio do processo de licenciamento ambiental o impasse entre empreendedores e a autoridade licenciadora todavia os pontos de conflito representam risco aos empreendedores. É contundente afirmar que cada ponto de conflito que venha à tona durante o processo de licenciamento ambiental de qualquer empreendimento tem potencial para impactar a duração e o custo desse processo à medida que pode se desdobrar em medidas mais complexas de monitoramento e/ou mitigação ou exija discussões mais profundadas do tema. Em último caso, há ainda o risco do não atendimento às exigências de caráter obrigatório levando a não obtenção de licença ambiental para o início da atividade.

Pode-se observar que quanto às exigências de monitoramento ambiental, os pontos de conflito se deram no âmbito do monitoramento dos impactos ambientais sobre a fauna, tendo cada programa e/ou projeto de monitoramento ambiental um conjunto único de argumentos que justificam a contestação junto a autoridade licenciadora. Destrinchar cada projeto e/ou programa e as alegações que embasam sua contestação demandaria que este estudo se debruçasse sobre os diferentes métodos de monitoramento de impactos ambientais sobre a fauna possivelmente

impactada com intuito de avaliar a eficácia das metodologias exigidas pelo Ibama e contestadas pelas Operadoras, ao passo que também seria necessário o detalhamento de cada empreendimento estudado quanto a caracterização da campanha exploratória, AIA e caracterização ambiental das áreas a fim de se avaliar a proporcionalidade das exigências, todavia estes não são objetivos deste estudo.

Identificou-se nos EIAs/EAPs que as operadoras apresentam ou não os planos e projetos exigidos nos TRs, sendo que na situação de não apresentação foram identificadas duas estratégias distintas, porém com pontos em comum. As estratégias têm em comum a contestação de parte dos planos e projetos exigidos pela CGPEG tendo como objetivo excluí-los como obrigações definidas no processo de licenciamento ambiental embasada em bibliografia científica e dados históricos dos mesmos projetos e planos implementados para empreendimentos de perfuração anteriores que justificariam a sua não apresentação. Todavia, as diferenças entre elas consistem na via utilizada para se contestar as exigências dos TRs e na existência, ou não, de proposta de ação substitutiva ao projeto ou plano cuja exclusão está sendo pleiteada.

As operadoras adotaram duas vias distintas de contestação, sendo uma inserida no processo administrativo usual do licenciamento ambiental federal, ou seja, apresentou-se nos EIAs/EAPs submetidos a justificativa pelas quais acredita-se que os planos e projetos não deveriam ser apresentados, ao passo que a outra foge do processo usual ao introduzir uma ação conjunta do setor de E&P através do Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) que apresentou, como representante de parte das operadoras responsáveis pelos empreendimentos sob licenciamento, as justificativas pelas quais acredita-se que os planos e projetos não deveriam ser apresentados.

A segunda diferença se dá porque o IBP adotou um posicionamento de não apenas pleitear a exclusão dos projetos e planos do contexto do licenciamento ambiental, mas de propor ações de iniciativa conjunto do setor de E&P que viessem a substituir os projetos e planos excluídos a fim de atender as demandas do IBAMA.

Logo, identifica-se as estratégias de contestação via processo administrativo usual (EIAs/EAPs) e via ação setorial (IBP).

Nesse contexto, o IBP submeteu à apreciação da DILIC/IBAMA relatórios e propostas técnicas encaminhados através das correspondências IBP E&P 02/2015, protocolada sob o nº 02001.001158/2015-15, em 21 de janeiro de 2015; IBP E&P 06/2015, protocolada sob o nº 02001.002002/2015-43, em 29 de janeiro de 2015; e IBP E&P 11/2015, protocolada sob o nº 02001.002629/2015-02, em 12 de fevereiro de 2015. As correspondências e seus anexos foram requisitados ao IBAMA através do Sistema Eletrônico do Serviço de Informação ao Cidadão (e-SIC) com base na Lei Federal nº 12.527 de 18 de novembro de 2011.

O IBP em seu pleito contesta 7 (sete) dos 19 (dezenove) projetos e planos de monitoramento ambiental identificados separados em 3 (três) grupos com base na estratégia de substituição que poderia ser adotada, são eles:

- a) Grupo I: Projetos que, na visão do IBP, poderiam ser apoiados por iniciativa conjunta do setor de E&P e pelo IBAMA, eventualmente pelo ICMBio/MMA¹⁹, consultando instâncias superiores devido a sua característica de atividade permanente. Compõem este grupo o Projeto de Monitoramento de Praias – PMP e o Projeto de Monitoramento Embarcado – PME.
- b) Grupo II: Projetos que, na visão do IBP, pela natureza de pesquisa que os caracteriza, poderiam ser apoiados pelo Acordo de Cooperação Técnica já firmado entre o IBAMA e o IBP (ACT IBAMA/IBP) em 2013. Este ACT 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 (IBP, 2015). Estes

¹⁹O Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) é uma autarquia em regime especial. Criado em 2007, pela Lei Federal nº 11.516, o ICMBio é vinculado ao Ministério do Meio Ambiente (MMA) e integra o Sistema Nacional do Meio Ambiente (Sisnama). Cabe ao Instituto executar as ações do Sistema Nacional de Unidades de Conservação (UCs), podendo propor, implantar, gerir, proteger, fiscalizar e monitorar as UCs instituídas pela União. Cabe a ele ainda fomentar e executar programas de pesquisa, proteção, preservação e conservação da biodiversidade e exercer o poder de polícia ambiental para a proteção das Unidades de Conservação federais.

projetos necessitam de maior discussão para seu desenvolvimento como pesquisa, em colaboração ao conhecimento sobre o uso de áreas pelas comunidades de mamíferos marinhos. Compõem este grupo os Projetos de Caracterização e Monitoramento do Nível de Ruídos – PMRuídos e o Projeto de Monitoramento Aéreo de Mamíferos Marinhos – PMAer.

- a) Grupo III: Projetos que, na visão do IBP, já estão incluídos no Programa de Trabalho do ACT IBAMA/IBP de 2013. Compõem este grupo os Projeto de Caracterização de Avifauna em Ambiente Costeiro – PCAC, Projeto de Caracterização de Áreas de Alimentação de Peixe-boi e Projeto de Caracterização de Áreas de Alimentação de Tartarugas Marinhas.

Essa estratégia foi adotada em 5 (cinco) dos 9 (nove) EIAs/EAPs levantados – 3 (três) na bacia da Foz do Amazonas e 2 (dois) na bacia do Ceará – ao passo que a contestação via processo administrativo usual foi identificada nos outros 4 (quatro) empreendimentos analisados, sendo 2 (dois) na bacia de Barreirinhas, 1 (um) na bacia do Ceará e 1 (um) na bacia do Pará-Maranhão. Não foi observado um padrão para a adoção das estratégias identificadas uma vez que não se identificou vínculo quanto a localização dos empreendimentos, classe de enquadramento ou Operadora para adoção da estratégia.

Analisando então os empreendimentos cuja estratégia adotada foi a de contestação via processo administrativo usual (EIAs/EAPs) os projetos e planos contestados foram: (i) Projeto de Monitoramento Embarcado – PME; (ii) Projeto de Monitoramento de Praias – PMP; (iii) Projeto de Caracterização da Avifauna em Ambiente Costeiro – PCAC; (iv) Plano de Compensação da Atividade Pesqueira; (v) Projeto de Caracterização de Áreas de Alimentação de Peixe-Boi; (vi) Projeto de Levantamento Aéreo de Mamíferos Marinhos – PMAer; (vii) Projeto de Caracterização e Monitoramento o Nível de Ruídos – PMRuídos; (viii) Projeto de Monitoramento de Aves.

Pode ser observado que independente da estratégia adotada os projetos e planos contestados são basicamente os mesmos à exceção dos Projeto de Monitoramento de Aves, Plano de Compensação da Atividade Pesqueira e Projeto

de Caracterização de Áreas de Alimentação de Tartarugas Marinhas. A Tabela 5 apresenta os planos e projetos de monitoramento ambiental que foram contestados no âmbito dos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima analisados correlacionando-os à estratégia adotada pelas operadoras responsáveis pelo empreendimento.

