II.10 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

A presente Análise de Riscos Ambientais (ARA) foi elaborada visando à identificação dos cenários acidentais e seus respectivos desdobramento, avaliando-se a suas consequências sobre o meio ambiente, propondo a adoção de medidas que reduzam os riscos ambientais a limites toleráveis em consonância ao Termo de Referência Nº 037/14, de 03/11/2014 emitido pela CGPEG/DILIC/IBAMA no âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental para o desenvolvimento de Teste de Longa Duração (TLD) e Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) de Libra, localizados na Bacia de Santos (**Figura II.10-1**).

A região costeira que pode vir a ser afetada caso haja acidente com vazamento de grandes volumes de óleo possui diversidade físico-biológica, destacando-se a presença de praias, costões rochosos, manguezais e marismas, dispostos em ilhas costeiras, baías e estuários. Estas características asseguram à região expressiva atividade turística e o uso de recursos dos ecossistemas como fonte de renda.

A área passível de ser atingida pelo óleo em caso de vazamentos de grandes volumes também é área de alimentação de tartarugas marinhas, local de invernagem e rota migratória de aves costeiras e marinhas provenientes tanto do hemisfério norte como do hemisfério sul, além de apresentar rotas migratórias e áreas de reprodução para cetáceos e diversas espécies de peixes ameaçadas de extinção ou sobre exploradas.

Assim, considerando a sensibilidade dessa região, esta Análise de Risco Ambiental (ARA) foi elaborada a partir de metodologia utilizada na indústria *Offshore* para identificação e gerenciamento de riscos ambientais. A metodologia utilizada será apresentada em detalhes a seguir e sequencialmente serão apresentados os resultados encontrados para essa atividade, assim como as conclusões estabelecidas.

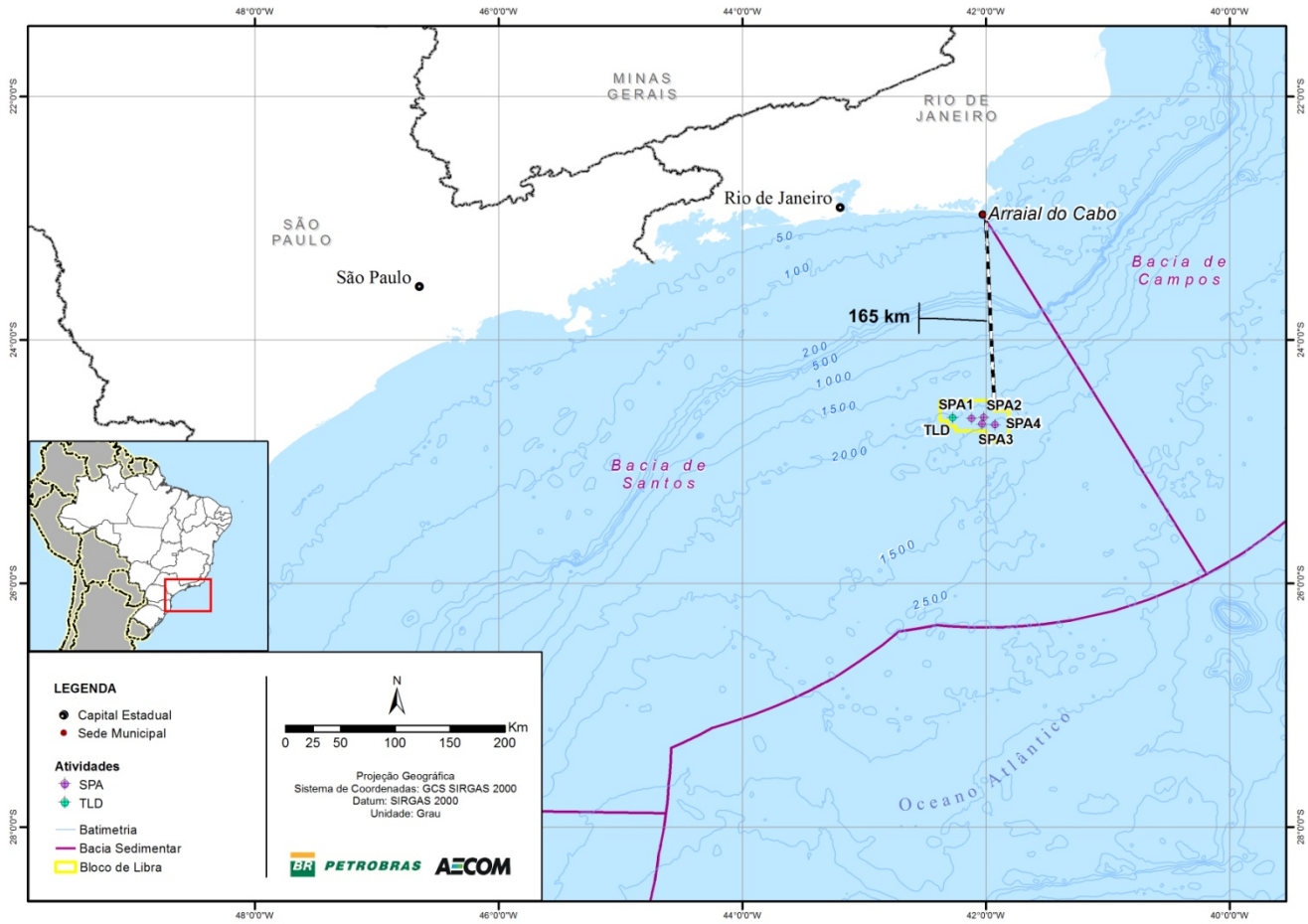


Figura II.10-1 – *Figura ilustrativa da localização do Bloco de Libra, Bacia de Santos.*

Metodologia

Para a análise e gerenciamento dos riscos ambientais do empreendimento são considerados tanto os aspectos da operação quanto os fatores ambientais de onde a atividade está inserida. Tal abordagem permite que esta seja uma análise abrangente, apesar da complexidade inerente ao processo. Desta forma, enquanto o risco da operação está focado na falha do funcionamento dos equipamentos e procedimentos implementados, o risco relativo ao ambiente é focado nos recursos naturais existentes na região e no entorno da área onde a atividade será desenvolvida, e que, consequentemente, poderão ser impactados, assim como no seu tempo de recuperação.

De acordo com a metodologia proposta, o Risco Ambiental é expresso em termos da probabilidade de cada componente ambiental ser atingido por determinadas faixas de volume de óleo. Para tanto, são necessários o cálculo do Risco Operacional, os resultados das modelagens de Dispersão de Óleo no Mar e a identificação dos Componentes de Valor Ambiental e dos seus Tempos de Recuperação. Com a junção destes componentes é possível calcular um valor de Risco Ambiental para cada faixa de volume e cenário sazonal (**Figura II.10-2**).

Figura II.10-2 – *Componentes necessários para o Cálculo do Risco Ambiental.*

Fonte: AECOM.

Cada uma das etapas necessárias para a obtenção dos valores de Risco Ambiental será apresentada em detalhes a seguir. A **Figura II.10-8**, ao final deste item, resume o apresentado.

- ***Risco Operacional***

Para estabelecer o Risco Operacional, é preciso identificar os Cenários/Hipóteses e Tipologias Acidentais através da Análise Preliminar de Perigo (APP). Com isso, é possível elaborar Árvores de Falhas e classificar os cenários/hipóteses ambientais identificados, dentro das categorias de volume de óleo vazado, conforme determina a Resolução CONAMA 398/08 e a serem detalhadas posteriormente. A partir desta informação, são obtidas as frequências de ocorrências dos cenários/hipóteses analisados para cada faixa de volume que, conforme a proposta metodológica, 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 Acidentais possíveis de ocorrer a partir dos eventos iniciadores analisados por faixa de volume, sendo este um dos componentes do cálculo do Risco Ambiental (**Figura II.10-3**).

Os cenários/hipóteses e tipologias acidentais avaliados neste estudo foram formulados a partir da análise dos sistemas da Unidade de Produção (FPSO), incluindo as unidades de apoio envolvidas na operação, que possam gerar danos ao meio ambiente. Para esses sistemas e operações de apoio, foram identificados os perigos que pudessem resultar em liberação de hidrocarbonetos, incluindo produtos químicos utilizados pela instalação. As seguintes causas foram consideradas no processo de análise preliminar de perigo (APP), conforme segue:

- Falhas de processo (dispositivos de controle e segurança dos processos envolvidos na operação de produção);
- Falhas mecânicas (rupturas, erosão ou corrosão de equipamentos, linhas e demais componentes);
- Falhas externas ao processo (falha operacional, colisão, fatores naturais, etc.).

