



Universidade Federal do Rio de Janeiro

Escola Politécnica & Escola de Química

Programa de Engenharia Ambiental

Patrícia Maggi

LICENCIAMENTO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES DE E&P:
Integração da segurança ambiental no processo de avaliação

Rio de Janeiro

2014



Patrícia Maggi

LICENCIAMENTO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES DE E&P:
Integração da segurança ambiental no processo de avaliação

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: Professora Cláudia Rosário do Vaz Morgado, D.Sc.

Rio de Janeiro

2014

Maggi, Patricia.

LICENCIAMENTO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES DE E&P:
Integração da segurança ambiental no processo de avaliação /
Patrícia Maggi. – 2014.
129 f.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro,
Escola Politécnica e Escola de Química, Programa de Engenharia
Ambiental, Rio de Janeiro, 2014.

Orientador: Cláudia Rosário do Vaz Morgado

1. Licenciamento Ambiental. 2. Atividades de E&P. 3. Avaliação de
Riscos. 4. Segurança Ambiental. I. Morgado, Cláudia. II. Universidade
Federal do Rio de Janeiro. Escola Politécnica e Escola de Química. III.
Título.



LICENCIAMENTO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES DE E&P:
Integração da segurança ambiental no processo de avaliação

Patrícia Maggi

Claudia Rosário do Vaz Morgado

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.

Aprovado pela Banca:

Presidente, Prof. Claudia Rosário do Vaz Morgado, D.Sc, UFRJ

Prof. Maria Antonieta Peixoto Gimenes Couto, D.Sc, UFRJ

Prof. Miguel Luiz Ribeiro Ferreira, D.Sc, UFF

Prof. Suzana Borschiver, D.Sc, UFRJ

Rio de Janeiro
2014

DEDICATÓRIA

Ao meu anjo Ri e ao meu eterno companheirinho Bolinha

AGRADECIMENTOS

Ao meu marido, companheiro e maior incentivador Ricardo, só nós dois sabemos que sem ele esse trabalho não seria realizado.

Aos meus pais, que me ensinaram que o melhor caminho é o do estudo.

Aos meus queridos colegas “temporários” e amigos de uma vida, Luís Cláudio e Teresa. Ao lado de vocês que tudo começou.

Aos meus gatinhos Bolinha, Talita e Amélie e depois Pinot, pela grande companhia que me fizeram durante as horas solitárias de pesquisa e escrita.

À minha orientadora Cláudia, que apesar de ocupada, se fez presente, e me guiou nesse caminho árduo do mestrado.

À UFRJ, a quem devo toda a minha formação acadêmica.

Ao meu antigo coordenador Guto, pela amizade e incentivo.

Ao meu atual coordenador João Carlos, pela tolerância e paciência.

Ao IBAMA, pelo apoio institucional.

*“O que prevemos raramente ocorre;
o que menos esperamos geralmente acontece.” (Benjamin Disraeli)*

*“Prudência é saber distinguir as coisas desejáveis
das que convém evitar” (Cícero)*

RESUMO

MAGGI, Patricia. Licenciamento Ambiental das Atividades de E&P: Integração da segurança ambiental no processo de avaliação. Rio de Janeiro, 2014. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Dentro de um Estudo de Impacto Ambiental, não só os impactos de um projeto devem ser avaliados, mas também seus riscos ambientais. Com relação aos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo no Brasil, onde não há concentrações humanas próximas, a quantificação dos riscos ao meio ambiente é mais difícil e torna-se muitas vezes subjetiva. Esta dissertação tem como objetivo principal avaliar a contribuição do processo de licenciamento ambiental na segurança ambiental das atividades marítimas de Exploração e Produção de óleo e Gás Natural no Brasil e propor mudanças no sistema de licenciamento destas atividades de forma a potencializar sua contribuição. Para isso foi avaliada a relação do licenciamento ambiental com a quantidade de vazamentos de óleo registrados pelas plataformas, além da contribuição do modelo de avaliação de riscos ambientais usado no licenciamento para o sistema de gerenciamento de riscos destas atividades. Essas avaliações permitiram concluir que o licenciamento ambiental não cumpre o importante papel na contribuição para a melhoria da segurança ambiental das atividades de E&P.

Palavras-chave: licenciamento ambiental, risco ambiental, petróleo

ABSTRACT

MAGGI, Patricia. E&P Activities Licensing: Integrating environmental safety to the assessment process. Rio de Janeiro, 2014. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

The environmental impact statements should consider both impacts and risks to the environment regarding an individual project. In Brazil, concerning oil and gas offshore exploration and production activities (E&P), the risk quantification is quite difficult and subjective. The main objective of this research is to assess the contribution of the brazilian permit process to the E&P environmental safety. So it was analysed the relationship between licensing process and E&P performance in terms of oil spills as well as the influence of the risk assessment model to the E&P risk management system. The conclusion is that the licensing process in Brazil, in spite of its importance, is limited to enhance the E&P environmental safety.

Keyword: licensing, environmental risk, oil industry

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	6
1.1	JUSTIFICATIVA.....	6
1.2	OBJETIVO.....	7
1.3	METODOLOGIA.....	7
1.4	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	8
2	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO/ACIDENTES/EFEITOS.....	10
2.1	PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO.....	10
2.2	ACIDENTES NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO.....	17
2.2.1	Custos dos Vazamentos.....	24
2.2.2	Deepwater Horizon.....	25
2.2.3	Acidentes no Brasil.....	28
2.2.4	Comunicados de Incidentes das Atividades de E&P Offshore.....	29
2.3	EFEITOS DO ÓLEO NO MEIO AMBIENTE MARINHO.....	30
2.3.1	Caracterização do Óleo.....	30
2.3.2	Processos de Intemperização do Óleo.....	32
2.3.3	Impactos Ambientais do Óleo.....	36
3	REGULAÇÃO NA INDÚSTRIA DE E&P.....	42
3.1	REGULAÇÃO DA CONCESSÃO DE ÁREAS.....	42
3.1.1	Aprimoramentos do Marco Regulatório de Concessão no Brasil.....	43
3.1.2	Noruega: um caso de boa prática de regulação.....	45
3.2	REGULAÇÃO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES MARÍTIMAS DE E&P NO BRASIL.....	48
3.2.1	Licenciamento ambiental.....	48
3.2.2	Gerenciamento da Segurança Operacional.....	53
4	AVALIAÇÃO E GERENCIAMENTO DE RISCOS.....	55

4.1	CONCEITO DE RISCO.....	55
4.2	AVALIAÇÃO DE RISCOS.....	57
4.2.1	Avaliação Preliminar de Perigos.....	62
4.2.2	Árvore de Falhas.....	67
4.2.3	Árvore de Eventos.....	68
4.3	AVALIAÇÃO DE RISCOS <i>OFFSHORE</i>	70
5	ANÁLISE CRÍTICA DO SISTEMA DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL.....	73
5.1	SISTEMA DE MONITORAMENTO E ANÁLISE DOS INCIDENTES.....	73
5.2	ANÁLISE DOS ESTUDOS DE AVALIAÇÃO DE RISCOS.....	82
5.2.1	Histórico da Avaliação de Riscos dentro do licenciamento de E&P	84
5.2.2	Metodologia de Cálculo de Risco Ambiental proposta pelo IBAMA.....	89
5.3	AVALIAÇÃO DOS ESTUDOS AMBIENTAIS.....	93
5.4	PROPOSTA DE MUDANÇAS NO PROCESSO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL.....	98
6	CONCLUSÃO.....	103
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	106
	ANEXO I – Termo de Referência 2003.....	117
	ANEXO II – Termo de Referência 2011.....	119
	APÊNDICE A – Plataformas de Produção que registraram incidentes no período de 2010 a 2013.....	124
	APÊNDICE B – Comparativo entre Termos de Referência emitidos em 2003 e 2011.....	127
	APÊNDICE C - Relação dos processos de licenciamento avaliados em relação à Avaliação de Riscos.....	129

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da Produção de Petróleo no Brasil.....	15
Figura 2 - Evolução do número de plataformas produzindo em águas brasileiras.....	17
Figura 3 – Número de Vazamentos por Faixa de Volume.....	20
Figura 4 – Volume total vazado por faixa de volume.....	21
Figura 5 – Custo médio (em USD) das ações de limpeza, por tonelada de óleo derramado, em diferentes partes do mundo.....	25
Figura 6 – Exemplos de alguns compostos usuais do óleo cru.....	31
Figura 7 - Importância relativa dos processos de intemperização do óleo.....	33
Figura 8 - Diagrama esquemático dos processos de intemperização de óleo no mar.....	34
Figura 9 - Ilustração do impacto ambiental de uma liberação de óleo e subsequente recuperação do estado de um sistema ambiental atingido.....	36
Figura 10 - Tempo de recuperação de ambientes litorâneos	38
Figura 11 - Fluxograma do Processo de Licenciamento Ambiental das Atividades de E&P marítimas.....	52
Figura 12 – Esquema básico de uma Avaliação de Riscos.....	60
Figura 13 – Principais Etapas de Aplicação da APP.....	63
Figura 14 – Exemplo de Planilha de APP.....	64
Figura 15 – Exemplo básico de Árvore de Falha.....	68
Figura 16 – Exemplo de Árvore de Eventos	69
Figura 17 – Número de Vazamentos de Óleo Cru por Faixa de Volume no Brasil	76
Figura 18 – Volume total vazado de Óleo Cru por faixa de volume no Brasil.....	77
Figura 19 – Taxa de Risco por faixa de volume – Dados Mundiais	78
Figura 20 – Taxa de Risco por faixa de volume – Dados do Brasil	79
Figura 21 – Unidades que registraram incidentes em relação ao licenciamento.....	81
Figura 22 – Evolução do Termo de Referência em relação à Avaliação e Gerenciamento de Riscos	89
Figura 23 – Componentes para o Cálculo do Risco Ambiental.....	90
Figura 24 – Esquema de proposta de alteração do sistema de licenciamento das atividades de E&P Marítimas.....	99

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Relevância dos processos de intemperização de vários tipos de óleo.....	34
Quadro 2 – Práticas de Gestão do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional..	53
Quadro 3 – Limitações de um Estudo de Risco.....	60
Quadro 4 – Classificação das Consequências Indesejadas.....	61
Quadro 5 – Exemplo de categorias de frequência.....	66
Quadro 6 – Exemplo de categorias de severidade.....	66
Quadro 7 – Exemplo de Matriz de Riscos.....	66
Quadro 8 – Visão geral da aplicação da Análise Quantitativa de Riscos em países europeus.....	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resumo das Descobertas Mundiais de Petróleo (provadas e prováveis).....	11
Tabela 2 - Produção Mundial de Petróleo Onshore/ <i>Offshore</i> no ano de 2005.....	12
Tabela 3 – Distribuição dos vazamentos de óleo na indústria de E&P offshore por volume.....	20
Tabela 4 - Os 20 maiores acidentes ocorridos no mundo envolvendo vazamento de óleo.....	22
Tabela 5 – Número de ocorrências por tipo de substância.....	75
Tabela 6 – Número de ocorrências de vazamento de óleo cru por faixa de volume.....	75
Tabela 7 – Tabela 7 – Cinco empreendimentos que apresentaram maior número de registros de incidentes de poluição entre os anos de 2010 e 2013.....	80
Tabela 8 – Resumo da Análise dos Estudos de Avaliação dos Riscos das Plataformas.....	95

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 JUSTIFICATIVA

O petróleo é hoje a principal fonte energética mundial. Quase 40% da energia primária consumida mundialmente é proveniente do petróleo, e é esperado que o petróleo continue sendo a principal matriz energética até pelo menos 2035. Atualmente os maiores campos produtores de petróleo são terrestres, mas a maior parte de novas reservas descobertas são em campos marítimos. A descoberta de campos em água marítimas cada vez mais profundas, impõe desafios não só à sua prospecção, mas também no controle de riscos da atividade. No Brasil, praticamente 90% do petróleo produzido é de origem *offshore*, em uma produção grandemente concentrada em água consideradas profundas e ultra profundas.

A exploração e produção de petróleo e gás se enquadra como atividade efetiva e potencialmente poluidora, e por isso estão sujeitas ao licenciamento ambiental, como definido na Lei N°6938 (Política Nacional de Meio Ambiente), de 31 de agosto de 1981, que instituiu como instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente a avaliação de impactos ambientais e o licenciamento destas atividades. A fim de regulamentar os aspectos do licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional de Meio Ambiente, foi instituída a Resolução CONAMA N 237, de 19 de dezembro de 1997.

Dentro de um Estudo de Impacto Ambiental, não só os impactos de um projeto devem ser avaliados, mas também seus riscos ambientais. No caso de empreendimentos marítimos, caso da maior parte da exploração e produção de petróleo no país, onde não há concentrações humanas próximas, a quantificação dos riscos ao meio ambiente é mais difícil e torna-se muitas vezes subjetiva. Daí a necessidade de se estabelecer e aprimorar metodologias de análise de risco aplicáveis a estes ambientes, cujos critérios de avaliação sejam mais transparentes, reprodutíveis e representativos.

O histórico de acidentes nas atividades de exploração e produção de petróleo, mostram que os riscos associadas a elas são inegáveis e podem ter consequências catastróficas. Mais recentemente, o acidente ocorrido em 2011 no Golfo do México, no poço de Macondo,

mostrou que os investimentos em segurança operacional e ambiental não devem ficar atrás dos investimentos em tecnologias para exploração do petróleo.

Como um dos instrumentos da Política Nacional de Meio, o licenciamento ambiental tem um papel importante na avaliação e mitigação dos riscos ambientais das atividades, e consequentemente na segurança ambiental das atividades.

1.2 OBJETIVO

Esta dissertação tem como objetivo principal avaliar a contribuição do processo de licenciamento ambiental na segurança ambiental das atividades marítimas de Exploração e Produção de óleo e gás natural no Brasil, e propor mudanças no sistema de licenciamento destas atividades de forma a potencializar sua contribuição.

Para isso foram estabelecidos três objetivos específicos:

- Avaliar a influência do licenciamento no número de vazamentos registrados.
- Avaliar se o modelo de avaliação de riscos utilizado no licenciamento contribuiu para melhorias no gerenciamento de riscos destas atividades.
- Propor mudanças no sistema de licenciamento ambiental

Nesta dissertação, optou-se por estudar somente os processos de licenciamento das atividades de produção de óleo e gás marítimas, por serem atividades com maior variabilidade de projetos e consideradas de longa duração. As atividades de perfuração de poços não foram incluídas, pois a maioria das atividades têm a duração de poucos meses.

1.3 METODOLOGIA

A metodologia de pesquisa adotada para atingir os objetivos desse trabalho foi baseada em documentação indireta (Lakatos, 2012) sob o caráter descritivo e exploratório, a partir dos seguintes procedimentos:

- Pesquisa Bibliográfica: levantamento da principal bibliografia publicada em forma de artigos científicos, dissertações de mestrado e teses de doutorado, além de livros, a partir das bases da Science Direct, do Portal de Periódicos da UFRJ e Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações (BDTD);
- Pesquisa Documental: levantamento de dados primários tais como fontes estatísticas envolvendo os acidentes de vazamento de óleo, compiladas pelo órgão ambiental federal brasileiro (IBAMA), e informações sobre processos de licenciamento e termos de referência para elaboração de estudos ambientais, além dos próprios estudos de impacto ambiental.

A análise do sistema de licenciamento ambiental e seu papel na segurança ambiental das atividades de E&P foi realizada em duas etapas: i) a primeira consiste em tentar correlacionar os comunicados de incidentes de poluição recebidos pelo Ibama (apresentados no Capítulo 2) com os processos de licenciamento e a existência de estudos de avaliação de riscos; ii) a segunda etapa consiste na avaliação dos estudos de avaliação de riscos ambientais apresentados no processo de licenciamento das atividades, e se deles ocorreram proposições concretas de medidas de redução dos riscos das atividades.

Optou-se por estudar somente os processos de licenciamento das atividades de produção de óleo e gás marítimas, por serem atividades com maior variabilidade de projetos e consideradas de longa duração. As atividades de perfuração de poços não foram incluídas, pois muitos das atividades têm a duração de poucos meses.

Para analisar os estudos de avaliação de riscos ambientais, primeiro procedeu-se à uma análise dos termos de referência emitidos, pois essa é uma forma de se avaliar as mudanças na exigência de conteúdo para os estudos ambientais. A partir da análise dos termos de referência, iniciou-se a análise dos estudos de análise de riscos elaborados pelas empresas. Foram também analisados os pareceres técnicos emitidos pelo órgão ambiental. O parecer técnico é um documento que contém a avaliação do estudo feita pelo órgão ambiental, onde são indicadas eventuais discordâncias, solicitações de informação adicionais e/ou alterações do estudo.

Foi feita uma comparação entre os Termos de Referência para se detectar alterações no que é solicitado que seja abordado dentro dos estudos ambientais., ou seja, se ao longo dos anos sempre foi solicitado o mesmo, ou se houve alterações ao longo do tempo.

Foram analisados todos os Termos de Referência para as atividades marítimas de produção de petróleo e gás emitidos a partir de 2002, o que corresponde à um universo de 93 TRs. Cabe ressaltar, que alguns destes TRs não resultaram em um estudo ambiental, uma vez que as empresas desistiram de levar adiante o processo de licenciamento.

Depois de avaliados os TRs, partiu-se para a análise dos estudos decorrentes destes TRs. Procurou-se selecionar estudos de tipologias similares, e em regiões também similares. Apesar da grande maioria dos empreendimentos de produção de petróleo marítima no Brasil ser conduzida pela Petrobras, buscou-se a inclusão de empreendimentos de outras empresas. Foram selecionados 14 estudos ambientais, o que corresponde a aproximadamente a 30% dos estudos realizados para unidades de produção no Brasil. O Apêndice 3 apresenta os estudos selecionados e que foram avaliados.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo introdutório, esta dissertação apresenta mais 5 capítulos organizados da seguinte maneira:

- Capítulo 2 – é contextualizada a produção de petróleo no mundo e no Brasil, os acidentes associados às atividades de exploração e produção, em especial às estatísticas do Brasil, e por fim os custos dos vazamentos e os potenciais impactos ao meio ambiente;
- Capítulo 3 – descreve-se como a indústria do petróleo é regulada no Brasil desde a concessão dos blocos exploratórios até a autorização de empreendimentos, considerando os aspectos de segurança operacional e, especialmente, licenciamento ambiental;

- Capítulo 4 – discute-se conceitos e definições para risco e a sua avaliação, incluindo as principais técnicas de análise;
- Capítulo 5 – analisa-se criticamente o sistema de licenciamento ambiental e seu papel na segurança ambiental das atividades marítimas de E&P propondo-se, ao final, algumas contribuições de melhorias;
- Capítulo 6 – considerações finais e conclusão.

CAPÍTULO 2 – PRODUÇÃO/ACIDENTES/EFEITO

2.1 PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO

O uso de combustíveis fósseis para geração de energia é anterior até mesmo à história registrada. O carvão já era utilizado por civilizações antigas para geração de calor. A exploração de petróleo, de forma comercial, começou no séc. XIX sendo inicialmente utilizado como substituto de óleos animais para uso em lâmpadas. Mas é a partir da Revolução Industrial que o uso de combustíveis fósseis se tornou intensivo, primeiramente com o carvão, e a partir do séc. XX com o petróleo. Apesar de estarem diretamente associados ao efeito estufa e a decorrente mudança climática do planeta, a demanda por combustíveis fósseis está prevista de aumentar nos próximos 50 anos. (EWG, 2007)

O petróleo no estado líquido é uma substância oleosa e inflamável, constituído basicamente por uma mistura de compostos químicos orgânicos, principalmente hidrocarbonetos, além de outros elementos como nitrogênio, enxofre e oxigênio, em menores porcentagens. O petróleo tem sua origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos e necessita de determinadas condições geológicas que garantam sua formação e seu armazenamento em rochas-reservatório, formando jazidas que se localizam em bacias sedimentares. (THOMAS, 2004)

O gás natural, por sua vez, é composto de uma mistura de hidrocarbonetos leves, sendo equivalente à porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução em óleo nas condições originais de reservatório, e que permanece no estado gasoso em condições padrões de temperatura e pressão. A produção de óleo e gás natural ocorre na maioria das vezes em conjunto, ou com tecnologias e instalações congêneres. (THOMAS, 2004)

Em termos globais, o petróleo é hoje a principal fonte energética. Em 2008, cerca de 35% da energia primária consumida mundialmente foi proveniente do petróleo, vindo depois o carvão com 25% e o gás natural com 21%. (IEA, 2011)

O pico mundial de descoberta de reservas de petróleo ocorreu na década de 60 do século passado. Como obviamente o óleo só é produzido após sua descoberta, o pico de produção é

esperado após o pico de descobertas. Existem fortes evidências de que o a produção de petróleo está perto do seu pico, ou mesmo que este já teria sido atingido. A própria IEA com suas tendências otimistas em relação ao mercado de petróleo admite que o pico de produção mundial de petróleo estaria próximo. (ALEKLETT et al., 2010)

No Brasil, as bacias sedimentares marginais, localizadas no litoral e na plataforma continental, são as que possuem condições mais favoráveis à ocorrência do petróleo e do gás natural (MILANI, BRANDÃO, ZÁLAN, & GAMBOA, 2000).

Segundo dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2013a), as reservas provadas do Brasil ao final de 2011 totalizaram 25,9 bilhões de barris, dos quais 24,3 bilhões (93,8%) se localizam no mar (campos offshore) e o restante localiza-se em campos terrestres (tabela 1). Comparado com os dados de 2001, as reservas que eram de aproximadamente 12,9 bilhões de barris, dobraram em uma década.

As reservas offshore situam-se, basicamente, em estados da região Sudeste: Rio de Janeiro (bacias de Campos e Santos) conta com 83% e Espírito Santo, com 9% do total de reservas provadas. A participação dos demais estados é marginal.

Existe, hoje, uma enorme discrepância entre a quantidade de óleo produzido e novas descobertas, ou seja, as reservas que estão sendo descobertas hoje não seriam suficientes para suprir a demanda futura. Contudo, apesar deste cenário de queda de produção, é esperado que o petróleo continue sendo a principal matriz energética mundial até pelo menos 2035. (IEA, 2011) (EWG , 2008)

Na última década, as principais descobertas de reservas de petróleo encontram-se em águas oceânicas profundas, na região conhecida como *offshore*. (EWG, 2007)

Tabela 1 - Resumo das Descobertas Mundiais de Petróleo (provadas e prováveis)

Período	Média da Descoberta de Novas Reservas (bilhões de barris/ano)	
	Onshore	Offshore
2004/2005	7	5

2002/2003	5	8
2000/2001	7	10
1990/1999	8	7.1
1980/1989	14	6.9
1970-1979	24	14.8
1960/1969	42	13.4
1950/1959	31	1.2
1940/1949	26	0.3

Fonte: (EWG, 2007)

Os quatro maiores campos produtores de petróleo encontram-se em terra, mas desses 3 já estão em declínio, Cantarell no México, Daquin na China e Burgan no Kuwait. Com isso, cada vez mais a importância da produção *offshore* de petróleo se acentua.

Tabela 2 - Produção Mundial de Petróleo Onshore/*Offshore* no ano de 2005

Região	Onshore (bilhões barris/ano)	Offshore (bilhões barris/ano)
Canadá	0,89	0,12
EUA	1,93	0,59
México	0,36	1,00
Noruega	0	1,13
Reino Unido	0,01	0,70
Austrália	0,02	0,17
Rússia	3,4	0,13
Azerbaijão	0,01	0,15
Kazaquistão	0,47	0
China	1,1	0,22

Sul da Ásia	0,11	0,16
Leste da Ásia	0,3	0,65
Indonésia	0,27	0,11
Brasil	0,075	0,55
Venezuela	1,17	0
Kuwait	0,96	0
Irã	1,19	0,24
Iraque	0,67	0
Arábia Saudita	2,85	0,86
UAE	0,46	0,45
Argelia	0,72	0
Angola	0,01	0,45
Líbia	0,61	0,02
Nigéria	0,39	0,52
Mundial	19,94	9,15

Fonte: (EWG, 2007)

Aproximadamente 31% do petróleo produzido no mundo tem origem *offshore*, e essa proporção tende a aumentar com o declínio dos grandes campos terrestres e as novas descobertas na região oceânica. Em alguns países, a contribuição do petróleo *offshore* tem ainda mais importância, como nos casos da Noruega, o país com a maior produção mundial *offshore* (100% produção *offshore*), o México (em torno de 73%), Austrália (90%), Angola (98%), Nigéria (57%) e o Brasil (88%). A Arábia Saudita, o maior produtor mundial de petróleo, é também um dos maiores produtores *offshore*, apesar desta contribuição representar menos de 25% do total produzido pelo país. (IEA, 2011) (EWG, 2007)

A exploração comercial de petróleo no Brasil teve início em 1941 no campo terrestre de Candeias no estado da Bahia., contudo em uma escala muito pequena. Em 1953, foi instituído

o monopólio da União através da criação da Petrobras. Em 1969, a Petrobras descobriu o primeiro campo *offshore*, no estado de Sergipe, contudo foi em 1974 que a Petrobras descobriu a Bacia de Campos, bacia marítima com a maior produção de petróleo no Brasil. No início dos anos 2000, a Petrobras descobriu e iniciou a exploração de grandes campos, conhecidos como campos gigantes, como os campos de Marlim Sul e Albacora, o que levou o Brasil a uma suposta auto-suficiência de petróleo. (ref:???????)

Em 2011, o Brasil produziu 768 milhões de barris de petróleo, sendo que cerca de 91% desse total é de origem *offshore*. Houve um incremento de 70% da produção total de petróleo em relação ao ano 2000, contudo o incremento da produção *offshore* foi de cerca de 88%. Ou seja, ao passo que a produção marítima de petróleo cresce no país, a produção terrestre está em declínio com seus campos já maduros e sem novas descobertas. (ANP, 2013a)

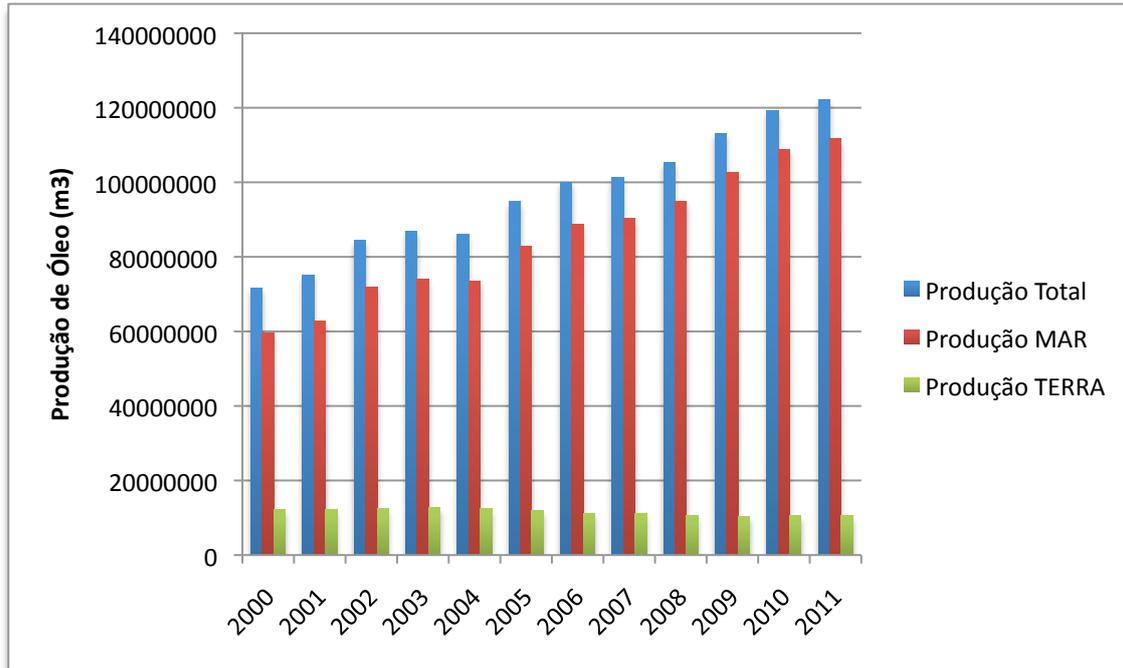


Figura 1 – Evolução da Produção de Petróleo no Brasil

Fonte: (ANP, 2013a)

Com a depleção dos campos terrestres, e as recentes descobertas dos reservatórios da camada pré-sal, a proporção da contribuição offshore deve aumentar, podendo chegar mesmo a totalidade do petróleo produzido comercialmente no Brasil.

As maiores descobertas de petróleo, no Brasil, foram feitas recentemente pela Petrobras na camada pré-sal localizada entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo. Os primeiros resultados indicam volumes muito expressivos, só a acumulação de Tupi, na Bacia de Santos, tem volumes recuperáveis estimados entre 5 e 8 bilhões de barris de óleo equivalente (óleo mais gás). Já o poço de Guará, também na Bacia de Santos, tem volumes de 1,1 a 2 bilhões de barris de petróleo leve e gás natural.

De maneira geral, a indústria do petróleo pode ser dividida em dois segmentos: o primeiro conhecido como *upstream*, onde estão incluídas as atividades de exploração e produção de petróleo e gás; e outro chamado *downstream*, destinado às atividades de refino, distribuição e comercialização. As atividades de E&P, por sua vez, são divididas em:

1) Exploração: etapa em que são realizadas pesquisas geológicas e geofísicas para identificar estruturas em subsuperfície capazes de acumular petróleo. Nesta etapa, são usados

navios sísmicos e embarcações de apoio que aplicam métodos de sísmica de reflexão, com levantamentos que podem perdurar por diferentes períodos e se desenvolver em áreas bastante extensas.

2) Perfuração: corresponde ao único método de investigação capaz de confirmar e quantificar diretamente o potencial da estrutura geológica portadora de hidrocarboneto. A perfuração é realizada com sondas que utilizam o método rotativo, em que as rochas são perfuradas pela ação da rotação e do peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração. Os fragmentos da rocha são removidos continuamente, com auxílio de um fluido de perfuração, injetado para o interior da coluna de perfuração e que retorna à superfície. Nas operações realizadas offshore, tais sondas podem ser montadas sobre plataformas fixas, em sondas submersíveis ou em navios-sonda, dependendo da profundidade que se pretende perfurar.

3) Produção: uma vez delimitada a extensão da jazida, inicia-se a atividade de desenvolvimento do campo, com a localização dos poços produtores e do sistema de elevação e escoamento da produção. Em poços marítimos, a produção é escoada por linhas flexíveis até as plataformas de produção, cujos tipos variam em função de vários fatores como profundidade da lâmina d'água, forma de escoamento do óleo e armazenamento. (THOMAS, 2004)

Até fins de 2011, existiam no Brasil 86 campos marítimos produzindo petróleo e/ou gás natural. Neste período existem ainda 34 campos em fase de desenvolvimento, ou seja, campos que foram declarados comerciais, mas que ainda não começaram a produzir. (ANP, 2013a) Nesta fase as empresas podem optar pelo abandono do desenvolvimento do campo. É também durante essa fase que ocorre o licenciamento ambiental. É interessante observar que, mesmo após o fim do monopólio, há mais de uma década, somente 2 destes campos, Campo de Polvo e Campo de Peregrino, não têm participação da Petrobras.

Atualmente existem cerca de 140 plataformas associadas à produção de petróleo e gás operando em águas nacionais, sendo 60 somente na Bacia de Campos. Das 60 plataformas operando na Bacia de Campos, 6 delas iniciaram suas atividades no ano de 2011.

Considerando a fase de exploração, em agosto de 2012, existiam 210 poços de petróleo e/ou gás natural sendo perfurados em águas brasileiras. Para a perfuração desses poços foram utilizadas em torno de 46 sondas.

Isso quer dizer que existiam em torno de 186 unidades marítimas, entre sondas de perfuração e plataformas de produção, operando simultaneamente no Brasil no ano de 2012.