Tabela 5 – Planos e Projetos de Monitoramento Contestados segundo Estratégia Adotada

	Processo administrativo usual (EIAs/EAPS)	Ação setorial (IBP)
Projeto de Monitoramento de Praias – PMP	X	X
Plano de Compensação da Atividade Pesqueira – PCAP	X	
Projeto de Caracterização e Monitoramento do Nível de Ruídos – PMRuídos	X	X
Projeto de Monitoramento Embarcado – PME	X	X
Projeto de Monitoramento Aéreo de Mamíferos Marinhos – PMAer	X	X
Projeto de Caracterização de Avifauna em Ambiente Costeiro – PCAC	X	X
Projeto de Caracterização de Áreas de Alimentação de Peixe-boi – PC Peixe-boi	X	X
Projeto de Caracterização de Áreas de Alimentação de Tartarugas Marinhas – PC Tartaruga		X
Projeto de Monitoramento de Aves – PMAve	X	

Entre os projetos e planos identificados na Tabela 5, a não apresentação foi unânime entre os empreendimentos aos quais foram exigidos – à exceção do PCAP que foi apresentado apenas pelos empreendimentos que identificaram sobreposição significativa com área de pesca artesanal. Posto isso, buscou-se na documentação submetida no âmbito de cada processo de licenciamento ambiental os argumentos que embasaram a decisão das operadoras de não apresentarem os planos e projetos anteriormente identificados e conseqüentemente suportam o pedido de retirada destes do âmbito do licenciamento ambiental dos empreendimentos. A Tabela 6 apresenta um compilado dos argumentos,

discriminados por planos e projetos aos quais se aplicam, utilizado por ao menos uma Operadora.

Tabela 6 – Argumentos para a Não Apresentação dos Projetos/Planos Exigidos nos Termos de Referência

	PMP	PMRuídos	PME	PMAereo	PMAve	PCAvifauna	PCPeixe-boi	PCTartaruga	PCAP
Impactos ambientais já devidamente monitorados e/ou mitigados dentro de outros projetos ou planos ambientais a serem implementados para a atividade	X	X	X	X		X	X		
Metodologia não consolidada como consenso pela literatura científica ou inadequada para monitoramento ou mitigação do impacto ambiental	X	X		X	X	X	X		
Agrega risco operacional significativo				X					
Inexistência, insignificância ou não comprovação científica de ocorrência de impacto ambiental associado a atividade de perfuração sobre o fator ambiental a ser monitorado			X			X		X	X
Realização complexa, dispendiosa e/ou inviável por questões logísticas	X		X	X					
Grupo alvo de monitoramento e/ou caracterização possuem políticas de gestão governamentais específicas com medidas legais de proteção de áreas e períodos sensíveis para não realização das atividades através da legislação vigente.	X		X				X		
Existência de protocolos de mitigação obrigatórios ou amplamente adotados pelo setor de E&P como boa prática do setor.	X		X				X		
Proposta de monitoramento ou caracterização extrapola área ou compartimento ambiental onde pode ser observado o impacto ambiental alvo.	X			X	X	X	X		
Incompatibilidade da duração da atividade de perfuração com a identificação de mudanças nos padrões.		X		X	X	X			
Ações dissociadas dos impactos operacionais potenciais, sendo compatíveis com cenário acidental de baixa probabilidade de ocorrência.					X	X	X	X	X
Agrega ou intensifica a relevância de aspecto ambiental causador ou intensificador de impacto ambiental				X					

A partir da avaliação dos dados que resultaram na Tabela 6 foi possível observar a ausência de diversidade na argumentativa das Operadoras visto que apresentam uníssonas os mesmos argumentos para a exclusão dos projetos e/ou planos exigidos quer a Operadora tenha escolhido manifestar-se via IBP através da ação setorial, quer tenha optado por manifestar-se nos EAPs/EIAs submetidos via processo administrativo usual. Não foram detectados argumentos singulares associados a um empreendimento específico, ou seja, os mesmos argumentos foram usados para embasar a tomada de decisão em todos os empreendimentos analisados independente de suas características singulares quanto aos impactos ambientais sobre a fauna identificados.

Baseadas então no conjunto único de argumentos apresentados para cada um dos projetos ou planos apresentados na Tabela 6, as operadoras alegam que os programas e planos de monitoramento ambiental de caráter obrigatório contestados são injustificáveis como medidas mitigadoras porque são ineficazes, ou de baixa eficácia, e/ou desproporcionais frente ao impacto ambiental alvo de monitoramento.

Sánchez (2013) define medidas mitigadoras como ações propostas com a finalidade de reduzir a magnitude ou a importância dos impactos ambientais adversos, ou ainda como medidas para evitar a ocorrência de impactos ou de recuperação do ambiente que virá a ser degradado ou de correção de danos. O autor aponta ainda que a proposta de ações mitigadoras deve seguir uma ordem de preferência apresentada na Figura 22.

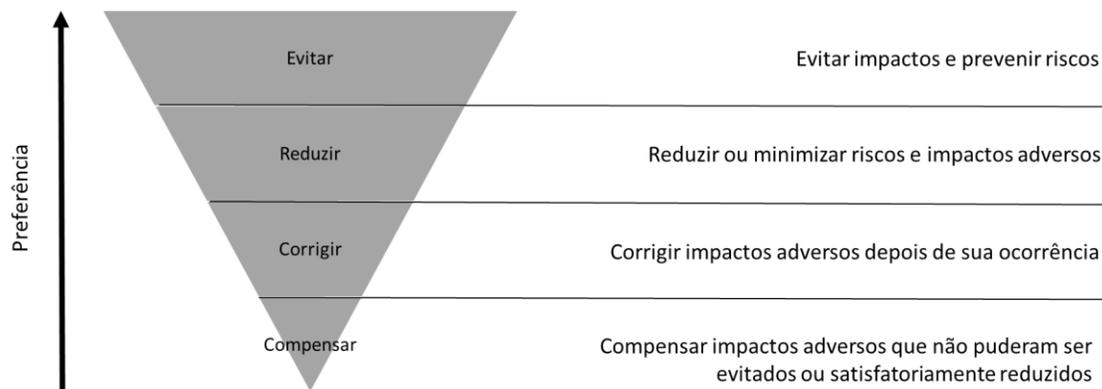


Figura 22 – Hierarquia de Mitigação

Fonte: Sánchez (2013)

Sendo assim, a ineficácia é devida à incapacidade dos programas e planos de monitoramento estabelecerem relação de causa e efeito dos impactos ambientais monitorados e a atividade de perfuração, principalmente devido a questões metodológicas logo, as exigências de monitoramento feita aos empreendimentos não são capazes de subsidiar ações inseridas em nenhum dos distintos patamares da hierarquia de mitigação apresentada na Figura 22, ou seja, os planos e/ou projetos de monitoramento contestados não se justificam como medida mitigadora uma vez que são incapazes de gerar resultados que possam levar a ações concretas para evitar, reduzir, corrigir ou compensar os impactos ambientais correlatos. A percepção de ineficácia torna-se ainda mais evidente quando avaliados apenas os programas e planos de monitoramento tipificados como programas de caracterização que visam exclusivamente preencher a lacuna de conhecimento sobre a fauna potencialmente impactada.

Por sua vez, a desproporcionalidade se dá devido ao entendimento das Operadoras que os impactos ambientais alvo das medidas mitigadoras são, em sua maioria, temporários e de pequena magnitude no cenário de operação normal da atividade, sendo relevantes apenas no cenário improvável de acidente de grandes proporções. Os planos e/ou projetos de monitoramento exigidos não se justificam como medida mitigadora uma vez que são desconectadas das Avaliações de Impactos Ambientais. Cabe destacar a alegação feita no documento Atendimento ao Parecer Técnico Nº 174/2015 (AECOM do Brasil e TOTAL E&P do Brasil, 2015) onde é citado o Art 6º, III da Resolução CONAMA nº 001/86:

Artigo 6º - O estudo de impacto ambiental desenvolverá, no mínimo, as seguintes atividades técnicas:

[...]

III - Definição das medidas mitigadoras dos impactos negativos, entre elas os equipamentos de controle e sistemas de tratamento de despejos, avaliando a eficiência de cada uma delas.

Com base na Resolução anteriormente citada, a Operadora defende que um dos resultados da AIA é a distinção entre os impactos ambientais para os quais há

necessidade de preposição de ações de mitigação, devido ao seu caráter significativo, e aqueles identificados como não relevantes.

Somando-se ainda às alegações de ineficácia e desproporcionalidade dos planos e projetos contestados, foram apontados pelas Operadoras questões como a execução complexas e dispendiosa, inviabilidade por questões logísticas e adição de risco operacional ou aspecto ambiental relevante às campanhas de perfuração. Os argumentos apresentados são direcionados a forma que a CGPEG exige que sejam conduzidas as campanhas de monitoramento.