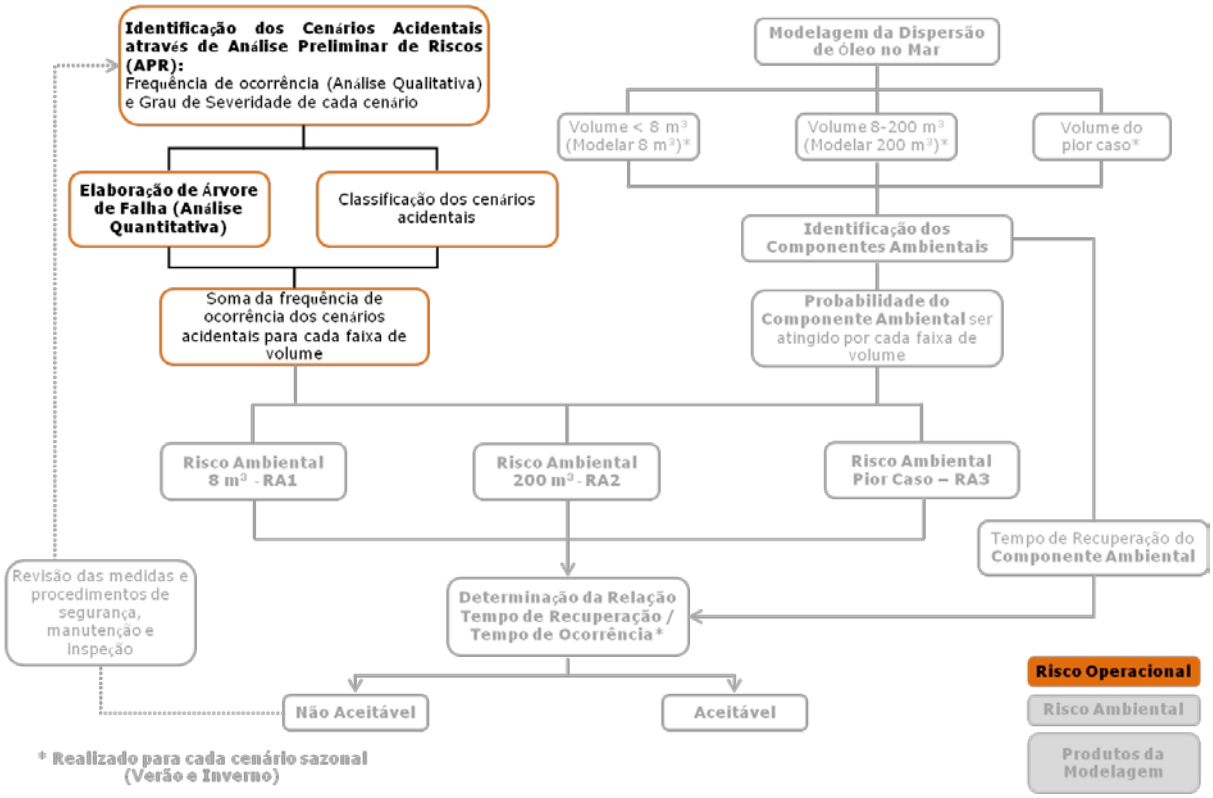


Figura II.10-3 – *Etapas para o cálculo do Risco Operacional.*

A metodologia empregada para identificar os cenários acidentais possíveis de ocorrer na instalação foi a Análise Preliminar de Perigo – APP, a qual corresponde a uma técnica estruturada para identificar os riscos associados à ocorrência de eventos indesejáveis, que tenham como consequência danos à integridade física de pessoas, propriedades ou meio ambiente. A técnica de APP foi desenvolvida em 1969 pelo programa de segurança militar do Departamento de Defesa dos Estados Unidos, através da norma MIL STD 882.

A APP buscou identificar as causas de cada um dos eventos perigosos e suas respectivas consequências. Além disso, foi realizada uma avaliação qualitativa da frequência de ocorrência dos diferentes cenários/hipóteses acidentais, da severidade (determinada com base no volume de óleo e/ou produto químico liberado associado a cada cenário analisado) e do risco associado.

É importante mencionar que todos os cenários/hipóteses acidentais identificados neste estudo foram classificados, com base na Resolução

CONAMA Nº 398/08, em três faixas de volume (pequeno, médio e grande vazamentos), de acordo com o seguinte critério:

- **Pequeno Vazamento (Faixa 1):** volume vazado[1] ≤ 8 m^3;
- **Médio Vazamento (Faixa 2):** 8 m^3 < volume vazado[1] ≤ 200 m^3;
- **Grande Vazamento (Faixa 3):** volume vazado[1] > 200 m^3.

Uma vez identificados os cenários/hipóteses acidentais por meio da APP, as respectivas categorias de frequência de ocorrência foram determinadas para que, conjuntamente com a severidade, em termos das faixas de volumes vazados por cenário/hipóteses, pudesse ser determinado o risco operacional associado a cada sistema analisado.

A classificação das severidades foi baseada na Norma Técnica da Petrobras N-2782 (Técnicas Aplicáveis a Análise de Riscos Industriais) Rev. C, de maio de 2014, segundo critérios de volume e grau API do óleo vazado, conforme o **Quadro II.10-1**.

[1] O volume vazado corresponde ao volume total liberado de óleo de todos os sistemas da unidade de produção e das unidades de apoio.

Quadro II.10-1 – *Critérios para a classificação da severidade.*

Tipo de Ambiente (Água)	Categoria de Severidade	Volume Vazado em m³, conforme grau API			
		API ≥ 45	**35 ≤ API < 45**	**17,5 ≤ API < 35**	**API < 17,5**
(1) Regiões Oceânicas	V Catastrófica	≥ 1.000	≥ 700	≥ 400	≥ 200
	IV Crítica	100 ≤V< 1.000	80 ≤ V < 700	40 ≤V< 400	20 ≤V< 200
	III Média	5 ≤ V< 100	4 ≤ V < 80	2 ≤V< 40	1 ≤V< 20
	II Marginal	0,5 ≤V< 5	0,4 ≤V< 4	0,2 ≤V< 2	0,1 ≤V< 1
	I Desprezível	V < 0,5	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1
(2) Regiões Costeiras	V Catastrófica	≥ 500	≥ 350	≥ 200	≥ 100
	IV Crítica	50 ≤V< 500	35 ≤ V < 350	20 ≤V< 200	10 ≤V< 100
	III Média	4 ≤ V< 50	2 ≤ V < 35	1 ≤V< 20	0,5 ≤V< 10
	II Marginal	0,4 ≤V< 4	0,2 ≤V< 2	0,1 ≤V< 1	0,05 ≤V< 0,5
	I Desprezível	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1	V < 0,05
(3) Rios Caudalosos (Águas Lóticas)	V Catastrófica	≥ 250	≥ 175	≥ 100	≥ 50
	IV Crítica	25 ≤V< 250	17,5 ≤ V < 175	10 ≤V< 100	5 ≤V< 50
	III Média	2,5 ≤ V< 25	1,75 ≤ V < 17,5	1 ≤V< 10	0,5 ≤V< 5
	II Marginal	0,25 ≤V< 2,5	0,175 ≤V< 1,75	0,1 ≤V< 1	0,05 ≤V< 0,5
	I Desprezível	V < 0,25	V < 0,175	V < 0,1	V < 0,05
(4) Águas Interiores (Águas Lênticas, tais como lagoas, baías, rios não caudalosos, etc.)	V Catastrófica	≥ 50	≥ 35	≥ 20	≥ 10
	IV Crítica	5 ≤V< 50	3,5 ≤ V < 35	2 ≤V< 20	1 ≤V< 10
	III Média	0,5 ≤ V< 5	0,35 ≤ V < 3,5	0,2 ≤V< 2	0,1 ≤V< 1
	II Marginal	0,05 ≤V< 0,5	0,035 ≤V< 0,35	0,02 ≤V< 0,2	0,01 ≤V< 0,1
	I Desprezível	V < 0,05	V < 0,035	V < 0,02	V < 0,01

Fonte: Petrobras, 2014 (Norma Técnica da PETROBRAS N-2782 Rev C).

Para a classificação quantitativa das frequências de ocorrência dos cenários acidentais foram identificados, através dos P&IDs (*Process and Instrument*

Diagrams) da Unidade de Produção, os equipamentos envolvidos em cada um dos sistemas, cujas taxas de falhas foram obtidas em bancos de dados como o HSE[2], por exemplo. Vale mencionar que as frequências apenas foram determinadas de forma quantitativa para os sistemas em que foi identificada na APP a possibilidade de liberação de óleo para o mar.

Para a análise destes sistemas, foi considerado que a falha em cada um dos equipamentos avaliados, isoladamente, resultaria na ocorrência de vazamento de óleo. Desta forma, as frequências dos eventos iniciadores foram obtidas pela soma das taxas de falha de cada um dos equipamentos constituintes do sistema em análise. Estas frequências, obtidas para cada evento iniciador, foram consideradas como sendo a frequência de cada um dos cenários/hipóteses acidentais considerados.

Por fim, foram avaliados os eventos iniciadores e os desdobramentos do perigo referente a cada cenário da APP, em diferentes tipologias acidentais para avaliar a necessidade de elaboração de árvores de eventos.

A construção de árvores de eventos possibilita o cálculo das frequências de ocorrência de contaminação ambiental por óleo associadas a cada um dos cenários acidentais identificados e analisados nas planilhas de APP. É importante mencionar que, para avaliar a necessidade de construção das árvores de eventos foram considerados apenas os cenários/hipóteses acidentais envolvendo derramamento de óleo no mar, por ser o efeito da contaminação ambiental o foco do presente estudo (conforme orientação da CGPEG/DILIC/IBAMA nos Termos de Referência para elaboração de estudos de Análise de Risco Ambiental). No entanto, em função das hipóteses acidentais identificadas com possibilidade de liberação de óleo para o mar não ocasionar desdobramentos acidentais, as árvores de eventos não foram elaboradas, sendo a frequência obtida através das árvores de falhas da frequência final referente à contaminação ambiental. Desta forma, as frequências associadas a cada uma das hipóteses acidentais envolvendo liberação de óleo para o mar foram somadas, para cada faixa de volume, conforme equação a seguir:

$$F_{\text{total - y}} = \sum_{i=1}^{n} fi \qquad (1)$$

[2] HSE – *Offshore Release Statistics*, 2002.

onde:

F_{total} = Frequência de ocorrência dos cenários acidentais na faixa de volume y;

y = Faixa de volume;

f = Frequência de ocorrência de um cenário acidental;

η = Número de cenários acidentais de mesma faixa de volume.

- ***Produtos da Modelagem de Óleo***

Conforme mencionado anteriormente, além das frequências de ocorrência dos cenários acidentais, os resultados da modelagem da dispersão de óleo no mar também são necessários para a 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. O processo de identificação dos Componentes de Valor Ambiental, assim como o cálculo da probabilidade de cada componente ser atingido será apresentado no próximo item.