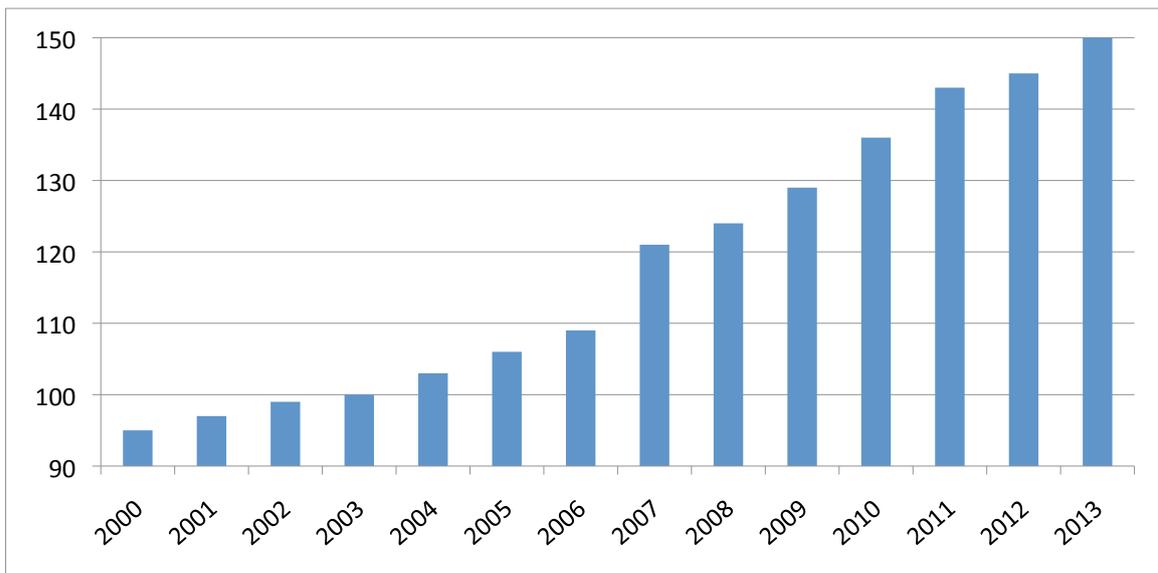


Figura 2 - Evolução do número de plataformas produzindo em águas brasileiras

2.2 ACIDENTES NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

Incidentes de poluição por óleo ocorrem desde o início das atividades de exploração, produção, transporte, refino e distribuição de petróleo e derivados. No entanto, na década de 60, com a intensificação do comércio internacional e o incremento do transporte por navios, os desastres marítimos ganharam evidência devido a magnitude e severidade das conseqüências socioeconômicas e ambientais, bem como os enormes prejuízos financeiros associados. (OGP, 2012)

Esta seção do capítulo visa mostrar, mediante dados sobre acidentes com vazamento de óleo, a importância da elaboração de avaliações de riscos ambientais, e não somente avaliações de risco tecnológicas ou com foco na segurança do trabalho. Tão pouca atenção é dada às conseqüências ambientais de um acidente na indústria de petróleo, que observa-se que a

maioria dos bancos de dados de acidentes traz informações sobre fatalidades e perdas econômicas, mas informações sobre o impacto no meio ambiente são, na maioria das vezes, incompletas ou inexistentes.

Vanem (2006), ao analisar os critérios usualmente adotados nas avaliações de risco dos navios apresentados à IMO, observou que todos os estudos têm seu foco na segurança humana, inexistindo um critério de aceitabilidade para os riscos ambientais associados à uma atividade global tal como o transporte marítimo.

A dificuldade em se aplicar tal critério reside no fato que, enquanto a consequência da perda de uma vida humana seja a mesma independente do local do acidente, as consequências ambientais são altamente dependentes de onde e quando o acidente venha a ocorrer. (VANEM, ENDRESEN, & SKJONG, 2008)

A poluição marinha por hidrocarbonetos pode também ser provocada por circunstâncias naturais, tais como as exsudações no fundo do mar. De fato, na década de 1990 foram lançados ao mar anualmente uma média de cerca de 1,3 milhões de toneladas de óleo (em seus mais diversos derivados) sendo quase metade de origem natural e quase 40% com origem antropogênica nos continentes (efluentes oriundos de fábricas, oficinas de automóveis, postos de gasolina, etc que são transportados para as linhas de água, rios, e finalmente para o mar). O restante, cerca de 15%, refere-se basicamente à indústria do petróleo, sobretudo a de transporte por navios petroleiros. (NRC, 2003)

O problema da poluição marinha por hidrocarbonetos ganhou maior expressão a partir dos anos 30, devido à conversão dos navios equipados com caldeiras a carvão, que passaram a queimar produtos do petróleo. A produção mundial de petróleo aumentou de cerca de 300 milhões de toneladas antes da Segunda Guerra Mundial, para cerca de 3.000 milhões de toneladas em 1979. Em 1995 a produção mundial era de 3.250 milhões de toneladas.

O transporte marítimo acompanhou a produção mundial, tendo assim evoluído de 792 milhões de toneladas em 1955 até 2050 milhões de toneladas em 1995. Em 1997, 25 % da energia mundial consumida era proveniente do petróleo.

Um exame detalhado das estatísticas de derramamentos de óleo no mar a partir de navios mostra-nos que, historicamente, a maioria é de pequeno inventário vazado e proveniente de operações rotineiras dentro de portos, durante as operações de carga, descarga e lavagens de tanques. No entanto, poucos vazamentos respondem por grandes quantidades liberadas por acidentes causados por abalroamentos, encalhes ou explosões.

Em comparação com a exploração terrestre, a exploração e produção de óleo offshore são atividades relativamente novas e a sua introdução em larga escala introduziu outros riscos para o ambiente marinho. Por outro lado, por serem operações novas, isso também significa que as tecnologias e as regras aplicadas neste campo, são na maior parte, mais avançadas, eliminando assim uma grande fração do risco potencial. Como consequência, as operações normais de produção *offshore* em campos petrolíferos não resultam em descargas significativas de petróleo, ainda que os acidentes possam provocar extensos derrames, algumas vezes de difícil controle.

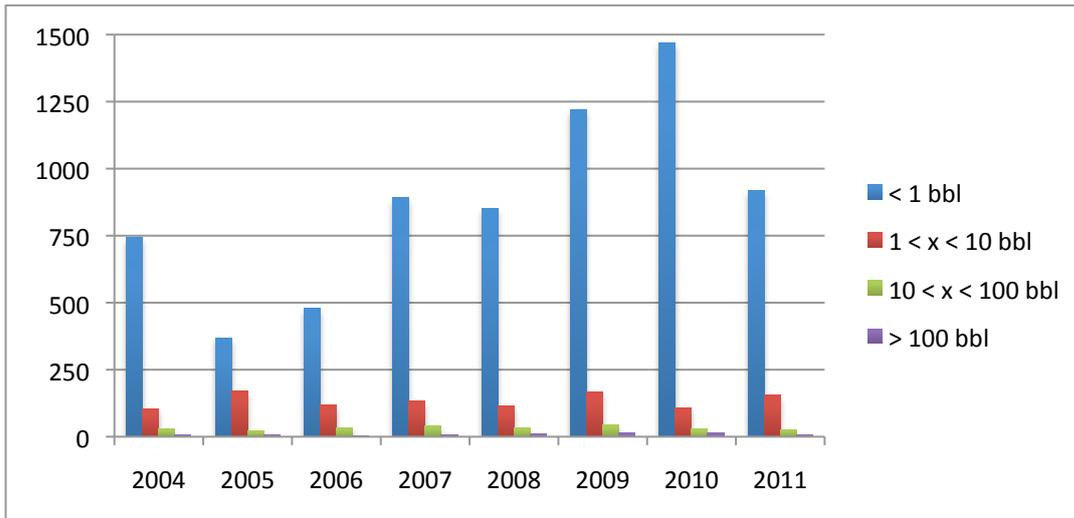
Tabela 3 – Distribuição dos vazamentos de óleo na indústria de E&P offshore por volume (em barris)

Ano		< 1 bbl	1 < x < 10 bbl	10 < x < 100 bbl	> 100 bbl
2004	n ^o	742	104	30	7
	vol. (t)	16	41	135	254
2005	n ^o	369	172	23	8
	vol. (t)	12	57	79	474
2006	n ^o	478	117	34	4
	vol. (t)	19	49	119	107
2007	n ^o	891	134	41	7
	vol. (t)	13	49	197	3.913
2008	n ^o	853	115	32	11
	vol. (t)	13	50	169	3.330
2009	n ^o	1.220	168	43	13
	vol. (t)	14	78	189	1611
2010*	n ^o	1.471	108	28	15
	vol. (t)	16	44	118	692
2011	n ^o	918	154	27	7
	vol. (t)	14	64	86	5.460

(OGP, 2012)

* Não está incluído o vazamento decorrente do acidente com a plataforma Deepwater Horizon.

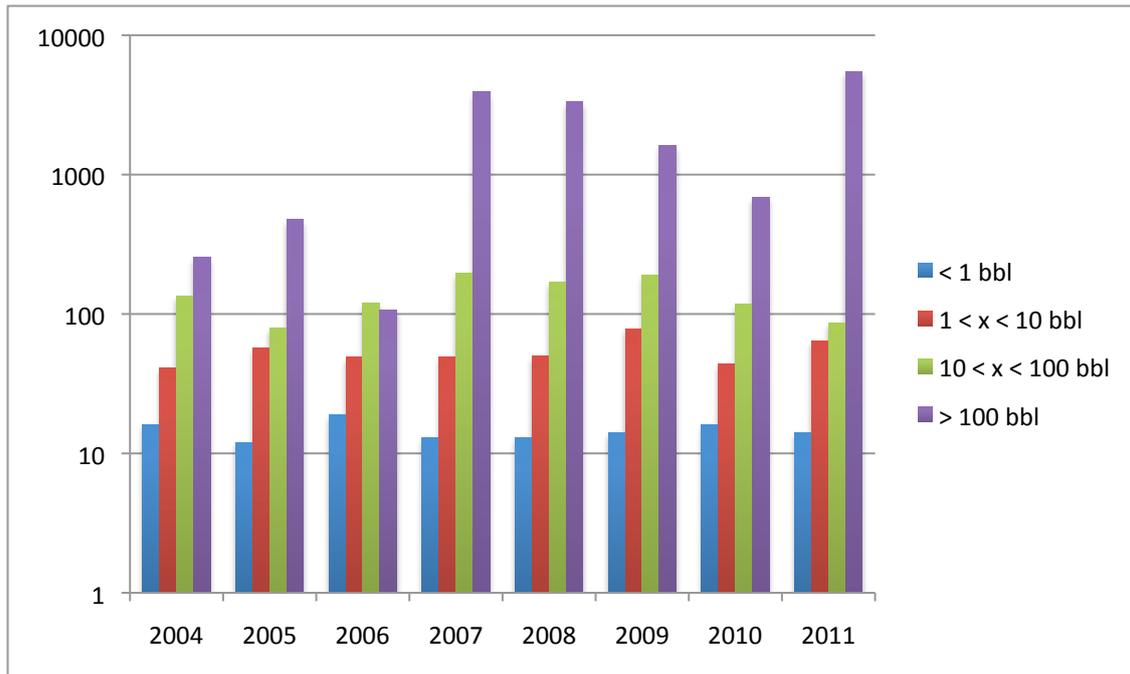
Da análise dos gráficos apresentados nas Figuras 3 e 4, percebe-se que a maioria dos vazamentos na indústria de exploração e produção de óleo são relativos a inventários pequenos, menores que 1 barril de petróleo. O número de vazamentos maiores que 100 barris é relativamente bem menor, contudo a contribuição de óleo vazado supera em muito o total vazado nas outras categorias de volume.



Elaboração Própria. (OGP,2012)

Figura 3 – Número de Vazamentos por Faixa de Volume

A partir de 2005, é possível notar a tendência de crescimento do número de vazamentos. Este aumento pode ser associado ao aumento da produção de óleo no mesmo período. Mesmo a taxa de vazamentos por quantidade de óleo produzido não ter se alterado de forma considerável, medidas para diminuir a ocorrência de vazamentos devem ser tomadas.



Elaboração Própria (OGP,2012)

Figura 4 – Volume total vazado por faixa de volume

De fato, os grandes derramamentos no mar envolvem enormes quantidades de óleo vazado, atingindo a ordem de algumas centenas de milhares de toneladas, e demandando vultosos recursos humanos e materiais para o controle do acidente e principalmente de suas conseqüências.

Dos grandes acidentes, alguns tiveram mais repercussão devido ao seu impacto no meio ambiente e atividades econômicas.

Em 1978, o afundamento do super-petroleiro *Amoco Cadiz* a 3 milhas da costa da Bretanha, na França, derramou 227 mil toneladas de óleo no mar atingindo cerca de 360 km de costa. O acidente envolveu 10 mil pessoas nas ações de resposta gerando 250 mil toneladas de resíduos oriundos das operações de recolhimento.

Em 1989, o encalhe do navio *Exxon Valdez* no Alasca derramou uma quantidade relativamente menor, cerca de 38,5 mil toneladas de óleo cru, não figurando na lista dos 20 maiores vazamentos, contudo o local do evento extremamente sensível do ponto de vista ambiental, bem como as circunstâncias das ações de combate, fazem deste acidente um clássico caso de estudo. Com 800 km de costa atingida, incluindo 250 mil aves marinhas, 3 mil lontras e 300 focas, tal acidente é uma das piores tragédias ambientais de todos os tempos.

Foi mobilizado um total de 10 mil pessoas, 1.400 barcos e 85 helicópteros nas ações de resposta, a um custo de US\$ 2,5 bilhões, fora os custos relativos à indenização e perda de imagem da empresa. (PAVILLON, 2004)

Devido aos grandes acidentes ocorridos na década de 1970, foi publicado em 1978 o Protocolo da Convenção Internacional para Prevenção da Poluição Causada por Navios (MARPOL 73/78), cujo principal objetivo era reduzir a quantidade de óleo lançada ao mar, fosse ela acidental ou intencional. Entre outras coisas, a convenção exigia a segregação dos tanques de lastro para novos navios e estabelecia limites para o teor de óleo presente nas águas descartadas no mar. Em consequência ao acidente do *Exxon Valdez*, em 1992 foram acrescentadas emendas a MARPOL 73/78 entre elas a exigência de casco duplo para novos petroleiros, um cronograma para adequação dos antigos navios e redução do limite de vida útil dos navios de 30 para 25 anos. Com a obsolescência dos navios de casco simples, estes passaram a ser convertidos em plataformas de produção de óleo, conhecidos como FPSOs (*Floating Production Storage and Offloading*). Ainda em consequência deste mesmo acidente, destaca-se a Convenção Internacional sobre Preparo, Resposta e Cooperação em Caso de Poluição por Óleo de 1990 (OPRC/90).

O Brasil ratificou a MARPOL 73/78 em 1996, e a mesma foi implementada no país, com algumas restrições, a partir do Decreto 2.508/1998. (Decreto 2508/1998, 1998)

Desde de 1974, a Federação Internacional de Proprietários de Navio-tanque (ITOPF) mantém um banco de dados de vazamentos de navios-tanque. Até hoje já foram catalogados cerca de 10.000 vazamentos, a maioria relativa a pequenos volumes. Na realidade, um pequeno numero de vazamentos de grande proporções é responsável pela maioria do óleo derramado. Por exemplo, no período de 1990-99 houve 358 vazamentos acima de 7 toneladas, totalizando 1.440 mil toneladas de óleo, mas 830 mil toneladas foram derramadas em apenas 10 incidentes. (VANEM et al., 2008)

Tabela 4 - Os 20 maiores acidentes ocorridos no mundo envolvendo vazamento de óleo

	Navio/Plataforma	Ano	Local	Volume (toneladas)
1	Deepwater Horizon	2010	80 km da costa da Louisiana, EUA	779.000
2	Ixtoc 1	1979	Baía de Campeche, México	470.000

3	Atlantic Empress	1979	Costa de Tobago, Índia Ocidental	287.000
4	ABT Summer	1991	700 milhas náuticas de Angola	260.000
5	Nowruz	1983/85	Golfo Pérsico, Irã	260.000
6	Castillo de Bellver	1983	Fora da Baía Saldanha, África do Sul	252.000
7	Amoco Cadiz	1978	Mar da Bretanha, France	223.000
8	Haven	1991	Gênova, Itália	144.000
9	Odyssey	1988	700 milhas de Nova Scotia, Canadá	132.000
10	Torrey Canyon	1967	Ilhas Scilly, Reino Unido	119.000
11	Sea Star	1972	Golfo de Omã	115.000
12	Irenes Serenade	1980	Baía Navarino, Grécia	100.000
13	Urquiola	1976	La Coruña, Espanha	100.000
14	Hawaiian Patriot	1977	300 milhas náuticas de Honolulu	95.000
15	Independenta	1979	Mar de Bósforo, Turquia	95.000
16	Jakob Maersk	1975	Oporto, Portugal	88.000
17	Braer	1993	Ilhas Shetland, Reino Unido	85.000
18	Khark 5	1989	120 milhas da costa atlântica, Marrocos	80.000
19	Aegean Sea	1992	La Coruña, Espanha	74.000
20	Prestige	2002	Galícia, Espanha	63.000

Elaboração Própria (CEDRE, 2012) (ITOPF, 2011)

É importante destacar que a maioria dos vazamentos está relacionada ao transporte marítimo de óleo, e como observado na tabela anterior, se verifica que 85% dos grandes vazamentos foram causados por acidentes com navios petroleiros. As atividades de E&P contribuem com três dos maiores vazamentos, sendo que dois representam os maiores vazamentos de óleo da história. O maior vazamento de óleo ocorreu recentemente no ano de 2010, no Golfo do México, e ganhou as páginas de todos os jornais do mundo. Este acidente trouxe a tona os riscos crescentes da exploração de petróleo em águas cada vez mais profundas.

2.2.1 - Custos dos Vazamentos

De forma geral, é difícil obter informações genéricas sobre os custos de um derramamento, uma vez que as informações existentes se referem aos mais diferentes tipos de óleo e áreas geográficas, mas existem alguns trabalhos com dados de custos além de informações para a determinação dos custos. (KONTOVAS, PSARAFTIS, & VENTIKOS, 2010) (SHAHRIARI & FROST, 2008)

Vanem faz uma análise dos dados da International Oil Pollution Compensations Funds (IOPC Funds) envolvendo mais de 100 incidentes desde 1978, quanto aos custos das ações de resposta ao vazamento, das compensações a danos, de medidas preventivas e indenização ao proprietário do navio.

Os custos variaram entre US\$ 667 a US\$180.000 por tonelada de óleo vazado, sendo o custo unitário altamente dependente do volume de óleo vazado, ou seja: quanto maior o volume vazado, menor o custo unitário. (PSARROS, SKJONG, & VANEM, 2011)

De fato, segundo estudos sobre vazamentos oriundos de petroleiros em águas norueguesas, os custos das ações de limpeza, por tonelada de óleo derramado, são maiores para vazamentos de até 5 mil toneladas, com um valor médio de USD 19 mil / tonelada. Para vazamentos acima de 9 mil toneladas, os custos são aproximadamente constantes em torno de USD 14 mil por tonelada vazada.

O custo das ações de resposta a um vazamento é ainda influenciado por vários outros fatores, tais como: o tipo de óleo, a quantidade vazada, a localização do acidente e as características da área afetada (de ordem física, biológica, econômica e política), sendo o custo médio global, por tonelada vazada, em torno de US\$ 15,9 mil (Figura 5). (PSARROS, SKJONG, & VANEM, 2011)



(VANEM et al, 2008)

Figura 5 – Custo médio (em USD) das ações de limpeza, por tonelada de óleo derramado, em diferentes partes do mundo.

A estimativa dos custos relacionados estritamente aos danos ambientais e socioeconômicos é ainda mais difícil, mas Vanem et al. (2008) consideram razoável assumi-los como proporcionais aos custos das ações de limpeza. Da figura acima, observa-se que o custo das ações de limpeza de vazamentos apresenta uma grande variação em relação ao local de ocorrência do vazamento. Os custos mais elevados na América do Norte, Europa e Japão, comparados as outras regiões, justificar-se-ia pelos altos valores obtidos nas ações judiciais por compensação.

Em que pese a relação entre os custos de limpeza e os custos socioambientais ser fortemente dependente ao tipo de acidente bem como à sua localização, Vanem (2008) assume uma razão de 1,5 para os custos socioambientais em relação aos de limpeza, ressaltando a incerteza significativa associada a esse número e a necessidade de coleta e análise de dados adicionais.

2.2.2 - Deepwater Horizon

O acidente da *Deepwater Horizon* se destaca por dois motivos, um obviamente é a sua magnitude, tendo sido considerado um dos piores vazamentos de óleo da história, mas também por ser um acidente recente, ocorrido em uma indústria que alardeava utilizar a melhor tecnologia disponível e investir maciçamente em procedimentos de segurança. Tais

alegações foram corroboradas por cerca de 20 anos sem acidentes de grandes proporções, considerando-se o número de fatalidades ou a quantidade de óleo derramada no ambiente.

Em 20 de abril de 2010, um evento de perda de controle de poço permitiu que hidrocarbonetos vazassem do poço *Macondo* para a plataforma *Deepwater Horizon* da empresa *Transocean*, contratada pela empresa petroleira BP. Este evento resultou em explosões e incêndio na plataforma. 11 pessoas morreram e 17 ficaram gravemente feridas. O incêndio, que continuou a ser alimentado pelos hidrocarbonetos oriundos do poço, durou 36 horas até o afundamento da plataforma. Após o afundamento, hidrocarbonetos continuaram a vazar através da coluna do poço e do BOP (*Blowout Preventer*) durante 87 dias, sendo um dos maiores vazamentos de óleo já registrados.

O acidente envolveu falha da integridade do poço, seguida pela perda de controle hidrostático do mesmo, sendo seguido pela falha no controle do fluxo do poço pelo BOP, o que permitiu o vazamento e a subsequente ignição dos hidrocarbonetos. Por último, as funções de emergência do BOP que deveriam selar o poço também falharam devido às explosões.

A investigação do acidente obviamente foi dificultada pois os equipamentos envolvidos foram perdidos no incêndio. Para contornar esta limitação a equipe de investigação utilizou análises de árvore de falhas para definir e considerar os possíveis cenários, modos de falha e fatores de influência.

Foram relacionadas oito causas principais para o acidente (BP OIL SPILL COMMISSION, 2011):

- O anel da barreira de cimento não isolou os hidrocarbonetos: No dia anterior ao acidente foi bombeado cimento na coluna de produção e no anel do poço pra prevenir a entrada de hidrocarbonetos. Segundo a investigação, o anel de cimento provavelmente sofreu uma migração de nitrogênio, permitindo o fluxo de hidrocarbonetos.
- As sapatas não isolaram os hidrocarbonetos: Após passar pelo anel do poço, o fluxo passou pelas sapatas instaladas no fundo da coluna de produção. Para que isso ocorresse, as duas barreiras das sapatas falharam. A primeira barreira era o cimento na sapata e a segunda o colar flutuante, um dispositivo no topo da sapata cujo objetivo é prevenir o fluxo para dentro da coluna.

- O teste de pressão negativa foi aceito sem que a integridade do poço fosse estabelecida: Antes do abandono temporário do poço, foi conduzido um teste de pressão negativa para verificar a integridade das barreiras mecânicas. As leituras de pressão do teste e o volume vazado eram indicações de um caminho de passagem de fluxo com o reservatório, significando que a integridade das barreiras não havia sido alcançada. Contudo, a equipe da Transocean e os representantes da BP interpretaram que o teste havia sido realizado com sucesso e a integridade do poço havia sido estabelecida.
- O influxo não foi reconhecido até que os hidrocarbonetos atingissem o *riser*: Como o teste de pressão negativo havia sido aceito, o poço foi retornado à condição de pressão positiva, prevenindo o influxo para o poço. Mais tarde, como parte das operações usuais de abandono temporário, o poço foi retornado à pressão negativa, o que permitiu que os hidrocarbonetos fluíssem pela coluna de produção, passando pelo BOP. Apesar deste influxo ser identificável em tempo real, a equipe da plataforma não o identificou e nenhuma ação foi tomada até que o óleo passasse pelo BOP e o *riser*.
- As ações de controle de poço falharam: A primeira ação de controle de poço foi fechar o BOP e o *diverter*, encaminhando os fluidos para o sistema de separação gás-lama. Se o fluxo houvesse sido direcionado para fora da sonda, poderia haver mais tempo para resposta e as conseqüências do acidente poderiam ser reduzidas.
- A dispersão para o sistema separador gás-lama resultou na ventilação de gás para a sonda: Tendo sido direcionado para o separador gás-lama, os hidrocarbonetos e gás foi direcionado para sonda, aumentando as chances de ignição.
- O sistema de gás e incêndio não preveniu a ignição dos hidrocarbonetos: Hidrocarbonetos migraram além das áreas classificadas da unidade, onde o risco de ignição é maior. Os sistemas de aquecimento, ventilação e ar condicionado provavelmente transferiram uma mistura rica em gás para as salas de máquina, causando um aumento de rotação em pelo menos um motor, criando assim uma fonte potencial de ignição.
- O modo de emergência do BOP não selou o poço: Três métodos para operar o BOP e modo de emergência não obtiveram sucesso para selar o poço. Provavelmente as explosões desativaram a desconexão de emergência

Mediante a análise de resultados de auditorias e registros de manutenção, a equipe de investigação achou indícios de fragilidades no regime de testes e no sistema de gerenciamento de manutenções para o BOP. A equipe de investigação identificou que uma série complexa e interligada de falhas mecânicas, erros de julgamento, projeto, implementação operacional e

interfaces da equipe contribuíram para permitir o início e o escalonamento do acidente. (BP OIL SPILL COMMISSION, 2011)

2.2.3 - Acidentes no Brasil

Apesar de no Brasil terem ocorrido acidentes que figuram entre os maiores acidentes da indústria de petróleo, como é o caso do blowout na Plataforma de Enchova em 1988 e o afundamento da plataforma P-36 em 2001, os casos de vazamentos de óleo na indústria de E&P de grandes proporções e com conseqüências catastróficas inexistem. Enchova se destacou pelo grande número de fatalidades e a P-36 pelas perdas econômicas, com o afundamento e perda total da unidade.

Existe uma grande dificuldade de se avaliar o número e as conseqüências dos vazamentos de óleo na indústria de E&P no Brasil, pois nenhuma organização no país, disponibiliza estas informações para o público. Em uma pesquisa, constatou-se que na página eletrônica do Instituto Brasileiro de Petróleo, apesar de haver um grande número de informações sobre produção de petróleo, poços perfurados, etc, não existe nenhuma informação sobre vazamentos de óleo no Brasil. Os sites das empresas que operam no Brasil também não possuem informações deste tipo, com exceção da Petrobras, que em seu Relatório de Sustentabilidade apresenta um tabela bastante simplificada com o número de ocorrências e volume total, contudo não existe distinção quanto a origem (E&P, Abastecimento, Transporte...) do vazamento, ou informações sobre os volumes associados a estas ocorrências.

As páginas eletrônicas dos órgãos governamentais responsáveis pela regulação e fiscalização da indústria disponibilizam algumas informações. A ANP começou a disponibilizar a partir de 2010 os Relatórios Anuais de Segurança Operacional, que citam entre outras coisas o número de comunicados recebidos. Na página eletrônica do IBAMA existem mapas com a localização de ocorrências de qualquer emergência ambiental, não indicando tipologia do acidente (vazamento, explosão...), produto envolvido e nem origem do acidente.

2.2.4 - Comunicados de Incidentes das atividades de E&P offshore

De acordo com a Lei nº 9.966/2000, que dispõe sobre a prevenção, controle e fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas, considera-se incidente qualquer descarga de substância nociva ou perigosa, decorrente de fato ou ação intencional ou acidental que ocasione risco potencial, dano ao meio ambiente ou à saúde humana. Os operadores de plataformas e instalações de apoio, bem como responsáveis por dutos não associados à plataformas são obrigados a informar aos órgãos competentes a ocorrência de qualquer incidente que possa provocar poluição das águas sob jurisdição nacional, quando dele tomar conhecimento, independente das medidas tomadas para o seu controle. Ao longo desta dissertação, foi convencionada a adoção do termo incidente, por tratar-se de terminologia adotada na legislação. Todas as notificações recebidas foram assim consideradas, sem realizar distinções devido às diferenças nas definições dos termos incidente e acidente. (LEI 9966/2000, 2000)

A exigência da comunicação de incidentes é estabelecida pelo Decreto nº 4.136/2002, que regulamenta a Lei nº 9.966/2000, o qual define as instituições que devem receber os comunicados, sendo estas: órgão regulador da indústria do petróleo (ANP); o órgão ambiental competente (IBAMA); e a Capitania dos Portos da Marinha do Brasil. Os comunicados devem apresentar informações sobre a instalação que originou o incidente, data, hora, localização geográfica, volume e tipo de substância descarregada, causa provável do incidente entre outros dados, em consonância com o modelo estabelecido pelo Anexo II do referido Decreto. (Decreto 4136/2002, 2002)

A ANP através da Resolução ANP 44/2009 estabeleceu os procedimentos para comunicação de incidentes na indústria do petróleo. Esta portaria estabelece a obrigatoriedade de comunicação de qualquer incidente, e não somente aqueles relacionados com a poluição. Em 2012, a ANP deu início ao sistema informatizado SISO – Sistema Integrado de Segurança Operacional, através do qual as empresas concessionárias e/ou autorizadas fazem a comunicação. A ANP disponibiliza em sua página eletrônica o Relatório Anual de Segurança Operacional, contendo alguns resultados dessas comunicações, e dados obtidos nas auditorias realizadas por ela. (ANP, 2013b)

As informações dos comunicados de incidentes recebidos na Coordenação Geral de Petróleo e Gás do IBAMA (CGPEG/DILIC/IBAMA) começaram a ser compiladas continuamente em um banco de dados específico a partir de 2010. A partir destes registros, foram avaliadas as ocorrências de incidentes até o ano de 2013 em número de eventos e valores relativos para as seguintes variáveis: (i) notificações recebidas; (ii) principais fluidos e produtos vazados; (iii) tipo de atividade; (iv) causa do incidente; (v) tipo de instalação; (vi) incidentes por bacia sedimentar e ; (vii) volumes anuais de produtos vazados.

Este banco de dados não é disponível ao público. Em 2012, a CGPEG começou a sistematização destes dados que deram origem a Nota Técnica 009/2012. Esta Nota Técnica não está disponibilizada na internet. Qualquer cidadão poderia pedir vistas a este documento, contudo a existência do mesmo tampouco é divulgada.

É importante ressaltar que os números de comunicados de incidentes de poluição informados pela ANP nos Relatórios Anuais de Segurança Operacional diferem dos recebidos pelo IBAMA, uma vez que a agência contabiliza além dos dos incidentes *offshore*, os incidentes *onshore*.

Os dados dos comunicados de incidentes de poluição estão apresentados e detalhados no capítulo 5 desta dissertação.

2.3 EFEITOS DO ÓLEO NO MEIO AMBIENTE MARINHO

Os efeitos ambientais do óleo estão relacionados à sua composição e ao resultado dos processos de mudança física e química decorrentes assim que ele atinge o ambiente marinho, que por sua vez estão associadas às condições meteoceanográficas (API, 1999).