Uma vez então que as exigências da CGPEG são contestadas, a mesma deve emitir Parecer Técnico posicionando-se frente aos questionamentos apresentados. Até o presente (16/09/2017) foram emitidos pareceres no âmbito de 1 (um) processo entre os 9 (nove) em trâmite. Os Pareceres Técnicos PAR. 02022.000174/2015-34 CGPEG/IBAMA (Brasil, 2015), PAR 02022.000219/2016-51 UAL/IBAMA (Brasil, 2016) e PAR 02022.000055/2017-43 UAL/IBAMA (Brasil, 2017), assim como o Parecer Técnico nº 58/2017-COEXP/CGMAC/DILIC(Brasil, 2017) e seus Despachos de encaminhamento emitidos no âmbito do Processo nº 02022.000327/2014-62 que trata do licenciamento ambiental para a perfuração nos Blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 e FZA-M-127, bacia da Foz do Amazonas, constituem as evidências disponíveis do posicionamento do órgão licenciador. O empreendimento em questão é classificado como sendo de Classe I e são questionados, através da ação setorial via IBP, o Projeto de Monitoramento de Praias – PMP, Projeto de Caracterização e Monitoramento do Nível de Ruídos – PMRuídos, Projeto de Caracterização de Avifauna em Ambiente Costeiro – PCAvifauna, Projeto de Monitoramento Embarcado – PME e Projeto de Levantamento Aéreo de Mamíferos Marinhos – PMAereo.

A completa análise do posicionamento da autoridade licenciadora exige o levantamento da documentação submetida pelo empreendedor em resposta às diferentes manifestações da autoridade. Até a data de fechamento desta sessão em 16/09/2017 haviam sido submetidos pelo empreendedor em resposta aos pareceres técnicos a seguinte documentação: Atendimento ao Parecer Técnico Nº 174/2015

(AECOM do Brasil e TOTAL E&P do Brasil, 2015), Estudo de Impacto Ambiental – EIA: Atividade de Perfuração Marítima de Poços nos Blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 E FZA-M-127, Bacia da Foz do Amazonas Revisão 01 - Resposta ao PAR. 02022.000219/2016-51 (AECOM do Brasil e TOTAL E&P do Brasil, 2016); e Estudo de Impacto Ambiental – EIA: Atividade de Perfuração Marítima de Poços nos Blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 E FZA-M-127, Bacia da Foz do Amazonas Revisão 2-PAR 02022.000055/2017-43 UAL/IBAMA (AECOM do Brasil e TOTAL E&P do Brasil, 2017).

Também foi submetido em atendimento aos pareceres 2 (dois) programas de monitoramento que não haviam sido exigidos inicialmente no Termo de Referência, o Programa de Prevenção de Abalroamento – PPA que acabou sendo encampado por um segundo novo projeto, o Projeto de Observação e Monitoramento a partir dos Barcos de Apoio – POMBA. O empreendedor tinha como objetivo atender à exigência do Programa de Monitoramento Embarcado – PME porém, manteve ao longo do processo a objeção e não apresentação de alternativa aos 4 (quatro) projetos de monitoramento restante com base nas alegações apresentadas anteriormente na Tabela 6. A análise da documentação permitiu observar que o empreendedor realizou adequações pontuais e complementação aos planos e projetos apresentados quando solicitado pelo licenciador, tendo o empreendedor considerado que os projetos apresentados no EIA, e em suas subseqüentes revisões, suficientes para monitorar os impactos ambientais sobre a fauna identificada.

Foi identificado que a autoridade licenciadora não reconhece a ação setorial movida pelas Operadoras através do IBP no contexto do licenciamento ambiental do empreendimento em questão, ou seja, do ponto de vista do IBAMA não houve inicialmente por parte do empreendedor questionamento formal acerca dos projetos solicitados. Vale destacar que o IBAMA não se mostra alheia ao movimento do setor de E&P através do IBP, mas apenas ressalta que qualquer discussão entre os Institutos, independentemente do mérito e dos prazos específicos envolvidos, quando pertinente, são alheias ao processo de licenciamento em curso, não

interferindo em prazos e obrigações de parte a parte (CGPEG/DILIC/IBAMA, 2015). O empreendedor acabou por formalizar junto ao IBAMA o pedido de substituição dos projetos contestados de forma conjunta pelo setor de E&P através do IBP, além de ter apresentado suas próprias alegações para a não apresentação dos projetos de monitoramento contestados. O empreendedor também reapresenta as propostas do IBP como suas propostas alternativas para a substituição dos projetos e/ou programas de monitoramento não apresentados.

A posição do IBAMA contudo é a de que o empreendedor não atende ao Termo de Referência porque não apresenta propostas alternativas de medidas mitigadoras e projetos de monitoramento adequados e efetivos para os projetos que busca substituição. A autoridade considera equivocada a abordagem da empresa em avaliar a necessidade de monitoramento de um impacto exclusivamente por sua duração e magnitude, focando no critério da importância para a definição dos impactos ambientais que carecem de monitoramento ambiental. A pendência destes itens se dá porque são apontados pelo IBAMA alguns impactos avaliados como de grande e média importância que carecem de monitoramento quer seja porque a metodologia do programa ou projeto que o endereça é inadequada ou porque não há programa e/ou projeto destinado a monitorar o impacto ambiental.

O objetivo da autoridade licenciadora é claro quando no Parecer Técnico nº 58/2017 (Brasil, 2017) da COEXP/CGMAC/DILIC/IBAMA é exposto que esperava-se estimular a apresentação de projetos inovadores, com técnicas modernas de monitoramento, adaptados para as especificidades da região. Todavia, foi recebido do empreendedor apenas projetos de monitoramento de fauna que permaneciam desconectado de sua finalidade de monitoramento, ou seja, projetos de monitoramento inadequados aos impactos ambientais identificados no EIA da atividade. A inadequação se dava na metodologia apresentada que não apresentou a identificação prévia dos parâmetros que serão utilizados para monitorar os impactos relacionados pela empresa. Logo, a autoridade licenciadora considera que o empreendedor não foi capaz de apresentar indicadores ambientais satisfatórios que possibilitem o eficaz monitoramento dos impactos ambientais identificados na

AIA do empreendimento, apontando assim inconsistência metodológica nas propostas apresentadas.

4.3. As Ferramentas e Práticas de Previsibilidade

Os ambientes legais e regulatórios estudados apresentam similaridades. Os quatro países estudados possuem legislação que torna mandatório a submissão de propostas de programas de monitoramento ambiental. A aprovação da autoridade ambiental do conjunto de projetos, planos ou campanhas de monitoramento torna-se então condição para a emissão das autorizações ambientais necessárias para o início das campanhas de perfuração. A Tabela 7 apresenta o levantamento das ferramentas e práticas identificadas nos ambientes legais e regulatórios dos países estudados que são capazes de atribuir previsibilidade às exigências de monitoramento no âmbito dos processos de licenciamento ambiental nas áreas estudadas.

Tabela 7 – Ferramentas e Práticas que Atribuem Previsibilidade às Exigências de Monitoramento Ambiental no âmbito dos Processos de Licenciamento Ambiental

	BRA	NOR	EUA	AUS
(i) Avaliação ambiental prévia das áreas antes da disponibilização para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás	X	X	X	
(ii) Publicação com orientação para a elaboração de campanhas de monitoramento ambiental		X		X
(iii) Participação de comunidades possivelmente impactadas e outras partes interessadas nas avaliações prévias			X	
(iv) Previsão de interação entre a autoridade licenciadora e empreendedores para definição e calibração dos programas de monitoramento ambiental	X	X	X	X

Fonte: Autor

Os itens *i* e *ii* reduzem o risco porque atribuem previsibilidade às exigências de monitoramento ambiental de caráter obrigatório, sendo o item *i* o elemento mais relevante nesse sentido. O item *i* é capaz de identificar os compartimentos e elementos ambientais que vão demandar maior atenção das campanhas de

monitoramento ao passo que evidenciam a sensibilidade da área. Quando as avaliações prévias contemplam ainda uma etapa de consulta pública com partes interessadas e população potencialmente impactada, item *iii*, tornam-se mais robustas porque são capazes de antecipar conflitos antes mesmo da disponibilização das áreas para a atividade de E&P. Por sua vez, as empresas interessadas em explorar a região munidas de uma avaliação consistente da área e cientes dos conflitos existentes são capazes de executar uma avaliação de risco do licenciamento ambiental mais consistente para embasar a tomada de decisão quanto a adquirir, ou não, a área para exploração. Por fim, o item *iv* é capaz de prover segurança ao processo ao passo que assegura a resolução de conflitos entre empreendedores e autoridade licenciadora de maneira harmoniosa e transparente.

A Tabela 7 demonstra que o arcabouço legal e regulatório brasileiro contempla práticas e ferramentas capazes de agregar previsibilidade às exigências de monitoramento ambiental, todavia foram identificadas idiosincrasias no processo de licenciamento ambiental brasileiro capazes de influenciar negativamente a previsibilidade do processo, tais como: (i) A não implantação da avaliação ambiental prévia das áreas oferecidas (ii) Definição de medidas mitigadoras em momento anterior a avaliação dos impactos ambientais; (iii) Ingerência da autoridade ambiental na formulação dos programas de monitoramento ambiental.