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 nº 398/08, sendo volume pequeno (8 m³), volume médio (200 m³) e pior caso (> 200 m³). O volume máximo considerado para o pior caso foi de 275.160 m³, correspondendo ao volume de óleo liberado quando da ocorrência de um *blowout* durante 30 dias. A modelagem foi realizada para três pontos de risco localizados no bloco de Libra. Estes resultados foram integrados para obtenção de um resultado contendo os maiores valores de probabilidade dos resultados dos três pontos. O relatório técnico de Modelagem de Transporte de Óleo é apresentado na íntegra em anexo na seção II.6 – Identificação e Avaliação dos Impactos Ambientais, do presente EIA.

Portanto, para o cálculo do Risco Ambiental foram considerados seis cenários simulados, os quais se encontram representados na **Figura II.10-4**, a seguir.

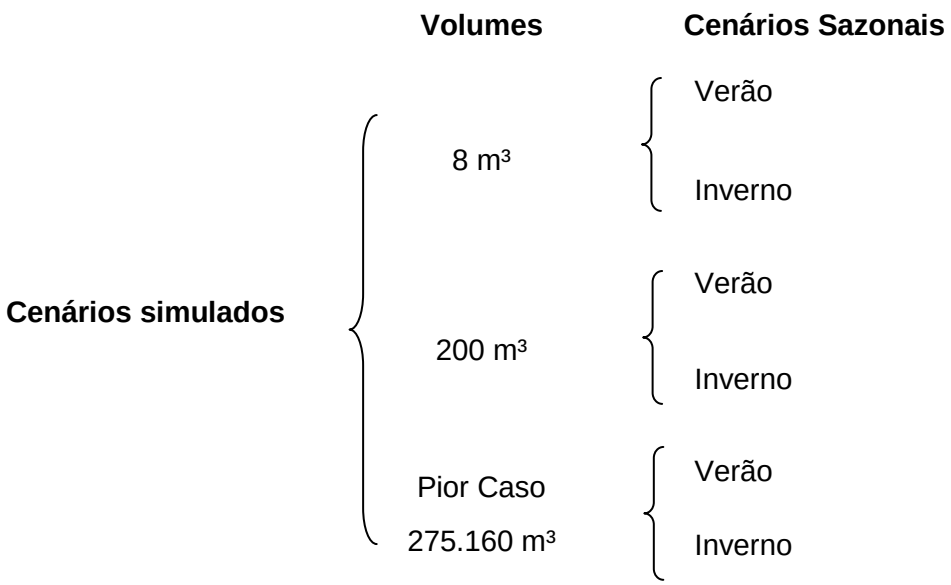


Figura II.10-4 – *Cenários simulados para o cálculo do Risco Ambiental dos TLD e SPAs de Libra, Bacia de Santos.*

- ***Componentes de Valor Ambiental (CVA)***

A identificação dos Componentes de Valor Ambiental (CVAs) foi realizada a partir das informações contidas no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) elaborado para essa atividade, principalmente nos itens Análise de Vulnerabilidade e Diagnóstico Ambiental, bem como considerando a discussão de dados secundários contida no Relatório Técnico AMA 006 (2014) da Petrobras.

Como condições para o estabelecimento dos CVAs considerou-se que esses componentes devam ter presença significativa na área afetada, ser vulneráveis à poluição por óleo e deverão atender aos seguintes critérios:

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

Além disso, a CGPEG/DILIC/IBAMA orienta que estes componentes sejam comunidades biológicas (Ex: aves marinhas, mamíferos aquáticos, tartarugas marinhas, etc.) ou ecossistemas (ex: manguezais, recifes de corais, etc.). Por fim,

em adição aos critérios citados acima, foi considerada a presença de espécies endêmicas ou ameaçadas de extinção.

Vale ressaltar que uma comunidade biológica pode ser definida por populações de diferentes espécies vivendo e interagindo em uma área e, ecossistema, por sua vez, é a interação de uma comunidade com seu meio físico e energia (PRIMACK & RODRIGUES, 2001; MILLER JR., 2007).

De acordo com o apresentado acima, foram selecionados como CVAs, ecossistemas para a região costeira, considerando-se que as comunidades que ali vivem já estão inseridas dentro destes ambientes; e, na região marinha, comunidades, uma vez que o ecossistema marinho é muito amplo e os tempos de recuperação destas comunidades são variáveis. Desta forma, todos os animais e plantas que possuem valor ambiental foram incluídos.

Uma vez que os CVAs foram identificados, realizou-se o mapeamento dos mesmos em termos de área de abrangência, utilizando-se informações disponíveis na literatura, entidades e órgãos ambientais, como também no próprio estudo ambiental desenvolvido.

Os resultados desse mapeamento foram sobrepostos aos resultados das modelagens de deriva de óleo para o cálculo das probabilidades de toque de óleo nos componentes e subcomponentes identificados em cada um dos cenários identificados (**Figura II.10-5**).

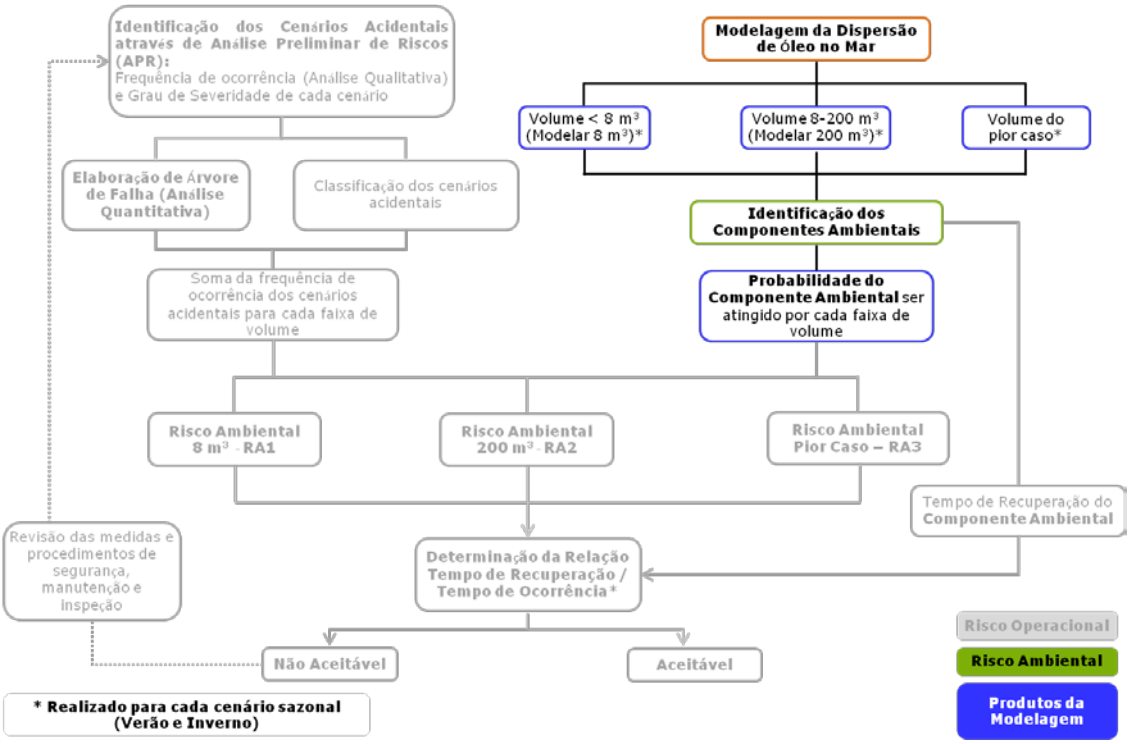


Figura II.10-5 – *Etapas para o cálculo da probabilidade de um CVA ser atingido por óleo, em cada faixa de volume, para os TLD e SPAs de Libra, Bacia de Santos.*

A probabilidade de presença de óleo foi calculada para cada CVA nas seis situações de derrame de óleo simuladas por modelagem. Os componentes e subcomponentes foram divididos entre fixos e aqueles com distribuição dispersa. Sendo que, conforme orientado pela CGPEG/IBAMA, os CVAs de distribuição dispersa são aqueles para os quais não é possível definir limites claros associados às suas áreas de concentração.

O cálculo da probabilidade de presença de óleo para cada CVA com distribuição dispersa, constitui uma média ponderada da probabilidade pela área de interseção dos elementos de grade atingidos pelo óleo em cada CVA, por faixa de volume e por cenário sazonal, como se segue na Equação 2 e exemplificado na **Figura II.10-6**:

$$Prob(x) = \frac{\sum_{i=1}^{n} (P_i \; x \; A_i)}{\sum_{i=1}^{n} A_i} \qquad (2)$$

onde:

Prob(x) = Probabilidade de o óleo atingir o CVA x;

x = CVA/SVA;

n = número de elementos de grade com probabilidade de presença de óleo dentro do CVA x;

P = Probabilidade de presença de óleo no elemento de grade n;

A = Área do elemento de grade n.

Cada elemento de grade tem um valor de probabilidade de presença de óleo e uma área correspondente, como exemplificado na **Figura II.10-6**.

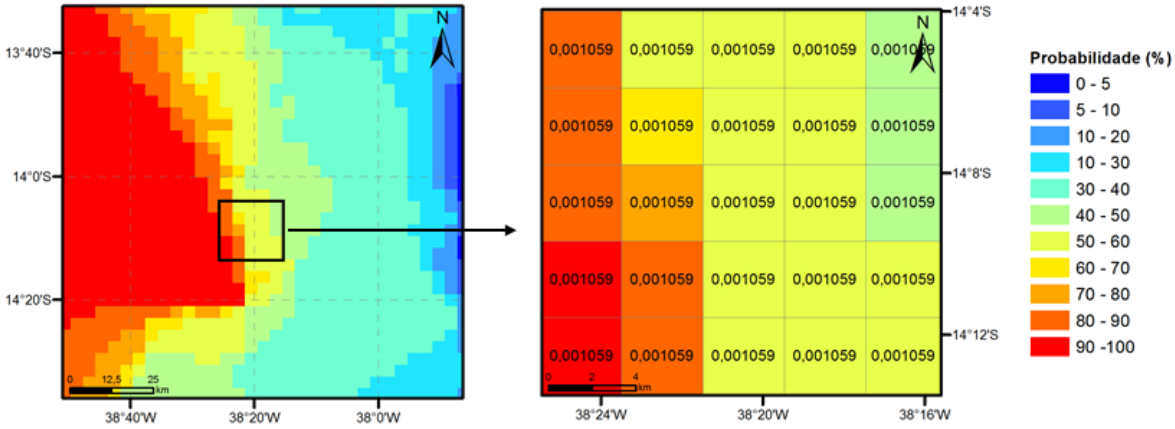


Figura II.10-6 - *Representação esquemática de um cenário probabilístico, detalhando a direita os valores de área em cada elemento de grade com suas respectivas cores representando a probabilidade.*

Fonte: AECOM/PROOCEANO.