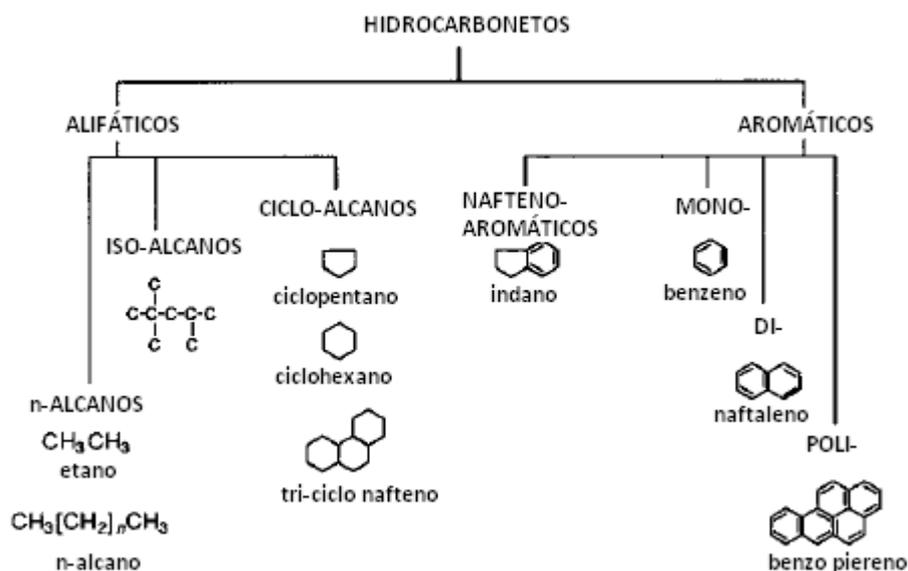
2.3.1 Caracterização do Óleo

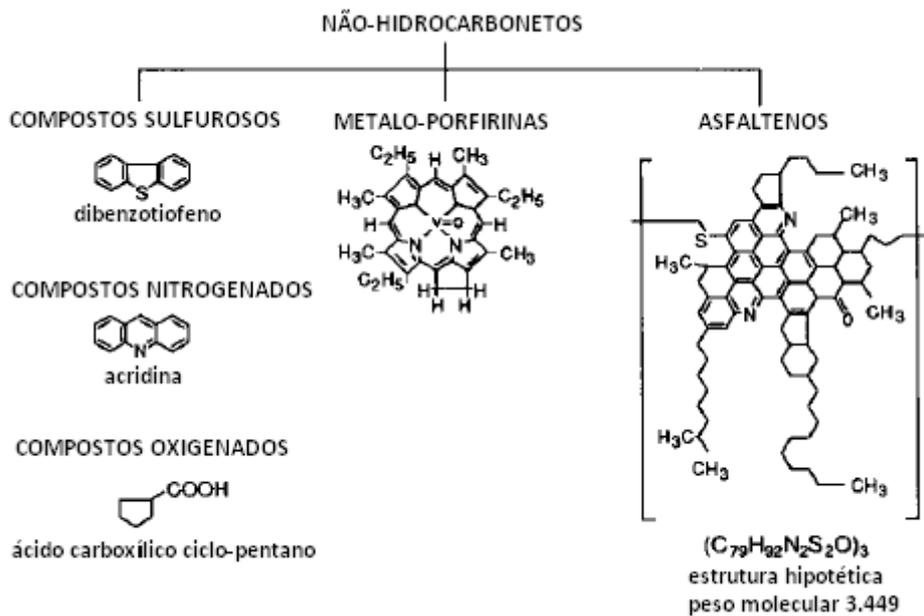
Óleo é um termo geral que descreve uma variedade de substâncias tanto naturais (de origem vegetal, animal ou mineral) quanto sintéticas. “Óleo Cru” é o óleo de ocorrência natural gerado a partir de processos geológicos e geoquímicos sendo formado por uma mistura

complexa de hidrocarbonetos, ou seja, compostos formados basicamente pelos elementos carbono e hidrogênio. (NRC, 2003)

O óleo cru (ou petróleo) apresenta ainda em sua composição elementos em proporção variáveis como enxofre, oxigênio, nitrogênio e, em pequena proporção, alguns metais (níquel, vanádio e cobalto, por exemplo). Em função da temperatura e pressão submetidas ao petróleo durante os processos geológicos e geoquímicos, bem como a estrutura e composição das rochas reservatório, a composição do petróleo pode variar significativamente. (GESAMP, 1993)

Os hidrocarbonetos presentes no óleo são formados por compostos saturados, insaturados e aromáticos. Os compostos saturados são formados basicamente por alcanos e cicloalcanos. Já os compostos insaturados, também conhecidos por oleofinas, estão presentes em maior proporção nos derivados de petróleo. Os compostos aromáticos apresentam pelo menos um anel de benzeno, podendo ainda conter alquil-benzenos com um ou dois grupos metilas ou etilas (toluenos, xilenos e etil-benzenos). Alguns compostos aromáticos não são considerados tecnicamente hidrocarbonetos uma vez que apresentam em suas estruturas os elementos enxofre, nitrogênio e oxigênio (NRC, 2003). A Figura 6 exemplifica a estrutura química dos compostos mais usuais na composição do óleo cru.





Fonte: (Miller & Connell, 1982)

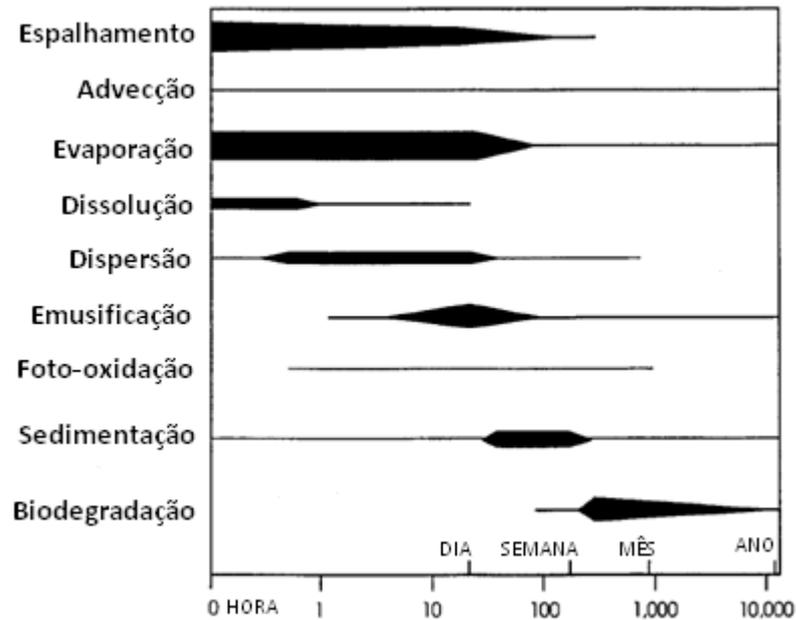
Figura 6 – Exemplos de alguns compostos usuais do óleo cru

2.3.2 - Processos de Intemperização do Óleo

Apesar da composição particular do óleo cru ser estável nas condições geoquímicas de armazenamento no reservatório geológico, observa-se uma modificação na mesma uma vez que o óleo seja exposto à água, oxigênio, luz solar, microorganismos e outros fatores. (GESAMP, 1993)

De fato, assim que o óleo é liberado no ambiente aquático, uma grande variedade de processos físicos, químicos e biológicos – conhecidos como processo de intemperização – agem no sentido de alterar, além da sua composição, o seu comportamento na água, as rotas de exposição e a sua toxicidade. (API, 1999)

A intemperização do óleo envolve mecanismos tais como o espalhamento (na superfície do corpo hídrico), evaporação para atmosfera, dissolução e dispersão (natural) na coluna d'água, os quais ocorrem rapidamente nos estágios iniciais da liberação do óleo no ambiente e diminuem ao longo do tempo tão logo o equilíbrio termodinâmico com as condições ambientais vá se estabelecendo (API, 1999), conforme ilustrado genericamente na Figura 7.



Fonte: API (1999)

Figura 7 - Importância relativa dos processos de intemperização do óleo ao longo do tempo

Nesse sentido, compostos voláteis se evaporam à taxas dependentes da pressão de vapor e condições de transporte de massa, deixando na água um resíduo o qual pode ser tornar denso o suficiente para afundar. Com a ação vigorosa das ondas, o óleo se dispersa na água na forma de pequenas gotículas, além de formar emulsões cujo conteúdo de óleo em água pode ser de até 30%. Os componentes solúveis migram para a fase aquosa enquanto que, para amplas superfícies bem iluminadas, a radiação solar desencadeia uma série de reações foto-oxidantes, sendo ainda inversamente proporcional à turbidez da água. Na fase aquosa, especialmente na forma de partículas sejam suspensas ou depositadas no fundo do corpo hídrico, os componentes do óleo são microbiologicamente degradados considerando a estrutura e massa molecular dos compostos, além da presença de enxofre e nitrogênio (GESAMP, 1993). A Figura 8 ilustra esquematicamente tais processos de intemperização.

Óleos pesados	Anos	B	M	B	B	A	B	A	A	A
Água produzida	Dias	M	IR	M	M	B	B	B	B	IR
Navios	Meses	M	B	M	B	M	B	B	B	M
Pequenos barcos	Dias	A	IR	M	B	B	B	IR	IR	IR
Atmosférica	Dias	A	IR	M	M	A	IR	IR	IR	IR
Continental	?	M	B	B	B	M	M	M	IR	?

Nota: A = alto; B = baixo; M = moderado; IR = irrelevante; ? = desconhecido

Fonte: (NRC, 2003)

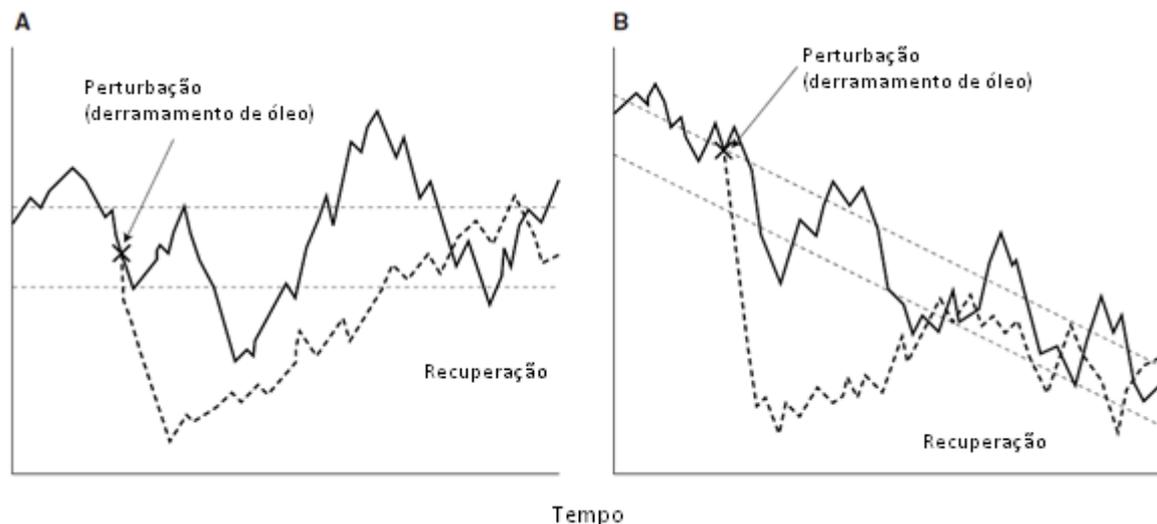
Portanto, tais processos físicos, químicos e biológicos determinam como será a biodisponibilidade dos componentes do óleo, especialmente os tóxicos, aos organismos aquáticos. (NRC, 2003)

De fato, à medida que o óleo migra do ambiente físico para os organismos marinhos, sua composição química é alterada pelos processos de intemperização o que confere toxicidade através do aumento (ou redução) seletivo de compostos tóxicos (Bartha & Atlas, 1987). Tal migração é influenciada por processos fisiológicos e comportamentais dos organismos atingidos moderando ou acentuando os efeitos bióticos em inúmeras variações em tipos e magnitudes, sendo tais aspectos os mais complexos e menos entendidos, porém, determinantes para os impactos ambientais de um vazamento, desde em relação aos efeitos agudos de curta duração até os efeitos de longo prazo de uma exposição crônica em nível de população ou comunidade (NRC, 2003).

2.3.3 - Impactos Ambientais do Óleo

Os impactos ambientais oriundos de um vazamento de óleo em corpos hídricos podem ser amplos, estando relacionados aos locais passíveis de serem atingidos, e podem ser caracterizados, por exemplo, por áreas ecologicamente sensíveis (tais como manguezais, bancos de corais, áreas inundáveis, estuários, locais de desova, nidificação, reprodução e alimentação de espécies silvestres locais e migratórias, etc.), fauna e flora locais, áreas de importância socioeconômica, rotas de transporte (aquaviário e rodoviário, por exemplo), unidades de conservação, terras indígenas, sítios arqueológicos, etc. (CONAMA, 2008)

Teoricamente um impacto ambiental ocorre quando o estado de um sistema (expresso, por exemplo, pelo tamanho da população de uma determinada espécie animal) é deslocado para além do seu intervalo de variação natural. A Figura 9 exemplifica hipoteticamente o impacto ambiental de uma liberação de óleo e a subsequente recuperação (restauração) do ambiente atingido. O caso “A” ilustra a variação de um sistema ambiental ao longo do tempo, apesar de sua média (no caso, o intervalo de variação que poderia ser, por exemplo, um intervalo de 95% de confiança) em longo prazo manter-se constante. Já o caso “B”, ilustra o estado de um sistema ambiental com declínio ao longo do tempo.



Fonte: (NRC, 2003)

Figura 9 – Ilustração esquemática do impacto ambiental de uma liberação de óleo e subsequente recuperação do estado de um sistema ambiental atingido

Os impactos ambientais de uma liberação de óleo estão relacionados a diversos fatores, tais como o tipo do óleo e características geográficas e biológicas das áreas atingidas, além de aspectos meteorológicos e de sazonalidade. (IPIECA, 1991)

A toxicidade dos diversos tipos de óleo é bastante variável (IPIECA, 1991). Os efeitos físicos, químicos e biológicos do óleo tem sido melhor entendidos a partir da década de 1990 a partir do desenvolvimento de pesquisas e métodos para a análise de hidrocarbonetos na água do mar, sedimentos e tecidos animais. Tais pesquisas tem demonstrado a contribuição das frações polares dos componentes solúveis do óleo, especialmente oriundas dos derivados oxigenados dos hidrocarbonetos (poli)aromáticos, aos efeitos tóxicos do óleo nos organismos marinhos. A toxicidade de um óleo vazado é alterada pelos processos de intemperização. Nesse sentido, uma mancha de óleo cru que atinja rapidamente a costa será mais tóxica do que outra mancha que tenha ficado vários dias no mar passando pelos mecanismos de evaporação, dispersão natural, dissolução e foto-oxidação de seus componentes mais tóxicos. (GESAMP, 1993)

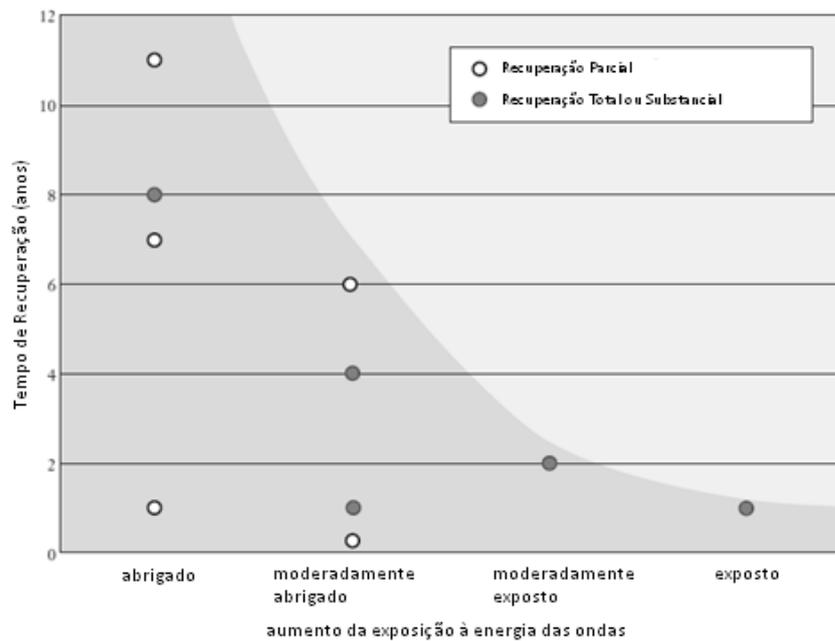
Além dos efeitos tóxicos, a liberação de óleos de característica do tipo pesado provoca, ao cobrir áreas costeiras, efeitos físicos por conta do sufocamento de organismos (IPIECA, 1991).

Com relação aos aspectos geográficos, os impactos de uma liberação de óleo em mar aberto são, de modo em geral, relativamente mínimos – devido à alta capacidade de dispersão dessas áreas oceânicas – do que em águas rasas e abrigadas, onde o óleo pode atingir maiores concentrações na água.

Em áreas litorâneas, os impactos do óleo são determinados ainda pelas características geomorfológicas da costa, considerando os seguintes fatores: grau de exposição à energia de ondas e marés, declividade do litoral e tipo do substrato presente no local. A análise baseada na geomorfologia considera, ainda, o tipo e densidade das comunidades presentes na área, além do alcance e tempo de permanência do óleo. (MMA, 2002a)

Nesse sentido, em que pese às circunstâncias particulares de cada derramamento de óleo, manguezais e marismas são altamente sensíveis ao óleo por apresentarem elevada diversidade estrutural e funcional, e atuarem, juntamente com os estuários, como exportadores de biomassa para áreas adjacentes. Praias arenosas e lodosas apresentam menor sensibilidade por constituírem áreas de baixa diversidade. E costões rochosos lisos e expostos, de alta declividade, apresentam a menor sensibilidade ao óleo. (MMA, 2002a)

A Figura 10 apresenta uma relação geral entre o impacto ambiental (expresso pelo tempo de recuperação do ambiente atingido) e as características do litoral atingido. O tempo de recuperação tende a ser maior para áreas abrigadas devido à persistência do óleo no local, embora tal correlação nem sempre seja direta considerando outras variáveis envolvidas, tais como o tipo de óleo (IPIECA, 1991).



Fonte: IPIECA, 1991

Figura 10 - Tempo de recuperação de ambientes litorâneos em relação às suas características

Mesmo distante do litoral, habitats submersos – como recifes de corais e bancos de algas ou plantas marinhas – são também vulneráveis a um derramamento de óleo, considerando o fato de serem ambientes com distintas funções ecológicas, como áreas de criação, reprodução, alimentação, proteção e produção para diferentes organismos marinhos. (MMA, 2002a)

Do ponto de vista biológico, os efeitos do óleo podem ser agudos ou crônicos. Efeito agudo é definido como de imediato e curto-prazo de uma única exposição enquanto que um efeito crônico é definido como aquele de longo-prazo e exposição contínua ou aquele subletal de longo-prazo de uma exposição aguda (CONNEL, 1984 apud NRC, 1993).

Apesar de o senso comum indicar que os efeitos de um derramamento de óleo sejam de curto prazo a partir de altas concentrações de óleo, na verdade, os efeitos biológicos do óleo podem

ocorrer por longos períodos de tempo e altas exposições crônicas após um vazamento. (NRC, 2003)

Capuzzo (1987) aponta que os efeitos (agudos e crônicos) do óleo em organismos marinhos são uma função de vários fatores: persistência e biodisponibilidade dos hidrocarbonetos, capacidade do organismo em acumular e metabolizar tais compostos, e o quanto esses contaminantes interferem no metabolismo normal. Tais efeitos podem ser categorizados sob quatro níveis de organização biológica: bioquímico e celular, organísmico, população e de comunidade. Com relação a este último nível de organização, ressalta que a avaliação é prejudicada pelas lacunas de parâmetros descritores da estrutura de uma comunidade biológica e pelas altas variabilidades naturais. (CAPUZZO, 1987)

A dificuldade na identificação dos impactos ambientais de um derramamento de óleo aumenta com o nível da organização biológica (indivíduo > população > comunidade > ecossistema), com a escala espacial e temporal das alterações, e com a variabilidade natural dos sistemas afetados, a qual, por sua vez, também complica a determinação do tempo de recuperação dos mesmos (NRC, 2003).

Altas temperaturas e ventos promovem a intemperização do óleo através da evaporação dos componentes voláteis, reduzindo a toxicidade relativa do mesmo (NRC, 2003). Juntamente com oxigênio e outros nutrientes presentes na água, a temperatura influencia ainda as taxas de degradação microbiológica do óleo. Além disso, a mesma temperatura afeta a viscosidade do óleo facilitando a dispersão no ambiente, mas, por outro lado, promovendo a percolação em sedimentos. (IPIECA, 1991)

Alguns impactos tem relevante contribuição sazonal, especialmente aqueles relacionados à população de aves e mamíferos marinhos, além de tartarugas (IPIECA, 1991). Assim, um costão rochoso – embora classificado como de baixa sensibilidade ao óleo – pode sediar uma colônia de aves, especialmente durante a estação de procriação. Ou uma praia arenosa, de sensibilidade relativamente baixa, pode ter elevada importância devido à desova de tartarugas marinhas, em determinadas épocas do ano (MMA, 2002a).

Aves marinhas que passam grande parte do tempo sobrevoando a superfície do mar ou mergulhando para se alimentar são particularmente vulneráveis aos efeitos do óleo

(LEIGHTON, 2000 apud Petrobras 2003). A presença de óleo em suas penas pode anular as características hidrofóbicas e de isolamento térmico levando-as a morte por hipotermia (NRC, 2003). A ingestão do óleo pelas aves pode ocorrer diretamente, durante a tentativa de se limpar e restabelecer a impermeabilidade das penas, ou indiretamente através do consumo de presas (FEMAR, 2000 apud Petrobras 2003) Em termos globais, o petróleo é hoje a principal fonte energética. Em 2008, cerca de 35% da energia primária consumida mundialmente foi proveniente do petróleo, vindo depois o carvão com 25% e o gás natural com 21%. (IEA, 2011)

Um derramamento de óleo numa área de concentração e nidificação de aves marinhas pode reduzir significativamente as populações locais e subespécies devido à baixa fecundidade e maturação sexual tardia dessa comunidade biológica (IUCN, 1983 apud Petrobras 2003).

Quanto aos mamíferos marinhos, são raros os efeitos de um vazamento sobre baleias e golfinhos (IPIECA, 1991) o que pode ser corroborado pelo fato dos cetáceos serem capazes de detectar finas camadas de óleo, mesmo durante a noite, evitando concentrações de óleo e deslocando-se para áreas não afetadas (EVANS, 1987 apud Petrobras 2003).

Além da presença de recursos biológicos, em momentos diversos de seus ciclos de vida, os impactos de um vazamento de óleo podem ser potencializados pela ocorrência de atividades socioeconômicas associadas à ocupação dos espaços e aos usos dos recursos costeiros e marinhos, tais como o turismo, a pesca, a aquicultura e o extrativismo costeiro (MMA, 2003).

Para a avaliação dos efeitos ambientais de uma liberação de óleo e da recuperação de um ambiente atingido é necessário a existência de locais de referência confiáveis além de uma série histórica suficientemente longa de medições da qualidade ambiental das áreas de interesse de modo que o efeito dos poluentes possa ser distinguido das variabilidades naturais do ambiente (NRC, 2003).

Deve-se ressaltar a complexidade do conceito de recuperação, especialmente quando considerado as flutuações naturais intrínsecas dos ecossistemas. Segundo Clark (1989), a recuperação é marcada pelo restabelecimento de uma comunidade biológica saudável nas quais as plantas e animais característicos daquela comunidade estejam presentes e funcionando normalmente.

Além do mais, é importante ainda observar que os estudos sobre efeito do óleo e estimativas de recuperação das comunidades biológicas foram realizadas a partir de acidentes que ocorreram em ambientes sub-tropicais e temperados exigindo, portanto, a devida cautela na utilização dos mesmos como referência para a análise de situações em ambientes tropicais.

CAPÍTULO 3 – REGULAÇÃO NA INDÚSTRIA DE E&P

3.1 REGULAÇÃO DA CONCESSÃO DE ÁREAS

Com a quebra do monopólio da exploração de petróleo, o Brasil adotou o regime de concessão pura para as atividades de E&P no Brasil, no qual o exercício do monopólio da União sobre as atividades de E&P é outorgado por meio de licitação. Além do Brasil, EUA, Reino Unido e Austrália seguem esse regime. No modelo de concessão pura, a empresa concessionária recebe do Estado a titularidade do produto da lavra em troca da realização de compromissos exploratórios mínimos em prazos preestabelecidos nos termos de concessão e do pagamento de tributos, royalties e outras participações.

Com a descoberta das reservas do pré-sal, o Brasil reviu seu sistema regulatório e por meio da Lei 12.351/2010, passou a adotar o modelo de partilha para blocos novos no ambiente pré-sal e em áreas consideradas estratégicas. Nos contratos de partilha a propriedade do produto da lavra é da empresa estatal, que reparte com a empresa contratada os volumes produzidos para compensar os custos e os riscos incorridos.

De acordo com a lei 9.478/1997, que dispõe sobre a política energética nacional, as rodadas de licitação são a única forma para a concessão do direito de exercício da exploração e da produção de petróleo e gás natural. As rodadas de licitação são condicionadas, principalmente, à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos. Existe uma lista de requisitos para que as empresas possam participar da licitação, e a concessão é feita na forma de leilão, para as empresas que oferecerem as melhores condições, como por exemplo, os bônus de assinatura.

Na regulação de ambos os modelos adotados no Brasil, não consta a previsão de avaliações ambientais estratégicas, ou mesmo um estudo de impacto ambiental, anterior à disponibilização das áreas a serem licitadas.

Uma das grandes críticas ao modelo regulatório utilizado atualmente no Brasil, tanto por ambientalistas como pela própria indústria, é a de que não existe um licenciamento ambiental prévio na etapa de planejamento, para definição das áreas a serem concedidas. Primeiro, o

governo, na figura da Agência Nacional de Petróleo, leiloa as áreas a serem concedidas. E só após a concessão, o governo, agora na figura do IBAMA, avalia se a exploração na área concedida é ambientalmente viável, concedendo a licença ambiental necessária.

A experiência demonstra que essa abordagem leva a incertezas e prejuízos. Um caso emblemático foi o da região de Abrolhos. A ANP em sua Quarta Rodada de Licitações, entre um total de 54 blocos ofertados, ofertou o bloco BM-ES-20 localizado em águas rasas na Bacia do Espírito Santo, próxima ao arquipélago de Abrolhos, que foi arrematado pela empresa norte-americana Newfield. A empresa americana teve seu pedido de licença para exploração sísmica indeferido pelo IBAMA. Mais tarde, a empresa entrou com ação contra a ANP na arbitragem internacional solicitando a devolução dos investimentos uma vez que não obteve a licença para cumprir o programa exploratório mínimo.

Outro caso foi o do bloco BM-CAL-4, localizado no litoral sul da Bahia. A empresa norte americana EL Paso, após ter recebido licenças para exploração sísmica e mais tarde para perfuração de diversos poços, com altos investimentos na área, teve o pedido de licença para exploração e produção de óleo indeferido no final de 2011 pelo IBAMA, que julgou que seu projeto de desenvolvimento não era ambientalmente adequado à área em questão. O processo de licenciamento em questão levou cerca de oito anos.

Outros países como Holanda, Emirados Árabes Unidos e, em especial, a Noruega adotam o modelo de concessão com parceria estatal, onde o pré-requisito para outorga da concessão é a aceitação pela empresa concessionária da participação do estado como parceiro nos empreendimentos, através de empresas públicas. (TOLMASQUIM, 2011)

3.1.1 Aperfeiçoamentos do Marco Regulatório de Concessão no Brasil

A partir da Quarta Rodada de Licitações, a ANP formou juntamente com o IBAMA e MMA um grupo de trabalho com atribuição de avaliar as áreas a serem ofertadas e seu grau de sensibilidade ambiental. A partir desse grupo, vários blocos em áreas de extrema sensibilidade foram retirados das licitações, sendo estabelecida uma classificação para as áreas licitadas em relação à sua sensibilidade e o nível de exigência para o licenciamento ambiental.

Dessa forma, as empresas estariam “cientes” de possíveis problemas no processo de licenciamento ambiental.

Apesar de o IBAMA, a partir da Quarta Rodada de licitações, ter passado a emitir uma série de recomendações a respeito das áreas ofertadas, não houve, em nenhum momento, a garantia, por parte do órgão ambiental, de que as licenças ambientais serão obtidas pelos concessionários quando de sua solicitação. Portanto, pelo menos em tese, continua sendo possível a licitação de áreas cujas dificuldades ambientais sejam tão grandes que as tornem inviáveis para a realização de atividades de E&P de petróleo e gás natural. A única diferença, após a publicação dos guias, é que os futuros concessionários são mais bem esclarecidos a respeito do grau de dificuldade futura para a obtenção das licenças ambientais em cada uma das áreas.

Assim sendo, apesar de a variável ambiental já estar sendo considerada quando da definição dos blocos a serem ofertados, ainda é necessário, o licenciamento das atividades e empreendimentos individualmente, contrariamente ao que acontece em outras partes do mundo. Além desse fato, os guias preparados pelo IBAMA apenas orientam os futuros concessionários quanto ao nível de exigência dos estudos ambientais que serão requisitados para a obtenção das licenças. Os estudos realizados antes da concessão dos blocos são superficiais e preliminares, e indicam somente a sensibilidade das áreas, não abordando, ainda, a questão dos impactos sobre o meio ambiente.

Pode-se, desta forma, concluir que o processo de definição dos blocos foi aperfeiçoado quando passou a levar em conta as informações ambientais, a partir da Quarta Rodada de Licitações. Entretanto, os critérios de seleção ainda permanecem centrados na disponibilidade de dados geológicos e no interesse manifestado pelas empresas. A variável ambiental tem sido utilizada apenas na determinação de áreas de exclusão, sendo possível e viável a sua utilização de forma mais abrangente.

Em 2012 foi a Portaria Interministerial MMA/MME nº 198/2012 que instituiu a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar - AAAS, disciplinando sua relação com o processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, localizados nas bacias sedimentares marítimas e terrestres, e com o processo de licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos e atividades.

A AAAS é processo de avaliação baseado em estudo multidisciplinar, com abrangência regional, utilizado pelos Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente como subsídio ao planejamento estratégico de políticas públicas, que, a partir da análise do diagnóstico socioambiental de determinada área sedimentar e da identificação dos potenciais impactos socioambientais associados às atividades ou empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural, subsidiará a classificação da aptidão da área avaliada para o desenvolvimento das referidas atividades ou empreendimentos, bem como a definição de recomendações a serem integradas aos processos decisórios relativos à outorga de blocos exploratórios e ao respectivo licenciamento ambiental.

Além de subsidiar as ações governamentais com vistas ao desenvolvimento sustentável e ao planejamento estratégico de atividades ou empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural, a AAAS permitirá integrar a avaliação ambiental aos processos decisórios relativos à outorga de blocos exploratórios, promover a eficiência, aumentar a segurança jurídica e possibilitar maior racionalidade e sinergia necessárias ao desenvolvimento de estudos ambientais nos processos de licenciamento ambiental dessas atividades. Até o segundo trimestre de 2014, nenhuma AAAS havia sido realizada.

3.1.2 Noruega: um caso de boa prática de regulação

A Noruega destaca-se entre os países produtores de petróleo pelo sucesso na geração de riquezas e desenvolvimento socioeconômico em benefício da sociedade norueguesa. Ao longo dos anos este país se estabeleceu como referência na avaliação e mitigação dos impactos ambientais e socioeconômicos advindos da exploração e produção de petróleo. A Noruega foi pioneira na utilização de ferramentas de análise de risco na avaliação dos perigos da indústria de E&P ao meio ambiente marinho.

Assim como no Brasil, a regulação de petróleo na Noruega é baseada no modelo de concessão com parceria estatal. Apesar dessa semelhança, a concessão dos blocos, bem como a avaliação de impactos ambientais é conduzida de forma completamente particular. Na Noruega, por exemplo, não existe a figura das licenças ambientais.

No modelo norueguês várias instâncias de governo tem papéis diferenciados e bem definidos. O Parlamento decide o ritmo de abertura das áreas a serem exploradas, o Ministério de Petróleo e Energia outorga as licenças e o Diretório Norueguês do Petróleo (Norwegian Petroleum Directorate – NPD) regula o setor.

Há dois tipos de licenças na Noruega, a de exploração e a de produção. A licença de exploração restringe-se à aquisição de informações geológicas e geofísicas básicas. Esta licença não concede direitos exclusivos para outras fases de exploração (perfuração exploratória), nem direitos preferenciais no processo de concessão de licença de produção. A licença de produção, que no modelo brasileiro equivaleria à concessão, só pode ser concedida após abertura da área para atividades de E&P, similarmente ao Brasil (Tolmasquim, 2011). Contudo a abertura de áreas na Noruega só pode ser realizada após avaliações de impactos ambientais, sociais e econômicos por parte dos órgãos competentes e audiências públicas com as partes interessadas.

Para que o governo norueguês ofereça as áreas a serem concedidas, essa área, primeiramente, deve ter sido aprovada pelo parlamento, e para isso o governo deve conduzir uma avaliação ambiental, econômica e social da exploração de petróleo nessas áreas. As companhias, então, indicam os blocos nos quais elas teriam interesse que estejam incluídos na rodada de licenciamento, mas a decisão de quais blocos serão incluídos é do Ministério de Petróleo e Energia, após consulta aos ministérios de meio ambiente e pesca. (NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE, 1996)

Após a definição dos blocos, as empresas são convidadas a se candidatarem para blocos específicos. O processo de concessão de licença na Noruega não recorre a mecanismos de leilão por bônus de assinatura ou de parcela do governo, mas trata-se de um processo discricionário e administrativo que promove a competição pelo melhor projeto técnico-econômico.

Antes de abrir novas áreas para exploração, o parlamento norueguês conduz uma avaliação geral sobre condições ambientais, interesses da indústria de pesca, interesse de outras indústrias a serem afetadas e os benefícios da extração do óleo e gás. Essa avaliação é baseada em estudos de impacto, que foram submetidos publicamente para avaliação e comentários de todos os interessados. Áreas onde os pontos negativos superam os benefícios não são abertas

para exploração. Uma vez que uma área é aberta para exploração, blocos são definidos e oferecidos para exploração. Atestada sua viabilidade comercial, a próxima fase é o desenvolvimento da produção que só pode ter início após a aprovação de um Plano para Desenvolvimento e Operação (PDO), como parte do processo de PDO, a empresa deve submeter um Estudo de Impacto Ambiental (EIA).

O EIA relativos às atividades de produção de petróleo engloba impactos ambientais, como emissões atmosféricas e descargas no mar, impactos relativos a recursos naturais e impactos sociais. Antes de elaborar o EIA, o licenciado prepara um programa preliminar do estudo, e submete ao Ministério de Petróleo e Energia (MPE). O MPE encaminha o estudo aos outros ministérios relacionados, autoridades locais e regionais e ONGs para comentários. O EIA é então elaborado levando em consideração esses comentários. O EIA é submetido a uma segunda rodada de comentários, e com base nesses comentários, o MPE avalia se o EIA atende a todos os requisitos.