Observa-se que uma avaliação prévia das áreas não é prevista apenas pelo arcabouço legal e regulatório da Austrália que seguindo o princípio do poluidor-pagador não transfere esse ônus financeiro à sociedade. A Noruega avalia as áreas previamente a abertura para exploração em consulta a seu parlamento e deixa claro que essa avaliação se limita a dados disponíveis na literatura e que para casos de áreas de novas fronteiras exploratórias essas avaliações podem ser bastante limitadas havendo possibilidade de exigência de campanhas de caracterização das áreas sob responsabilidade das empresas de E&P. A avaliação prévia mais robusta foi identificada no Golfo do México dos EUA onde a disponibilização de áreas para a exploração passa por mais de um processo completo de AIA incluindo etapa de

consulta pública, gerando a maior quantidade de informações para as empresas de E&P interessadas em explorar a região.

No Brasil, a avaliação prévia das áreas se dá através das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) conforme estabelecido pela Portaria Interministerial nº 198, de 5 de Abril de 2012 (Brasil, 2012). Buscou-se dessa forma os pareceres emitidos pela GTPEG²⁰ em conclusão as AAAS empreendidas e disponibilizados anteriormente a Rodada 11 às potenciais Operadoras das áreas. Foram levantado os Parecer GTPEG nº 01/13 (Brasil, 2013) que abrange todas as áreas ofertadas na Rodada 11 e atualiza os pareceres emitidos para as bacias sedimentares que haviam sido ofertadas em Rodas anteriores – Bacia de Barreirinhas: Parecer GTPEG nº 04/08 (Brasil, 2008) e Parecer GT Portaria Ibama nº 2040 /05 nº 01/06 - Correspondente a Manifestação Conjunta de 2006 (Brasil, 2006); Bacia do Ceará: Parecer GTPEG nº 01/09 (Brasil, 2009); Bacia da Foz do Amazonas: Parecer GTPEG nº 01/09 (Brasil, 2009); Bacia do Pará-Maranhão: Parecer GTPEG nº 04/08 (Brasil, 2008) e Parecer GT Portaria Ibama nº 2040 /05 nº 01/06 - Correspondente a Manifestação Conjunta de 2006 (Brasil, 2006); Bacia Potiguar: Parecer GTPEG nº 01/09 (Brasil, 2009).

Os pareceres destacam que a análise prévia empreendida não substitui o licenciamento ambiental e nem estabelece precedentes vinculativos que obriguem o órgão ambiental competente à concessão das licenças requeridas. Pode-se observar a priorização do órgão ambiental de avaliar as áreas quanto a sobreposição com áreas de Unidade de Conservação (UC) e áreas prioritárias para a criação de UCs.

²⁰Segundo Art. 2º da Portaria MMA nº 218/2012, o GTPEG será composto por representantes dos órgãos e entidades do Ministério do Meio Ambiente (Secretaria-Executiva, Secretaria de Mudanças Climáticas e Qualidade Ambiental, Secretaria de Biodiversidade e Florestal), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (CGPEG) e Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade, Diretoria de Ações Socioambientais e Consolidação Territorial em Unidades de Conservação e Diretoria de Criação e Manejo de Unidades de Conservação)

Os pareceres concluem ainda que o exíguo tempo para um processo estruturado de avaliação e o processo de análise caso-a-caso prejudicam o aprofundamento em temas relevantes, incluindo as recomendações para o licenciamento ambiental. O GTPEG aponta a urgência na implementação da AAAS.

Embora os pareceres tenham como um de seus objetivos contribuir para um processo licitatório com maior segurança para o meio ambiente e para os empreendedores, os mesmos não se mostraram ferramentas eficazes na atribuição de previsibilidade às exigências de monitoramento ambiental. Observou-se que os pareceres não foram capazes de antecipar os pontos de conflito identificados quanto às exigências de monitoramento de impactos ambientais sob a fauna nos blocos da Rodada 11.

Segundo o GTPEG, a sensibilidade ambiental da MEq se dá principalmente pela falta de conhecimento científico sobre a bioecologia das comunidades marinhas e dos fenômenos hidrodinâmico da região e atestam a ocorrência de espécies ameaçadas. Todavia, não foram identificadas nos Pareceres menções à necessidade de programas de monitoramento tipificados como Programas Caracterização que possuem o claro objetivo de preenchimento da lacuna de conhecimento sobre a região, e tão pouco a necessidade de se empreender campanhas de monitoramento com aplicação de metodologias inovadoras para o monitoramento ambiental da fauna da região.

Foi observado que os programas de monitoramento ambiental surgem no momento de determinação do escopo do estudo uma vez que são requeridos nos Termos de Referência, ou seja, surgem em momento anterior a identificação e avaliação dos impactos ambientais (AIA). Nesse sentido, o IBP (2015) argumenta que apesar da alta sensibilidade da costa na Margem Equatorial, no que diz respeito a quelônios, avifauna e mamíferos marinhos, entende-se que os projetos solicitados não poderiam ser definidos previamente como uma compensação da atividade de perfuração. O Instituto, alinhado com os próprios Termos de Referência levantados, argumenta que a AIA elaborada no contexto do licenciamento ambiental da atividade de perfuração marítima deve ser a única responsável por determinar quais

áreas serão impactadas pela atividade e, conseqüentemente, determinar os projetos de monitoramento ou mitigação que deverão ser implementados.

No Brasil a AIA é um instrumento da Política Nacional de Meio Ambiente – PNMA instituída pela Lei Federal nº 6938, de 31 de Agosto de 1981. Segundo Sánchez (2013) o conceito da AIA possui inúmeras definições a depender do ponto de vista e de seu propósito, porém as diferentes definições divergem pouco em sua essência. Segundo o mesmo autor, a AIA é um instrumento analítico ou um processo que visa antever as possíveis conseqüências de uma decisão que possa acarretar significativa degradação da qualidade ambiental, e que apesar das diferentes definições encontradas na literatura preserva seu caráter prévio e vínculo com o processo decisório.

Logo, Sánchez (2013) define como o *processo de avaliação de impactos ambientais* o conjunto de procedimentos concatenados de maneira lógica, com a finalidade de analisar a viabilidade ambiental de projetos e fundamentar uma decisão a respeito. Nesse contexto, a definição de programas e/ou projetos de monitoramento dos impactos ambientais identificados surge como uma de suas etapas. A Figura 23 apresenta um processo genérico de AIA apresentado pelo autor.