Para os CVAs considerados sem mobilidade/costeiros o cálculo do Risco Ambiental seguiu a orientação da CGPEG/IBAMA de utilizar o maior valor de probabilidade de toque de óleo no CVA em cada cenário de vazamento modelado, não sendo admitido nenhum tipo de ponderação.

Ressalta-se que os CVAs situados nas regiões mais abrigadas, como as estuarinas, também foram consideradas como passíveis de serem atingidas por um vazamento de óleo. Nestes casos, a probabilidade considerada foi obtida pelos resultados gerados no estudo de modelagem. Para a região abordada neste estudo de modelagem, destacam-se as baías de Vitória, Guarapari, Guanabara, Sepetiba, Ilha Grande, Paraty, Ubatuba, Canaviveiras, Santos, baía da Babitonga, Paranaguá, Guaratuba, baía Norte de Florianópolis, baía Sul de Florianópolis e baía Tijucas.

- ***Risco Ambiental***

Uma vez aferidas as frequências de ocorrência dos cenários acidentais (envolvendo liberação de óleo para o mar) e as probabilidades de cada CVA ser atingido por óleo, o risco ambiental é calculado para cada componente, em cada faixa de volume e cenário sazonal (**Figura II.10-7**), pela fórmula abaixo:

$$RA_{(x)} = F_{total-y} \times Prob_{(x)} \qquad (3)$$

onde:

RA = Risco Ambiental do CVA x;

x = CVA em determinado vazamento (faixa de volume) e cenário sazonal;

$F_{total-y}$ = Frequência de ocorrência dos cenários acidentais na faixa de volume y;

y = Faixa de volume;

Prob = Probabilidade de o óleo atingir o CVA x.

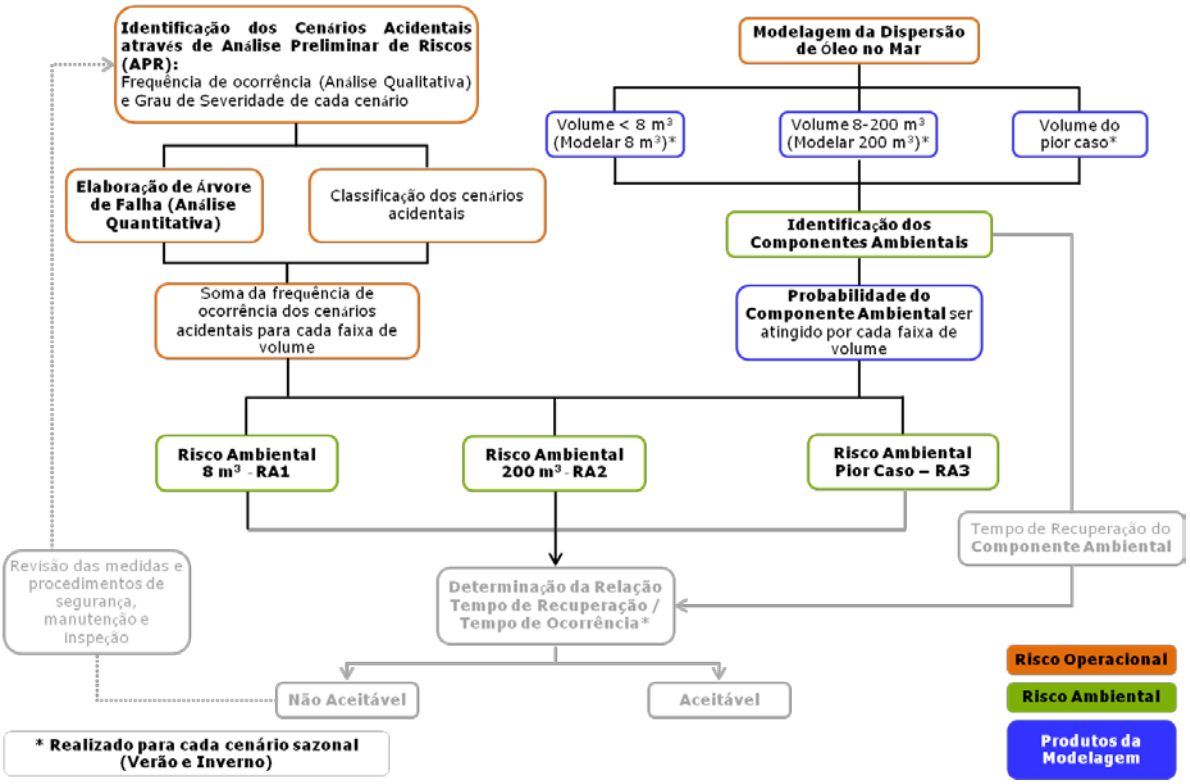


Figura II.10-7 – *Fluxograma com as etapas para o cálculo do Risco Ambiental dos TLD e SPAs de Libra, Bacia de Santos.*

O **Quadro II.10-2**, a seguir, exemplifica o resultado encontrado para cada componente em cada faixa de volume para um cenário sazonal.

Quadro II.10-2 – *Exemplo de resultado encontrado após o cálculo do Risco Ambiental (RA) para cada Componente de Valor Ambiental.*

CVA	8 m³	200 m³	> 200 m³
X	$RA_{x, 8}$	$RA_{x, 200}$	$RA_{x, > 200}$
Y	$RA_{y, 8}$	$RA_{y, 200}$	$RA_{y, > 200}$
Z	$RA_{z, 8}$	$RA_{z, 200}$	$RA_{z, > 200}$
n	...	...	...

Fonte: AECOM.

Conforme orientado no Termo de Referência Nº 037/14, após o cálculo dos Riscos Ambientais, por faixa de volume, estes deverão ser somados, a fim de exprimir o risco total de cada CVA ser atingido.

Após o cálculo do valor de risco total é necessário agora determinar se o valor encontrado é considerado tolerável, ou seja, se o tempo de recuperação do CVA é insignificante em comparação com o tempo de ocorrência do dano.

- ***Tempo de Recuperação***

O tempo de recuperação de cada CVA, essencial para o cálculo da Significância, foi obtido com base nas informações disponíveis em literatura científica especializada, tanto nacional quanto internacional.

É conhecido que diversos autores trabalharam definições para o que se entende como tempo de recuperação, como PARKER & MAKI (2003), KINGSTON (2002), JOHN & ROBILIARD (1997), entre outros. Além disso, os termos de referência emitidos pela CGPEG/DILIC/IBAMA estabelecem como definição que tempo de recuperação é "*o tempo que o componente, após ser atingido, levaria para se recompor aos níveis anteriores à exposição por óleo*".

A despeito das definições com relação à recuperação, algumas considerações relativas a tempos de recuperação são necessárias, tais como:

➢ Muitos dos recursos afetados pelos vazamentos possuem uma limitação de informações quanto ao seu status anteriormente aos acidentes. Adicionalmente, alguns dos dados pertinentes são resultados de uma amostragem limitada que, consequentemente, produz grandes intervalos de confiança ao redor das estimativas populacionais (EVOSC, 2010);

➢ A distribuição dos animais é um desafio para se conseguir uma contagem acurada (especialmente para os mais móveis, como peixes, aves e mamíferos marinhos), a maior parte das estimativas populacionais tem uma ampla gama de variabilidade associada aos dados;

➢ É extremamente difícil separar o que é um efeito prolongado de um acidente do que são mudanças naturais ou causadas por fatores não relacionados ao vazamento de óleo;

➢ É impossível afirmar o quanto uma comunidade que tenha se recuperado de um vazamento de óleo é a mesma, ou diferente, da que teria persistido na ausência do óleo (KINGSTON, 2002);

➢ A escala geográfica de estudos conduzidos ao longo dos anos tem variado entre os recursos e esta disparidade deve ser considerada quando os dados são interpretados, e aplicados os resultados para o status de recuperação. Alguns estudos foram realizados em uma grande escala espacial (BARTH, 2002; DICKS, 1998; HEUBECK *et al*., 2003; entre outros).para responder às preocupações de populações e ecossistemas, enquanto outros estudos foram focados em exposição localizada e efeitos do óleo (BOERTMANN & AASTRUP, 2002; CARLS *et al*., 2001; EPA, 1999);

➢ O tempo de recuperação estabelecido para cada CVA não é necessariamente fixo, ou seja, o ambiente e as características da atividade que será realizada irão contribuir para o estabelecimento mais apropriado do tempo de recuperação para cada componente, que pode variar de estudo para estudo. Um exemplo disso é o estabelecimento do tempo de recuperação para um componente como manguezais, que pode variar dependendo do local e área possivelmente impactada pelo vazamento de óleo. Assim, se a simulação de vazamento de óleo em um determinado ambiente indicar que esse irá atingir um manguezal que possui características únicas, é hábitat de espécies endêmicas daquela região ou ameaçadas de extinção, tal componente para a ARA da atividade em questão possuirá um tempo de recuperação diferente daquele estabelecido para outra região, onde existe, por exemplo, uma pressão antrópica muito forte atuando sobre o ecossistema;

➢ Não se pode considerar um valor de tempo de recuperação igual para vazamentos que se originam perto da costa e para aqueles que se originam longe da costa, uma vez que no segundo caso o óleo sofre o processo de intemperização antes de atingir o litoral, chegando menos tóxico a este ambiente (KINGSTON, 2002);

➢ Se uma área é suprimida de sua fauna, esta pode se recuperar através do recrutamento de populações próximas (KINGSTON, 2002);

➢ A existência de algumas espécies ameaçadas dentro da comunidade (valor não significativo), por si só, não aumenta o tempo de recuperação da comunidade como um todo, até porque o tempo de recuperação estabelecido nesse estudo é uma estimativa entre o pior e o melhor caso. Novamente, infere-se que no caso de agregações reprodutivas, esses animais já estão resguardados dentro dos

ecossistemas, como as aves que utilizam os manguezais e estuários, ecossistemas que possuem tempo de recuperação elevado.