Em cooperação com outros ministérios, o MPE elabora e submete ao parlamento uma proposta baseada nos comentários de todos as organizações relevantes, no EIA e no PDO. A decisão final é do parlamento, que determina se o PDO deve ou não ser aprovado. Inerente à essa aprovação, são determinadas várias condições relativas ao desenvolvimento do projeto, como o tipo de plataforma, processos de tratamento, forma de escoamento do óleo e gás, etc. (LEKNES, 2001)

O modelo adotado na Noruega difere bastante do brasileiro. O que chama a atenção são as diversas etapas de consulta pública, que acontecem durante praticamente todas as fases do processo, desde a abertura de áreas para exploração até a aprovação do projeto de desenvolvimento da produção, fazendo com que o processo seja democrático e transparente. No Brasil a única etapa de consulta pública está prevista no processo de licenciamento ambiental, através da realização de audiências públicas. É bom destacar, que as audiências públicas não são realizadas em todos os processos de licenciamento das atividades de exploração e produção de óleo.

3.2 REGULAÇÃO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES MARÍTIMAS DE E&P NO BRASIL

3.2.1 Licenciamento ambiental

O licenciamento ambiental foi regulamentado pela União em 1981, por meio da Lei 6.938 – Política Nacional de Meio Ambiente. O artigo 10 estabeleceu que “A construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento de órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, e do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, em caráter supletivo, sem prejuízo de outras licenças exigíveis.” Podemos verificar que o licenciamento ambiental foi estabelecido desde seu início de forma descentralizada, cabendo a união, aos estados e aos municípios atuar em diferentes empreendimentos.

Em 1986 o Conselho Nacional de Meio Ambiente – CONAMA editou norma identificando quais os tipos de empreendimentos cujo licenciamento necessitariam de um estudo de impacto ambiental – EIA e respectivo relatório de impacto ambiental – RIMA, e o conteúdo mínimo do EIA. Em 1987 é estabelecido a realização de Audiência Pública quando o licenciamento de um empreendimento for subsidiado por EIA.

Em 1997 foi editada a Resolução CONAMA nº 237 que regulamentou o licenciamento ambiental definindo que ao órgão federal de meio ambiente – IBAMA caberá o licenciamento de empreendimentos e atividades com significativo impacto ambiental de âmbito nacional ou regional, a saber:

- i. localizadas ou desenvolvidas conjuntamente no Brasil e em país limítrofe; no mar territorial; na plataforma continental; na zona econômica exclusiva; em terras indígenas ou em unidades de conservação do domínio da União.
- ii. localizadas ou desenvolvidas em dois ou mais Estados;
- iii. cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites territoriais do País ou de um ou mais Estados;
- iv. destinados a pesquisar, lavrar, produzir, beneficiar, transportar, armazenar e dispor material radioativo, em qualquer estágio, ou que utilizem energia nuclear em

qualquer de suas formas e aplicações, mediante parecer da Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN;

- v. bases ou empreendimentos militares, quando couber, observada à legislação específica.

Em 2008 foi editada a Instrução Normativa nº 184 do IBAMA que regulamentou os procedimentos de licenciamento ambiental federal, especificando prazos e trâmites administrativos. Em 2011 foi editada Lei Complementar 140/2011, que estabeleceu a forma de atuação da União, dos Estados e dos Municípios no licenciamento ambiental, cabendo a União – ao IBAMA o licenciamento de empreendimentos e atividades:

- i. localizados ou desenvolvidos conjuntamente no Brasil e em país limítrofe;
- ii. localizados ou desenvolvidos no mar territorial, na plataforma continental ou na zona econômica exclusiva;
- iii. localizados ou desenvolvidos em terras indígenas;
- iv. localizados ou desenvolvidos em unidades de conservação instituídas pela União, exceto em Áreas de Proteção Ambiental (APAs);
- v. localizados ou desenvolvidos em 2 (dois) ou mais Estados;
- vi. de caráter militar, excetuando-se do licenciamento ambiental, nos termos de ato do Poder Executivo, aqueles previstos no preparo e emprego das Forças Armadas, conforme disposto na Lei Complementar nº 97, de 9 de junho de 1999;
- vii. destinados a pesquisar, lavrar, produzir, beneficiar, transportar, armazenar e dispor material radioativo, em qualquer estágio, ou que utilizem energia nuclear em qualquer de suas formas e aplicações, mediante parecer da Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen); ou
- viii. que atendam tipologia estabelecida por ato do Poder Executivo, a partir de proposição da Comissão Tripartite Nacional, assegurada a participação de um membro do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), e considerados os critérios de porte, potencial poluidor e natureza da atividade ou empreendimento.

Neste mesmo ano, foram também editadas portarias do Ministério do Meio Ambiente – MMA e portarias interministeriais (com a Secretaria Especiais de Portos e Ministério dos Transportes), regulamentando os procedimentos de licenciamento ambiental federal, destacando-se a Portaria 422/2011 do MMA que dispõe sobre os procedimentos para o

licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar.

Cabe ressaltar, que a Portaria 422/2011 foi editada com o objetivo de formalizar procedimentos que já vinham sendo feitos pela Coordenação Geral de petróleo e Gás do IBAMA no licenciamento das atividades de E&P. (MME/MMA, 2012) (MMA, 2011)

O licenciamento é um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente, e tem como objetivo agir preventivamente sobre a proteção do bem comum da sociedade - o meio ambiente – e compatibilizar sua preservação com o desenvolvimento econômico-social.

A Resolução Conama 237/97 traz o seguinte conceito de licenciamento ambiental:

Procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras; ou aquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.

A licença ambiental é definida pela Resolução Conama 237/97 como:

Ato administrativo pelo qual o órgão ambiental competente estabelece as condições, restrições e medidas de controle ambiental que deverão ser obedecidas pelo empreendedor, pessoa física ou jurídica, para localizar, instalar, ampliar e operar empreendimentos ou atividades utilizadoras dos recursos ambientais consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou aquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental.

A licença ambiental é uma autorização, emitida pelo órgão ambiental competente, ao empreendedor para que ele exerça seu direito à livre iniciativa, desde que atendidas as condições necessárias para resguardar o direito coletivo ao meio ambiente ecologicamente equilibrado. Devido à sua natureza autorizativa, a licença ambiental possui caráter precário, que entre outras coisas, implica na possibilidade legal de cassação da mesma caso as condições estabelecidas pelo órgão ambiental não sejam atendidas.

Existem três tipos de licença: licença prévia (LP), licença de instalação (LI) e licença de operação (LO). Cada uma delas refere-se à fases distintas do empreendimento, seguindo uma

sequência lógica de encadeamento.

As licenças ambientais estão estabelecidas no Decreto no 99.274/90, que regulamenta a Lei no 6.938/81, e detalhadas na Resolução CONAMA no 237/97, sendo:

Licença Prévia – LP

A ser expedida na fase de planejamento e concepção de um novo empreendimento ou atividade, contendo os requisitos básicos a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação. Sua concessão depende das informações sobre a concepção do projeto, sua caracterização e justificativa, a análise dos possíveis impactos ao ambiente e das medidas que serão adotadas para o controle e mitigação dos riscos ambientais.

A LP estabelece as condições para a viabilidade ambiental do empreendimento ou atividade, após exame dos impactos ambientais por ele gerados, dos programas de redução e mitigação de impactos negativos e de maximização dos impactos positivos, permitindo, assim, que o local ou trajeto escolhido como de maior viabilidade tenha seus estudos e projetos detalhados.

Em projetos de significativo impacto ambiental será exigido a realização de Estudo de Impacto Ambiental - EIA e correspondente Relatório de Impacto ao Meio Ambiente - RIMA, como condicionantes para obtenção da licença prévia. Estes instrumentos foram normalizados pela Resolução no 001/86 do CONAMA e, complementarmente, pela Resolução no 237/97.

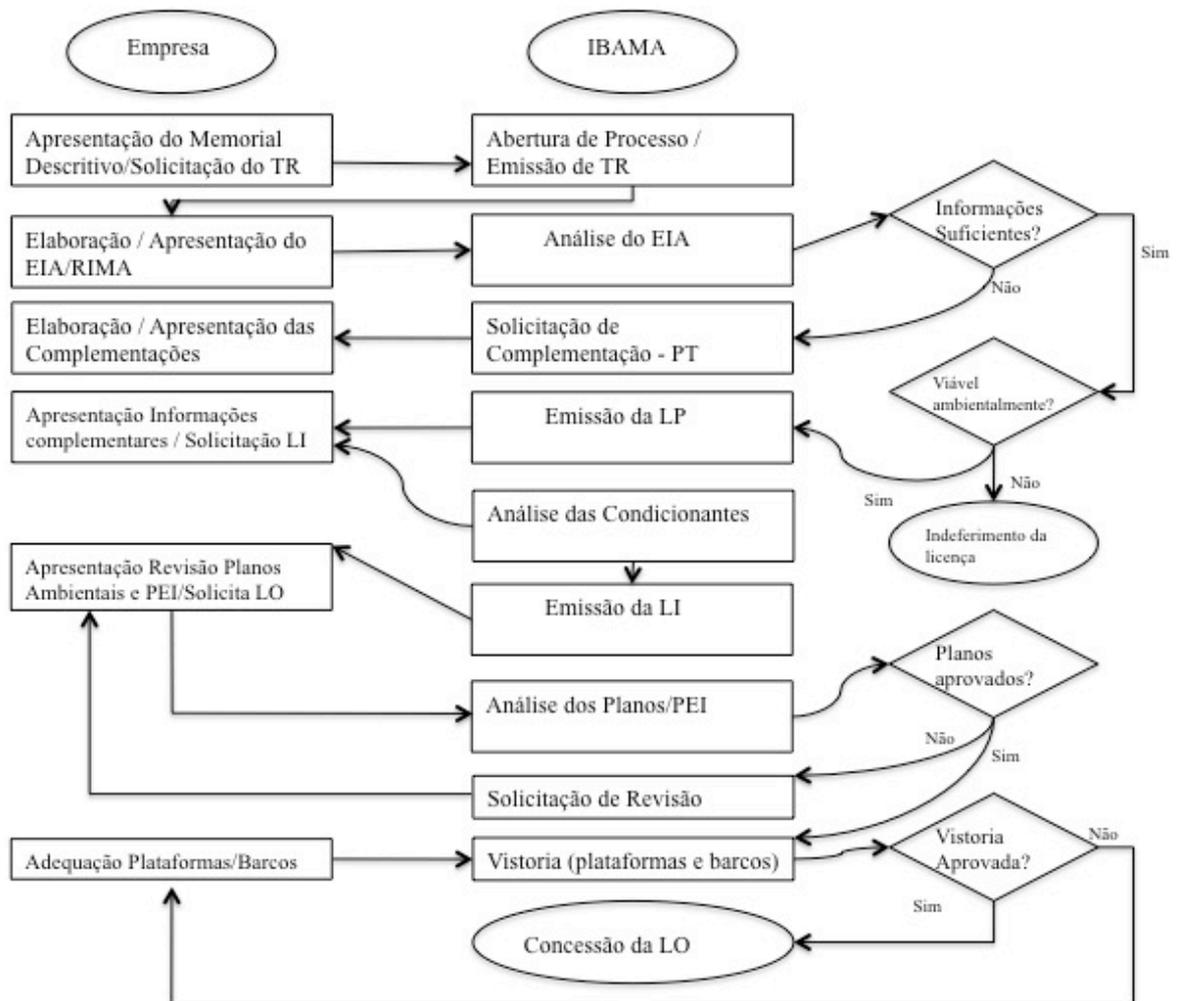
Licença de Instalação – LI

A ser expedida após análise das especificações do Projeto Executivo do empreendimento e da apresentação dos planos, programas e projetos, onde serão apresentados o atendimento das condicionantes da LP e as informações detalhadas do projeto, processos e tecnologias adotadas para a neutralização, mitigação ou compensação dos impactos ambientais provocados, assim como os procedimentos de monitoramento ambiental. A LI precede os procedimentos de efetivo início de implantação da atividade ou empreendimento.

Licença de Operação – LO

A ser expedida para autorizar o início da operação da atividade ou empreendimento, após as verificações necessárias do funcionamento de seus equipamentos de controle de poluição e do atendimento das condicionantes constantes nas Licenças, Prévia e de Instalação.

As licenças ambientais poderão ser expedidas isolada ou sucessivamente, de acordo com a natureza, características e fase do empreendimento ou atividade. (MMA, 2002b)



Elaboração própria

Figura 11 - Fluxograma do Processo de Licenciamento Ambiental das Atividades de E&P marítimas

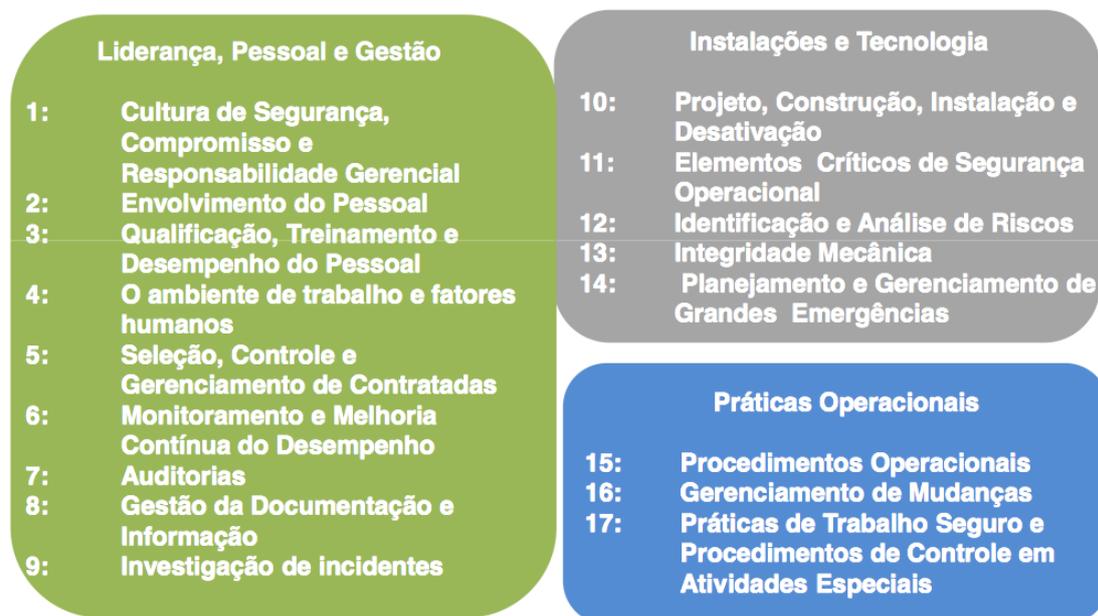
Após a concessão da licença ambiental, o processo de licenciamento continua existindo, na chamada fase de pós-licença. A fase de pós-licenciamento consiste no acompanhamento do projeto de forma a verificar se as condicionantes e compromissos assumidos no EIA estão sendo cumpridos, bem como na avaliação de solicitações de anuência para que as empresas possam alterar o escopo do projeto inicial. No caso do licenciamento das atividades de E&P marítimas esse acompanhamento se dá através da análise de relatórios que a empresa deve

submeter ao órgão ambiental, e também por meio de vistorias.

3.2.2 Gerenciamento da Segurança Operacional

Em 2007, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) instituiu, por meio da Resolução ANP nº 43, uma série de requisitos e diretrizes para a implementação e operação de um Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), visando a segurança operacional das instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural, através da adoção de práticas voltadas para integridade mecânica, avaliação de riscos, seleção de contratadas, auditorias internas, investigação de incidentes, gerenciamento de mudanças, práticas de trabalho seguro, dentre outras.

Quadro 2 – Práticas de Gestão do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional



Fonte: (GAUDÊNCIO, 2010)

A metodologia de verificação do cumprimento de tais requisitos pela ANP compreende a análise de documentação específica, auditorias a bordo das plataformas e ações impositivas. Desde 2009 dezenas de plataformas tem sido auditadas anualmente permitindo a identificação de desvios, pontos de melhoria, não-conformidades e, até mesmo, a interdição de plataformas,

como foi o caso das unidades P-27, P-33 e P-35, pela ausência de estudos de análise de risco e falta de integridade mecânica (GAUDÊNCIO, 2010)

CAPÍTULO 4 – AVALIAÇÃO E GERENCIAMENTO DE RISCOS

4.1 - RISCO

Existem várias abordagens e conceitos envolvendo o Risco, mas o que todos os conceitos têm em comum é a distinção entre realidade e possibilidade. Se o futuro for predeterminado, ou independente das ações humanas, o termo Risco não faria sentido nenhum. Sendo a distinção entre realidade e possibilidade aceita, o termo Risco denota a possibilidade de que um estado indesejado da realidade (efeitos adversos) possa ocorrer como o resultado de eventos naturais ou atividades humanas. Esta definição implica que seres humanos estabelecem relações causais entre ações (ou eventos) e seus efeitos (ou consequências), e que esses efeitos indesejáveis podem ser evitados ou mitigados ao se evitar ou modificar as ações relacionadas. O Risco seria um conceito descritivo e normativo, que inclui a análise de relações causa-efeito, cuja definição contém três elementos: consequências indesejadas, possibilidade de ocorrência e estado da realidade. (RENN, 1992)

Segundo Ganzach, o risco pode ser considerado como a característica principal de alternativas cujas consequências são incertas. O conceito de risco faz parte do cotidiano das pessoas, e seria a principal característica considerada quando se avalia alternativas de ações a serem tomadas, desde a escolha da carreira a ser seguida, até qual a melhor aplicação financeira. Apesar de inerente ao processo humano de tomada de decisão, existe uma ambiguidade sobre o significado do conceito de risco. O risco pode significar coisas diferentes para pessoas diferentes em situações diferentes. De qualquer forma, é universalmente aceito que o risco é inversamente proporcional à preferência, quanto mais alto o risco, menos favorável a alternativa. (GANZACH, 2000)

O risco é usualmente definido e mensurado em termos de probabilidade de distribuição de possíveis consequências ou resultados, e geralmente equacionado com a variância dessa distribuição. Contudo, observa-se que a percepção de risco das pessoas parece não estar de acordo com essa variância. Para equacionar essa discrepância outras formas de medir o risco começaram a ser utilizadas, em particular aquelas que enfatizam as consequências negativas. (MILLER & REUER, 1996)

O risco que percebemos, resulta de como avaliamos a chance de um tipo particular de acidente acontecer conosco, e do quão preocupados estamos com esse tipo de acidente. Fatores importantes na percepção dos riscos inclui estratégias cognitivas que afetam a avaliação da probabilidade, decisões individuais e avaliação das consequências. (RUNDMO, 1992b) (RUNDMO, 1992a)

O Risco percebido muitas vezes difere do risco objetivo. O risco objetivo se utiliza de métodos, experiência e objetivo, de forma a estimar a probabilidade e as consequências de um evento e a exposição aos perigos envolvidos (Marek apud Rundmo,1992). O risco objetivo existe independente de termos consciência dele ou não, ou o quanto nos preocupamos com ele. Se um acidente acontece ocasionalmente, tende-se a subestimar suas consequências. Nós preferimos nos proteger de danos menores se sua probabilidade for considerada alta. Acidentes percebidos como raros não recebem o mesmo peso, mesmo que suas consequências sejam severas. No entanto, em algumas situações as pessoas tendem a valorizar as consequências em detrimento da probabilidade, como no caso da percepção de acidentes nucleares. Marek, Tangenes and Hellesoy apud Rundmo (1992) descobriram que um grande número de trabalhadores de plataformas de petróleo na Noruega, percebia o risco unicamente em relação à desastres, como blow-outs, explosões e incêndio, que apesar de raros, têm consequências severas.

A questão da subjetividade do risco também é abordada por Wilkinson (1997), e segundo o autor, decisões baseadas em risco possuem duas dimensões: avaliação científica e interpretação cultural. Cientistas se referem ao risco em termos de probabilidade, enquanto as pessoas em geral parecem mais preocupadas com a consequência do que com a “improbabilidade” de algo ocorrer. A percepção de risco das pessoas é moldada por suas emoções, experiências e crenças e pelo nível de confiança que têm por quem “controla o risco”. A sociedade, de forma em geral, passou da fase dominada por riscos naturais (terremotos, enchentes, pragas...) para a fase dos riscos gerados pelo homem. Nas últimas décadas, métodos científicos e um entendimento mais amplo permitiram a projeção da tendência histórica de dados no futuro. Na sociedade contemporânea, o progresso não é mais moldado pelos riscos naturais, mas é direcionado pelas escolhas sobre o futuro e sobre o balanço entre as vantagens e desvantagens de novos estilos de risco. Segundo o autor, paramos de nos preocupar com o que a natureza pode fazer conosco, e estamos preocupados com o que nós podemos fazer à natureza.

O risco muitas vezes é definido como a chance de perda ou dano. Muitos analistas de risco definem o risco como o valor esperado do produto da consequência multiplicada pela probabilidade, somando-se todos os eventos e acidentes. Contudo alguns analistas afirmam que esse conceito carece de informações e, na realidade o risco seria constituído de incertezas, consequências e probabilidades. Vários cientistas sociais, contudo, afirmam que o risco inclui um número considerável de outros fatores, muito deles intangíveis. (OKRENT, 1998)

Segundo Renn, existem sete abordagens para concepção e avaliação de risco (RENN, 1992):

- Atuarial (que usa previsões estatísticas)
- Toxicológica e epidemiológica (incluindo a ecotoxicológica)
- Engenharia (que inclui a avaliação de risco probabilística)
- Econômica (que inclui comparações risco-benefício)
- Teorias Sociais
- Teorias culturais

É importante notar que a abordagem “ambiental” não aparece claramente entre as sete listadas por Renn. Infere-se que a mesma estaria incluída na abordagem ecotoxicológica. Mas também poderia ser incluída dentro da abordagem de engenharia, mudando-se o foco da análise de consequências.

4.2 - AVALIAÇÃO DE RISCO

Klinke & Renn (2002) definem o Risco como a possibilidade de ações humanas ou eventos levarem a consequências que causem danos à algo que o ser humano valorize. Essa definição implica que a severidade do dano depende da relação causal entre um estímulo e suas consequências. Para reduzir ou controlar esses riscos, instituições sociais são formadas para avaliar e gerenciá-los. Nesse contexto, a avaliação do risco é entendida como o processo no qual instituições como agências, grupos sociais ou indivíduos determinam a aceitabilidade de um dado risco. Se um risco é julgado como inaceitável, medidas adequadas de redução de risco são requeridas. O processo de redução de riscos à um nível considerado aceitável pela sociedade e de garantia de controle monitoramento e comunicação ao público é chamado de Gerenciamento de Riscos.

Segundo Stirling (1999) o debate de como avaliar e gerenciar riscos é focado em três estratégias principais:

- abordagens baseadas em risco, incluindo limites numéricos (metas de segurança quantitativas, limites de exposição, padrões, etc)
- ações de redução derivadas da aplicação do princípio da precaução
- padrões derivados de processos discursivos como mesas-redonda e conselho de cidadãos.

Não existe um caminho simples para avaliar e gerenciar os riscos. O que muitos autores concordam é que a avaliação de riscos é permeada de incertezas, sejam elas derivadas das próprias metodologias aplicadas, sejam elas advindas da falta de informações sobre um determinado evento e suas consequências. Santillo et al. (1998) propõe o uso do princípio da precaução como forma de proteção contra as falhas inerentes à avaliação de riscos.

Segundo Okrent (1998) a abordagem quantitativa do risco facilita a comunicação do risco à sociedade, uma vez que permite a comparação do risco da atividade em questão, com o risco de outras atividades cotidianas e familiares.

Um estudo de avaliação de riscos é um esforço organizado para identificar e analisar a significância de situações perigosas associadas a um processo ou atividade. Especificamente, estes estudos têm o objetivo de apontar pontos fracos no projeto e operação de empreendimentos que possam levar a vazamentos, incêndios ou explosões. A ocorrência de grandes acidentes em diversos segmentos das chamadas indústrias de alto risco promoveu um considerável progresso no que se refere à gestão de segurança de processo.

A avaliação de riscos é uma ferramenta da gestão de segurança de processo que busca, através de diversas técnicas qualitativas ou quantitativas, responder a três perguntas chaves (AICHE, 1999):

- O que pode dar errado ?
- Quais as chances de ocorrência?
- Quais as consequências e impactos?

De acordo com normas internacionais (ISO. International Standard Organisation, 1999), o risco é um termo que combina a chance de um evento perigoso ocorrer e a severidade das

conseqüências desse evento. Matematicamente, o risco pode ser expresso como uma função de duas variáveis, probabilidade e conseqüência:

$$R = f(p, C)$$

Onde:

p = probabilidade de acidentes

C = Conseqüência de acidentes

Essa definição é chamada de risco objetivo, ou risco tecnológico. (VINNEN, 1999)

O risco depende de três fatores: cenário, sua freqüência e severidade da conseqüência. Matematicamente, pode ser calculado pelo produto da freqüência esperada de ocorrência do cenário (eventos/ano) e da magnitude da conseqüência (que pode ser expressa, por exemplo, em termos de fatalidades /evento). Portanto, para um dado cenário “i”, o risco é dado pela equação abaixo:

$$R_i = F_i \times C_i$$

Se considerarmos os vários possíveis cenários em uma unidade de processo, o risco da unidade pode ser estimado pelo somatório:

$$Risco = \sum F_i \times C_i$$

Segundo a (AICHE, 1999) existem 3 fundamentos da avaliação de riscos, experiência histórica, métodos analíticos e conhecimento e intuição.

Esses três fundamentos estão sujeitos a uma série de limitações teóricas e práticas, as limitações clássicas de um estudo de risco estão apresentadas no Quadro 3.

Quadro 3 – Limitações de um Estudo de Risco

Limitações	Descrição
Abrangência	Nunca será garantido que todos os perigos, causas e efeitos foram considerados
Reprodutibilidade	Especialistas diferentes, usando informações idênticas, podem chegar a resultados diferentes ao analisar o mesmo problema
Inscrutabilidade	A natureza de algumas técnicas tornam os resultados difíceis de serem entendidos e aplicados
Relevância da Experiência	Uma equipe de avaliação de risco pode não ter experiência para avaliar a significância de alguns potenciais acidentes
Subjetividade	O julgamento e experiência individuais do analista influem na avaliação.

(AICHE, 1999)

Como já mostrado neste capítulo, o risco pode ser entendido como a probabilidade de ocorrência de eventos com consequências indesejáveis, ou seja, avaliar o risco de um processo ou empreendimento é avaliar as probabilidades de ocorrência de um acidente e avaliar as consequências desse acidente, conforme esquematizado na Figura 12.

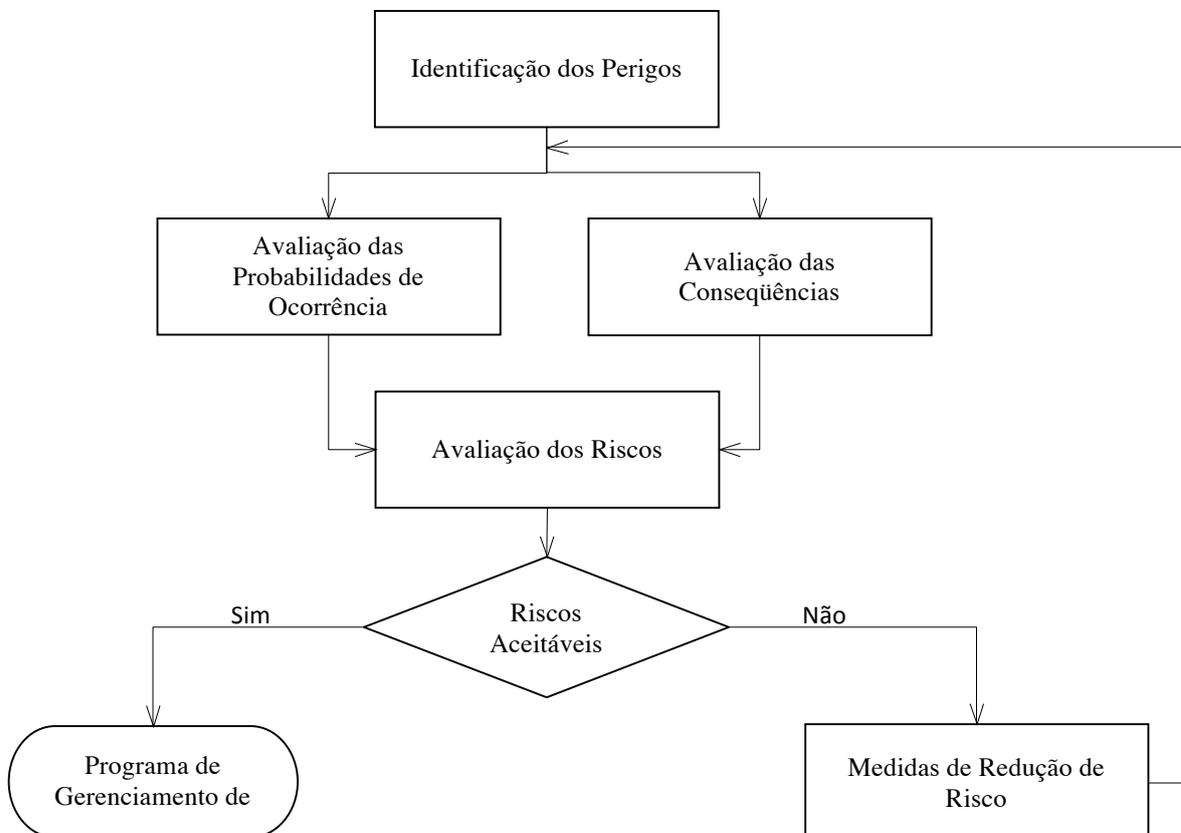
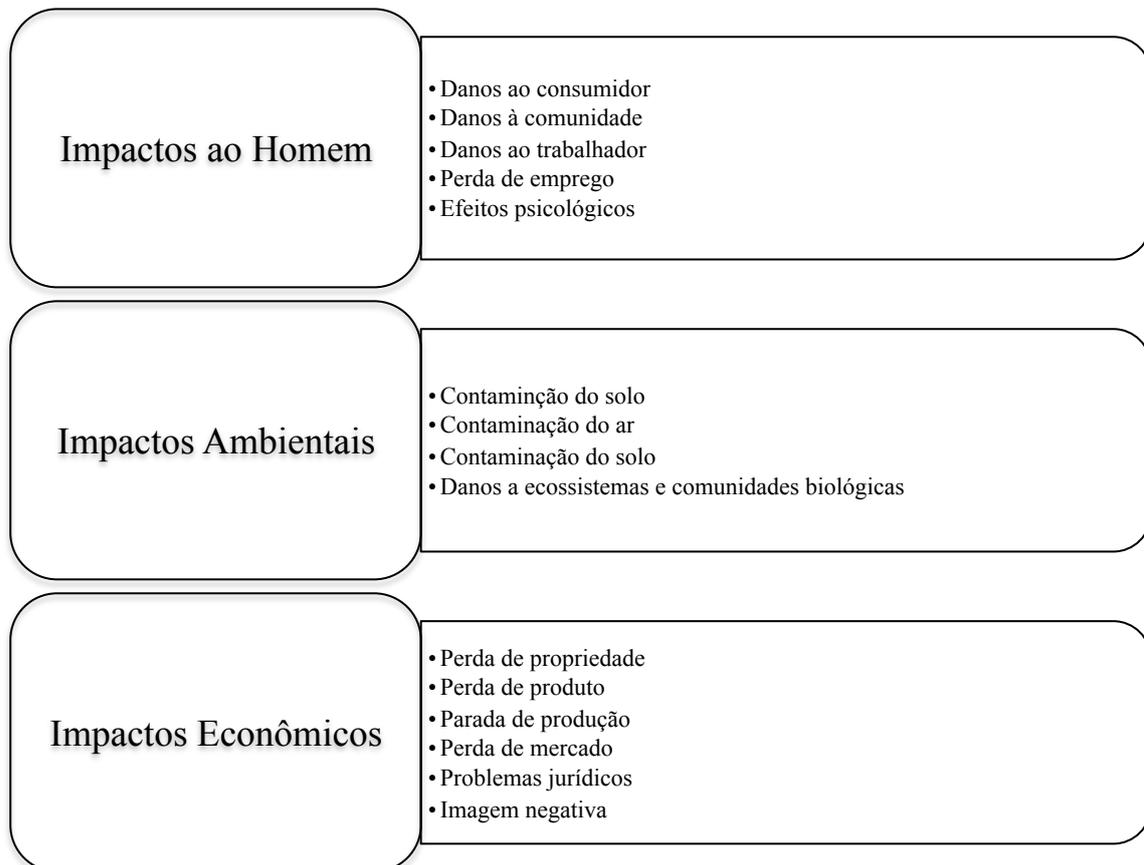


Figura 12 – Esquema básico de uma Avaliação de Riscos

Perigo, segundo a AiChe, é a característica física ou química de material, sistema, processo ou planta que tem potencial de causar danos. A identificação de perigos envolve duas tarefas: a identificação das consequências indesejáveis e a identificação das características do material, sistema, processo ou planta que podem levar à essas consequências. A identificação dos perigos ocorre a partir da definição da categoria das consequências, que podem ser divididas em três, impactos ao homem, impactos ambientais e impactos econômicos. Cada categoria pode ainda ser dividida pelo tipo de dano. A avaliação de riscos será, então, definida pelo tipo de consequência que se pretende estudar, conforme ilustrado no Quadro 4.