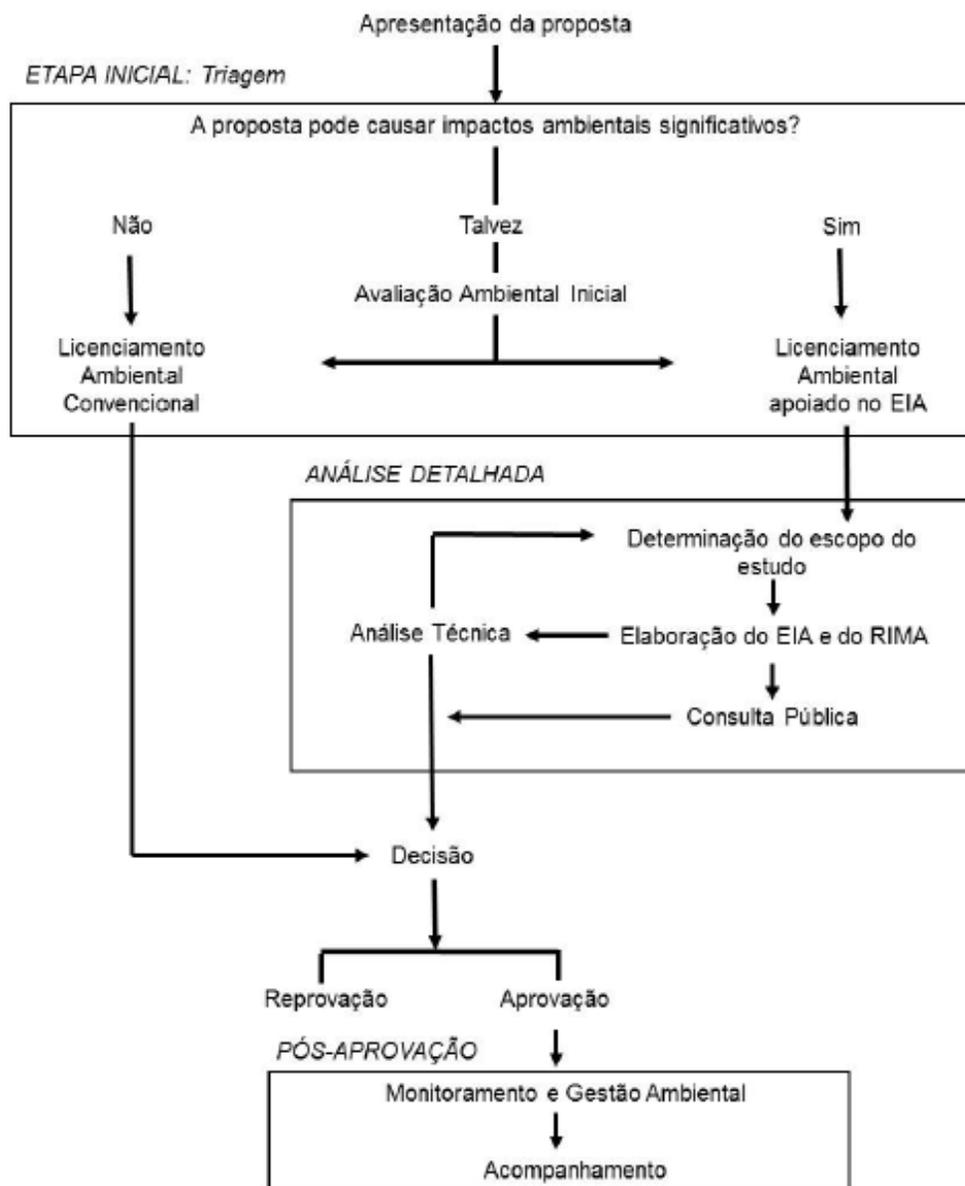


Figura 23 – Processo Genérico de AIA
Fontes (Sánchez (2013))

. O país é o único da amostra que possui ingerência na etapa de formulação de proposta de programas e projetos de monitoramento ambiental. O formato que exclui em parte as Operadoras exige da autoridade ambiental um corpo técnico altamente especializado e ainda vasta literatura de referência disponível, uma vez que não aproveita integralmente a experiência dos empreendedores na condução de campanhas de monitoramento nos mais variados ambientes.. A Tabela 6 aponta que 45,5% dos argumentos para a não apresentação dos programas de monitoramento exigidos são relacionados ao formato inadequado das campanhas,

sendo estes: (i) Metodologia não consolidada como consenso pela literatura científica ou inadequada para monitoramento ou mitigação do impacto ambiental; (ii) Agrega risco operacional significativo; (iii) Realização complexa, dispendiosa e/ou inviável por questões logísticas; (iv) Incompatibilidade da duração da atividade de perfuração com a identificação de mudanças em padrões; e (v) Agrega ou intensifica a relevância de aspecto ambiental causador ou intensificador de impacto ambiental.

O EUA possui um ambiente regulatório onde a autoridade ambiental e reguladora do setor de O&G trabalham em conjunto com as comunidades potencialmente impactadas e outras partes interessadas em um processo de coleta e filtragem das exigências para entregar as empresas diretrizes para suas campanhas de monitoramento que atendam às expectativas da autoridade ambiental. Já a Austrália publica diretrizes genéricas onde apresenta os fundamentos da regulamentação para transmitir as empresas as expectativas da autoridade ambiental do que deve ser contemplado por elas no momento de formulação da proposta dos programas ambientais. A Noruega, por sua vez, além de publicar um manual de diretrizes para campanhas de monitoramento da coluna d'água e do leito marinho, possui uma estrutura interessante porque envolve a instituição de representação do setor de O&G local – NOROG – no processo.

O envolvimento de um terceiro no processo norueguês apresenta semelhanças com as tentativas do IBP de participar ativamente dos processos de licenciamento ambiental no Brasil. O envolvimento de terceiros no processo brasileiro está também em linha com os Termos de Referência que exigem que sejam consideradas as sinergias dos impactos das demais atividades *offshore* da indústria de E&P. Logo, é coerente o envolvimento do IBP porque através dele as Operadoras cooperam na avaliação dessas sinergias. As iniciativas do Instituto, apresentadas na sessão 4.2, representam a ponderação das sinergias das campanhas de exploração no contexto dos programas de monitoramento dos impactos ambientais. As iniciativas apresentadas buscam evitar a sobreposição de

ações nas áreas monitoradas e o desperdício de recursos humanos e financeiros, ao mesmo tempo que consideram as sinergias dos impactos ambientais.

5. Conclusão

A 11ª Rodada de Licitações de Blocos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás ocorrida em 2013 foi muito bem sucedida quanto aos seus objetivos de fixação de empresas estrangeiras e garantia de “estoques” de esforços exploratórios. Seu maior êxito foi o fomento da atividade de exploração em áreas de novas fronteiras exploratórias de O&G nas bacias sedimentares da Margem Equatorial brasileira: Bacias do Potiguar, Ceará, Barreirinhas, Pará-Maranhão e Foz do Amazonas.

O licenciamento ambiental todavia se mostra com um dos principais desafios aos Operadores dos projetos de exploração de petróleo. Pesa contra o processo de licenciamento ambiental brasileiro a imprevisibilidade de duração e escopo haja vista o histórico negativo de atrasos de campanhas de exploração ou até mesmo cessão de contratos com a ANP devido aos impasses gerados ao longo dos processos. Minimizar o risco do licenciamento ambiental conferindo-o previsibilidade está entre os maiores desafios do setor de E&P no Brasil.

Nesse sentido, o presente trabalho aborda a questão do risco dos processos de licenciamento ambiental focando na previsibilidade do escopo ao estudar as exigências de monitoramento ambiental. O objetivo geral é avaliar, à luz de referências internacionais, o ambiente legal e regulatório brasileiro do ponto de vista das ferramentas e práticas que atribuem algum grau de previsibilidade às exigências de monitoramento no contexto do licenciamento ambiental da atividade de perfuração marítima. A comparação do cenário brasileiro com o cenário encontrado em outros países é relevante num contexto que é interesse do Governo a atração de IOCs para o país.

O presente trabalho se debruça sobre as referências legais e regulatórias do licenciamento ambiental no Brasil e em 3 países selecionados segundo os critérios de relevância da atividade de E&P *offshore* e desenvolvimento das questões ambientais, ambos num contexto global.

As áreas selecionadas todavia – Golfo do México nos Estados Unidos (EUA), Noruega e Austrália – não são, à exceção do Golfo do México, países concorrentes

do Brasil quanto a atração de investimentos em projetos de exploração em ambientes de águas profundas e ultraprofundas. Recomenda-se para pesquisas futuras que sejam considerados países onde os ambientes exploratórios de águas profundas e ultraprofundas sejam tão relevantes quanto no Brasil, a exemplo: Angola, Nigéria, Guiné Equatorial, México, Guiana, Vietnã entre outros.

O Capítulo 2 traz uma visão geral da questão ambiental da perfuração de poços marítimos ao passo que apresenta a caracterização das campanhas de perfuração nos blocos da Rodada 11 na MEq. Percebe-se que os empreendimentos apresentados são bastante similares quanto a tecnologias e métodos empregados, parâmetros ambientais – distância da costa e lâmina d'água – e magnitude – duração, número de embarcações de apoio dedicadas, bases de apoio, número de viagens aéreas e etc. Nesse sentido, o estudo é bem sucedido na delimitação dos objetos de estudo porque conseguiu selecionar uma amostra significativa e relevante de empreendimentos similares.

Não obstante, o agrupamento dos empreendimentos leva a uma distorção significativa quanto ao posicionamento da autoridade ambiental porque agrupa empreendimentos em diferentes estágios do processo de licenciamento ambiental. Assim, como é apresentado no Capítulo 4, não é possível identificar o posicionamento da autoridade ambiental frente as alegações e pleitos das Operadoras quanto as exigências de monitoramento porque não há referências suficientes disponíveis para a constatação de um padrão da autoridade ambiental. A indisponibilidade de material de referência devido ao estágio inicial que os processos objetos se encontram faz com que a avaliação seja tendenciosa. Recomenda-se revisão do presente trabalho após a conclusão dos processos de licenciamento ambiental analisados. Cabe recomendar também que estudos futuros considerem como amostra processos já concluídos ou em estágio mais avançado do processo de licenciamento ambiental.

É possível observa-se na amostra selecionada que os pontos de conflito recaem sobre o monitoramento de impactos ambientais sobre a fauna. Operadoras alegam que os programas e planos de monitoramento ambiental de caráter obrigatório

contestados são injustificáveis como medidas mitigadoras porque são ineficazes, ou de baixa eficácia, e/ou desproporcionais frente ao impacto ambiental alvo de monitoramento. Por sua vez, o Ibama alega que as Operadoras negligenciam impactos de média e grande importância segundo a AIA apresentada, ao passo que não apresentam metodologia e indicadores capazes de monitorar os impactos ambientais identificados. A deficiência apontada pela autoridade ambiental nas propostas das Operadoras é devido a inexistência de consenso quanto a metodologia de monitoramento de impactos ambientais sobre a fauna, levando a necessidade de implementação de projetos e planos de caráter inovadores, ou até mesmo experimentais, para o atendimento das exigências.