Detalhes dos valores encontrados e da bibliografia consultada estão descritos no item de resultados.

- ***Tempo de Ocorrência***

O Tempo de Ocorrência, o qual corresponde a outro fator essencial para o cálculo da Significância, pode ser definido como o espaço de tempo, em anos, entre a ocorrência de eventos de vazamentos de óleo no mar, em cada faixa de volume e cenário sazonal, que, potencialmente, causariam danos a um determinado CVA. Desta forma, o tempo de ocorrência está relacionado com a frequência de ocorrência dos cenários acidentais em cada faixa de volume e com a probabilidade de o óleo atingir cada CVA, podendo, portanto, ser definido como o inverso do Risco Ambiental, conforme a equação abaixo:

$$\text{Tempo de Ocorrência}_{(x)} = \frac{1}{F_{total-y} \times Prob_{(x)}} = \frac{1}{RA_{(x)}} \qquad (4)$$

onde:

x = CVA/SVA em determinado vazamento (faixa de volume) e cenário sazonal;

$F_{total-y}$ = Frequência de ocorrência dos cenários acidentais na faixa de volume y;

y = Faixa de volume;

Prob = Probabilidade de o óleo atingir o CVA x;

RA = Risco Ambiental do CVA x.

Simplificadamente, o tempo de ocorrência pode ser considerado como o tempo total que um dado CVA teria para se recuperar dos potenciais danos causados por um dado vazamento de óleo.

- ***Índice de Significância***

Uma vez estabelecido o tempo de recuperação e os valores de Risco Ambiental para cada CVA, pode-se calcular o Índice de Significância. A NORSOK Standart (1998, p. 82) afirma que:

> *"A recuperação seguida de um dano ambiental para os recursos mais vulneráveis deve ser insignificante em relação ao período esperado entre a ocorrência destes danos".*

Dessa forma, considera-se que o tempo de recuperação de um componente/subcomponente ambiental deve ter uma duração insignificante quando comparada ao período esperado de ocorrência destes danos. Partindo-se deste princípio, a Significância dos riscos é calculada levando-se em consideração a relação entre o Tempo de Recuperação definido para cada CVA/SVA e o tempo de ocorrência do dano, conforme a equação abaixo.

$$\textbf{Índice de Significância (\%)} = \frac{\text{Tempo de recuperação}}{\text{Tempo de ocorrência}} \text{ X } 100$$

Portanto, o Índice de Significância foi calculado para cada CVA, considerando as modelagens de dispersão de óleo elaboradas, totalizando um resultado para cada CVA.

O Índice de Significância ao risco pode ser entendido como um limite no qual os riscos são aceitáveis e a relação estabelecida deve variar de componente para componente. Conforme determinação da CGPEG/DILIC/IBAMA, em caso de ocorrência de risco intolerável, os procedimentos e instalações que originaram o quadro de riscos e cenários acidentais devem ser revistos e novos cálculos realizados, até que o risco ambiental seja considerado tolerável.

Destaca-se que para todos os cálculos realizados nessa Análise de Risco Ambiental, não são consideradas as medidas de contingência a derrames de óleo no mar previstas no Plano de Emergência Individual (PEI).

A **Figura II.10-8** apresenta o fluxograma explicativo da metodologia adotada, e a seguir são apresentados os resultados para a atividade de desenvolvimento do Teste de Longa Duração (TLD) e Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) de Libra.

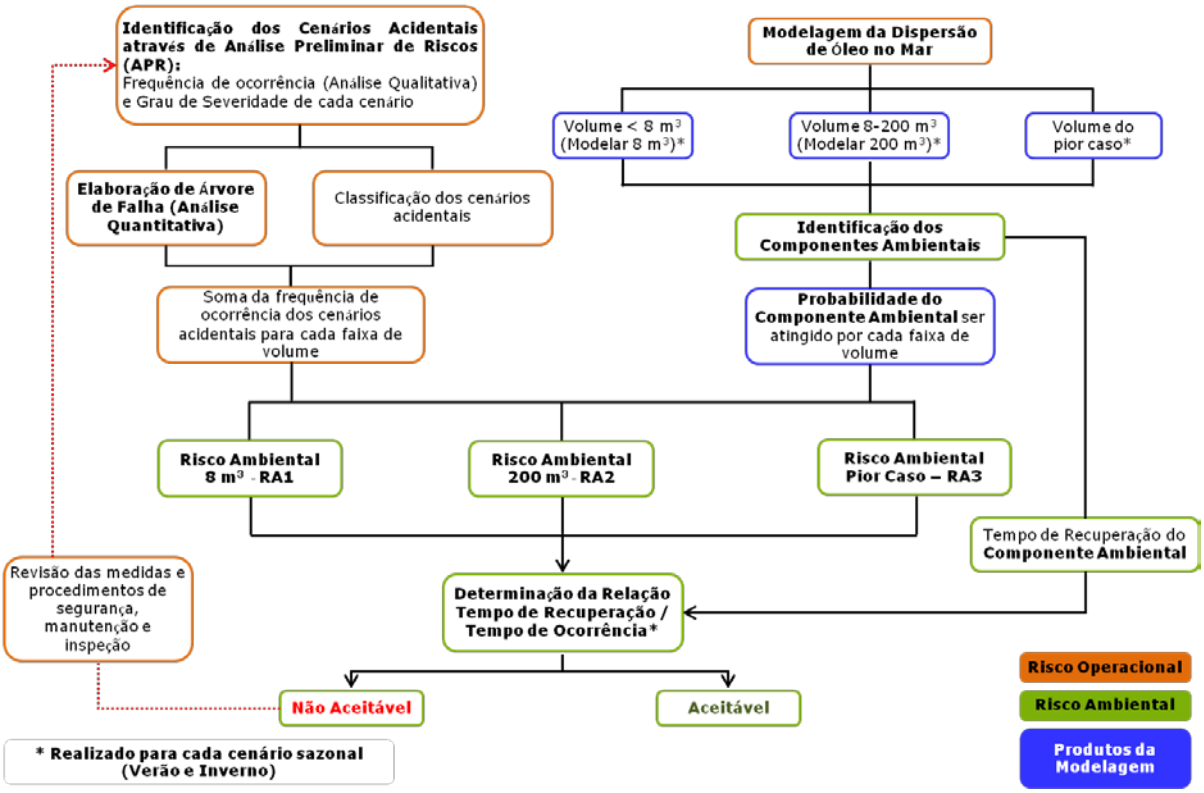


Figura II.10-8 - *Fluxograma com as etapas para o cálculo do Risco Ambiental e Índice de Significância dos TLD e SPAs de Libra, Bacia de Santos.*

II.10.1 - Descrição das Instalações

II.10.1.1 - Características Gerais

O navio tanque Navion Norvegia a ser empregado na atividade, foi construído em 1995 como um navio-petroleiro, atualmente em processo de conversão para FPSO no estaleiro Jurong em Cingapura, e será capaz de processar o petróleo, estocar e transferir óleo para navios aliviadores. O gás

produzido será consumido pelo próprio FPSO na geração de energia e o excedente reinjetado no reservatório.

O **Quadro II.10.1.1-1** apresenta as características principais do FPSO. O Arranjo Geral do FPSO é apresentado no **Anexo II.2.4.2.1-1** deste documento.

Quadro II.10.1.1-1 - *Características principais do FPSO Pioneiro de Libra.*

CARACTERÍSTICAS GERAIS	
Nome	FPSO Pioneiro de Libra
Ano de Construção	1995
Tipo de Casco	Duplo (fundo e laterais)
Ancoragem	*Turret System*
Capacidade de alojamento	100 pessoas
Guindastes	2 guindastes
Salvatagem	2 baleeiras com capacidade para 120 pessoas cada
	12 balsas infláveis salva-vidas com capacidade para 20 pessoas cada
Sistema de geração de energia	3 turbogeradores bicombustíveis (gás e diesel) de 34,4 MW; 1 gerador de emergência a diesel de 1 MW; 1 gerador auxiliar a diesel de 1,2 MW
Unidade de tratamento de esgotos	Princípio de tratamento: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa
	Capacidade de 15,75 m³/d
Capacidade de produção	50.000 bbl/d de petróleo e 4,0 Milhões m³/d de gás
DIMENSÕES PRINCIPAIS	
Comprimento Total	310,4 m
Comprimento entre Perpendiculares	257,0 m
Boca Moldada	42,5 m
Pontal	22,4 m
Calado Médio	15,5 m
Altura do queimador (*flare*)	95 m acima do convés principal
HELIPONTO	
Capacidade de Carga/helicóptero maior	12,8 t
Dimensão	22 x 22 m
Formato	Octogonal

II.10.1.2. - Casco

O FPSO possui casco duplo (fundo e laterais), com 17 tanques dedicados a armazenamento de óleo e 16 tanques dedicados a lastro.

Esta unidade será dimensionada para atender às necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc.) e atenderá aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora *American Bureau of Shipping – ABS*, além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Durante a conversão do casco serão realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, ventos e correntezas típicas da Bacia de Santos, bem como serão estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do casco. Flutuadores - *Sponsons* (aliviadores instalados nas laterais do navio) serão utilizados para melhorar a estabilidade do FPSO.