Quadro 4 – Classificação das Consequências Indesejadas



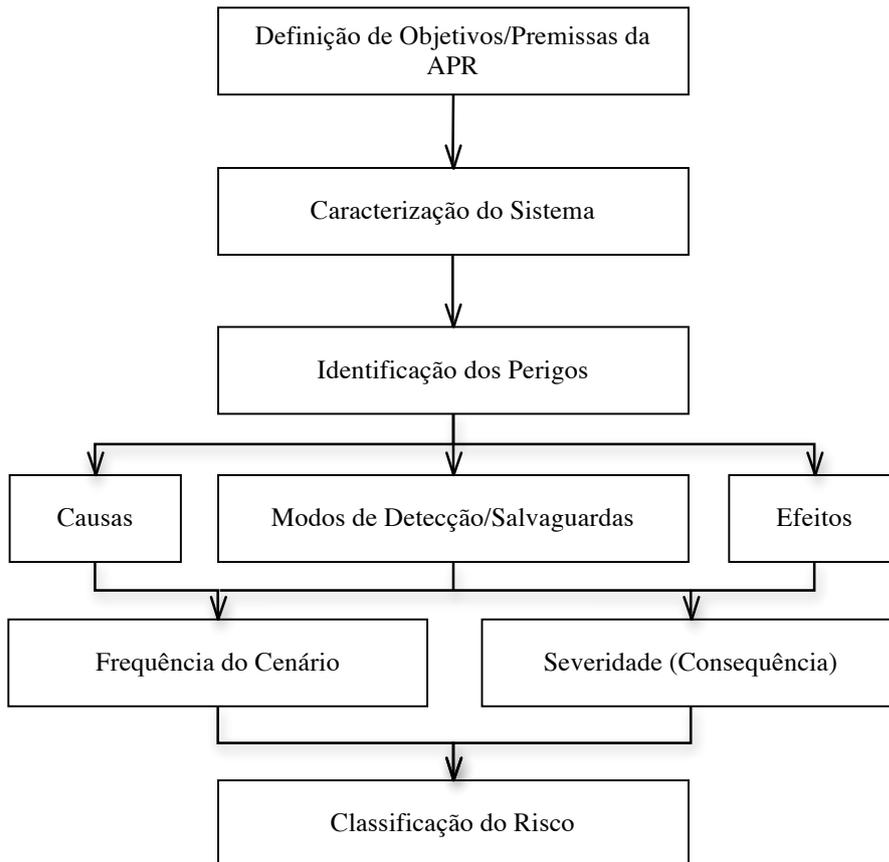
Adaptado de Aiche, 1999

Os métodos de avaliação de riscos podem ser divididos em qualitativos e quantitativos, e entre os principais destacam-se, Check-list, Análise Preliminar de Perigos (APP), What-if, HAZOP (Hazard and Operability Analysis), Análises de Modos de Falha e Efeitos (FMEA), Árvore de Falhas e Árvores de Eventos.

Neste capítulo serão abordadas as técnicas de Análise Preliminar de Perigos, Árvores de Falhas e Árvores de Eventos, pois são essas as técnicas requeridas pelo IBAMA na avaliação de riscos de ambientais no licenciamento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

4.2.1 - Avaliação Preliminar de Perigos

A APP é uma técnica qualitativa que teve origem no Departamento de Defesa americano (Military Standard System Safety Program Requirements, MIL-STD-882). Grande parte das empresas e dos especialistas da área conhecem essa metodologia como “Análise Preliminar de Perigos (APP)”. Entretanto, a terminologia “Análise Preliminar de Riscos (APR)” é adotada por algumas empresas em função da técnica considerar uma avaliação qualitativa dos riscos inerentes aos cenários de acidente levantados, através do uso de Matrizes de Risco. A APP é uma metodologia que procura examinar as maneiras como a energia pode ser liberada de forma descontrolada, as causas, os efeitos (sobre os operadores e população circunvizinha, sobre as instalações, sobre o meio ambiente e sobre a imagem da empresa) e os métodos de detecção / salvaguardas disponíveis. Toda vez que a equipe multidisciplinar que a executa entende que as salvaguardas existentes são insuficientes para minimizar as chances de ocorrência dos cenários ou mitigar seus efeitos, novas salvaguardas e medidas podem ser recomendadas. A Figura 13 mostra as principais etapas de aplicação de uma APP.



Adaptado de (MIL-STD-882D, 2000)

Figura 13 – Principais Etapas de Aplicação da APP

A APP é organizada em planilhas, onde os cenários são representados pelo perigo, causas, efeitos, detecção/salvuardas, frequência, severidade e recomendações/observações. A Figura 14 mostra um exemplo de planilha de APP.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS								
Sistema:			Subsistema:				Página:	
Referência:			Data:				Rev.:	
Potencial de Dano	Causas	Efeitos	Salvaguardas	Cat Freq	Cat Sev	Cat Risco	Recomendações / Observações	Número do Cenário

Fonte: (PETROBRAS & HABTEC, 2007)

Figura 14 – Exemplo de Planilha de APP

São válidos os seguintes comentários sobre as colunas de informações de uma planilha de APP:

- Sistema: esse campo apresenta o sistema da unidade de processo que está sendo analisado. São exemplos de sistemas de uma unidade marítima de produção: sistema de elevação e escoamento, planta de produção, sistema de armazenamento, sistema de abastecimento e offloading, etc.
- Subsistema: esse campo de informação deve ser usado para descrever, com base nos fluxogramas de processo ou de engenharia, o segmento analisado dentro de cada sistema maior da unidade. Sempre que possível, deve-se trabalhar com o conceito de seção isolável: trecho compreendido entre duas válvulas de isolamento de inventário (que na área do E&P é identificada como SDV – Shutdown Valve).
- Perigo: O perigo deve ser entendido como a presença da substância perigosa, o ambiente operacional e determinado evento não planejado que pode resultar em uma perda de contenção. São exemplos:
 - Pequena ou grande liberação de líquido inflamável/combustível (ex: óleo, diesel, etc.);
 - Pequena ou grande liberação de gás inflamável;

- Pequena ou grande liberação de gás tóxico;
- Causas: nesta coluna são registradas as causas que levaram à liberação da substância perigosa (ex: falhas de equipamentos e materiais, erro humano, uma condição de operação do processo não prevista, queda de carga, colisões com embarcações etc.)
- Efeitos: constituem a manifestação ou efeito físico decorrente da perda de contenção, a saber: incêndio em poça, incêndio em jato, dispersão de nuvem de material tóxico e/ ou inflamável, incêndio em nuvem, explosão, etc.
- Modos de detecção: são dispositivos, sistemas ou outros meios já existentes na instalação ou previstos no projeto, utilizados para identificar a ocorrência do cenário acidental, como: alarmes, detectores de gás, etc.
- Frequência: categoria de frequência de ocorrência do cenário acidental, conforme matriz de risco aplicada no estudo, a qual deve ser atribuída pela equipe multidisciplinar responsável pela execução da APP.
- S – Severidade: categorias de severidade atribuídas aos possíveis efeitos levantados para o cenário analisado, em relação à categoria pretendida. Para esta categorização deve ser utilizada a matriz de tolerabilidade de riscos adotada no estudo.
- R – Risco: categoria de risco resultante da combinação das categorias de frequência e de severidade atribuídas ao cenário.

Como principais resultados, a APP possibilita uma descrição qualitativa dos perigos relacionados a um processo. A técnica permite identificar os principais perigos e potenciais situações acidentais que podem resultar em consequências indesejadas. Com isso, pode ser utilizada para identificar as áreas ou cenários do processo que demandam a aplicação de uma técnica de análise de riscos mais detalhada. A técnica também permite uma hierarquização dos perigos, e pode ser usada para priorizar ações mitigatórias. (AiChe, 1999)

Os cenários acidentais identificados na APP são categorizados de acordo com sua frequência e severidade. Diferentes categorias podem ser adotadas, segundo o enfoque desejado.

Quadro 5 – Exemplo de categorias de frequência

Categoria	Denominação	Faixa	Descrição
A	Extremamente Remota	$F < 10^{-4}$	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável de ocorrer durante a vida útil da instalação
B	Remota	$10^{-4} \leq F < 10^{-3}$	Não esperado ocorrer durante a vida útil da instalação
C	Improvável	$10^{-3} \leq F < 10^{-2}$	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil da instalação
D	Provável	$10^{-2} \leq F \leq 10^{-1}$	Esperado acontecer até uma vez durante a vida útil da instalação
E	Freqüente	$F > 10^{-1}$	Esperado ocorrer várias vezes durante a vida útil da instalação

Quadro 6 – Exemplo de categorias de severidade

Categoria	Denominação	Descrição
1	Desprezível	Pequenos danos ou danos insignificantes aos equipamentos, à propriedade e/ou ao meio ambiente restrito aos limites da plataforma.
2	Marginal	Danos leves aos equipamentos, à propriedade e/ou ao meio ambiente com descargas de óleo ou derivados de até 8 m ³
3	Crítica	Danos severos aos equipamentos, à propriedade e danos ao meio ambiente devido a descargas de 8 a 200 m ³
4	Catastrófica	Danos irreparáveis aos equipamentos, à propriedade e descargas de óleo ou derivados maiores que 200 m ³ (reparação lenta ou impossível)

Usualmente, os resultados obtidos da Análise Preliminar de Perigos são sintetizados em uma matriz, chamada Matriz de Riscos, onde os riscos são classificados segundo sua frequência e severidade.

Quadro 7 – Exemplo de Matriz de Riscos

		Severidade			
		1	2	3	4
Frequências	A	1	1	1	2
	B	1	1	2	3
	C	1	2	3	4
	D	2	3	4	5
	E	3	4	5	5

1 – Risco Desprezível
 2 – Risco Menor
 3 – Risco Moderado
 4 – Risco Sério
 5 – Risco Crítico

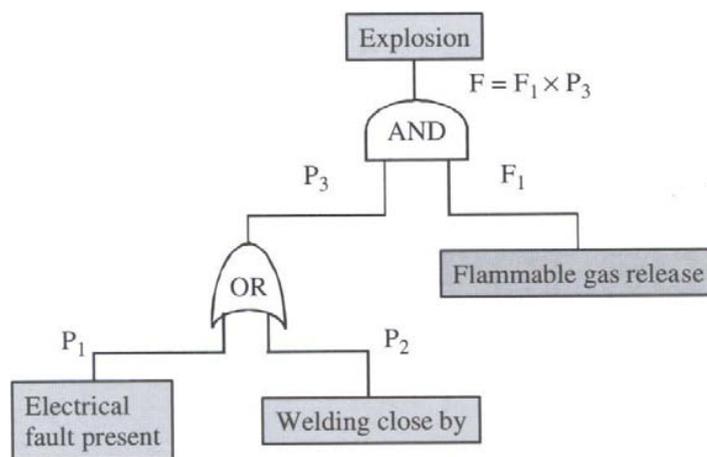
4.2.2 - Árvore de Falhas

A árvore de falhas é uma técnica dedutiva e quantitativa, utilizada para avaliação de frequências de um cenário acidental. A análise de árvore de falhas começa pela identificação de um evento indesejado, chamado evento-topo. O princípio básico da construção de uma árvore de falhas é a questão: “Como esse evento pode ocorrer?” A árvore de falhas consiste em um modelo gráfico mostrando as várias combinações de falhas de equipamentos e erros humanos que podem resultar na falha principal do sistema de interesse, chamada de evento-topo. Esta técnica é muitas vezes utilizada depois da utilização de outra técnica como APP ou HAZOP, onde um cenário importante foi identificado e uma análise mais detalhada é indicada. (DHILLON & SINGH, 1978)

A árvore de falhas é construída através de um modelo lógico de falhas que usam portões lógicos booleanos (E, OU) que descreve como falhas de equipamentos e erros humanos se combinam para gerar o evento-topo.

De forma simplificada a técnica de árvore de falhas é aplicada seguindo as etapas:

- Seleção do “Evento-Topo”: normalmente o evento-topo é definido a partir de uma hipótese acidental, identificada anteriormente, pela aplicação de técnicas específicas, como APP, HAZOP, Análise de Modos de Falhas e Efeitos, *What - If*, entre outras;
- Construção da árvore de falhas, determinando os eventos que contribuem para a ocorrência do evento-topo, estabelecendo as relações lógicas entre os mesmos;
- Seguir esse procedimento para os eventos intermediários até a identificação dos eventos básicos em cada um dos “ramos” da árvore;
- Realizar uma avaliação qualitativa da árvore elaborada, dando especial atenção para a ocorrência de eventos repetidos;
- Aplicação das probabilidades ou frequências nos eventos básicos;
- Cálculo das frequências dos eventos intermediários, de acordo com as relações lógicas estabelecidas, até a determinação da probabilidade ou frequência do evento-topo.



(MACDONALD, 2004)

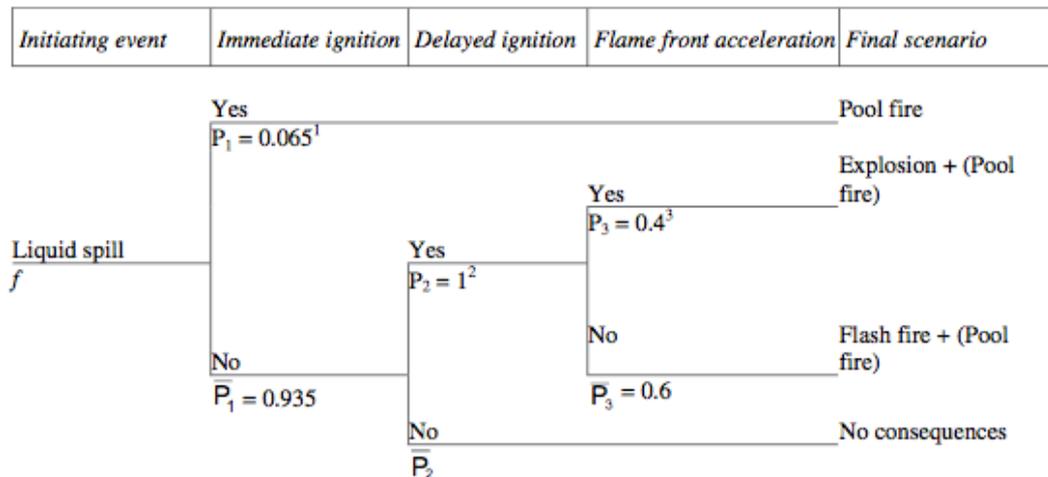
Figura 15 – Exemplo básico de Árvore de Falha (explosão em vaso)

4.2.3 - Árvore de Eventos

Uma árvore de eventos mostra graficamente os possíveis desdobramentos de um evento iniciador (primeiro evento do cenário acidental). O resultado da Árvore de Eventos é uma seqüência de

acidentes, ou seja, um conjunto de falhas e erros que levam a um acidente, descrevendo os desdobramentos de um possível acidente em termos de uma seqüência de sucessos ou falhas de funções de segurança que se seguem a um evento iniciador. A árvore de eventos apresenta:

- Uma parte sistêmica, que considera o sucesso ou a falha na atuação das salvaguardas (ex: sistemas de detecção, bloqueio ou isolamento de inventário, etc.);
- Uma parte fenomenológica, que considera os dados atmosféricos, como velocidade e direção de vento;
- Uma parte dinâmica, que leva em conta os pontos e probabilidades de ignição.



(VÍLCHEZ, ESPEJO, & CASAL, 2011)

Figura 16 – Exemplo de Árvore de Eventos para um vazamento de líquido inflamável

No Brasil, é prevista a elaboração de um estudo de avaliação dos riscos ambientais dentro dos estudos de impacto ambientais que subsidiam os processos de licenciamento ambiental. No licenciamento de empreendimentos terrestres esse modelo já está consagrado nos licenciamentos conduzidos pela CETESB, órgão ambiental do estado de São Paulo e INEA, órgão ambiental do estado do Rio de Janeiro. Este estudo tem por foco a avaliação dos riscos tecnológicos e suas consequências para a chamada população de interesse (população do entorno que pode ser atingida), e não contempla os riscos à saúde e segurança dos trabalhadores, ou danos aos bens patrimoniais das instalações. Neste tipo de estudo as consequências são avaliadas em relação a possibilidade de fatalidade humana, através dos cálculos de Risco Individual e Risco Social. Os riscos ao ambiente não são avaliados. (CETESB, 2011) (INEA, 2013)

Para empreendimentos marítimos, como as instalações de exploração e produção de petróleo e gás *offshore* o estudo realizados pra empreendimentos terrestres não é aplicável devido à ausência de população no entorno. Com isso, a quantificação dos danos deve ser feita em relação ao ambiente no entorno, contudo a mensuração deste dano é difícil e controversa.

4.3 - AVALIAÇÃO DE RISCOS *OFFSHORE*

A Noruega foi pioneira na utilização de estudos de avaliação de riscos na área *offshore*, na segunda metade dos anos 70. Os poucos estudos conduzidos à época tinham propósitos de pesquisa e desenvolvimento, e eram basicamente adaptações do que era utilizado na indústria nuclear. A partir de 1981, o Norwegian Petroleum Directorate (NPD) estabeleceu uma regulação para avaliação de segurança a serem seguidas por todas as instalações *offshore* na fase de projeto conceitual. A empresa deveria submeter um plano geral de desenvolvimento, contendo uma avaliação de segurança do projeto conceitual da plataforma. É importante destacar que essa avaliação era realizada ainda na fase conceitual da plataforma. Esse foi o primeiro requerimento formal de Análise Quantitativa de Riscos *Offshore* no mundo. (VINNEN, 1999)

Os estudos decorrentes desse requerimento ficaram conhecidos como *Concept Safety Evaluations* – CSEs (Avaliação Conceitual de Segurança), e produziram uma grande melhoria das plataformas norueguesas. Os CSEs focavam na disponibilidade de funções de segurança como rotas de fuga e áreas protegidas e no controle de funções relacionadas à segurança. Por princípio, deveriam ser considerados o cenários acidentais mais desfavoráveis, mas era permitido desconsiderar os cenários muito improváveis. Essa regulação continha um critério de corte de frequência de acidentes de 10^{-4} /(plataforma.ano). (BRANDSÆTER, 2002)

O gerenciamento de riscos na indústria *offshore* é focado na segurança da instalação e tripulação, prevenção de danos ambientais e regularidade da produção, pois ao contrário da indústria *onshore*, o potencial de ameaça a terceiros é bastante limitado na grande parte das plataformas. (BRANDSÆTER, 2002)

Por muito tempo a Noruega foi o único país a usar avaliações quantitativas de risco na indústria offshore de forma sistemática. Após o acidente da plataforma Piper Alpha em 1988, que causou a morte de 167 trabalhadores, o Reino Unido reviu suas regulamentações e a partir de 1992 passou a exigir a realização de avaliações de risco operacionais para instalações novas e antigas. (SHAW, 1992)

O desenvolvimento da Análise Quantitativa de Risco *Offshore* foi conduzida por mútua influência e interação entre as autoridade reguladoras do Reino Unido e Noruega, bem como de companhias de petróleo atuando nestes países. Outros países teriam participado desse desenvolvimento, mas na sua maioria isso ocorreu baseado nas iniciativas britânicas e norueguesas. (BRANDSÆTER, 2002)

Quadro 8 - Visão geral da aplicação da Análise Quantitativa de Riscos em países europeus

Table 1. Overview of practice in European countries with respect to use of QRA

Country	Legislative reference	Goal-setting regime	Typical studies	Key documents	Formal acceptance/ approval	Risk dimensions covered	Type of risk acceptance criteria
Denmark	Guidelines for Facility Safety Evaluations	Yes	QRA	Facility safety evaluation	No	Personnel	Fixed acceptance limits for RAE frequency and FAR
France	None	-	-	-	-	-	-
Germany	None	-	-	-	-	-	-
Greece	None	-	-	-	-	-	-
Holland	Guidelines for Health and Safety Reports	Yes	QRA	Safety case	Yes	Personnel Environment	Fixed acceptance limits
Ireland	None	-	-	-	-	-	-
Italy	None	No	Fault Tree Analysis	None	No	-	None
Norway	Risk analysis regulations	Yes	QRA	Risk analysis summary report	No	Personnel Environment Assets	Mainly fixed acceptance limits
UK	Safety case regulations	Yes	QRA	Safety case	Yes	Personnel	ALARP based acceptance limits

(Vinnem, 1998)

Segundo Lindoe et al (2012), a partir de acidentes ocorridos nas décadas de 70 e 80, Noruega e Reino Unido evoluíram de uma regulação de segurança operacional prescritiva para uma regulação baseada em desempenho, sendo considerados vanguarda nesse tipo de abordagem. Os EUA teriam continuado no modelo prescritivo por décadas, até o acidente de Macondo, ocorrido em 2011.

No Brasil, a primeira regulação relativa à segurança operacional de plataformas data de 2007, através da publicação da Resolução ANP 43/2007 que instituiu o Regime de Segurança

Operacional para as Instalações de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural. Este regulamento elenca 17 práticas obrigatórias de gestão de segurança operacional a serem seguidas. Apesar de uma das práticas, a de número 12, ser relativa à Identificação e Análise de Riscos, ela é abordada de forma superficial e genérica, não existindo nenhuma orientação sobre o tipo de estudo de avaliação de riscos a ser conduzido, e nem obrigando sua submissão à ANP. (ANP, 2007)

No licenciamento ambiental das atividades *offshore*, é prevista a realização de uma análise de riscos ambientais. Essa análise é discutida no Capítulo 5 desta dissertação.

A avaliação de riscos pode desempenhar um papel importante ao orientar questões relacionadas à segurança, proteção ambiental e confiabilidade, contudo é fundamental perceber que ela sozinha não faz com que uma plataforma se torne mais segura ou eficiente. Isso só é alcançado através de um bom projeto e boas práticas operacionais. A avaliação de riscos pode permitir que se alcance projetos e procedimentos mais seguros, mas não se for conduzida de forma isolada. É crucial que os estudos de avaliação de riscos sejam integrados ao projeto da instalação, e envolvam as pessoas da área operacional. (SHAW, 1992)

Segundo Brandsæter (2002), os principais objetivos de uma AQR na indústria *offshore* seriam:

- Estimar o nível de risco e avaliar a sua significância. Isso ajuda na decisão dos riscos terem ou não que ser reduzidos;
- Identificar as principais contribuições para o risco. Isso ajuda na compreensão da natureza dos perigos e sugere possíveis alvos de medidas de redução de risco;
- Definição dos cenários acidentais;
- Comparação de diferentes desenhos de projeto;
- Avaliação de medidas de redução do risco;
- Demonstrar a tolerabilidade dos riscos para os órgãos reguladores e para a força de trabalho;
- Identificação de equipamentos e procedimentos críticos de segurança;
- Identificação dos precursores de acidentes, que podem ser monitorados durante a operação para alertar tendências adversas nos incidentes.

CAPÍTULO 5 – ANÁLISE DO SISTEMA DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Este capítulo, tem como objetivo principal avaliar o sistema de licenciamento ambiental e seu papel na segurança ambiental das atividades marítimas de E&P. Para isso foram estabelecidos dois objetivos específicos:

- Avaliar a influência do licenciamento no número de vazamentos registrados.
- Avaliar se o modelo de avaliação de riscos utilizado no licenciamento, contribuiu para melhorias no gerenciamento de riscos destas atividades.

Tais avaliações foram feitas em duas etapas, a primeira consiste em tentar correlacionar os comunicados de incidentes de poluição recebidos pelo Ibama (apresentados no Capítulo 2) com os processos de licenciamento e a existência de estudos de avaliação de riscos. A segunda etapa consiste na avaliação dos estudos de avaliação de riscos ambientais apresentados no processo de licenciamento das atividades, e se deles ocorreram proposições concretas de medidas de redução dos riscos das atividades.

Nesta dissertação, optou-se por estudar somente os processos de licenciamento das atividades de produção de óleo e gás marítimas, por serem atividades com maior variabilidade de projetos e consideradas de longa duração. As atividades de perfuração de poços não foram incluídas, considerando a duração de poucos meses dessas atividades.

5.1 – SISTEMA DE MONITORAMENTO E ANÁLISE DOS INCIDENTES

Neste item foram relacionados os comunicados de incidentes de poluição com a existência de processos de licenciamento ambiental.

Esta abordagem apresenta algumas limitações: só existem dados de comunicados de vazamentos disponíveis a partir de 2010; os comunicados em si apresentam informações superficiais e preliminares, não sendo possível relacionar as causas e consequências; não é possível saber se todos os incidentes foram comunicados;

De 2010 a 2013, o Ibama recebeu 489 comunicações de incidentes de poluição, o que corresponde a uma média de 10 notificações mensais. Em 2010 foram recebidas 80 notificações de incidentes relacionados as atividades de E&P *offshore*. Em 2011 houve um aumento expressivo destas notificações, passando para 121 notificações, representando um aumento de 51%. É importante notar que de 2010 para 2011 o aumento na produção de óleo no Brasil aumentou menos de 1% . Segundo o documento do IBAMA, existiriam duas possibilidades para este aumento (IBAMA, 2012):

- a sub-notificação no ano de 2010. O órgão avalia que, talvez em 2010 apesar da obrigatoriedade, nem todos os vazamentos tenham sido notificados. É importante notar que o numero de comunicação começou a aumentar significativamente após o acidente da Chevron na Bacia de Campos ocorrido em novembro de 2011 , que chamou grande atenção da mídia e da sociedade.
- ou teria havido realmente um aumento do numero de acidentes com vazamento de óleo, o que leva o órgão licenciador presumir que os investimentos em segurança ambiental foram negligenciados.

Em 2012 o número de notificações aumentou para 170, retornando para 127 em 2013. O aumento relativo em 2012 pode ser atribuído à intensificação das atividades de exploração nesse ano.

Óleo cru, diesel marítimo, fluidos de perfuração e água oleosa fora de especificação foram responsáveis por mais de 80% dos incidentes.

Tabela 5 – Número de ocorrências por tipo de substância

<i>Substância</i>	<i>2010</i>		<i>2011</i>		<i>2012</i>		<i>2013</i>	
	N	%	N	%	N	%	N	%
Óleo Cru	26	32,9%	25	22,1%	46	27,1%	23	18,1%
Diesel Marítimo	8	10,1%	19	16,8%	29	17,1%	27	21,3%
Fluidos de Perfuração	16	20,3%	32	28,3%	43	25,3%	28	22,0%

Água Oleosa	14	17,7%	15	13,3%	13	7,6%	17	13,4%
Outros	15	19,0%	22	19,5%	39	22,9%	32	25,2%
Total	79	100%	113	100%	170	100%	127	100%

(Maggi, Morgado, & Almeida, 2013)

Apesar da maior repercussão de vazamentos de óleo cru, outras substâncias carecem de atenção específica, como é o caso dos fluidos de perfuração, que apesar de ter uma grande contribuição não só em relação ao número total de vazamentos mas também pelos volumes envolvidos, é visto pela indústria como de menor relevância.

Apesar do número de ocorrências, os volumes associados raramente ultrapassam 10 barris de petróleo. Em 2010 houve apenas uma ocorrência dessa magnitude, e em 2011 foram 3 ocorrências. Mais de 70% das ocorrências tiveram volumes menores que 1 barril. Estes dados estão em consonância com os dados mundiais de vazamento de óleo.

A soma de todos os vazamentos em 2010 totalizou 14,2 barris e em 2011 esse número subiu para 3.318 barris. Essa diferença expressiva é devida ao acidente no Campo de Frade, operado pela empresa Chevron, responsável pelo vazamento de cerca de 3.300 barris de óleo para o mar. Em 2012, houve um total de 165 barris vazados relativos a 46 incidentes, esse número baixou para 7,8 barris em 2013.

É importante notar que esses dados de volumes informados nos comunicados de incidentes são bastante imprecisos e correspondem a uma estimativa preliminar feita por quem comunica o incidente, e normalmente não existe uma confirmação posterior.

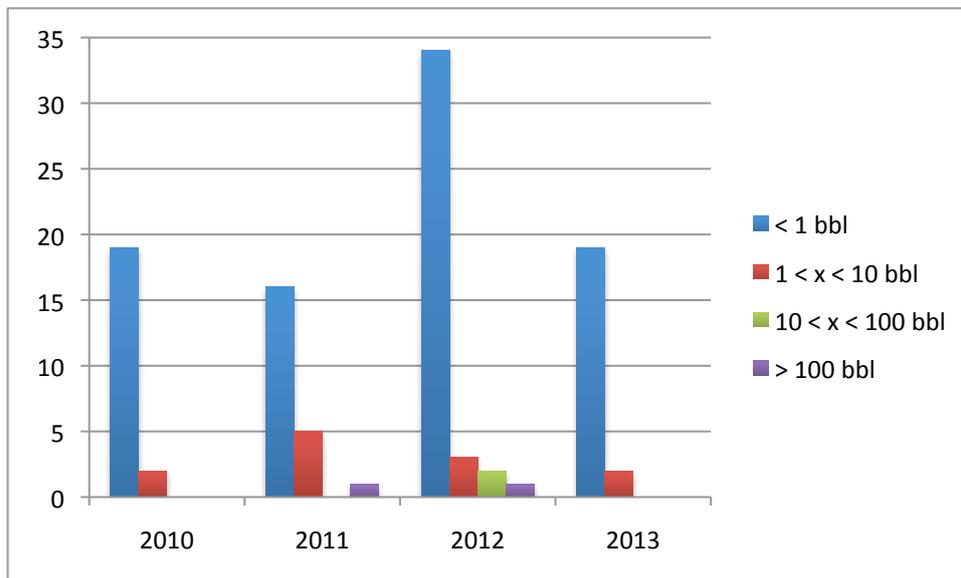
Tabela 6 – Número de ocorrências de vazamento de óleo cru por faixa de volume

<i>Óleo Cru</i>	<i>2010</i>		<i>2011</i>		<i>2012</i>		<i>2013</i>	
	N	vol (bbl)						
< 1 bbl	19	3,0	16	1,7	34	3,2	19	2,0
$1 \leq v < 10$ bbl	2	11,1	5	16,4	3	4,1	2	5,8
$10 \leq v < 100$ bbl	0	0	0	0	2	45,3	0	0

> 100 bbl	0	0	1	3300,0	1	113,3	0	0
Desconhecido	3	-	2	-	6	-	2	-
Total	24	14,1	24	3.318,1	46	165,9	23	7,8

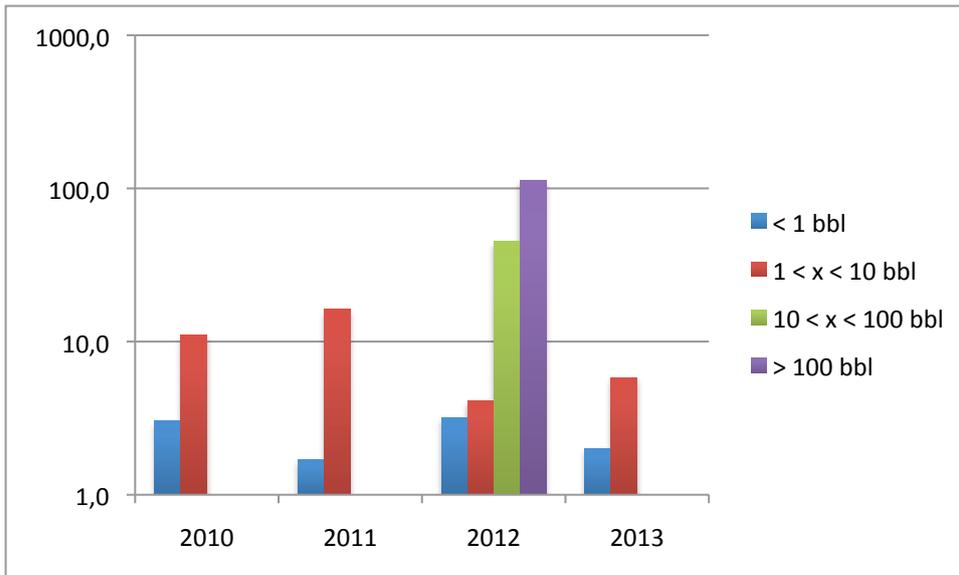
(Maggi, Morgado, & Almeida, 2013)

Analisando o gráfico apresentado na Figura 15, verifica-se que o Brasil apresenta a mesma tendência mundial, ou seja, o maior número de vazamentos referem-se a volumes pequenos, e existem poucas ocorrências com volumes maiores.