É contundente afirmar que de modo geral qualquer impasse entre o empreendedor e a autoridade ambiental leva à imprevisibilidade da duração e do custo do processo de licenciamento ambiental. Em último caso, os impasses representam o risco da não obtenção de licença ambiental para o início da atividade pelo não atendimento às exigências de caráter obrigatório. A questão da previsibilidade das exigências se mostra então relevante nesse contexto porque expõem claramente as expectativas da autoridade ambiental para com as contrapartidas das Operadoras e expõem a magnitude das campanhas e dos projetos de monitoramento ambiental, cabendo às Operadoras ponderarem entre o potencial geológico do bloco e o desafio do ponto de vista ambiental que se coloca.

Pode-se constatar que o arcabouço legal e regulatório brasileiro prevê práticas e ferramentas em linha com práticas internacionais de países de relevância, não exigindo dessa maneira uma grande reforma ou a promulgação de um novo marco regulatório. Todavia, observa-se que as ferramentas e práticas identificadas não foram eficazes quanto a promoção de um processo de licenciamento ambiental de menor risco. No contexto dos casos de estudo, não há indicação prévia da necessidade de campanhas de caracterização de extensas áreas da MEq como medida mitigadora com o objetivo de suprir a deficiência de conhecimento sobre a região, e tão pouco que seriam requeridas aplicação, ou em alguns casos o

desenvolvimento, de metodologias inovadoras para o monitoramento dos impactos ambientais sobre a fauna.

Conclui-se a urgência da definitiva implementação da principal ferramenta de previsibilidade das exigências de monitoramento ambiental prevista no ambiente regulatório e legal brasileiro que é a Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares. As AAASs precisam ser capazes de gerar mais e melhores subsídios ao licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração. A Avaliação de Impactos Ambientais empreendida no bojo da AAAS deve ser capaz de gerar subsídios para o licenciamento ambiental na medida que aponta o compartimento ambiental carente de monitoramento ambiental frente a uma possível atividade de perfuração. Nesse sentido, a criação do Calendário Plurianual de Rodadas de Licitação contribui significativamente uma vez que antecipa as áreas que serão oferecidas e dão a oportunidade para a ANP conduzir uma AAAS em tempo hábil junto ao IBAMA. Pode se dizer que a ANP, no papel de órgão de fomento da indústria, ao implementar AAAS contribui para o sucesso do Plano Plurianual de Rodadas uma vez que cria um ambiente de negócios mais seguro.

Recomenda-se a reavaliação da estratégia adotada pela autoridade ambiental de exigir programas de monitoramento ambiental em momento anterior a avaliação dos impactos ambientais e o nível de ingerência da mesma nas propostas submetidas pelas Operadoras. A não participação das Operadoras na formulação dos parâmetros básicos das campanhas de monitoramento significa risco aos projetos de exploração no Brasil uma vez que as mesmas ficam sujeitas a exigências de qualquer natureza por parte da autoridade ambiental

6. Referências

AECOM do Brasil Ltda; BP Energy do Brasil Ltda. **Estudo de Impacto Ambiental – EIA para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco FZA-M-59, Bacia da Foz do Amazonas Revisão 00**. Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>. Acessado em: 16/09/2017

AECOM do Brasil Ltda; Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. **Estudo de Impacto Ambiental – EIA para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco FZA-M-90, Bacia da Foz do Amazonas Revisão 00**. Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>. Acessado em: 16/09/2017

AECOM do Brasil Ltda; BG E&P Brasil Ltda. **Estudo de Impacto Ambiental – EIA para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Blocos BAR-M-215, BAR-M-217, BAR-M-252, BAR-M-254, BAR-M-298, BAR-M-300, BAR-M-340, BAR-M-342, BAR-M-344 e BAR-M-388, Bacia de Barreirinhas – Rev 00**. Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>. Acessado em: 16/09/2017

AECOM do Brasil Ltda; Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A. **Estudo Ambiental de Perfuração – EAP para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços nos Blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337 Revisão 00, Bacia do Pará-Maranhão**. Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>. Acessado em: 16/09/2017

AECOM do Brasil Ltda; BP Energy do Brasil Ltda. **Estudo Ambiental de Perfuração – EAP para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco BAR-M-346, Bacia de Barreirinhas**. Rio de Janeiro, RJ. 2016.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>. Acessado em: 16/09/2017

AECOM do Brasil; Total E&P do Brasil Ltda. **Estudo Ambiental de Perfuração – EAP para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco CE-M-661, Bacia do Ceará**. Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>. Acessado em: 16/09/2017

AECOM do Brasil; Premier Oil do Brasil Petróleo e Gás Ltda. **Estudo Ambiental de Perfuração – EAP para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco CE-M-665 e CE-M-715, Bacia do Ceará.** Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>.
Acessado em: 16/09/2017

AECOM do Brasil; Chevron Brasil Upstream Frade Ltda. **Estudo Ambiental de Perfuração – EAP para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços no Bloco CE-M-717, Bacia do Ceará.** Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>.
Acessado em: 16/09/2017

AECOM do Brasil; Total E&P do Brasil Ltda. **Atendimento ao Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 174/2015.** Rio de Janeiro, RJ. 2015

AECOM do Brasil; Total E&P do Brasil. **Estudo de Impacto Ambiental – EIA Atividade de Perfuração Marítima de Poços nos Blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 E FZA-M-127, BACIA DA FOZ DO AMAZONAS Revisão 00.** Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>.
Acessado em: 16/09/2017

AECOM do Brasil; Total E&P do Brasil. **Estudo de Impacto Ambiental – EIA: Atividade de Perfuração Marítima de Poços nos Blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 E FZA-M-127, Bacia da Foz do Amazonas Revisão 01 - Resposta ao PAR. 02022.000219/2016-51.** Rio de Janeiro, RJ. 2016.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>.
Acessado em: 16/09/2017

Aecom do Brasil Ltda.; Total E&P do Brasil Ltda. **Estudo de Impacto Ambiental – EIA: Atividade de Perfuração Marítima de Poços nos Blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 E FZA-M-127, Bacia da Foz do Amazonas Revisão 2- PAR 02022.000055/2017-43 UAL/IBAMA.** Rio de Janeiro, RJ. Rio de Janeiro, RJ. 2017.

Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Perfuracao/>>.
Acessado em: 16/09/2017

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Promoção de Licitações (SPL). **Relatório de Análise da Décima Primeira Roda de Licitações para Concessão de Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.** Rio de Janeiro. 2013.

Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/relatorio_r11/Relatorio_Analise_R11.pdf>. Acessado em: 08/10/2016

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Promoção de Licitações (SPL). **Resultados da 11ª Rodada de Licitações**. 2015.

Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round11/portugues_r11/resultado_r11.asp>
Acessado em 08/10/2016

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Promoção de Licitações (SPL). **Áreas Oferecidas na 11ª Rodada**. Rio de Janeiro. 2013.

Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round11/portugues_r11/areas_oferecidas.asp> Acessado em 08/10/2016

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Promoção de Licitações (SPL). **Diretrizes Ambientais para a 11ª Rodada**. 2015.

Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round11/portugues_r11/Diretrizes_Ambientais.asp>
Acessado em: 24/09/2016

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Produção (SDP). **Campos na fase de produção - etapa de desenvolvimento**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>>. Acessado em 18/10/2016

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Produção (SDP). **Campos na fase de produção - etapa de produção**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acessado em 18/10/2016

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Anuário Estatístico 2016**. Rio de Janeiro. 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/2441-anuario-estatistico-2016>>. Acessado em: 05/11/2016

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Exploração (SEP). **Lista de Blocos sob Concessão e Devolvidos**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>> Acessado em: 05/11/2016

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Produção (SDP). **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Rio de Janeiro. 2017. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/Boletim_Mensal-Producao_Petroleo_Gas_Natural/Boletim-Producao_abril-2017.pdf>. Acessado em 24/06/2017

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Exploração e Produção de óleo e Gás**. Rio de Janeiro. 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas>>. Acessado em: 24/06/2017

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Dados Técnicos (SDT). **Lista de Poços Exploratórios Concluídos**. Rio de Janeiro. 2016. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>. Acessado em: 24/10/2016

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Superintendência de Dados Técnicos (SDT). **Lista de Poços Disponíveis em Setembro de 2016**. Rio de Janeiro. 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acesso-aos-dados-tecnicos>>. Acessado em 24/10/2016.