O convés principal será reforçado nas estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área de popa (componentes do sistema de *offloading*). A seleção do aço utilizado na estrutura do casco foi determinada de acordo com requerimentos e regulamentações, considerando as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

II.10.1.3 - Planta de Processo

A planta de processo do FPSO possuirá capacidade para processar 50.000 bbl/d (8.000 m³/d) de petróleo e 4,0 milhões de m³/d de gás natural e de processar 4.000 m³/d de água produzida. Esta planta possuirá os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços (óleo e gás). A planta será dividida em módulos posicionados de acordo com a sequência lógica do processamento dos fluidos, localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário foi projetada considerando as propriedades físico-químicas do fluido oriundo do poço descobridor da área de Libra, o 2-ANP-2A-RJS.

O projeto da planta de processo permitirá a separação e tratamento de óleo, processamento e compressão de gás e tratamento da água produzida, que será

descartada ao mar dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 393/2007.

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, a unidade é dotada de um sistema de injeção de produtos químicos (sequestrante de H_2S, inibidor de asfalteno, inibidor de incrustação, inibidor de parafina, inibidor de hidrato, antiespumante, desemulsificante, sequestrante de O_2, inibidores de corrosão, biocida e polieletrólitos).

Os sistemas associados com a planta de processo do FPSO são:

- Sistema de Separação e Tratamento de Óleo;
- Sistema de Processamento e Compressão de Gás;
- Sistema de Tratamento de Água Produzida.

II.10.1.3.1 - Sistema de Separação e Tratamento de Óleo

O Sistema de Separação e Tratamento de Óleo será composto pelos seguintes componentes:

- Separador de Água Livre (Separador Trifásico de Alta Pressão);
- Pré-aquecedor de Óleo;
- Aquecedor de Óleo;
- Degaseificador (Separador Bifásico Óleo/Gás);
- Pré-Tratador Eletrostático;
- Tratador Eletrostático;
- Resfriador de Óleo Cru;
- Medição fiscal.

O fluxograma na **Figura II.10.1.3.1-1** apresenta o Sistema de Separação e Tratamento de Óleo do FPSO.

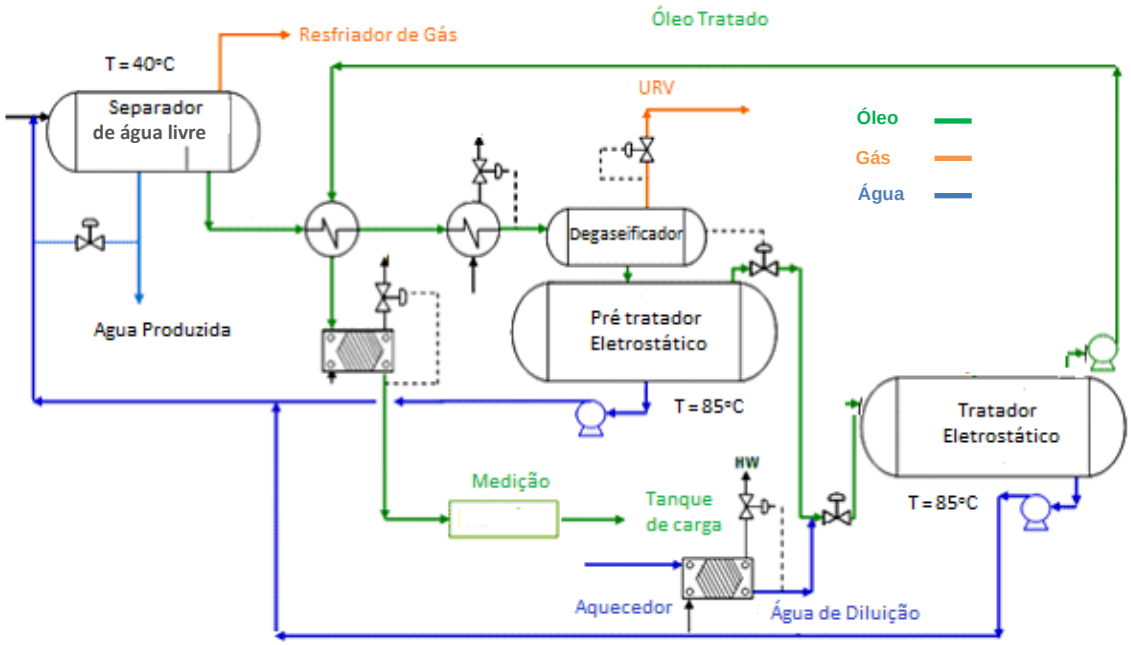


Figura II.10.1.3.1-1 - *Diagrama esquemático do Sistema de Separação e Tratamento de Óleo do FPSO Pioneiro de Libra.*

Os fluidos provenientes dos poços produtores seguirão através das linhas submarinas até o *swivel* localizado no *turret* e em seguida para o *header* de produção a montante do Separador de Água Livre que é um separador trifásico de alta pressão. A pressão de chegada dos poços, que poderá variar entre 369 e 25 barg será reduzida na válvula *choke* localizada no *turret* para cerca de 25 barg. A temperatura de chegada dos poços poderá variar entre 20 e 110 ºC. Se necessário, as linhas submarinas poderão ser manualmente despressurizadas para o Sistema de Tocha. Ambas as linhas de produção possuirão alinhamento alternativo para um recebedor de pig em caso de necessidade de limpeza do sistema submarino. A operação de passagem de pig será realizada através do lançamento de pig via linha de serviço que estará interligada a um lançador de pig. O sistema submarino poderá receber os seguintes produtos químicos via umbilical: sequestrante de H_2S, inibidor de asfalteno, inibidor de incrustação, inibidor de parafina e inibidor de hidrato (que poderá ser etanol ou monoetilenoglicol).

O Separador de Água Livre operará a uma pressão entre 14 e 19 barg e uma temperatura entre 30 e 110 ºC. Sua finalidade principal será separar os fluidos oriundos dos poços em três fases: gás, água produzida e óleo.

O óleo será escoado para o Pré-Aquecedor de Óleo que será constituído de dois trocadores de calor a 50%, cuja troca térmica se promoverá através do aquecimento com o óleo já tratado que deverá ser resfriado para ser medido e estocado. Em caso de necessidade, existirão linhas de injeção de antiespumante e inibidor de incrustação a montante do Pré-Aquecedor de Óleo.

Em seguida o óleo irá para o Aquecedor de Óleo, também constituído de dois trocadores de calor a 50% cuja troca térmica se dará com o Sistema de Água de Aquecimento (*Heat Medium).* No final deste processo, a temperatura atingirá cerca de 95 ºC.

O Degaseificador é um separador bifásico cuja finalidade é separar as frações gasosas mais pesadas de hidrocarboneto liberadas a partir do aquecimento do óleo, ele operará a uma pressão de 1,1 barg e entre 90-105 ºC. O gás seguirá para a URV (Unidade de Recuperação de Vapor) e o líquido escoará por gravidade para o Pré-Tratador Eletrostático.

O Pré-Tratador Eletrostático possuirá elementos elétricos em seus internos que auxiliarão no coalescimento e remoção da água produzida. A água produzida será bombeada para o início do processo para a entrada do Separador de Água Livre, dessa forma, auxiliando também no aquecimento dos fluidos oriundos dos poços produtores. O óleo, escoado pelo topo do Pré-Tratador Eletrostático será bombeado para o Tratador Eletrostático.

O Tratador Eletrostático possuirá o mesmo princípio de funcionamento do Pré-Tratador Eletrostático. Água de Diluição aquecida será injetada a montante do Tratador Eletrostático com o objetivo de reduzir a salinidade do óleo e manter a temperatura de entrada do óleo e da água no Tratador Eletrostático em 69 ºC. A água do Tratador Eletrostático será também bombeada para o Separador de Água Livre, também auxiliando no aquecimento dos fluidos oriundos dos poços produtores. O óleo enquadrado em termos de BS&W (0,5%) e salinidade (275 mg/L) será bombeado e utilizado como fluido quente no Pré-Aquecedor de Óleo.

O Resfriador de Óleo Cru receberá o óleo enquadrado promovendo a troca térmica com a água do Sistema de Água de Resfriamento. O óleo será estabilizado e terá sua temperatura reduzida para cerca de 40 ºC, abaixo da temperatura limite dos tanques de carga que é 60 ºC.

Finalmente, o óleo enquadrado e estabilizado passará por um medidor contínuo de BS&W. Se a média diária de BS&W estiver dentro do limite de 1%, conforme requisito de medição da ANP o óleo seguirá para Medição Fiscal e tanques de carga. Se o BS&W não estiver dentro dos limites aceitáveis, o óleo não será medido e será estocado nos tanques *offspec.*

II.10.1.3.2 - Sistema de Processamento e Compressão de Gás

O Sistema de Processamento e Compressão de Gás será composto pelos seguintes componentes:

- Sistema de Compressão Principal;
- Compressão de Reinjeção;
- Unidade de Desidratação de Gás;
- Unidade de Remoção de $CO_{2;}$
- Unidade de Recuperação de Vapor (URV).