Elaboração Própria

Figura 17 – Número de Vazamentos de Óleo Cru por Faixa de Volume no Brasil

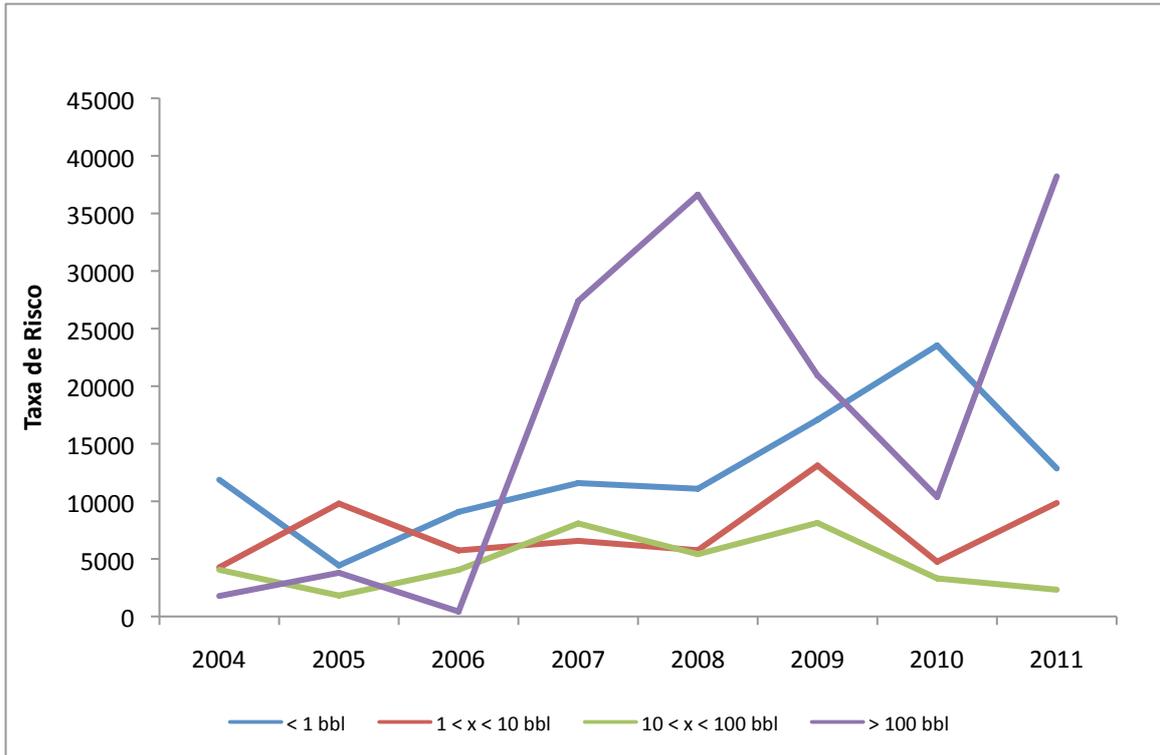


Elaboração Própria

Figura 18 – Volume total vazado de Óleo Cru por faixa de volume no Brasil

Dos 489 comunicados recebidos entre 2010 e 2013, 147 estão relacionados à atividade de produção de petróleo e gás.

Como mostrado nos capítulos anteriores, o risco é a relação entre a possibilidade de ocorrência de um evento e suas consequências. Em uma analogia, podemos associar o número de ocorrência de vazamentos com a probabilidade de ocorrência e o volume vazado com as consequências. Dessa forma, as curvas obtidas ao se plotar o gráfico “número de vazamentos X volume vazado” representam a Taxa de Risco por faixa de volume. A Figura 19 mostra a Taxa de Risco Mundial, obtida através dos dados da Tabela 3, apresentada no capítulo 2.

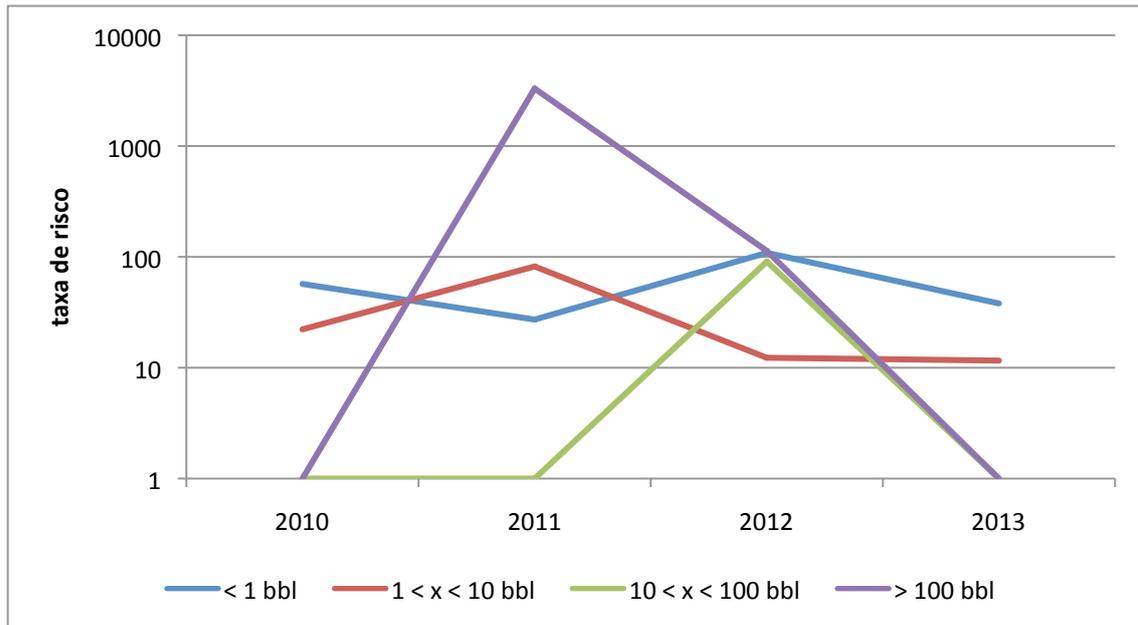


Elaboração própria

Figura 19 – Taxa de Risco por faixa de volume – Dados Mundiais

Na Figura 19, observa-se uma tendência de crescimento das taxas de risco, tendência essa que se mostra mais acentuada para os vazamentos acima de 100 bbl ($\approx 16 \text{ m}^3$).

Utilizando-se os dados de vazamentos no Brasil, obtém-se a curva apresentada na Figura 20.



Elaboração própria

Figura 20 – Taxa de Risco por faixa de volume – Dados do Brasil

Como em alguns anos não foram registradas comunicações de vazamento acima de 10 barris, não é possível verificar uma tendência. Mas observando as curvas para vazamentos até 10 bbl, é possível observar uma estabilidade nas taxas de risco. Mas é preciso prudência na interpretação destes dados, já que além de cobrirem um período de tempo curto, não é possível saber se todos os incidentes foram comunicados, e nem o grau de precisão das informações.

No Apêndice 1 é apresentada uma tabela com todos os empreendimentos de produção que registraram incidentes nos anos de 2010 a 2013, relacionando-os com a existência de um processo de licenciamento e o tipo de estudo de análise de riscos realizado. Na tabela 7, é mostrado um perfil da tabela completa, destacando-se os cinco empreendimentos com mais registros de incidentes.

Tabela 7 – Cinco empreendimentos que apresentaram maior número de registros de incidentes de poluição entre os anos de 2010 e 2013

Empreendimento/Campo	Ano	Empresa	Bacia	Operador	Nº Incidentes	Licenciamento	Análise de Riscos
P-48 / Caratinga	2005	Petrobras	Campos	Petrobras	6	sim	qualitativa
P-53 / Marlim Leste	2008	Petrobras	Campos	Petrobras	7	sim	qualitativa
Peregrino B / Peregrino	2011	Statoil	Campos	BW Offshore	7	não	qualitativa
PXA- 1/3 / Xaréu	*	Petrobras	RN-CE	Petrobras	7	não	-
PCE-1 / Enchova	1983	Petrobras	Campos	Petrobras	8	não	-

Elaboração Própria

Fonte: Autor, a partir dos comunicados de incidentes do IBAMA

Neste período de quatro anos foram registrados 148 ocorrências, relacionadas a 55 diferentes sistemas de produção. No Brasil, até 2013, existiam 150 sistemas produzindo, logo mais de um terço dos sistemas produtivos apresentaram incidentes de vazamento de óleo nos últimos quatro anos. Conforme os dados coletados dos processos de licenciamento existentes, das 55 plataformas que registraram ocorrências de vazamento, cerca de 56% não possuem licença de operação. Essa plataformas sem licenciamento começaram a produzir anteriormente à consolidação dos procedimentos de licenciamento ambiental das atividades de E&P, iniciado em 1999, e atualmente estão em um Termo de Ajustamento de Conduta.

Das 55 plataformas com registros de vazamentos, foi realizada a uma avaliação quantitativa de riscos (AQR) apenas para uma. Contudo, como esses estudos passaram a ser exigidos sistematicamente apenas a partir de 2011, não se pode concluir que a realização destes estudos tenham tido alguma influência sobre a ocorrência dos vazamentos.



Elaboração própria

Figura 21 – Unidades que registraram incidentes em relação ao licenciamento

Era de se esperar que plataformas mais novas apresentassem menos registros de incidentes, uma vez que elas teriam incorporado evoluções no sistema de segurança e com equipamentos mais novo, contudo os dados não conformam essa hipótese. Pode-se supor, com isso, que as causas dos incidentes estariam mais relacionadas à problemas de gestão, do que falhas operacionais.

Quatro anos de dados sobre vazamentos não é muito significativo, mas em uma avaliação preliminar, observa-se que o licenciamento ambiental parece não ter tido uma contribuição significativa na segurança ambiental das unidades.

Os comunicados de incidentes recebidos pelo IBAMA são apresentados no modelo definido pela Lei 9.966/00. Observa-se que a maioria dos comunicados fornece informações muito imprecisas, não sendo possível muitas vezes identificar a causa do incidente, e as ações tomadas para seu controle.

5.2 - ANÁLISE DOS ESTUDOS DE AVALIAÇÃO DE RISCOS AMBIENTAIS

A Lei 6938/81 instituiu o licenciamento ambiental como um dos instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente, ocorrendo somente em 1997 sua regulamentação através da Resolução CONAMA 237/97. O licenciamento ambiental é um “procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais , consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso”. Nenhum empreendimento considerado efetiva ou potencialmente poluidor pode ser instalado ou operado sem passar pelo licenciamento ambiental.

De forma geral, para obter as licenças ambientais, o empreendedor deve elaborar um estudo ambiental.

A Resolução CONAMA 237/97 estabelece no item III de seu Art.1 a análise preliminar de riscos como parte integrante do Estudo Ambiental. É importante notar que esta é a única menção à análise de riscos na regulação ambiental federal brasileira.

Apesar de o licenciamento ambiental ter sido instituído por lei federal em 1986, somente a partir de 1999, com a criação do Escritório de Licenciamento de Petróleo e Nuclear do IBAMA, o licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural marítimas começou a ser aplicado de forma sistemática.

Segundo o art.10, Inciso I da Resolução CONAMA 237/97 o órgão ambiental definirá, com a participação do empreendedor, os documentos, projetos e estudos ambientais necessários ao início do processo de licenciamento. No licenciamento ambiental federal das atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás natural, essa definição se dá através de um Termo de Referência – TR, elaborado e emitido pelo IBAMA, através da Coordenação Geral de Petróleo e Gás (CGPEG). O Termo de Referência é um guia, com todos os tópicos e diretrizes, para orientar a empresa candidata à uma licença na elaboração do estudo ambiental.

Um dos objetivos desta dissertação é avaliar se os riscos das atividades marítimas de E&P estariam sendo adequadamente identificados e gerenciados, sob o prisma do licenciamento ambiental.

Para diminuir a subjetividade do que seria uma identificação e gerenciamento de riscos “adequada”, foi necessária a definição de alguns parâmetros. Escolheu-se como parâmetros a quantidade de sistemas/subsistemas considerados nos estudos de avaliação de riscos e número de cenários acidentais identificados. Esses parâmetros foram selecionados pois é razoável considerar que empreendimentos similares possuem sistemas similares, e logo cenários acidentais possíveis também. Como os sistemas de produção de petróleo e gás no mar são bastante similares entre si, esses parâmetros são de fácil comparação.

Para avaliação da adequação do Gerenciamento dos Riscos, estabeleceu-se como parâmetro a existência de proposição de medidas específicas para redução de risco. (relacionadas especificamente a algum cenário acidental).

Para alcançar os objetivos propostos, primeiro procedeu-se à uma análise dos termos de referência emitidos, pois essa é uma forma de se avaliar as mudanças na exigência de conteúdo para os estudos ambientais. A partir da análise dos termos de referência, iniciou-se a análise dos estudos de análise de riscos elaborados pelas empresas. Foram também analisados os Pareceres Técnicos emitidos pelo órgão ambiental. O parecer técnico é um documento que contém a avaliação do estudo feita pelo órgão ambiental, onde são indicadas eventuais discordâncias, solicitações de informação adicionais e/ou alterações do estudo. Optou-se por estudar somente os processos de licenciamento das atividades de produção de óleo e gás marítimas, por serem atividades com maior variabilidade de projetos e consideradas de longa duração. As atividades de perfuração de poços não foram incluídas, pois muitos das atividades têm a duração de poucos meses.

Foi feita uma comparação entre os Termos de Referência, para se detectar alterações no que é solicitado que seja abordado dentro dos estudos ambientais., ou seja, se ao longo dos anos sempre foi solicitado o mesmo, ou se houve alterações ao longo do tempo.

Depois de avaliados os TRs, partiu-se para a análise dos estudos decorrentes destes TRs. Procurou-se selecionar estudos de empreendimentos de tipologias similares, e em regiões

também similares. Apesar da grande maioria dos empreendimentos de produção de petróleo marítima no Brasil seja conduzida pela Petrobras, buscou-se a inclusão de empreendimentos de outras empresas. Foram selecionados 14 estudos ambientais.

Os estudos de avaliação de riscos foram avaliados em relação aos seguintes aspectos:

- número de sistemas/subsistemas considerados
- número de cenários acidentais identificados
- existências de cenários classificados como risco “Alto” ou “Crítico”
- avaliação quantitativa dos riscos
- existência de medidas específicas de redução do risco
- número de pareceres técnicos e revisões dos estudos.

5.2.1 - Histórico da Análise de Riscos dentro do licenciamento das atividades de exploração e produção de óleo e gás marítimas

Uma forma de se avaliar as mudanças ocorridas nos estudos de análise de risco dentro do licenciamento ambiental é a análise dos Termos de Referência emitidos dentro dos processos de licenciamento. O termo de referência é um documento emitido pelo órgão ambiental responsável pelo licenciamento ambiental, que traz as orientações a serem seguidas para elaboração dos estudos ambientais. Dentro do licenciamento das atividades de exploração e produção de óleo marítimas, esse documento lista todas as partes que devem ser abordadas no estudo, bem como indica as metodologias a serem utilizadas.

Foram analisados todos os Termos de Referência para as atividades marítimas de produção de petróleo e gás emitidos a partir de 2002, o que corresponde a um universo de 93 TRs. Cabe ressaltar, que alguns destes TRs não resultaram em um estudo ambiental, uma vez que as empresas desistiram de levar adiante o processo de licenciamento.

Da análise destes TRs, observou-se que eles foram muito pouco modificados ao longo de uma década. Comparando um TR emitido no ano de 2003, com um TR emitido em 2011, é possível observar que a itemização é basicamente a mesma. Um comparativo entre os TRs é apresentado no Apêndice 2.

São recorrentes as críticas feitas pelos órgãos ambientais sobre a baixa qualidade dos estudos ambientais submetidos dentro do processo de licenciamento, e que eles pouco teriam evoluído ao longo do tempo. Contudo, apesar de julgar esses estudos como ruins, percebe-se que o órgão ambiental federal adotou uma postura passiva, e pouco fez para que os estudos melhorassem, uma vez que eles são solicitados basicamente da mesma forma há anos.

O item II.8 do Termo de Referência refere-se à Análise e Gerenciamento de Riscos. Da análise dos TRs emitidos para as atividades marítimas de produção de óleo e gás, observa-se que até 2008 este item manteve-se basicamente inalterado, com solicitações para elaboração de uma Análise Preliminar de Perigos, e um Programa de Gerenciamento de Riscos. A partir de 2008, houve uma completa revisão na forma que os estudos de análise de riscos passaram a ser solicitados. Nos Anexos I e II desta dissertação, são apresentados o item II.8 de um TR emitido antes de 2008 e um emitido após 2008, respectivamente.

Até 2008, o TR solicitava um estudo de análise de riscos com a apresentação de uma APP – Análise Preliminar de Perigos.

A análise de Riscos deveria contemplar uma descrição das instalações e processos, uma análise histórica de acidentes, a identificação dos eventos perigosos e por fim um plano de gerenciamento de riscos.

Para a identificação dos eventos perigosos, o estudo deveria dividir as instalações e processos em sistemas e subsistemas, mas o TR não faz nenhuma referência ao grau de detalhamento a ser utilizado.

O TR especifica que a identificação dos eventos perigosos fosse feito através de um APP – Análise Preliminar de Perigos. Apesar da APP ser uma técnica de identificação de perigos classicamente qualitativa, o TR solicitava a avaliação de severidade com dados quantitativos. O que levou algumas consultoras, responsáveis pela elaboração dos estudos, a chamá-los de semi-quantitativos.

Como observou-se, o TR solicita uma APP, mas não chega a estabelecer categorias de frequência e de severidade, e não propõe critérios de classificação de riscos. É importante observar que não existe nenhuma menção sobre a elaboração de uma Matriz de Riscos.

Da análise dos estudos submetidos dentro do processo de licenciamento ambiental, observou-se que a falta de critérios a serem adotados no estudo de análise de riscos fez com que as empresas adotassem critérios próprios, que levaram a avaliações de riscos completamente diferentes para empreendimentos bastante similares.

A partir de 2008, o IBAMA reformulou completamente a parte do TR referente à Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais. Essa mudança foi conduzida devido à insatisfação dos técnicos responsáveis pela análise do estudo ambiental com os resultados obtidos nas avaliações de riscos que eram realizadas até então. Uma das principais críticas era que estas análises de riscos não seriam capazes de avaliar as consequências dos cenários acidentais em relação à sensibilidade do local. A forma como o risco estava sendo avaliado não fazia distinção entre diferentes localizações de um projeto; a análise de riscos de um empreendimento a 200 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, apresentaria os mesmos resultados caso fosse instalado a 5 km da costa do sul do Estado da Bahia. A utilização de uma análise quantitativa dos riscos foi introduzida de forma a tentar minimizar estes problemas.

Observa-se que a revisão deste item do TR, em 2008, buscou corrigir esta limitação na avaliação de consequências, e tentou aprofundar a avaliação das frequências a partir da introdução de técnicas quantitativas de avaliação de risco. Contudo, é importante ressaltar que o item referente ao Plano de Gerenciamento de Riscos permaneceu essencialmente o mesmo.

Nos TRs emitidos após 2008, procurou-se incluir na avaliação de riscos a sensibilidade ambiental de uma região, através do conceito de tempo de recuperação dos ambientes; quanto mais tempo um ambiente levar pra se recuperar de um vazamento de óleo maior a sua sensibilidade. O conceito de tempo de recuperação como indicador da sensibilidade ambiental também é utilizado nas avaliações de risco ambiental *offshore* na Noruega.

Os primeiros subitens da Análise de Riscos nos TRs emitidos após 2008 são os mesmos dos TRs emitidos até essa data, e referem-se à descrição das instalações e à análise histórica de acidentes ambientais. A partir do terceiro subitem, é que o TR começa a diferir dos anteriores.

O subitem II.8.3, continua solicitando que seja apresentada uma Análise Preliminar de Perigos (APP). Caso a APP indique a existência de algum cenário classificado como Risco

Alto, é exigida uma avaliação quantitativa das frequências e das consequências dos cenários acidentais, o que é descrito nos próximos parágrafos. Caso contrário, o TR orienta a empresa a pular as etapas quantitativas posteriores e ir direto para o Gerenciamento dos Riscos. Da análise dos estudos apresentados pelas empresas, observou-se que para evitar realizar a etapa quantitativa da avaliação de riscos, as APPs apresentadas passaram a não identificar nenhum “risco alto”.

Para evitar a tendência de se mascarar os riscos altos como forma de evitar a quantificação dos mesmos, a partir de 2011 o termo de referência foi alterado, e passou-se a exigir a avaliação quantitativa de riscos para todos os cenários, independente da classificação recebida na etapa da análise preliminar de perigos.

Outra alteração foi a retirada do termo “Tolerabilidade de Riscos”, os riscos deixaram de ser classificados como toleráveis ou não toleráveis; essa alteração foi puramente conceitual uma vez que manteve-se a indicação de que o tempo de recuperação do recurso ambiental deve ser insignificante em relação ao tempo de ocorrência (inverso do risco), e ocorreu, pois observou-se nos estudos que as empresas eram resistentes à idéia de classificar os riscos de suas atividades como ‘não-toleráveis’.

Além de uma APP, os estudos de análise de riscos passaram a incluir a avaliação quantitativa das frequências e consequências. A avaliação quantitativa das frequências é similar à utilizada em análises de riscos de empreendimentos terrestres, envolvendo a adoção de técnicas de árvores de falhas e árvores de eventos.

Contudo, para avaliação das consequências é proposta uma abordagem baseada na probabilidade de chegada do óleo derramado em determinado recurso ambiental. Essa probabilidade é avaliada a partir de estudos de modelagem de dispersão de óleo. Os recursos ambientais foram chamados de Componentes de Valor Ambiental – CVA, e devem ser identificados a partir da análise de vulnerabilidade feita para a região.

O TR estabelece que se deve calcular o risco por componente ambiental ameaçado e por faixa de volume:

- Para cenários acidentais com volumes entre 0 e 8 m³: considerar o volume de 8m³.

- Para cenários acidentais com volumes entre 8 e 200 m³: considerar o volume de 200 m³.
- Para cenários acima de 200 m³: considerar o volume de pior caso, segundo a Resolução CONAMA 398/08.

Ou seja, é avaliado o risco de determinado componente ambiental ser atingido por determinado volume de óleo.

É definida uma fórmula para o cálculo do risco, que corresponde ao produto do somatório das frequências dos cenários acidentais e da probabilidade do óleo atingir o componente ambiental. O risco calculado tem dimensão T^{-1} , inverso de tempo, uma vez que as frequências têm dimensão de inverso de tempo e a probabilidade é adimensional. Na realidade, o risco proposto calculado pode ser interpretado como o inverso do tempo de ocorrência de um dano. Por exemplo, segundo a abordagem proposta pelo IBAMA, um risco calculado de $10^{-1}/\text{ano}$, significa que é previsto que um recurso ambiental seja atingido por um vazamento de óleo a cada 10 anos.

O TR orienta a empresa a adotar um critério de Tolerabilidade de Riscos, onde o tempo de recuperação do componente ambiental deve ser insignificante ao ser comparado ao tempo de ocorrência do dano.

É importante ressaltar, que fatores como a quantidade de óleo que atinge um recurso não é considerada, ou seja, presume-se que o dano causado por 1 litro de óleo chegando num mangue, é equivalente ao dano causada por uma 1 metro cúbico. Essa consideração é considerada conservativa, pois leva à uma superestimativa dos impactos ambientais.

Observa-se que na abordagem proposta pelo órgão ambiental federal, só são avaliados os cenários acidentais que têm como consequência o vazamento de óleo para o mar, o que indica uma maior preocupação com as consequências ambientais, em detrimento da segurança operacional da instalação como um todo. Isso pode ser percebido também ao se avaliar o subitem de Gerenciamento de Riscos do Termo de Referência, que nunca foi alterado e se limita a dar orientações gerais.



Elaboração própria a partir de pesquisa dos TRs emitidos para as atividades de produção de petróleo marítimas)

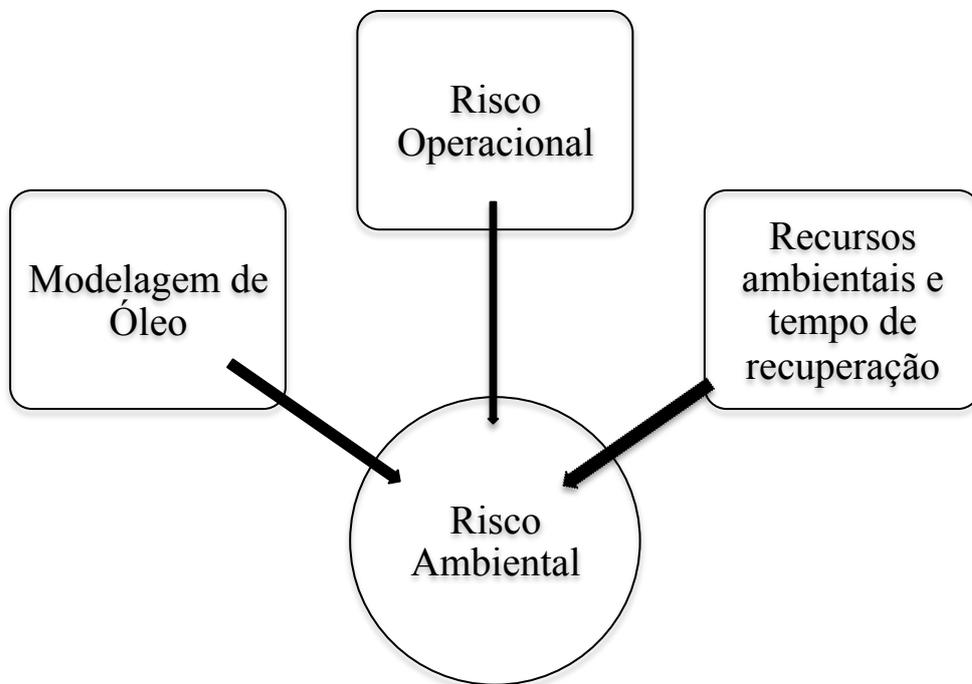
Figura 22 – Evolução do Termo de Referência em relação à Avaliação e Gerenciamento de Riscos

5.2.2 – Metodologia de Cálculo de Risco Ambiental proposta pelo IBAMA

Como a metodologia proposta pelo IBAMA para as atividades de produção de óleo e gás marítimas difere das usualmente adotadas, optou-se por detalhá-la. Na metodologia proposta, para a análise e gerenciamento dos riscos ambientais do empreendimento são considerados tanto os aspectos da operação quanto os aspectos do meio ambiente no qual a atividade está inserida. Tal abordagem permite que esta seja uma análise mais abrangente, apesar da complexidade inerente ao processo. Dessa forma, enquanto o risco da operação está focado na falha do funcionamento dos equipamentos e procedimentos implementados, o risco relativo ao ambiente atenta-se para os recursos naturais existentes na região e no entorno onde a

atividade será desenvolvida, e que conseqüentemente poderão ser impactados, assim como no seu tempo de recuperação.

Para a análise do Risco Ambiental, ou seja, da probabilidade de cada componente ambiental ser atingido por faixa de volume de óleo, são necessários o cálculo do Risco Operacional, a modelagem de Dispersão de Óleo no Mar, a identificação dos Componentes Ambientais e seus Tempos de Recuperação. Com a junção desses componentes é possível calcular o Risco Ambiental para cada faixa de volume e cenário sazonal (Figura 20)



Elaboração Própria

Figura 20 – Componentes para o Cálculo do Risco Ambiental

Risco Operacional:

Para se estabelecer o Risco Operacional é preciso identificar as Hipóteses e Cenários Acidentais através da Análise Preliminar de Perigos (APP). Com isso, é possível elaborar a Árvore de Falhas e classificar as Hipóteses e Cenários Ambientais identificados dentro das categorias de volume de óleo vazado. A partir desses resultados é possível obter as frequências de ocorrências das Hipóteses Acidentais para cada faixa de volume, as quais

corresponderão às frequências dos eventos iniciadores das Árvores de Eventos. A elaboração das Árvores de Eventos viabiliza a determinação das frequências de ocorrência de cada uma das tipologias/Cenários Acidentais possíveis de ocorrer a partir dos eventos iniciadores analisados por faixa de volume, um dos componentes do cálculo do Risco Ambiental.

É importante mencionar que todos os cenários e hipóteses acidentais identificados devem ser classificados com base na Resolução CONAMA 398/08, em três faixas de volume (pequeno, médio e grande vazamentos), de acordo com o seguinte critério:

- Pequeno Vazamento: volume vazado $\leq 8 \text{ m}^3$
- Médio Vazamento: $8 \text{ m}^3 < \text{volume vazado} \leq 200 \text{ m}^3$
- Grande Vazamento: volume vazado $> 200 \text{ m}^3$

Uma vez identificadas as hipóteses acidentais por meio da APP, determina-se as suas respectivas frequências de ocorrência para que, conjuntamente com a severidade de cada hipótese acidental analisada possa se determinar o risco operacional associado a cada sistema analisado.

Após o cálculo, as frequências de ocorrência dos cenários acidentais, para cada faixa de volume, foram somadas, conforme a equação a seguir:

$$F_{(y)} = \sum_{i=1}^n f_i$$

$F_{(y)}$ - Frequência de ocorrência dos cenários acidentais na faixa de volume y .

y - Faixa de volume.

f - Frequência de ocorrência de um cenário acidental.

n - Número de cenários acidentais de mesma faixa de volume.

Modelagem da Dispersão de Óleo:

Além das frequências de ocorrência dos cenários acidentais, os resultados da modelagem da dispersão de óleo no mar também são necessários para obtenção do Risco Ambiental.

A partir da identificação e mapeamento dos componentes ambientais e dos resultados da modelagem de dispersão de óleo no mar é possível calcular a probabilidade de cada componente ambiental ser atingido por óleo. Os resultados da modelagem contemplam dois cenários sazonais, verão e inverno, e três faixas de volume. As faixas de volume consideradas foram estabelecidas pela Resolução CONAMA 398/08, sendo volume pequeno (8 m³), volume médio (200 m³) e pior caso (> 200 m³).

Componentes de Valor Ambiental:

A partir da Análise da Vulnerabilidade, devem ser identificados os Componentes com Valor Ambiental. Estes componentes deverão ter presença significativa na área afetada, ser vulnerável à poluição por óleo e devem atender à alguns critérios estabelecidos no TR:

- Ser importante (e não apenas financeiramente) para a população local, ou
- Ter um interesse nacional ou internacional, ou
- Ter importância ecológica

Estes componentes podem ser comunidades biológicas (Ex: aves marinhas, mamíferos aquáticos, tartarugas marinhas, etc) ou ecossistemas (ex: mangues, recifes de corais, etc). Os Componentes com Valor Ambiental poderão ser divididos em unidades fisiográficas, desde que justificáveis ambientalmente (Ex: distribuição descontínua).

A sensibilidade destes componentes deverá ser avaliada em função do seu tempo de recuperação (ou seja, o tempo que o componente, após ser atingido, levaria para se recompor aos níveis anteriores à exposição por óleo), ou seja, quanto maior o tempo de recuperação, maior a sensibilidade.

Risco Ambiental

Uma vez obtida a frequência de ocorrência dos cenários acidentais e a probabilidade de cada CVA ser atingido por óleo, calcula-se o risco ambiental para cada componente, em cada faixa de volume e cenário sazonal pela fórmula abaixo:

$$RA_{(x)} = F_{(y)} \cdot P_{(x)}$$

RA – Risco Ambiental do CVA x

x – CVA atingido por determinado volume

$F_{(y)}$ - Frequência de ocorrência dos cenários acidentais na faixa de volume y.

y – Faixa de volume

$P_{(x)}$ – Probabilidade do óleo atingir o CVA x

Com o Risco Ambiental calculado, determina-se se o mesmo pode ser considerado tolerável, ou seja, se o tempo de recuperação do CVA é insignificante em comparação com o tempo de ocorrência do dano.

O tempo de recuperação de cada CVA, essencial para o cálculo da tolerabilidade, é estimado por meio de informações disponíveis em bibliografias especializadas tanto nacionais quanto internacionais. Uma vez estabelecido o tempo de recuperação para cada CVA, avalia-se a tolerabilidade do risco.