ARARAUNA JÚNIOR, José; BURLINI, Patrícia. **Gerenciamento de Resíduos da Indústria de Petróleo e Gás**. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier: PUC-Rio.2014

Austrália. **Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Environment) Regulations 2009 - Statutory Rules Nº 228, 1999 - made under the Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006**. Canberra. 2009. Disponível em: <<https://www.legislation.gov.au/Details/F2015C00069>>. Acessado em: 06/04/2017

Austrália. **Environment Protection and Biodiversity Conservation Act 1999**. Canberra. 1999. Disponível em: <<https://www.legislation.gov.au/Details/C2016C00777>>. Acessado em: 06/04/2017

Brasil. Lei Complementar nº 140/2011, de 08 de Dezembro de 2011. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Legislativo, Brasília, DF, 09 dez. 2011

Brasil. Lei Federal nº 9.478, de 06 de Agosto de 1997. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 07 ago. 1997.

Brasil. Resolução ANP nº 708, de 25 de Outubro de 2017. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF. 16 nov. 2017.

Brasil. Resolução CNPE nº 4, de 02 de Fevereiro de 2017. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF. 10 fev. 2017.

Brasil. Resolução CNPE nº 8, de 21 de Julho de 2003. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF. 07 ago. 2003.

Brasil. Resolução CNPE nº 17, de 08 de Junho de 2017. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF. 06 jul. 2017.

Brasil. Portaria MMA nº 422, de 26 de Outubro de 2011. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF. 28 out. 2011.

Brasil. Portaria Interministerial MME-MMA nº 198, de 06 de Abril de 2012. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF. 09 abr. 2012.

Brasil. Portaria MMA nº 218, de 27 de Junho de 2012. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF. 28 jun. 2012.

Brasil. Resolução CONAMA nº 237, de 19 de Dezembro de 1997. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF. 28 jun. 2012.

Brasil. Resolução CONAMA nº 350, de 06 de Julho de 2004. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF. 20 aug. 2004.

Brasil. Resolução CONAMA nº 01, de 23 de Janeiro de 1986. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF. 17 fev. 1986.

BRASIL. Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e produção de Óleo e Gás (GTPEG). Ministério do Meio Ambiente (MMA). **Parecer Técnico GTPEG nº 01/2013**. Brasília, DF. 2013. Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/diretrizes_ambientais/Parecer/Parecer_01-13.pdf>.

Acessado em: 15/10/2016

BRASIL. Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e produção de Óleo e Gás (GTPEG). Ministério do Meio Ambiente (MMA). **Parecer Técnico GTPEG nº 04/08**. Brasília, DF. 2008. Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/diretrizes_ambientais/Parecer/Parecer_01-13.pdf>.

Acessado em: 15/10/2016

BRASIL. Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e produção de Óleo e Gás (GTPEG). Ministério do Meio Ambiente (MMA). **Parecer GT Portaria Ibama nº 2040 /05 nº 01/06**. Brasília, DF. 2006. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/diretrizes_ambientais/Parecer/Parecer_01-13.pdf>. Acessado em: 15/10/2016

BRASIL. Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e produção de Óleo e Gás (GTPEG). Ministério do Meio Ambiente (MMA). **Parecer Técnico GTPEG nº 01/09**. Brasília, DF. 2009. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/diretrizes_ambientais/Parecer/Parecer_01-13.pdf>. Acessado em: 15/10/2016

BRASIL. Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e produção de Óleo e Gás (GTPEG). Ministério do Meio Ambiente (MMA). **Parecer Técnico GTPEG nº 01/13**. Brasília, DF. 2013. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/diretrizes_ambientais/Parecer/Parecer_01-13.pdf>. Acessado em: 15/10/2016

BRASIL. Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Parecer Técnico PAR 02022.000174/2015-34 CGPEG/IBAMA**. Rio de Janeiro. 2015. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/diretrizes_ambientais/Parecer/Parecer_01-13.pdf>. Acessado em:

BRASIL. Unidade Avançada de Licenciamento (UAL). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Parecer Técnico PAR 02022.000219/2016-51 UAL/IBAMA**. Rio de Janeiro. 2015. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/diretrizes_ambientais/Parecer/Parecer_01-13.pdf>. Acessado em:

BRASIL. Unidade Avançada de Licenciamento (UAL). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Parecer Técnico PAR 02022.000055/2017-43 UAL/IBAMA**. Rio de Janeiro. 2017. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/diretrizes_ambientais/Parecer/Parecer_01-13.pdf>. Acessado em:

BRASIL. Coordenação de Licenciamento Ambiental de Exploração de Petróleo e Gás (COEXP). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Parecer Técnico nº 58/2017-COEXP/CGMAC/DILIC**. Brasília, DF. 2017.

Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/arquivos/diretrizes_ambientais/Parecer/Parecer_01-13.pdf>.

Acessado em:

BRASIL. Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 008/2014: Termo de Referência para elaboração do Estudo de Impacto Ambiental – EIA e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA para a Atividade de Perfuração Marítima de Poços nos Blocos BAR-M- 215, BAR-M-217, BAR-M-252, BAR-M-254, BAR-M-298, BAR-M-300, BAR-M-340, BAR-M-342, BAR-M-344, Bacia de Barreirinhas.** Rio de Janeiro, RJ. 2014

Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>.

Acessado em: 16/09/2017

BRASIL. Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 10/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração– EAP, para a atividade de Perfuração Marítima nos Blocos CE-M-717 e CE-M-665, na Bacia do Ceará.** Rio de Janeiro, RJ. 2014

Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>.

Acessado em: 16/09/2017

BRASIL. Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 12/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração– EAP, para a atividade de Perfuração Marítima nos Blocos POT-M-762, Bacia do Potiguar.** Rio de Janeiro, RJ. 2014

Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>.

Acessado em: 16/09/2017

BRASIL. Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 13/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração – EAP, para a atividade de Perfuração Marítima nos Blocos CE-M-661, Bacia do Ceará.** Rio de Janeiro, RJ. 2014

Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>.

Acessado em: 16/09/2017

BRASIL. Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 22/2014: Termo de Referência para elaboração do Estudo de Impacto Ambiental – EIA e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, para a atividade de Perfuração Marítima no Bloco FZA-M-90, Bacia da Foz do Amazonas.** Rio de Janeiro, RJ. 2014

Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>.

Acessado em: 16/09/2017

BRASIL. Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 23/2014: Termo de Referência para Elaboração de Estudo de Impacto Ambiental – EIA e Respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA para a atividade de Perfuração Marítima no Bloco FZA-M-59, Bacia da Foz do Amazonas.** Rio de Janeiro, RJ. 2014

Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>.

Acessado em: 16/09/2017

BRASIL. Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 24/2014: Termo de Referência para elaboração do Estudo de Impacto Ambiental – EIA e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, para a atividade de Perfuração Marítima nos Blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 E FZA-M-127, Bacia da Foz do Amazonas.** Rio de Janeiro, RJ. 2014

Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>.

Acessado em: 16/09/2017

BRASIL. Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 30/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração – EAP, para a atividade de Perfuração Marítima no Bloco BAR-M-346, na Baía de Barreirinhas.** Rio de Janeiro, RJ. 2014

Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>.

Acessado em: 16/09/2017

BRASIL. Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 35/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração – EAP, para a atividade de Perfuração Marítima no Bloco CE-M-715, Bacia do Ceará.** Rio de Janeiro, RJ. 2014

Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>.

Acessado em: 16/09/2017

BRASIL. Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC). Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama). **Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 36/14: Termo de Referência para elaboração do Estudo Ambiental de Perfuração – EAP, para a atividade de Perfuração Marítima nos Blocos PAMA-M-265 e PAMA-M-337, bacia do Pará-Maranhão.** Rio de Janeiro, RJ. 2014

Rio de Janeiro, RJ. 2014

Disponível em:

<https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empresendimentos.php>.

Acessado em: 16/09/2017

BP p.l.c. **Deepwater Horizon Accident Investigation Report.** Londres, UK. 2010.

Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/sustainability/issue-reports/Deepwater_Horizon_Accident_Investigation_Report.pdf>. Acessado em:

08/04/2017

Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). U.S. Department of Interior. **Environmental Assessment Section (EAS).** New Orleans – LA, EUA. 2016.

Disponível em: <<https://www.boem.gov/Environmental-Assessment-Section/>>.

Acessado em: 08/04/2017

Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). U.S. Department of Interior. **Deepwater Gulf of Mexico December 31, 2014.** New Orleans – LA. EUA. 2016.