O fluxograma na **Figura II.10.1.3.2-1** apresenta o Sistema de Processamento e Compressão de Gás do FPSO:

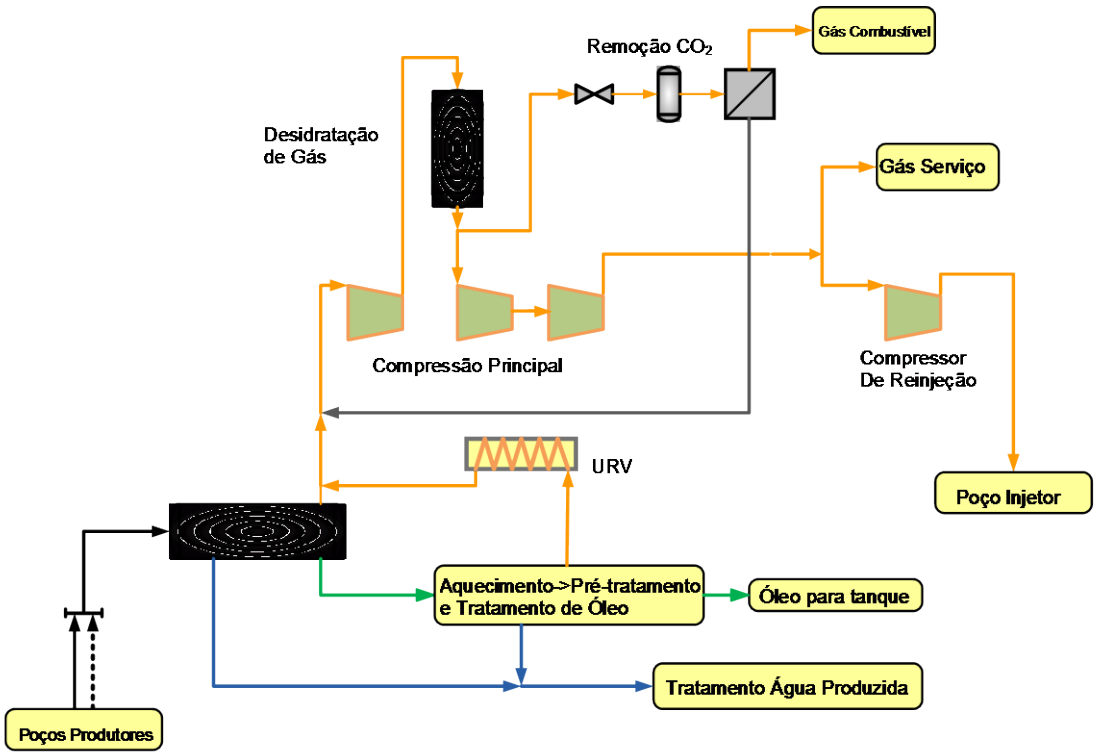


Figura II.10.1.3.2-1 *- Diagrama esquemático do Sistema de Processamento e Compressão de Gás do FPSO Pioneiro de Libra.*

O Sistema de Compressão Principal possuirá três trens que operarão cada um com 50% da vazão total de gás. Cada trem possuirá três estágios movidos por um eixo único acoplado a um motor elétrico com variador de velocidade.

A sucção do primeiro estágio possuirá uma proteção de pressão baixa que recirculará da descarga para a sucção do mesmo. A descarga do terceiro estágio possuirá uma proteção que reduzirá a velocidade do trem de compressor em caso de pressão alta.

Cada estágio possuirá sua proteção anti-surge, que recirculará o gás da descarga em caso de falta de gás na sucção ocasionada por fechamento de válvulas a montante ou golfadas.

O sistema de compressão está projetado para operar com gás natural com teor de CO_2 variando entre 1 e 70%.

O gás úmido do Separador de Água Livre e a descarga do segundo estágio da Unidade de Recuperação de Vapor (URV) ambos a uma pressão de 18 barg

passarão por um resfriador e o líquido condensado será recolhido no vaso de *knockout* a montante da sucção do primeiro estágio do Sistema de Compressão Principal cuja pressão será de 17,5 barg e a temperarura a 40 ºC.

A descarga do primeiro estágio se dará a 67 barg e entre 130 e 150 ºC e juntamente com o gás dos demais trens em operação seguuirá para a Unidade de Desidratação de Gás.

O gás retornará para o segundo estágio, após passar pela Unidade de Desidratação de Gás, a uma pressão entre 48 e 64 barg e uma temperatura entre 15 e 40 ºC. A montante da sucção do segundo estágio o condensado será recolhido no vaso de *knockout*. O gás será comprimido atingindo entre 88 e 134 barg e uma temperatura de 100 ºC que será reduzida para 40 ºC no resfriador a jusante.

Após passar pelo segundo estágio o gás seguirá para o terceiro estágio, a uma pressão entre 88 e 134 barg e uma temperatura de 40 ºC. A montante da sucção do terceiro estágio o condensado será recolhido no vaso de *knockout.* O gás será comprimido e atingirá entre 170 e 279 barg e uma temperatura de 104 ºC, que será reduzida para 40 ºC no resfriador a jusante.

A Compressão de Reinjeção possuirá um único estágio e dois conjuntos que operarão cada um com 100% da vazão total de gás. O Compressor de Reinjeção será movido por um motor elétrico sem variador de velocidade.

A descarga do gás do terceiro estágio do Sistema de Compressão de Gás principal seguirá para o Compressor de Reinjeção a uma pressão entre 128 e 268 barg e uma temperatura de 40 ºC. A montante da sucção do Compressor de Reinjeção o condensado será recolhido no vaso de *knockout.* O gás será comprido e atingirá entre 268 e 549 barg e uma temperatura entre 89 e 129 ºC que será reduzida para 50 ºC no resfriador a jusante.

Finalmente, o gás desidratado e a alta pressão será medido e reinjetado no reservatório.

Após o primeiro estágio, a corrente de gás irá para a Unidade de Desidratação do Gás, que operará a uma pressão de entrada de 67 barg e temperatura entre 130 e 150 ºC.

O gás será resfriado para evitar condensação retrógada, seguirá por um filtro de particulados e um vaso coalescedor. O gás, isento de partículas e líquidos,

passará por um conjunto de peneiras moleculares compostos por três vasos, cada um com capacidade para 50% da vazão total de gás.

O vaso fora de operação passará por um ciclo de regeneração em que parte do gás do sistema será aquecido e, em fluxo reverso, removerá a umidade retida nos recheios da peneira molecular que será coletada em um vaso a jusante.

Ao final do processo, o gás com teor máximo de 1 ppmv de água, a uma pressão entre 48 e 64 barg e uma temperatura entre 15 e 40 ºC retornará para o segundo estágio do Sistema de Compressão Principal.

A Unidade de Remoção de CO_2 possuirá capacidade para tratar até 480.000 m³/d de gás.

Uma parcela do gás produzido, a ser utilizada para consumo interno como gás combustível, será enviada para a Unidade de Remoção de CO_2. Primeiramente o gás passará por um filtro coalescedor de alta eficiência para remoção de líquidos e condensados. Em seguida passará através de um pré-aquecedor cujo objetivo será garantir que o gás estará acima da temperatura de condensação (*dewpoint),* evitando a condensação no banco de membranas.

As membranas separarão o gás em duas correntes: uma primeira de baixa pressão e rica em CO_2 permeado (rejeito) e outra de alta pressão e com baixo teor de CO_2. A corrente rica em CO_2 permeado (rejeito) seguirá para o segundo estágio da Unidade de Recupração de Vapor (URV) e a corrente de alta pressão seguirá para o Sistema de Gás Combustível.

A Unidade de Recuperação de Vapor (URV) é projetada para comprimir o gás a baixa pressão oriundo do Degaseificador e o gás utilizado na Unidade de Flotação. O gás do permeado (rejeito) da Unidade de Remoção de CO_2 ingressará no segundo estágio da URV, conforme mencionado anteriormente.

A URV possuirá dois trens que operarão cada um a 100% da vazão de gás. Cada trem possuirá no primeiro estágio um resfriador na sucção, um separador e um compressor tipo deslocamento positivo. Esta mesma configuração se repetirá para o segundo estágio.

O primeiro e o segundo estágio de compressão possuirão um eixo comum movido por um motor elétrico. Cada estágio possuirá um controlador lógico para ajustar as pressões de sucção e descarga.

A pressão de sucção do primeiro estágio será de cerca de 0,4 barg a uma temperatura entre 31 e 39 ºC. A pressão de descarga do primeiro estágio será de cerca de 4,8 barg.

A pressão de sucção do segundo estágio será de cerca de 4,3 barg a uma temperatura entre 119 e 184 ºC. A pressão de descarga do primeiro estágio será cerca de 18,1 barg.

A descarga do segundo estágio seguirá para o primeiro estágio do Sistema de Compressão principal. O líquido coletado no vaso separador do segundo estágio da URV seguirá para o vaso separador do primeiro estágio e ambos serão bombeados para o Aquecedor de Óleo.

II.10.1.3.3 - Sistema de Tratamento de Água Produzida

O FPSO Pioneiro de Libra possuirá capacidade para tratar 4.000 m^3/dia de água produzida. O descarte do efluente do sistema de tratamento de água produzida obedece às condições estabelecidas pela Resolução CONAMA 393/2007.

O sistema de tratamento de água produzida será composto de hidrociclone e flotador.

A água proveniente dos tratadores eletrostáticos, juntamente com a água do separador de água livre, será encaminhada para os hidrociclones (2x50%), os quais promovem a remoção do óleo por centrifugação. A água produzida pelo sistema de processamento de óleo com um TOG < 1.000 ppm será enviada para os hidrociclones onde será tratada para um TOG < 100 ppm na saída. Nesse processo, inibidores de incrustação ou polieletrólitos (agentes floculantes) poderão ser injetados à montante dos hidrociclones.

A última etapa do tratamento será realizada no flotador, cuja função é fazer o polimento da água tratada pelos hidrociclones especificando o teor de óleo abaixo dos limites exigidos pela legislação (29 mg/L). Ao sair do flotador a água produzida seguirá para o descarte. O descarte será contínuo e medido através de medidor de vazão instalado. O óleo separado nos hidrociclones e nos flotadores será bombeado de volta para o Pré-Tratador de Óleo através de bombas.

A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de TOG na linha de descarte que interromperá o lançamento, caso o efluente

estiver fora de especificação. Nesse caso, a água desenquadrada será enviada para o tanque *off-spec* para tratamento e reprocessamento.