Segundo o Termo de Referência do IBAMA, o tempo de recuperação do componente ambiental deve ser insignificante em relação ao tempo de ocorrência do dano, o tempo de ocorrência do dano é exatamente o inverso do valor do Risco Ambiental calculado., e pode ser entendido como o espaço de tempo entre a ocorrência de cenários acidentais cuja consequência seja o dano a um componente ambiental.

$$\text{Tolerabilidade} = \frac{T_R}{1/RA}$$

T_R – Tempo de Recuperação do CVA

RA – Risco Ambiental

A Tolerabilidade dos risco pode ser entendida como um limite no qual os riscos seriam aceitáveis. Os riscos acima deste limite devem ser reduzidos até a região considerada aceitável.

5.3 AVALIAÇÃO DOS ESTUDOS AMBIENTAIS

Procurou-se selecionar estudos de tipologias similares, e em regiões também similares. Apesar da grande maioria dos empreendimentos de produção de petróleo marítima no Brasil

ser conduzida pela Petrobras, buscou-se a inclusão de empreendimentos de outras empresas. Foram selecionados 14 estudos ambientais, o que corresponde a aproximadamente a 30% dos estudos realizados para unidades de produção no Brasil. O Apêndice 3 apresenta os estudos selecionados e que foram avaliados.

Os estudos de avaliação de riscos foram avaliados em relação aos seguintes aspectos:

- número de sistemas/subsistemas considerados
- número de cenários acidentais identificados
- existências de cenários classificados como risco “Alto” ou “Crítico”
- avaliação quantitativa dos riscos
- existência de medidas específicas de redução do risco
- número de pareceres técnicos e revisões dos estudos.

É importante ressaltar que os estudos são protocolados no órgão ambiental federal em tempos que variam de alguns meses até vários anos, logo o universo de estudos protocolados em atendimento aos Termos de Referência emitidos até 2008 é proporcionalmente maior aos protocolados em atendimento aos Termos de Referência posteriores.

Buscou-se selecionar estudos de processos de licenciamento ambiental em todas as bacias sedimentares marítimas onde existem empreendimentos licenciados de produção de óleo e gás. Como a Bacia de Campos é a bacia sedimentar com mais empreendimentos, é natural que mais estudos desta bacia tenham sido selecionados. Procurou-se selecionar estudos de diferentes empreendedores, mas é importante ressaltar que além da Petrobras, produzem óleo e gás no Brasil, a Shell (2 empreendimentos na Bacia de Campos), Statoil (1 empreendimento na Bacia de Campos), Chevron (1 empreendimento na Bacia de Campos), OGX (2 empreendimentos na Bacia de Campos) e HRT (1 empreendimento na Bacia de campos). Procurou-se selecionar empreendimentos com características similares, de forma a possibilitar uma comparação entre os resultados das análises de riscos.

A Tabela 8 apresenta o resumo da análise dos estudos de avaliação de risco selecionados.

Até 2008, os estudos de análise de riscos se baseavam em Análises Preliminar de Perigos – APP para identificação dos cenários e classificação dos riscos em uma Matriz de Riscos. Avaliou-se estes estudos em relação à divisão em sistemas e subsistemas, às categorias de classificação de frequências, severidades e riscos, e ao número de cenários acidentais identificados.

Observa-se que os empreendimentos de produção e escoamento de óleo e gás são bastante similares, mas ainda assim, os resultados das avaliações de riscos apresentaram resultados completamente diferentes.

Da análise dos estudos de análise de riscos selecionados, observa-se que a falta de definição nos Termos de Referência, faz com que cada empresa de consultoria adote critérios diferentes. Estudos de um mesmo empreendedor, como no caso dos vários estudos apresentados pela Petrobras, adotaram critérios de classificação de frequência, severidade e riscos diferentes. Dependendo da classificação adotada pela empresa, um mesmo empreendimento pode receber classificação de cenários de risco alto, ou ter seus cenários classificados como de risco baixo.

Essa falta de padronização impede que o órgão ambiental tenha a percepção de quais cenários apresentam riscos mais altos, e que deveriam receber mais atenção para sua prevenção. A falta de padronização também inviabiliza a comparação do risco dos diferentes projetos.

Outro ponto observado, é que a falta de critérios estabelecido no Termo de Referência para a definição dos sistemas e subsistema a serem considerados faz com que as empresas consultoras adotem abordagens diferentes. É importante destacar que uma adequada definição dos sistemas considerados é de grande importância para a correta identificação dos perigos. Por exemplo, no estudo elaborado para a atividade de produção do campo de Peregrino, apesar do projeto ser mais complexo com duas plataformas satélites além do FPSO, toda a atividade só foi dividida em cinco subsistemas, e foram identificados somente 21 cenários acidentais. Este caso mostra claramente, que vários cenários acidentais podem não ter sido identificados. A não identificação de cenários acidentais, impede que a empresa adote medidas preventivas ou que esteja preparada para eles, quando eles vierem a ocorrer.

Um dos aspectos que mais chama a atenção na leitura dos estudos de análise de risco elaborados para as atividades de exploração e produção de petróleo, é o total descaso com um programa efetivo de gerenciamento de riscos, tanto por parte da empresa responsável pelo projeto, como por parte do órgão ambiental. Os programas de gerenciamento de riscos apresentados são pífios e resumem-se a indicar medidas genéricas e óbvias, aplicáveis em qualquer tipologia de indústria, como o cumprimento de programas de inspeção, manutenção e treinamento. Nenhum dos cenários identificados, independente de sua classificação de risco, recebeu qualquer atenção específica para a proposição de medidas de redução de risco

A mudança do Termo de Referência com a incorporação de uma Avaliação Quantitativa dos Riscos aumentou em muito o esforço de elaboração por parte das empresas, e também o esforço de análise por parte do órgão ambiental. Elaborar e analisar estes estudos tornou-se mais trabalhoso e demorado. Contudo, os resultados deste esforço aparentemente não contribuíram para que os riscos da atividade sejam melhor conhecidos ou gerenciados. A empresa vê a elaboração das ARAs como mais uma formalidade a ser cumprida para obtenção das licenças ambientais, e o órgão ambiental parece não ter objetivos definidos para a informação que exige.

É muito importante observar que, na metodologia proposta pelo IBAMA no TR para a Análise de Riscos, os resultados são completamente focados na consequência ambientais dos cenários, e o risco operacional é completamente esquecido. Como os cenários acidentais são agrupados por volume vazado para o cálculo dos risco, não é possível identificar quais seriam os cenários mais críticos e, assim, propor medidas de redução.

Os resultados obtidos a partir desta metodologia, como não servem para reduzir a possibilidade de ocorrência dos cenários, poderiam ser utilizados para orientar a elaboração dos Planos de Emergência Individuais, onde poderiam ser identificados os recursos ambientais mais vulneráveis e, assim, estabelecer medidas adicionais de proteção para os mesmos. Contudo, o órgão ambiental não faz nenhuma menção à utilização destes resultados nos planos de emergência, e nem as empresas parecem se dar conta da utilidade da ferramenta.

5.4 – PROPOSTA DE MUDANÇA NO PROCESSO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL

O licenciamento ambiental é um dos instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente e, como tal, é uma ferramenta importante para o controle dos impactos e riscos associados aos empreendimentos potencialmente e efetivamente poluidores.

Contudo, no Brasil, observou-se que o licenciamento, apesar dos grandes avanços na mitigação e compensação dos impactos ambientais, pouco contribui para a segurança ambiental das atividades de E&P.

Apesar de estudos de avaliação de riscos serem parte integrante do Estudo de Impacto Ambiental, percebe-se que eles, da forma como são elaborados e utilizados, não contribuem de forma relevante para a mitigação dos riscos ambientais das plataformas.

A segurança ambiental de uma instalação não pode ser avaliada de forma isolada da segurança operacional e ocupacional de uma instalação e vice versa. No Brasil, as ações dos órgãos reguladores, ANP, IBAMA e MTE, no que diz respeito à segurança das plataformas de petróleo, são isoladas e desconectadas, quando na verdade essa questão deveria ser tratada de forma integrada. Entende-se que o trabalho integrado e conjunto, que funcionam dentro de uma estrutura rígida e burocrática, é difícil, mas poderiam ser estabelecidos convênios de forma a garantir um maior alinhamento nas ações.

Conforme ilustrado na Figura 23, as mudanças aqui propostas estão direcionadas para desde o nível estratégico e regional, envolvendo diversas plataformas num mesmo campo petrolífero ou bacia sedimentar, até o nível individual de cada plataforma de produção de petróleo.

No nível individual de um empreendimento, o licenciamento ambiental deveria exigir que o estudo de impacto ambiental contemplasse a segurança ocupacional no escopo dos estudos de risco integrantes do mesmo. Para isso, seria fundamental a capacitação técnica dos analistas ambientais do órgão regulador. A aprovação dos projetos pelo IBAMA deveria estar condicionada a implementação de um programa de gerenciamento de risco cujas medidas seriam acompanhadas quanto ao atendimento a requisitos mínimos comprometidos pelos empreendedores na fase de pós-licença. Ainda durante a execução dos projetos, os procedimentos de licenciamento deveriam exigir a apresentação periódica de revisões dos

estudos de risco nos momentos de modificação de projeto e na renovação da licença de operação.

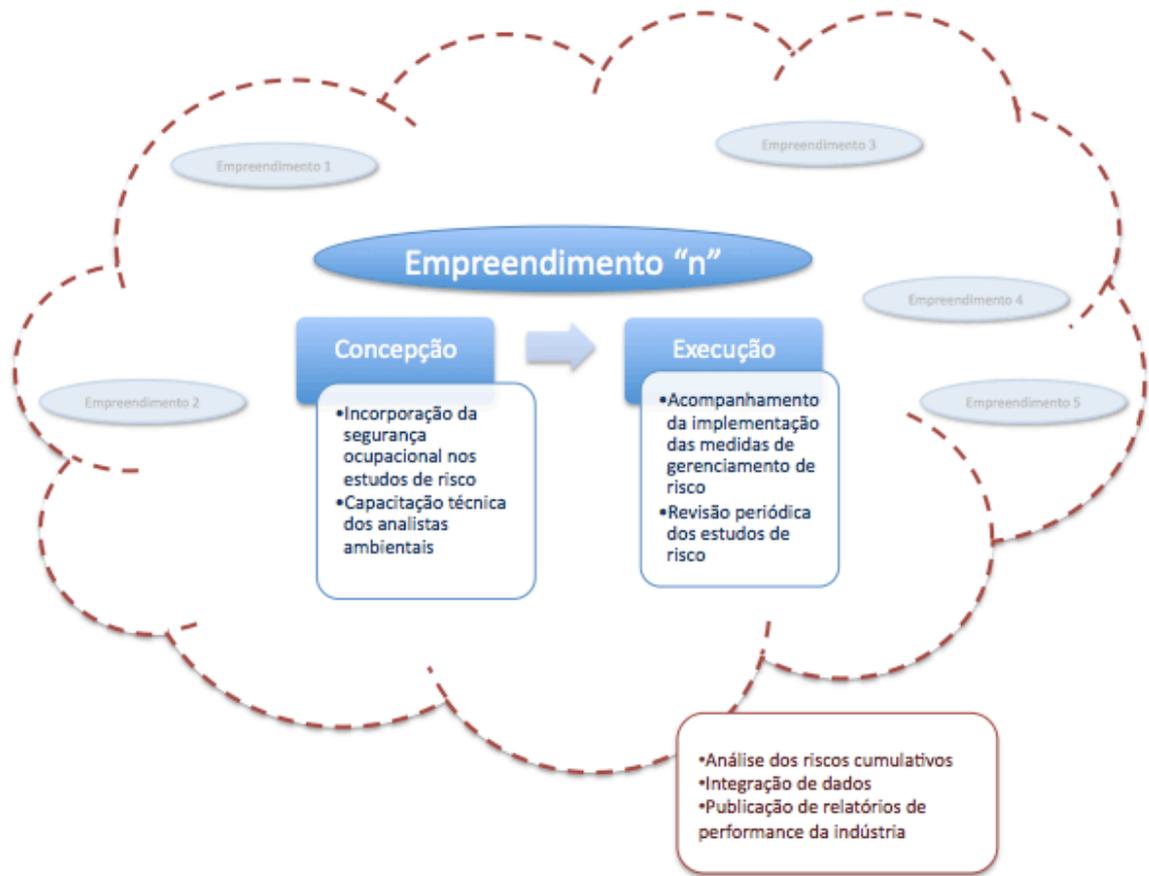


Figura 24 – Esquema de proposta de alteração do sistema de licenciamento das atividades de E&P marítimas

A seguir, são descritas tais contribuições que podem fazer com que o licenciamento ambiental influencie positivamente na segurança ambiental das atividades de E&P.

Acompanhamento da implementação dos programas de gerenciamento de risco durante a fase de pós-licenciamento dos empreendimentos:

Da forma como é pensado hoje, a avaliação de riscos ambientais só é realizada um vez, previamente à instalação do empreendimento. Fatores que influenciam o risco dos empreendimentos, como a idade das instalações, incorporação de novas tecnologias, alteração do projeto, etc acabam por não serem considerados. Deveria ser prevista a reavaliação dos riscos do empreendimento durante a vida útil da instalação. Reavaliações periódicas dos riscos ambientais poderiam ser elencadas como condicionante das licenças de operação.

A exemplo dos projetos ambientais de mitigação e compensação dos impactos ao meio ambiente, o órgão ambiental poderia condicionar as licenças ambientais à implementação de um programa de gerenciamento de riscos, exigindo dos empreendedores e acompanhando as evidências de implementação das recomendações indicadas nos estudos de risco e das ações de gerenciamento de risco mais críticas (inspeção, manutenção, treinamento, etc) durante a fase de execução dos empreendimentos. O acompanhamento da implementação do programa de gerenciamento de riscos seria realizada através de auditorias.

Incorporação da segurança ocupacional:

Como visto ao longo desta dissertação, a preocupação do licenciamento ambiental está concentrada nos acidentes envolvendo vazamento de óleo para o mar. Isso faz com que a análise da segurança das atividades de E&P seja parcial e incompleta. Independente das consequências destes acidentes (vazamento de produtos, acidentes de trabalho, perdas patrimoniais...), obviamente suas causas estão intrinsecamente relacionadas. A segurança ambiental de uma atividade não pode ser vista de forma isolada à segurança operacionais e ocupacionais desta atividade. Uma maior integração com outros órgãos reguladores como ANP e MTE, antes e após a concessão das licenças ambientais, pode contribuir para um gerenciamento dos riscos da atividade mais eficiente.

No ano de 2009 foi publicada a Portaria Conjunta MMA/IBAMA 259/2009, que obrigava o empreendedor a incluir no EIA/RIMA um capítulo específico sobre alternativas mais limpas para reduzir os impactos na saúde do trabalhador. Essa portaria foi muito controversa, pois além disso, exigia que o IBAMA submetesse o programa à centrais sindicais para manifestação das mesmas. No mesmo ano foi ajuizada uma Ação Direta de Inconstitucionalidade. Antes do julgamento da ação, esta Portaria foi revogada pela Portaria Conjunta MMA/IBAMA 48/2013.

Avaliação dos riscos cumulativos de diversos empreendimentos:

Apesar da Resolução CONAMA 01/86 exigir a avaliação das propriedades cumulativas e sinérgicas dos empreendimentos, de fato, os estudos ambientais das atividades de exploração e produção de petróleo não realizam essa análise.

O princípio da análise de cumulatividade baseia-se nos efeitos resultantes do impacto de uma ação presente, quando adicionada a outras ações passadas, presentes e futuras, razoavelmente previsíveis, independente do responsável, considerando que impactos cumulativos podem resultar de ações individualmente menores mas coletivamente significativas no decorrer do tempo (CEQ, 1997). A Avaliação de Impactos Cumulativos têm como foco o ambiente do entorno, e não o empreendimento, como nas avaliações de impactos ambientais usuais.

Entendendo os riscos ambientais como impactos potenciais de um empreendimento, poderia se proceder à uma Avaliação de Riscos Cumulativos. Nesse sentido, embora um determinado empreendimento possa ser considerado individualmente aceitável do ponto de vista dos seus riscos ambientais, o contexto espacial e temporal aonde e quando o mesmo será implantado pode caracterizar uma situação intolerável ao se considerar os riscos cumulativos associados a outros empreendimentos e atividades com perigos semelhantes em operação ou previstos de serem implantados.

Sugere-se que a cada licenciamento, sejam reavaliados os riscos ambientais de uma região como um todo. Ressalta-se que a metodologia de avaliação de riscos proposta pelo IBAMA já tem uma abordagem onde o foco está no ambiente do entorno e não no empreendimento, logo seria simples sua aplicação em uma avaliação dos riscos cumulativos.

Sistema integrado de dados:

Segundo a Lei 9966/2000, todo vazamento de produtos no mar deve ser comunicado à ANP, ao órgão ambiental competente e à Marinha.

O formulário de comunicação também é determinado pela Lei, e o resultado é que nem todas as informações relevantes estão presentes no mesmo. A ANP além desses comunicados. A ANP através da Resolução ANP 44/2009 estabeleceu que além dos vazamentos, todos os concessionários e empresas autorizadas pela ANP devem informar qualquer incidente envolvendo risco de dano ao meio ambiente ou à saúde humana, prejuízos materiais, ocorrência de fatalidades ou ferimentos graves e interrupção não programada das atividades por mais de 24 horas.

Na prática o que acontece, é que os 3 órgãos acabam com informações diferentes e conflitantes. O ideal seria que a comunicação dos incidentes fosse integrada e centralizada, onde os órgãos reguladores tivessem acesso à mesma informação. Para garantir a transparência necessária, relatórios periódicos sobre os incidentes deveriam ser divulgados ao público.

Além desta quatro propostas de alterações, é importante que o corpo técnico do IBAMA seja capacitado de forma a ser capaz de avaliar os estudos de análise de riscos. Ressalta-se que o no coprpo técnico do IBAMA, responsável pelo licenciamento das atividades de exploração e produção de petróleo, não existe nenhum engenheiro de segurança. O órgão ambiental deveria investir na capacitação de seu corpo técnico, incluindo a especialização de alguns servidores na engenharia de segurança.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÃO

Aproximadamente 31% do petróleo produzido mundialmente tem origem offshore, e em um futuro próximo essa proporção deve aumentar com o declínio dos grandes campos terrestres.

A exploração de petróleo no mar começou na década de 70, e com o passar do tempo foi foram descobertos campos em águas cada vez mais profundas.

No Brasil, atualmente, 88% da produção de petróleo já é de origem offshore, e existem quase 200 plataformas de perfuração e produção de petróleo e gás operando simultaneamente. A intensificação das atividades de E&P, faz com que o riscos associados a estas atividades acompanhem este incremento.

Nesta dissertação buscou-se avaliar a contribuição do processo de licenciamento ambiental na segurança ambiental das atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás natural em águas marítimas brasileiras. Foram avaliados somente o processo de licenciamento ambiental das atividades de produção, contudo como o licenciamento das atividades exploratórias é similar, as conclusões se aplicam a ambas as atividades.

Para isso foram analisados todos os comunicados de incidentes de poluição por óleo destas atividades recebidos pelo IBAMA entre os anos de 2010 e 2013. Foram avaliados também todos Termos de Referência dos estudos de impacto ambiental (incluído as avaliação e gerenciamento de riscos) emitidos a partir de 2002 até o ano de 2013, e pro fim, foram analisados os processo de licenciamento de 14 plataformas produtoras de óleo e gás. O número amostral dos processos de licenciamento foi limitado em função do grande volume de documentos.

Primeiramente procedeu-se a análise dos comunicados de vazamento, relacionando-os com a existência de um processo de licenciamento e o tipo de estudo de avaliação de riscos realizado. 56% das plataformas de produção de óleo que tiveram incidentes de poluição são anteriores a 1999 e não passaram por um processo de licenciamento ambiental. Esperava-se que o percentual de plataformas sem licenciamento superasse bastante o percentual de plataformas licenciadas, o que não ocorre. Plataformas mais novas teriam incorporado

evoluções no sistema de segurança e possuem equipamentos mais novos. Conclui-se, com isso, que as causas dos incidentes estão mais relacionadas à problemas de gestão, do que à falhas operacionais.

Da análise destes mesmos comunicados, é possível concluir, ainda, que o licenciamento não tem um papel significativo na segurança ambiental das atividades.

Da análise dos Termos de Referência, observou que o IBAMA até o ano de 2008 exigia somente um estudo qualitativo de avaliação de riscos, e a partir deste ano passou a exigir um estudo quantitativo de riscos, contudo a parte relativa ao Gerenciamento dos Riscos não se alterou.

A análise dos estudo mostrou que a falta de critérios estabelecidos nos Termos de Referência para a identificação e classificação dos perigos, faz com que em cada estudo fosse adotado um critério diferente.

Observou-se que os Planos de Gerenciamento de Riscos são genéricos e padronizados, ou seja, nenhum plano de gerenciamento de riscos apresentou medidas específicas para a mitigação dos riscos do empreendimento a que se refere.

A adoção de um estudo quantitativo de riscos a partir de 2008, aumentou o tempo de elaboração e análise destes estudos, contudo, isso também não teve influência na mitigação dos riscos dos empreendimentos, pois os planos de gerenciamento de riscos não mudaram.

Desta forma, conclui-se que o licenciamento ambiental não cumpre o papel esperado na segurança ambiental das atividades de Exploração e Produção de Petróleo.

Por fim, foram propostas algumas mudanças nos processos de licenciamento ambiental de forma a incrementar a segurança ambiental:

- Acompanhamento das implementação dos programas de gerenciamento de riscos durante a fase de pós licenciamento dos empreendimentos.
- Incorporação da segurança ocupacional
- Avaliação dos riscos cumulativos de diversos empreendimentos

- Adoção de um sistema integrado dos dados de acidentes, recebidos pelo IBAMA e ANP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AICHE. **Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis**. p. 748. 1999

ALEKLETT, K. et al. The Peak of the Oil Age – Analyzing the world oil production Reference Scenario in World Energy Outlook 2008. **Energy Policy**, v. 38, n. 3, p. 1398–1414, mar. 2010.

ANDERSON, C. M.; LABELLE, R. P. Comparative Occurrence Rates for Offshore Oil Spills. **Spill Science & Technology Bulletin**, v. 1, n. 2, p. 131–141, 1994.

ANP. **Análise do acidente com a plataforma P-36 - Relatório da Comissão de Investigação ANP/DPC**. 2001

ANP. **Análise do acidente com a Unidade Estacionária de Produção, Estocagem e Transferência, Petrobras XXXIV - Relatório da Comissão de Investigação ANP/DPC**. 2003

ANP. **Resolução ANP No 43/2007**, 2007.

ANP. **INVESTIGAÇÃO DO INCIDENTE DE VAZAMENTO DE PETRÓLEO NO CAMPO DE FRADE RELATÓRIO FINAL**. 2012.

ANP. **Produção Mensal de Hidrocarbonetos**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>.

ANP. **Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural 2012**. 2012.

API - AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. **Fate of Spilled Oil in Marine Waters: Where does it go? What does it do? How do dispersants affect it?** . 1999.

AVEN, T.; KRISTENSEN, V. Perspectives on risk: review and discussion of the basis for establishing a unified and holistic approach. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 90, n. 1, p. 1–14, out. 2005.

AVEN, T.; KROHN, B. S. A new perspective on how to understand, assess and manage risk and the unforeseen. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 121, p. 1–10, jan. 2014.

AVEN, T.; PITBLADO, R. On risk assessment in the petroleum activities on the Norwegian and UK continental shelves. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 61, n. 1-2, p. 21–29, jul. 1998.

AVEN, T.; VINNEM, J. E. On the use of risk acceptance criteria in the offshore oil and gas industry. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 90, n. 1, p. 15–24, out. 2005.

BARTHA, R.; ATLAS, R. M. Transport and transformations of petroleum: Biological processes. In: **Long-term Environmental Effects of Offshore Oil and Gas Development**. London: Elsevier Applied Science, 1987. p. 287–341.

BP OIL SPILL COMMISSION. **Deep Water - The Gulf Oil Disaster and the future of offshore drilling - Report to the President**. 2011.

BRANDSÆTER, A. Risk assessment in the offshore industry. **Safety Science**, v. 40, n. 1-4, p. 231–269, fev. 2002.

CAPUZZO, J. M. Biological effects of Petroleum Hydrocarbons: Assessment from experimental results. In: **Long-term Environmental Effects of Offshore Oil and Gas Development**. [s.l.] Elsevier Applied Science, 1987. p. 343–410.

CEDRE. **Centre of Documentation, Research and Experimentation on Accidental Water Pollution**. Disponível em: <<http://www.cedre.fr/en/spill/>>. Acesso em: 2 jan. 2013.

CEQ. **Considering Cumulative Effects under the National Environmental Policy Act**. 1997.

CETESB. **Norma técnica P4.261 - Risco de Acidente de Origem Tecnológica - Método para decisão e termos de referência**, 2011.

CHAPMAN, P. M. Risk Assessment and the Precautionary Principle: a Time and a Place. **Marine Pollution Bulletin**, v. 38, n. 10, p. 944–947, out. 1999.

CHAPMAN, P. M. Ecosystem services - assessment endpoints for scientific investigations. **Marine pollution bulletin**, v. 56, n. 7, p. 1237–8, jul. 2008.

CIRONE, P. A.; DUNCAN, P. B. Integrating human health and ecological concerns in. **Journal of hazardous materials**, p. 1–17, 2000.

CONAMA. **Resolução CONAMA 398/2008**, 2008.

CRAWLEY, F. K.; GRANT, M. M. CONCEPT RISK ASSESSMENT OF OFFSHORE HYDROCARBON PRODUCTION INSTALLATIONS. **Trans IChemE**, v. 75, 1997.

CURRAN, K. J.; WELLS, P. G.; POTTER, A. J. Proposing a coordinated environmental effects monitoring (EEM) program structure for the offshore petroleum industry, Nova Scotia, Canada. **Marine Policy**, v. 30, n. 4, p. 400–411, jul. 2006.

DEACON, T.; AMYOTTE, P. R.; KHAN, F. I. Human error risk analysis in offshore emergencies. **Safety Science**, v. 48, n. 6, p. 803–818, jul. 2010.

Decreto 2508/1998. Brasil, 1998.

Decreto 4136/2002. Brasil, 2002.

DEPARTMENT OF DEFENSE. **MIL-STD-882D**, 2000.

DHILLON, B. S.; SINGH, C. Bibliography of Literature on Fault trees. **Microelectronics Reliability**, v. 17, p. 501–503, 1978.

EWG. **Crude oil: The Supply Outlook**. 2007.

FIDLER, C.; NOBLE, B. Advancing strategic environmental assessment in the offshore oil and gas sector: Lessons from Norway, Canada, and the United Kingdom. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 34, p. 12–21, abr. 2012.

FRASER, G. S.; ELLIS, J. The Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act: Transparency of the environmental management of the offshore oil and gas industry. **Marine Policy**, v. 33, n. 2, p. 312–316, mar. 2009.

FRASER, G. S.; ELLIS, J.; HUSSAIN, L. An international comparison of governmental disclosure of hydrocarbon spills from offshore oil and gas installations. **Marine pollution bulletin**, v. 56, n. 1, p. 9–13, jan. 2008.

GANZACH, Y. Judging Risk and Return of Financial Assets. **Organizational behavior and human decision processes**, v. 83, n. 2, p. 353–370, nov. 2000.

GAUDÊNCIO, L. **Apresentação realizada no VI Seminário Internacional de Gestão de Riscos Ambientais no Setor de Petróleo e Gás** São Paulo Fundação MAPFRE, , 2010.

GESAMP. **Impact of oil and related chemicals on the marine environment - Reports and Studies No 50**. 1993.

HASLE, J. R.; KJELLÉN, U.; HAUGERUD, O. Decision on oil and gas exploration in an Arctic area: Case study from the Norwegian Barents Sea. **Safety Science**, v. 47, n. 6, p. 832–842, jul. 2009.

HENRIQUEZ, L. R. Risk assessment of offshore oil and gas activities in the Netherlands. **Marine Pollution Bulletin**, v. 29, n. 6-12, p. 317–322, jan. 1994.

IBAMA. **Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA 009-12**, 2012.

IBP. **Informações Estatísticas**. Disponível em: <<http://ibp.org.br>>.

IEA. **World Energy Outlook**. 2012.

INEA. **Instrução Técnica CEAM/DILAM 09/2013**, 2013.

IPIECA. Guidelines on biological impacts of oil pollution. 1991.

ISO. INTERNATIONAL STANDARD ORGANISATION. **ISO 13702 Petroleum and natural gas industries — Control and mitigation of fires and explosions on offshore production installations — Requirements and guidelines**. 1999.

ITOPF. **Oil Tanker Spill Statistics**. 2011.

KAMRIN, M. A. Environmental risk harmonization: federal/state approaches to risk assessment and management. **Regulatory toxicology and pharmacology : RTP**, v. 25, n. 2, p. 158–65, abr. 1997.

KASPERSON, R. E. et al. The Social Amplification of Risk: A Conceptual Framework. **Risk Analysis**, v. 8, n. 2, p. 177–187, jun. 1988.

KHAKZAD, N.; KHAN, F.; AMYOTTE, P. Quantitative risk analysis of offshore drilling operations: A Bayesian approach. **Safety Science**, v. 57, p. 108–117, ago. 2013.

KINGSTON, P. F. Long-term Environmental Impact of Oil Spills. **Spill Science & Technology Bulletin**, v. 7, n. 1-2, p. 53–61, jun. 2002.

KLINKE, A.; RENN, O. A New Approach to Risk Evaluation and Management : **Risk Analysis**, v. 22, n. 6, 2002.

KONTOVAS, C. A.; PSARAFTIS, H. N.; VENTIKOS, N. P. An empirical analysis of IOPCF oil spill cost data. **Marine pollution bulletin**, v. 60, n. 9, p. 1455–66, set. 2010.

KONTOVAS, C. A.; PSARAFTIS, H. N. **Marine Environment Risk Assessment : A Survey on the Disutility Cost of Oil Spills** 2nd International Symposium on Ship Operations. **Anais...**2008

KROHLING, R. A.; CAMPANHARO, V. C. Fuzzy TOPSIS for group decision making : A case study for accidents with oil spill in the sea. **Expert Systems with applications**, v. 38, p. 4190–4197, 2011.

LAHEY, W. L.; LESCHINE, T. M. Evaluating the risks of offshore oil development. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 4, n. 3-4, p. 271–286, dez. 1983.

LEKNES, E. The roles of EIA in the decision-making process. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 21, n. 4, p. 309–334, jul. 2001.

LIND, T. The environmental impact assessment process for offshore oil and gas exploration and development in Norway. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 4, n. 3-4, p. 457–472, dez. 1983.

LINDØE, P. H.; BARAM, M.; PATERSON, J. **Robust Offshore Risk Regulation – an assessment of US , UK and Norwegian approaches** ESREL - European Safety and Reliability Conference. **Anais...**2012

LIU, X.; WIRTZ, K. W. The economy of oil spills: direct and indirect costs as a function of spill size. **Journal of hazardous materials**, v. 171, n. 1-3, p. 471–7, 15 nov. 2009.

MACDONALD, D. **Practical Machinery Safety**. [s.l.] Elsevier, 2004. p. 257–261

MACKAY, D. The physical and chemical fate of spilled oil. In: **Petroleum effects in the Arctic Environment**. [1985]. p. 37–61.

MAGGI, P.; MORGADO, C. Environmental Risk Assessment for Offshore E&P Activities in Brazil. **Advanced Materials Research**, 2012.

MAGGI, P.; MORGADO, C. R. V.; ALMEIDA, J. C. N. Offshore Oil Spill Incidents in Brazil. **Applied Mechanics ...**, v. 295-298, p. 626–629, 2013.

MANAGI, S. et al. Environmental regulations and technological change in the offshore oil and gas industry. **Land Economics**, v. 81, n. 2, p. 303–319, 2005.

MARIANO, J. B. **PROPOSTA DE METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO INTEGRADA DE RISCOS E IMPACTOS AMBIENTAIS PARA ESTUDOS DE AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA DO SETOR DE PETROLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS**. [s.l.: s.n.].

MAY, R. F. Marine Conservation Reserves , Petroleum Exploration and Development , and Oil Spills in Coastal Waters of Western Australia. **Marine Pollution Bulletin**, v. 25, p. 147–154, 1992.

MILANI, E. J. et al. Petroleum in the brazilian continental margin. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 18, p. 351–396, 2000.

MILLER, G. J.; CONNELL, D. W. Global production and fluxes of petroleum and recent hydrocarbons. **International Journal of Environmental Studies**, v. 19, n. 3-4, 1982.

MILLER, K. D.; REUER, J. J. MEASURING ORGANIZATIONAL DOWNSIDE RISK. **Strategic Management Journal**, v. 17, n. 9, p. 671–691, nov. 1996.

MMA. **Guia de Procedimentos do Licenciamento Ambiental Federal**. [s.l.: s.n.].

MMA. **Portaria n 422, de 26 de outubro de 2011**, 2011.