Disponível em: <<http://www.noia.org/wp-content/uploads/2016/08/Deepwater-Gulf-of-Mexico-Report-2014.pdf>>. Acessado em: 08/04/2017

Department of Industry, Innovation and Science. Australia Government. Canberra. 2017. **Overview of Australia's offshore petroleum regime.** Disponível em:

<<http://www.petroleum-acreage.gov.au/2017/supporting-information/overview-australias-offshore-petroleum-regime>>. Acessado em: 06/04/2017

Department of Mines and Petroleum (DMP). Government of Western Australia. **Annual Report 2016-17**. East Perth, Western Australia. 2016. Disponível em: <<http://www.dmp.wa.gov.au/AnnualReport2017/>>. Acessado em: 06/04/2017

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ministério de Minas e Energia (MME). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília. 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>. Acessado em: 08/10/2016

Estados Unidos da América (EUA). **Outer Continental Shel Lands Act**. Washington, EUA. Disponível em: <<https://www.boem.gov/Outer-Continental-Shelf-Lands-Act/>>. Acessado em: 09/04/2017

Exxon Mobil Corporation. **Outlook for Energy: A view to 2040**. Irving – TX. EUA. 2016. Disponível em: <<http://corporate.exxonmobil.com/en/energy/energy-outlook>>. Acessado em: 17/09/2016

GODØ, O.R. et al. **Real Time Observation System for Monitoring Environmental Impact on Marine Ecosystems from Oil Drilling Operations**. Institute of Marine Research e Jacobs University. Marine Pollution Bulletin. nº 84. p. 236–250. Elsevier. 2014. Disponível em <www.elsevier.com/locate/marpolbul>. Acessado em: 30/07/2016

Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). **Resultado do Acordo de Cooperação Técnica IBP e IBAMA 2015**. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/noticias/ibp-faz-balanco-de-projetos-em-parceria-com-o-ibama/>>. Acessado em 29/07/2017.

Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). **Proposta Técnica: Projetos de Monitoramento de Fauna que não deveriam constar nos processos de licenciamento ambiental**. Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). **Projetos que estão incluídos no Programa de Trabalho do Acordo de Cooperação Técnica IBAMA/IBP e que poderiam não configurar como obrigações definidas em processos de licenciamento**. Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). **Projetos que têm características de atividade permanente, de relevante interesse público, mas que não deveriam configurar como obrigações definidas em processos de licenciamento de atividades de E&P de petróleo e gás**. Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). **Projetos que necessitam de maior discussão para seu desenvolvimento como pesquisa, em colaboração ao conhecimento sobre o uso de áreas pelas comunidades de mamíferos marinhos, e que não deveriam configurar como obrigações definidas em processos de licenciamento de atividades de E&P de petróleo e gás.** Rio de Janeiro, RJ. 2015.

Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio). Ministério do Meio Ambiente (MMA). **O Instituto.** Brasília. 2017. Disponível em: <<http://www.icmbio.gov.br/portal/oinstitutio>>. Acessado em

International Association of Oil and Gas Producers (OGP). **Offshore Environmental Monitoring for the Oil and Gas Industry.** Londres, UK. 2014. Disponível em: <<http://proon.rpn.gov.ru/sites/default/files/library/457.pdf>>. Acessado em: 30/07/2016

JAHN, Frank; COOK, Mark; GRAHAM, Mark; FERREIRA, Doneivan. **Introdução à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos.** 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier. 2012.

LEONE, Sidney. **Subscrição de Riscos de Petróleo: Uma Aplicação da Matriz de Relevância.** Dissertação (Mestrado). Programa de Engenharia Ambiental. Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ. 2012. Disponível em: <<http://dissertacoes.poli.ufrj.br/dissertacoes/dissertpoli554.pdf>>. Acessado em: 30/07/2016

MALOUF, Leonardo Rezende. **Análise das Operações de Perfuração de Poços Terrestres e Marítimos.** (Trabalho de Conclusão). Graduação em Engenharia do Petróleo. Escola Politécnica. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, RJ. 2013. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10006500.pdf>>. Acessado em: 30/07/2016

MARIANO, Jacqueline Barboza. **Proposta de Metodologia de Avaliação Integrada de Riscos e Impactos Ambientais para Estudos de Avaliação Ambiental Estratégica do Setor de Petróleo e Gás Natural em Áreas Offshore.** Tese (Doutorado). Programa de Planejamento Energético. Coppe/ UFRJ. Rio de Janeiro, RJ. 2007. Disponível em: <<http://ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/dmarianojb.pdf>>. Acessado em: 30/07/2016

Ministério do Meio Ambiente (MMA). **Áreas Úmidas – Convenção de Ramsar**. Brasília. 2017.

Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/biodiversidade/biodiversidade-aquatica/zonas-umidas-convencao-de-ramsar>>. Acessado em 15/06/2017

National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA). **Guidance Note N04750-GN1344 Revision Nº 3: Environment plan content requirements**. Perth, Western Australia. 2016. Disponível em: <<https://www.nopsema.gov.au/assets/Guidance-notes/A339814.pdf>>. Acessado em: 06/04/2017

Norwegian Petroleum Directorate (NPD). **Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf 2016**. Stavanger, Noruega. 2016. Disponível em: <<http://www.npd.no/en/Publications/Resource-Reports/>>. Acessado em: 22/04/2017

Noruega. **Act 29 November 1996 No. 72**. Oslo, Noruega. 1996. Disponível em: <<http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/#3-1>>. Acessado em: 29/04/2017

Noruega. **Royal Decree 27 June 1997**. Oslo, Noruega. 1997. Disponível em: <<http://www.npd.no/en/Regulations/Regulations/Petroleum-activities/#6b>>. Acessado em: 29/04/2017

Norwegian Environmental Agency (NEA). **Guidelines for Environmental Monitoring of Petroleum Activities on the Norwegian Continental Shelf**. Oslo, Noruega. 2015.

Disponível em: <<http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M408/M408.pdf>>. Acessado em: 06/04/2017

ROCHA, Luiz Alberto Santos; AZEVEDO, Cecilia Toledo de. **Projetos de Poços de Petróleo**. 1. ed. Rio de Janeiro: INTERCIÊNCIA: PETROBRAS, 2007

SÁNCHEZ, Luiz Enrique. **Avaliação de Impacto Ambiental: Conceitos e Métodos**. 2. ed. São Paulo: Oficina de Textos. 2013.

SCHAFFEL, Silvia Blajberg. **A Questão Ambiental na Etapa de Perfuração de Poços Marítimos de Óleo e Gás no Brasil**. Tese (Mestrado). Programa de Planejamento Energético, Coppe/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ. 2002. Disponível em: <<http://ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/schaffelsb.pdf>>. Acessado em: 30/07/2016

SEIXAS, Jairo Ezequiel. **Aditivação de Fluidos de Perfuração**. Trabalho (Conclusão de Curso). Graduação em Engenharia do Petróleo. Escola de Engenharia. Departamento de Engenharia Química e de Petróleo. Universidade Federal Fluminense. Niterói, RJ. 2010.

Disponível em:

<<http://www.repositorio.uff.br/jspui/bitstream/1/955/1/Jairo%20Ezequiel%20de%20Seixas.pdf>>. Acessado em: 30/07/2016

THOMAS, José Eduardo et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: INTERCIÊNCIA: PETROBRAS, 2004

TORRES, Ronaldo Chaves. **O Licenciamento Ambiental no Segmento de Exploração e Produção Offshore de Petróleo no Brasil (Conceitos, Definições, Competências e Diagnóstico dos Processos Licenciatórios)**. Dissertação (Mestrado). Curso de Mestrado em Sistemas de Gestão, Latec/UFF. Niterói, RJ. 2004.

TEIXEIRA, Izabella Mônica Vieira. **O Uso da Avaliação Ambiental Estratégica no Planejamento da Oferta de Blocos para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil: Uma Proposta**. Tese (Doutorado). Programa de Planejamento Energético, Coppe/UFRJ. Rio de Janeiro, RJ. 2008.

Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/imvieira2.pdf>>. Acessado em: 30/07/2016

Wood Mackenzie Limited. **Australia upstream summary**. Edinburgh, UK. 2016. Disponível em: <<https://my.woodmac.com/web/woodmac>>. Acessado em: 04/11/2016

Wood Mackenzie Limited. **Norway upstream summary**. Edinburgh, UK. 2016. Disponível em: <<https://my.woodmac.com/web/woodmac>> Acessado em: 04/11/2016

Wood Mackenzie Limited. **Country Overview: US GoM deepwater upstream summary**. Edinburgh, UK. 2016. Disponível em: <<https://my.woodmac.com/web/woodmac>>. Acessado em: 04/11/2016

Wood Mackenzie Limited. **Upstream Data Tool**. Edinburgh, UK. 2016. Disponível em: <<https://my.woodmac.com/web/woodmac/data-tools>>. Acessado em: 04/11/20