MME/MMA. **Portaria Interministerial n 198, de 5 de abril de 2012**, 2012.

NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. **Act 29 November 1996 No . 72 relating to petroleum activities. Last amended by Act 19, 2009**Norway, 1996.

NRC. **Oil in the sea III: Inputs, fates and effects**. [s.l.] National Research Council, 2003.

OGP. **Environmental performance indicators 2011 data**. [2012].

OKRENT, D. Risk perception and risk management: on knowledge, resource allocation and equity. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 59, n. 1, p. 17–25, jan. 1998.

PAVILLON, J. F. Pétrole et écosystèmes marins. **Oceanis**, v. 30, n. 4, p. 491–576, 2004.

PERRONS, R. K. Assessing the damage caused by Deepwater Horizon: not just another Exxon Valdez. **Marine pollution bulletin**, v. 71, n. 1-2, p. 20–2, 15 jun. 2013.

PETROBRAS; HABTEC. **Estudo de Impacto Ambiental da atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural do Módulo II do campo de Marlim Leste, Bacia de Campos**. [2007].

PRICE, J. M. et al. Overview of the Oil Spill Risk Analysis (OSRA) Model for Environmental Impact Assessment. **Spill Science & Technology Bulletin**, v. 8, n. 5-6, p. 529–533, jan. 2003.

PSARROS, G.; SKJONG, R.; VANEM, E. Risk acceptance criterion for tanker oil spill risk reduction measures. **Marine pollution bulletin**, v. 62, n. 1, p. 116–27, jan. 2011.

RENN, O. Concepts of Risk: A Classification. In: **Social theories of risk**. [1992].

RUNDMO, T. Risk perception and safety on offshore petroleum platforms - Part I : Perception of risk. **Safety Science**, v. 15, p. 39–52, 1992a.

RUNDMO, T. Risk perception and safety on offshore petroleum platforms - Part II : Perceived risk , job stress and accidents. **Safety Science**, v. 15, p. 53–68, 1992b.

SALTER, E.; FORD, J. Holistic Environmental Assessment and Offshore Oil Field Exploration and Production. **Marine Pollution Bulletin**, v. 42, n. 1, p. 45–58, 2001.

SANTILLO, D. et al. The precautionary principle: Protecting against failures of scientific method and risk assessment. **Marine Pollution Bulletin**, v. 36, n. 12, p. 939–950, dez. 1998.

SCHECHTMAN, R. **Análise de risco ambiental em atividades de exploração (perfuração) e produção de petróleo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) UFRJ.[2006].

SHAHRIARI, M.; FROST, A. Oil spill cleanup cost estimation—Developing a mathematical model for marine environment. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 86, n. 3, p. 189–197, maio 2008.

SHAW, S. J. Use of risk assessment as an offshore design tool. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 5, n. 1, p. 10–17, 1992.

SKOGDALEN, J. E.; UTNE, I. B.; VINNEM, J. E. Developing safety indicators for preventing offshore oil and gas deepwater drilling blowouts. **Safety Science**, v. 49, n. 8-9, p. 1187–1199, out. 2011.

SKOGDALEN, J. E.; VINNEM, J. E. Quantitative risk analysis offshore—Human and organizational factors. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 96, n. 4, p. 468–479, abr. 2011.

SKOGDALEN, J. E.; VINNEM, J. E. Quantitative risk analysis of oil and gas drilling, using Deepwater Horizon as case study. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 100, p. 58–66, abr. 2012.

SLATER, D.; JONES, H. Environmental risk assessment and the environment agency. **Journal of Hazardous Materials**. [1999].

STEJSKAL, I. V. Obtaining Approvals for Oil and Gas Projects in Shallow Water Marine Areas in Western Australia using an Environmental Risk Assessment Framework. **Spill Science & Technology Bulletin**, v. 6, n. 1, p. 69–76, 2000.

STIRLING, A. **On Science and Precaution in the Management of Technological Risk. Report for European Comission Joint Research Centre**. [1999].

TCHANKOVA, L. Risk identification – basic stage in risk management. **Environmental Management and Health**, v. 13, n. 3, p. 290–297, 2002.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Brasil: Interciência, 2004.

TOLMASQUIM, M. T. **Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo**. Brasil: [s.n.].

VANEM, E.; ENDRESEN, Ø.; SKJONG, R. Cost-effectiveness criteria for marine oil spill preventive measures. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 93, n. 9, p. 1354–1368, set. 2008.

VATN, J. A discussion of the acceptable risk problem. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 61, p. 11–19, 1998.

VÍLCHEZ, J. A.; ESPEJO, V.; CASAL, J. Generic event trees and probabilities for the release of different types of hazardous materials. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 24, n. 3, p. 281–287, maio 2011.

VINNEM, J. E. Evaluation of methodology for QRA in offshore operations. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 61, n. 1-2, p. 39–52, jul. 1998.

VINNEM, J. E. Evaluation of offshore emergency preparedness in view of rare accidents. **Safety Science**, v. 49, n. 2, p. 178–191, fev. 2011.

VINNEM, J. E. On the analysis of hydrocarbon leaks in the Norwegian offshore industry. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, v. 25, n. 4, p. 709–717, jul. 2012.

VINNEN, J. E. **Offshore Risk Assessment**. [s.l.] Kluwer, 1999.

WILKINSON, A. J. Improving risk-based communications and decision making. **Journal of petroleum technology**, v. 49, n. 9, p. 936–943, 1997.

YANG, M.; KHAN, F. I.; SADIQ, R. Prioritization of environmental issues in offshore oil and gas operations: A hybrid approach using fuzzy inference system and fuzzy analytic hierarchy process. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 89, n. 1, p. 22–34, jan. 2011.

ANEXOS

ANEXO I – Item II.8 do Termo de Referência ELPN/IBAMA 18/04

II.8 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS E PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL

II.8.1 - ANÁLISE DE RISCOS AMBIENTAIS

- A) Deverá ser elaborado um estudo que contemple a análise dos riscos provenientes das atividades de instalação do sistema de escoamento e da unidade de produção, bem como da sua operação, incluindo, os riscos relativos às atividades dos barcos de apoio e do(s) sistema(s) de escoamento da produção que possam causar impactos ao meio ambiente, bem como um Programa de Gerenciamento de Riscos e um Plano de Emergência Individual para casos de acidentes.
- B) Deverá ser apresentada uma Análise Preliminar de Perigos (APP) do empreendimento, abrangendo os eventos acidentais que tenham origem nas instalações analisadas, englobando tanto as falhas de componentes ou sistemas, como eventuais erros operacionais ou de manutenção (falhas humanas), dentre outros.

A Análise de Risco Ambiental deverá contemplar as seguintes etapas:

II.8.1.1 - Descrição das Instalações e do Processo

- A) Deverão ser descritos, sucintamente, os principais sistemas, subsistemas, procedimentos previstos para as diferentes etapas, apresentados fluxogramas (P& I e de processo) e diagramas de blocos de todas as fases do processo, listando os equipamentos e sistemas de segurança mais relevantes.
- B) Deverá ser apresentada em base cartográfica geo-referenciada com escala adequada, a localização dos poços de produção e injeção, unidade de produção, instalações de apoio, bem como os sistemas de escoamento e seus acessórios.
- C) Deverão ser mencionados os critérios de segurança, incluindo as normas especificadas para as fases de planejamento, instalação, operação das instalações.

II.8.1.2 – Análise Histórica de Acidentes

- A) Deverá ser apresentado um levantamento completo de todos os acidentes ocorridos em atividades similares e/ou com o tipo do empreendimento/unidade em questão, com potencial ou que efetivamente tenham causado impactos ao meio ambiente.
- B) A análise histórica deverá descrever: a tipologia dos acidentes, contemplando todas as possíveis causas, diretas e indiretas, naturais ou não, de explosões, incêndios, derramamentos e vazamentos de produtos químicos e óleos, não se restringindo a estes, e a magnitude dos impactos ambientais, em relação a eventuais efeitos tóxicos, espécies afetadas e sua importância para o ecossistema em análise. Devem ser apresentados todos os dados estatísticos, acompanhados das respectivas referências e análises conclusivas.

II.8.1.3 – Identificação dos Eventos Perigosos

- A) Deverá ser realizado um estudo de eventos, estruturado em sistemas e subsistemas, capazes de provocar acidentes (vazamentos, derrames, incêndios e/ou explosões, perda de estabilidade, falhas mecânicas e outros), que possam acarretar impacto ao meio ambiente e a instalações de terceiros. Adicionalmente,

deverão ser identificadas as possíveis fontes de vazamentos tóxicos que possam causar impactos a curto e longo prazo.

- B) Na Análise de Riscos Ambientais, deverão ser identificados os perigos predominantes que levam a situações de risco com conseqüências ambientais danosas. Deverão ser apresentados, os Cenários Acidentais identificados como relevantes, considerando os dados expostos na Análise Histórica de Acidentes Ambientais e a freqüência de ocorrência dos eventos acidentais; os graus de severidade com a exposição de dados quantitativos e a classificação final dos riscos originais. O risco original é definido como a classificação qualitativa do evento acidental avaliado, antes de ser gerenciado por meio das medidas e dos procedimentos propostos no Plano de Gerenciamento de Riscos a ser implantado.

II.8.2 – GERENCIAMENTO DE RISCOS

- A) Deverá ser elaborado um Plano de Gerenciamento de Riscos, contemplando os riscos de acidentes com conseqüências ambientais, nas diferentes etapas das atividades a serem desenvolvidas.
- B) Na qualificação feita para cada Cenário Acidental, deverão ser apresentadas ações preventivas para o gerenciamento do risco original, e como resultante desse processo, apresentar a classificação do risco residual. O risco residual é definido como a classificação qualitativa do evento acidental, após ser gerenciado por meio das medidas e dos procedimentos propostos no Plano de Gerenciamento de Riscos a ser implantado.
- C) As medidas adotadas para a redução das conseqüências e das freqüências de ocorrência são consideradas parte integrante do gerenciamento de riscos, devendo contemplar os seguintes itens:
- definição de atribuições dos envolvidos na aplicação das medidas.
 - teste e inspeções iniciais e periódicas.
 - programas de manutenção (preventiva e corretiva).
 - capacitação técnica (cursos e treinamentos oferecidos pela empresa).
 - processo de contratação de terceiros (cuidados adotados na contratação de empresas terceirizadas).
 - registro e investigação de acidentes com conseqüências ambientais.
 - gerenciamento de mudanças (informar como é gerenciada a mudança de pessoal/equipamento e tecnologia).
 - descrição do processo de liberação de serviços no âmbito do programa de manutenção.

II.8.3 - PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL

O Plano de Emergência Individual deverá ser elaborado em estrita consonância com a Resolução CONAMA 293/01.

ANEXO II – Item II.8 do Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA 007/2011

II.8 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

Deverá ser elaborado estudo de Análise de Riscos Ambientais para o projeto proposto, bem como para cada alternativa apresentada.

O objetivo da análise de risco no EIA é a identificação dos cenários acidentais e seus respectivos desdobramentos, avaliando-se as consequências sobre o meio ambiente, concluindo pela proposição e adoção de medidas que reduzam os riscos ambientais a limites toleráveis.

Deverão ser anexados os documentos (planta, fluxogramas, diagramas, etc) que subsidiaram a Análise de Riscos.

II.8.1 – DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES

Deverão ser apresentados os principais sistemas e subsistemas de todas as instalações envolvidas e listados seus equipamentos de segurança mais relevantes.

Deverão ser mencionados os critérios de segurança, incluindo as medidas preventivas adotadas na fase de planejamento da atividade.

II.8.2 – ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES AMBIENTAIS

Deverá ser realizado um levantamento completo de todos os acidentes ocorridos em atividades similares e/ou com o tipo de unidade em questão que, potencial ou efetivamente, tenham causado impactos ao meio ambiente.

A análise histórica deverá descrever, sempre que possível, a tipologia dos acidentes, contemplando todas as possíveis causas, diretas e indiretas, naturais ou não, de explosões, incêndios, derrames, e vazamentos de produtos químicos e óleos, não se restringindo a estes, e a magnitude dos danos ambientais, em relação a eventuais efeitos tóxicos, espécies afetadas e sua importância para o ecossistema em análise. Devem ser apresentados todos os dados estatísticos, acompanhados das respectivas referências.

Ressalta-se que a análise histórica não deverá se limitar a uma mera compilação de dados, devendo apresentar uma análise crítica em comparação com o empreendimento em questão.

II.8.3 – IDENTIFICAÇÃO DOS CENÁRIOS ACIDENTAIS

Empregar uma Análise Preliminar de Perigos (APP) para a identificação de todos os cenários acidentais possíveis de ocorrer, independentemente da frequência esperada para os cenários. Deverão ser apresentados todos os cenários passíveis de evoluir para situações com vazamento de óleo ou outros produtos químicos para o ambiente. Essa identificação dos cenários acidentais poderá ser auxiliada por outros métodos como a Análise Histórica, o HAZOP e a Árvore de Eventos, por exemplo.

Deverão ser contempladas todas as fases do projeto, incluindo os navios envolvidos na transferência do óleo.

Apresentar o resultado da Análise Preliminar de Perigos em forma de planilha, conforme constante do modelo Anexo V (Planilha de APP).

II.8.3.1 – AVALIAÇÃO DAS FREQUÊNCIAS DE OCORRÊNCIA DOS CENÁRIOS ACIDENTAIS

Avaliar quantitativamente a frequência de ocorrência de cada cenário acidental que resulte em vazamento para o mar de óleo ou fluido base não aquosa, utilizando-se dados existentes em referências bibliográficas e bancos de dados. Para eventos iniciadores complexos, que envolvam falhas de sistemas, devem ser construídas e avaliadas árvores de falhas específicas para cada situação.

Avaliar também as frequências de ocorrência dos diversos cenários de acidente capazes de ocorrer após cada evento iniciador.

Estes cenários devem considerar as falhas dos sistemas de segurança que venham a ser demandados em cada caso.

A probabilidade de falha ou a indisponibilidade dos sistemas de segurança deve ser avaliada através da construção de árvores de falhas. Para a construção da árvore de falhas deverá ser feita uma contagem de equipamentos (ex: flanges, torres, válvulas, vasos, bombas, etc).

As taxas de falhas deverão ser retiradas de bancos de dados como AIChe, OREDA, NPRD-95 , entre outros.

II.8.4 – AVALIAÇÃO DAS CONSEQUÊNCIAS

II.8.4.1 – MODELAGEM DA DISPERSÃO DE ÓLEO

A empresa deverá elaborar estudos de modelagem para a simulação da trajetória e da dispersão das manchas de óleo oriundas dos cenários acidentais identificados, conforme as diretrizes estabelecidas no item II.6.1 deste Termo de Referência. Para simplificar, estes estudos deverão ser realizados por faixa de volumes, como proposto a seguir:

- Para cenários acidentais com volumes entre 0 e 8 m³: modelar o volume de 8m³.
- Para cenários acidentais com volumes entre 8 e 200 m³: modelar o volume de 200 m³.
- Para cenários acima de 200 m³: modelar o volume de pior caso, segundo a Resolução CONAMA 398/08. Caso a diferença entre 200 m³ e a descarga de pior caso seja maior que várias ordens de grandeza, a empresa poderá propor faixas intermediárias, justificadas tecnicamente.

II.8.4.2 – ANÁLISE DE VULNERABILIDADE E IDENTIFICAÇÃO DOS COMPONENTES COM VALOR AMBIENTAL

As áreas identificadas como passíveis de serem atingidas por óleo deverão ser avaliadas de acordo com a seção 3 do Anexo II da Resolução CONAMA 398 (análise de vulnerabilidade).

A partir da Análise da Vulnerabilidade a empresa deverá identificar os Componentes com Valor Ambiental. Estes componentes deverão ter presença significativa na área afetada, ser vulnerável à poluição por óleo e deverão atender aos seguintes critérios:

- Ser importante (e não apenas financeiramente) para a população local, ou
- Ter um interesse nacional ou internacional, ou
- Ter importância ecológica

Estes componentes poderão ser comunidades biológicas (Ex: aves marinhas, mamíferos aquáticos, tartarugas marinhas, etc) ou ecossistemas (ex: mangues, recifes de corais, etc). Em adição aos critérios citados acima, deverão ser consideradas espécies endêmicas, ou ameaçadas de extinção.

Os Componentes com Valor Ambiental poderão ser divididos em unidades fisiográficas, desde que justificáveis ambientalmente (Ex: distribuição descontínua).

A sensibilidade destes componentes deverá ser avaliada em função do seu tempo de recuperação (ou seja, o tempo que o componente, após ser atingido, levaria para se recompor aos níveis anteriores à exposição por óleo).

A empresa deverá consultar a literatura científica para estimar o tempo de recuperação dos recursos ambientais.

II.8.5 – CÁLCULO DOS RISCOS AMBIENTAIS

O risco ambiental deverá ser calculado por componente ambiental ameaçado e por faixa de volume, isto é, deverá ser calculado o risco de determinado componente ambiental ser atingido por óleo.

A partir dos resultados da modelagem a empresa deverá identificar a probabilidade de cada componente ambiental ser atingido por faixa de volume. Deverão, então, ser identificados todos os cenários acidentais cuja consequência seja o vazamento de volumes na faixa considerada, e somadas as frequências de ocorrência destes cenários. A multiplicação do somatório de frequências pela probabilidade é o risco ambiental. O risco ambiental é expresso pela fórmula a seguir:

$$RA_{\text{comp}(x)} = \left(\sum_{i=1}^n f_i \right) \times p(x)$$

Onde:

$RA_{\text{comp}(x)}$ → Risco ambiental de um componente ambiental ser atingido

n → número de cenários acidentais onde o óleo vazado atinge um dado componente ambiental

f → Frequência estimada do cenário acidental (retirado do item II.8.4)

$p(x)$ → probabilidade do componente ambiental ser atingido por óleo de acordo com as faixas de volume estabelecidas.

Como regra geral, a empresa deverá adotar o maior valor de probabilidade de toque de óleo no CVA, não sendo admitido nenhum tipo de ponderação.

Para CVAs de distribuição dispersa, para os quais não seja possível definir áreas de concentração, será permitida a utilização da média ponderada das probabilidades de toque de óleo em relação à área de ocorrência atingida.

II.8.6 – RELAÇÃO TEMPO DE RECUPERAÇÃO/TEMPO DE OCORRÊNCIA

A empresa deverá calcular a relação entre o tempo de recuperação do componente ambiental e o tempo de ocorrência do dano (inverso do risco ambiental). O tempo de recuperação deverá ser insignificante em comparação com o tempo de ocorrência do dano.

II.8.7 – REVISÃO DO ESTUDO DE ANÁLISE DE RISCOS

Com base nos resultados da análise de riscos a empresa deverá indicar medidas que promovam a melhoria da segurança ambiental, de modo a tornar os riscos tão baixos quanto possível. A revisão deve constar do relatório, com todos os cálculos refeitos.

II.8.8 – PLANO DE GERENCIAMENTO DE RISCOS

No caso de ficar demonstrado que os riscos para o meio ambiente são os menores possíveis, devem ser consolidadas e relacionadas as medidas preventivas e mitigadoras levantadas pelo Estudo de Análise de Riscos, na forma de um Plano de Gerenciamento de Riscos, que deve conter, no mínimo:

1. os riscos que estão sendo gerenciados;
2. procedimentos e ações necessárias para o correto gerenciamento;
3. definição de atribuições;
4. plano de inspeções periódicas;
5. programas de manutenção (preventiva e corretiva);
6. plano para capacitação técnica dos funcionários/treinamentos;
7. processo de contratação de terceiros;
8. registro e investigação de acidentes;
9. gerenciamento de mudanças;
10. sistema de permissão para trabalho;
11. cronograma para implantação/acompanhamento das ações propostas.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Plataformas de Produção com registro de incidentes de poluição entre 2010 e 2013

Empreendimento/Campo	Ano	Empresa	Bacia	Operador	Nº Incidentes	Licenciamento	Análise de Riscos
PAG 2 / Agulha	*	Petrobras	RNCE	Petrobras	1	não	-
Paru	*	Petrobras	SEAL	Petrobras	1	não	-
Aratum 1 / Aratum	*	Petrobras	RNCE	Petrobras	1	não	-
Árvore de Natal do poço 8-MLS-183HP-RJS / Marlim Sul	Marlim Sul	Petrobras	Campos		1	sim	qualitativa
Duto Atum 2 / Xaréu 3	*	Petrobras	RNCE	Petrobras	1	não	-
FPSO Cidade de Anchieta / Baleia Azul	2012	Petrobras	ES	SBM	3	sim	qualitativa
FPSO Cidade de Niterói / Marlim Leste	2009	Petrobras	Campos	Modec	2	sim	qualitativa
FPSO Cidade de Santos / Uruguá	2010	Petrobras	Santos	Modec	3	sim	qualitativa
FPSO Espírito Santo / BC-10	2009	Shell	Campos	SBM	4	sim	qualitativa
FPSO Frade / Frade	2009	Chevron	Campos	SBM	4	sim	qualitativa
FPSO Fluminense / Bijupirá e Salema	2003	Shell	Campos	Modec	1	sim	qualitativa
FPSO Itajaí / Baúna	2013	Petrobras	Santos	Odebrecht	1	sim	qualitativa
FPWSO Dynamic Producer / BM-S-9	2010	Petrobras	Santos	Petroserv	3	sim	qualitativa
PDET / Marlim Leste	2007	Petrobras	Campos	Modec	2	sim	qualitativa

P-08 / Marimbá	1992	Petrobras	Campos	Petrobras	1	não	-
P-09 / Corvina	1983	Petrobras	Campos	Petrobras	1	não	-
P-12 / Linguado	1983	Petrobras	Campos	Petrobras	1	não	-
P-15 / Piraúna	1983	Petrobras	Campos	Petrobras	2	não	-
P-16 / Garoupiha	?	Petrobras	Campos	Petrobras	1	não	-
P-18 / Marlim	1994	Petrobras	Campos	Petrobras	2	não	-
P-19 / Marlim	1998	Petrobras	Campos	Petrobras	1	não	-
P-20 / Marlim	1993	Petrobras	Campos	Petrobras	2	não	-
P-25 / Albacora	1996	Petrobras	Campos	Petrobras	4	não	-
P-26 / Marlim	1998	Petrobras	Campos	Petrobras	2	não	-
P-27 / Voador	1998	Petrobras	Campos	Petrobras	5	não	-
P-31 / Albacora	1998	Petrobras	Campos	Petrobras	4	não	-
P-32 / Albacora	1998	Petrobras	Campos	Petrobras	4	não	-
P-34 / Jubarte	2006	Petrobras	Campos	Petrobras	1	sim	qualitativa
P-35 / Marlim	1999	Petrobras	Campos	Petrobras	1	não	-
P-37 / Marlim	2000	Petrobras	Campos	Petrobras	2	não	-
P-40 / Marlim Sul	2001	Petrobras	Campos	Petrobras	2	sim	qualitativa
P-43 / Barracuda	2004	Petrobras	Campos	Petrobras	3	sim	qualitativa
P-47 / Marlim	2005	Petrobras	Campos	Petrobras	1	sim	qualitativa
P-48 / Caratinga	2005	Petrobras	Campos	Petrobras	6	sim	qualitativa
P-50 / Albacora Leste	2006	Petrobras	Campos	Petrobras	2	sim	qualitativa
P-51 / Marlim Sul	2008	Petrobras	Campos	Petrobras	2	sim	qualitativa
P-52 / Roncador	2007	Petrobras	Campos	Petrobras	4	sim	qualitativa
P-53 / Marlim Leste	2008	Petrobras	Campos	Petrobras	7	sim	qualitativa
P-54 / Roncador	2007	Petrobras	Campos	Petrobras	3	sim	qualitativa
P-56 / Marlim Sul	2011	Petrobras	Campos	Petrobras	2	sim	quantitativa

P-65 / Bicudo/Enchova	2002	Petrobras	Campos	Petrobras	5	sim	qualitativa
PCE-1 / Enchova	1983	Petrobras	Campos	Petrobras	8	não	-
PCH-2 / Cherne	1983	Petrobras	Campos	Petrobras	3	não	-
Peregrino B / Peregrino	2011	Statoil	Campos	BW Offshore	7	não	-
PPE-2 / Pescada	?	Petrobras	RNCE	Petrobras	1	não	-
PGP-1 / Garoupa	1984	Petrobras	Campos	Petrobras	4	não	-
PMLZ-1 / Merluza	1992	Petrobras	Santos	Petrobras	3	não	-
PMNT-1 / Manati	2007	Petrobras	Bahia	Petrobras	3	sim	qualitativa
PMXL-1 / Mexilhão	2011	Petrobras	Santos	Petrobras	1	não	-
PNA-1/2 / Namorado	1983	Petrobras	Campos	Petrobras	3	não	-
PPM-1 / Pampo	1984	Petrobras	Campos	Petrobras	4	não	-
Polvo A / Polvo	2007	BP	Campos	Petrobras	2	sim	qualitativa
PPG-1/2 / Pargo	1989	Petrobras	Campos	Petrobras	2	não	-
PUB-15 / Ubarana	*	Petrobras	RN-CE	Petrobras	1	não	-
PXA- 1/3 / Xaréu	*	Petrobras	RN-CE	Petrobras	7	não	-

Elaboração Própria

(*) Plataformas que entraram em operação antes de 1999, mas que não consta o ano exato.

APÊNDICE B – Comparação de um TR do ano de 2004 e um TR do ano de 2011:

TR ELPN/IBAMA 014/2003	TR CGPEG/DILIC/IBAMA 008/2011
<p>II.1 – IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE E DO EMPREENDEDOR II.1.1 – DENOMINAÇÃO OFICIAL DA ATIVIDADE II.1.2 – IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDEDOR II.1.3 – IDENTIFICAÇÃO DA UNIDADE DE PRODUÇÃO</p> <p>II.2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE II.2.1 – APRESENTAÇÃO II.2.2 – HISTÓRICO II.2.3 – JUSTIFICATIVAS II.2.4 – DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES</p> <p>II.3 – ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS</p> <p>II.4 – ÁREA DE INFLUÊNCIA DA ATIVIDADE</p> <p>II.5 – DIAGNÓSTICO AMBIENTAL II.5.1 - MEIO FÍSICO II.5.2 - MEIO BIÓTICO II.5.3 - MEIO SOCIOECONÔMICO II.5.4 - ANÁLISE INTEGRADA E SÍNTESE DA QUALIDADE AMBIENTAL</p> <p>II.6 – IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS II.6.1 – MODELAGEM DE DISPERSÃO DE ÓLEO E EFLUENTES</p> <p>II.7 – MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS E PROJETOS/PLANOS DE CONTROLE E MONITORAMENTO II.7.1 – PROJETO DE MONITORAMENTO AMBIENTAL II.7.2 – PROJETO DE CONTROLE DA POLUIÇÃO II.7.3 – PROJETO DE COMUNICAÇÃO SOCIAL II.7.4 – PROJETO DE EDUCAÇÃO AMBIENTAL II.7.5 – PROJETO DE TREINAMENTO DOS TRABALHADORES II.7.6 – PROJETO DE</p>	<p>II.1 – IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE E DO EMPREENDEDOR II.1.1 – DENOMINAÇÃO OFICIAL DA ATIVIDADE II.1.2 – IDENTIFICAÇÃO DO EMPREENDEDOR</p> <p>II.2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE II.2.1 – APRESENTAÇÃO II.2.2 – HISTÓRICO II.2.3 – JUSTIFICATIVAS II.2.4 – DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES II.2.5 – ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DOS IMPACTOS NA SAÚDE DO TRABALHADOR</p> <p>II.3 – ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS</p> <p>II.4 – ÁREA DE INFLUÊNCIA DA ATIVIDADE</p> <p>II.5 – DIAGNÓSTICO AMBIENTAL II.5.1 - MEIO FÍSICO II.5.2 - MEIO BIÓTICO II.5.3 - MEIO SOCIOECONÔMICO II.5.4 - ANÁLISE INTEGRADA E SÍNTESE DA QUALIDADE AMBIENTAL</p> <p>II.6 – IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS II.6.1 - MODELAGEM DA DISPERSÃO DE ÓLEO E EFLUENTES</p> <p>II.7 – MEDIDAS MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS II.7.1 - PROJETO DE MONITORAMENTO AMBIENTAL II.7.2 - PROJETO DE CONTROLE DA POLUIÇÃO II.7.3 - PROJETO DE COMUNICAÇÃO SOCIAL II.7.4 - PROJETO EDUCAÇÃO AMBIENTAL II.7.5 - PROJETO EDUCAÇÃO AMBIENTAL DOS TRABALHADORES II.7.6 - PROJETO DE DESATIVAÇÃO II.7.7 - PROGRAMA DE SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE E SAÚDE - SMS DO TRABALHADOR</p>

<p>DESATIVÇÃO</p> <p>II.8 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO E PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL</p> <p>II.8.1 – ANÁLISE DE RISCOS AMBIENTAIS</p> <p>II.8.2 – GERENCIAMENTO DE RISCOS</p> <p>II.8.3 – PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL</p> <p>II.9 – CONCLUSÃO</p> <p>II.10 – BIBLIOGRAFIA</p> <p>II.11 – GLOSSÁRIO</p> <p>II.12 – ANEXOS</p> <p>II.13 –EQUIPE TÉCNICA</p>	<p>II.8 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCO</p> <p>II.8.1 – DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES</p> <p>II.8.2 – ANÁLISE HISTÓRICA DE ACIDENTES AMBIENTAIS</p> <p>II.8.3 – IDENTIFICAÇÃO DOS CENÁRIOS ACIDENTAIS</p> <p>II.8.4 – AVALIAÇÃO DAS CONSEQÜÊNCIAS</p> <p>II.8.5 – CÁLCULO DOS RISCOS AMBIENTAIS</p> <p>II.8.6 – RELAÇÃO TEMPO DE RECUPERAÇÃO/TEMPO DE OCORRÊNCIA</p> <p>II.8.7 – REVISÃO DO ESTUDO DE ANÁLISE DE RISCOS</p> <p>II.8.8 – PLANO DE GERENCIAMENTO DE RISCOS</p> <p>II.9 – PLANO DE EMERGÊNCIA INDIVIDUAL</p> <p>II.10 – CONCLUSÃO</p> <p>II.11 – BIBLIOGRAFIA</p> <p>II.12 – GLOSSÁRIO</p> <p>II.13 – ANEXOS</p> <p>II.14 – EQUIPE TÉCNICA</p>
---	---

APÊNDICE C – Relação dos dos processos de licenciamento avaliados em relação à Avaliação de Riscos

Número do Processo	Empreendimento	Unidade	Bacia	Empresa
02022.01298/2003	Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás, do módulo 2, Campo de Roncador	FPSO P-54	Campos	Petrobras
02022.02217/2007	Ampliação do sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Campo de Marlim Leste	FPSO Cidade de Niterói	Campos	Petrobras
02022.01213/2005	Atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural do Campo de Golfinho	FPSO Capixaba	Espírito Santo	Petrobras
02022.00033/07	Sistema de Produção e Escoamento de Gás Natural e Petróleo nos campos de Papa Terra e Maromba (Bloco BC-20)	P-61 e P-63	Campos	Petrobras
02022.002619/08	Teste de Longa Duração na Área de Iracema, Bloco BM-S-11	FPSO Cidade de São Vicente	Santos	Petrobras
02022.04527/2002	Atividade de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento do módulo I do campo de Marlim Sul	FPSO Marlim Sul	Campos	Petrobras
02022.01346/2006	Ampliação do Sistema de produção	FPSO	Campos	Statoil

	e escoamento de Petróleo e Gás Natural no Campo de Peregrino.	Peregrino/ Peregrino A e B		
02022.00984/2008	Piloto do Sistema de produção e Escoamento de óleo e Gás da área de Tupi	FPSO Cidade Angra dos Reis	Santos	Petrobras
02022.00060/2006	Sistema de produção e Escoamento de óleo e Gás nos Módulos 3 do Campo de Roncador	P-55	Campos	Petrobras
02022.00060/2006	Sistema de produção e Escoamento de óleo e Gás nos Módulos 4 do Campo de Roncador	P-62	Campos	Petrobras
02022.02956/2008	Atividade de produção e Escoamento de óleo e Gás do Módulos 3 Campo de Marlim Sul	P-56	Campos	Petrobras
02022.001019/2013	Desenvolvimento e Escoamento da Produção de Petróleo nos Blocos BM-C-39 e 40	OSX-3	Campos	OGX
02022.002617/2006	Desenvolvimento Integrado da Produção e Escoamento de Petróleo e Gás na área do Parque das Baleias	FPSO Cidade de Anchieta	Campos	Petrobras
02022.000666/2010	Desenvolvimento da Produção de Petróleo dos campos de Baúna e Piracaba, Bloco BM-S-40	FPSO Cidade de Itajaí	Santos	Petrobras