II.10.1.4 - Utilidades de Processo

As Utilidades de Processo do FPSO terão por objetivo prover os insumos necessários para garantir a operação da Planta de Processo e serão compostas pelos seguintes Sistemas:

- Sistema de Água de Resfriamento;
- Sistema de Água de Aquecimento;
- Sistema de Injeção de Produtos Químicos;
- Sistema de Tocha;
- Sistema de Gás Combustível;
- Sistema de Água Potável;
- Sistema de Serviços de Poço;
- Sistema de Ar de Instrumentos e de Serviço;
- Sistema de Nitrogênio;
- Sistema de Combate a Incêndio;
- Sistema de Geração de Energia.

II.10.1.4.1 - Sistema de Água de Resfriamento

O Sistema de Água de Resfriamento terá como princípio de operação a circulação contínua de água doce tratada e filtrada. Após trocar calor nos permutadores da planta de processo, a água doce retornará a uma temperatura de 45 ºC. Não haverá descarte no mar da água do sistema de resfriamento e sim, apenas a reposição da água circulante devido a perdas evaporativas durante o processo. Segue a lista dos principais usuários do Sistema de Água de Resfriamento:

- Resfriador de Óleo Crú;
- Resfriador da sucção do 1º Estágio da URV;
- Resfriador da sucção do 2º Estágio da URV;

- Resfriador da sucção do 1º Estágio da Compressão Principal;
- Resfriador da descarga do 2º Estágio da Compressão Principal;
- Resfriador da descarga do 3º Estágio da Compressão Principal;
- Resfriador da descarga da Compressão de Reinjeção;
- Resfriador da Entrada da Unidade de Desidratação;
- Resfriador da Regeneração da Unidade de Desidratação;
- Resfriador de Ajuste de Temperarura da Água de Aquecimento.

Após passar pelos usuários, a linha de retorno da água de resfriamento será interligada a um vaso de expansão, cuja função será a de absorver as variações volumétricas. Um volume fixo de Nitrogênio, oriundo do Sistema de Geração de Nitrogênio, manterá a pressão do vaso em cerca de 1,5-1,7 barg.

Imediatamente a jusante do vaso de expansão, a água doce terá sua pressão elevada para cerca de 6,4 barg por meio de um conjunto de três bombas centrífugas, cada uma com capacidade de 50% da vazão total. Cada bomba possuirá capacidade de circular até 2.280 m³/h de água doce

Após bombeada, cerca de 2% da corrente de água doce de resfriamento será desviada e circulará continuamente por um filtro cuja finalidade principal será a de reter particulados. Após a filtração, esta corrente retornará novamente para a sucção das bombas centrífugas, proporcionando assim a limpeza contínua da água de resfriamento.

A água doce circulada em regime fechado, será resfriada de 45 para 28 ºC em permutadores de placa em que água salgada circulará em circuito aberto pelo lado frio. Serão três permutadores água doce x água salgada, cada um com capacidade de 50% da demanda térmica. Após resfriada, a água doce seguirá novamente para os usuários do Sistema de Água de Resfriamento.

II.10.1.4.2 - Sistema de Água de Aquecimento

O Sistema de Água de Aquecimento terá como princípio de operação a circulação contínua de água doce a alta temperatura. Após trocar calor nos permutadores da planta de processo, a água quente retornará a uma temperatura de 120 ºC. Não haverá descarte no mar da água do sistema de aquecimento e sim,

apenas a reposição da água circulante devido a perdas evaporativas durante o processo. Segue a lista dos principais usuários do Sistema de Água de Aquecimento:

- Aquecedor de Óleo;
- Aquecedor de Água de Diluição;
- Pré-aquecedor da Unidade de Desidratação de Gás;
- Pré-aquecedor da Unidade de Remoção de CO_2;
- Aquecedor de Diesel;
- Aquecedor dos Tanques de Slop;
- Aquecedor da Unidade de Osmose Reversa.

Após passar pelos usuários, a linha de retorno da água de aquecimento será interligada a um vaso de expansão, cuja função é a de absorver as variações volumétricas. Um volume fixo de Nitrogênio, oriundo do Sistema de Geração de Nitrogênio, manterá a pressão do vaso em cerca de 12,3 barg.

Imediatamente a jusante do vaso de expansão, a água doce terá sua pressão elevada para cerca de 20 barg por meio de um conjunto de duas bombas centrífugas, cada uma com capacidade de 100% da vazão total. Cada bomba possuirá capacidade de circular até 437 m³/h de água de aquecimento.

Após bombeada, cerca de 5% da corrente de água de aquecimento será desviada e circulará continuamente por um filtro cuja finalidade principal será a de reter particulados. Após a filtração, esta corrente retornará novamente para a sucção das bombas centrífugas, proporcionando assim a limpeza contínua da água de aquecimento.

A água doce circulada em regime fechado, será aquecida de 120 para 170 ºC através do sistema de recuperação de calor (*Waste Heat Recovery Unit – WHRU*), no qual os gases exaustos das turbinas aquecerão a água do Sistema Água de Aquecimento. São três WHRU, cada um com capacidade de 50% da demanda térmica. Após aquecida, a água seguirá novamente para os usuários do Sistema de Água de Aquecimento.

II.10.1.4.3 - Sistema de Injeção de Produtos Químicos

O Sistema de Injeção de Produtos Químicos terá como objetivos principais garantir o escoamento dos fluidos desde o reservatório até a plataforma, garantir a especificação final do óleo, gás e água produzida, bem como garantir a integridade dos equipamentos da plataforma.

O sistema será composto de tanques de armazenamento de produtos químicos, bombas de injeção e linhas de injeção que permitirão que a injeção ocorra desde o poço até a Planta de Processo.

O **Quadro II.10.1.4.3-1** apresenta os produtos químicos que poderão ser utilizados nas atividades, bem como sua função e ponto de injeção. As fichas de segurança dos principais aditivos químicos (FISPQs) encontram-se no **Anexo II.2.4.2.4.3-1**. Ressalta-se que as FISPQs apresentadas são de exemplos dos possíveis produtos que poderão ser utilizados, lembrando que a PETROBRAS adquire tais produtos por meio de processos licitatórios. A lista de produtos previstos para uso poderá ser revisada futuramente, devido à dinâmica característica do mercado no fornecimento de produtos químicos.

Quadro II.10.1.4.3-1 *- Produtos químicos que poderão ser utilizados nas atividades do TLD e SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.*

Nº	Função	Fabricante	Nome Comercial	Ponto de Injeção
1	Anti-espumante	Dow Corning	DOW CORNING(R) 2-9145 PETROLEUM ANTIFOAM	*Manifold* de Produção, Separador de Água Livre
2		Bluestar	RHODORSIL ANTIESPUMA 60 D3	
3	Biocida	Clariant	FONGRABAC THPS	Sistema de Água Produzida (tanques de *slop* e *offspec*)
4	Desemulsificante	Clariant	DISSOLVAN 974	*Manifold* de Produção, Pré-Tratador de Óleo, Tratador de Óleo
5	Inibidor de Asfaltenos	Baker Hughes	PAO3042	Poço, Árvore de Natal
6	Inibidor de Hidratos	Petrobras	Álcool Etílico Hidratado e Combustível	Poço, Árvore de Natal, Linha de Despressurização de *Risers*
7		Oxiteno	MEG - Monoetilenoglilcol	

Continua

Continuação do Quadro II.10.1.4.3-1.

Nº	Função	Fabricante	Nome Comercial	Ponto de Injeção
8	Inibidor de incrustação	BWA	BELLASOL S30 E S40	Poços, *Manifold* de Produção, Pré-Tratador de Óleo, Tratador de Óleo, Separador de Água Livre, Sistema de Tratamento de Água Produzida
9		Poland	POLAN IDOS 150	
10		Baker Huges	RE 30029SCW	
11	Inibidor de Parafina	Agena	SISBRAX MULTIPOL 2198	Poço, Árvore de Natal
12	Polieletrólito	Clariant	DISMULGAN V 3377	Sistema de Tratamento de Água Produzida
13	Sequestrante de H_2S	Nalco	Gas Treat 202	Poço, Árvore de Natal, Sistema de *Offloading*
14	Sequestrante de Oxigênio	Poland	Polisol 40B	Sistema de captação de água do mar (durante comissionamento), Sistema de Água de Resfriamento e Sistema de Água de Aquecimento

II.10.1.4.4 - Sistema de Tocha

A queima de gás na tocha poderá ocorrer durante as despressurizações dos Risers e da Planta de Processo, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Além dos Sistemas de Tocha, a unidade terá *vents* para o escape de gases provenientes dos processos das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanque de produtos químicos e vaso de drenagem aberta.

Durante a operação, o sistema manterá uma chama piloto acesa permanentemente, garantindo a queima dos compostos de qualquer direcionamento de correntes do processo para o *flare*, impedindo, assim, a emissão direta de hidrocarbonetos para a atmosfera (Portaria ANP nº 249/200). A tocha está projetada para queima de correntes do processo sob condição contínua ou em emergência.

Esse sistema estará localizado a 95 m do convés principal, altura suficiente para garantir que o nível de radiação de calor em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional - vazão de gás, alta ou baixa pressão), tanto para as pessoas quanto para os equipamentos.

O sistema será constituído por dois subsistemas simples e independentes: de alta e de baixa pressão. Haverá um vaso para retenção de condensados e uma rede coletora, que conduzirá os gases a uma única torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão estarão instalados.

Para a operação segura, as linhas entre os vasos de tocha e a tocha precisarão ser mantidas com pressão positiva de modo a evitar entrada de oxigênio (comburente) no interior da tubulação. A injeção do gás de purga terá por objetivo manter a pressão positiva na linha da tocha, evitando a formação de atmosfera explosiva no interior da tubulação, o que poderia comprometer a integridade da tubulação. Esta purga será feita, preferencialmente, com nitrogênio.

II.10.1.4.5 - Sistema de Gás Combustível

O gás combustível será fornecido a partir da descarga da Unidade de Remoção de CO_2, que reduzirá sua concentração para até 40%, a uma pressão de 48-60 barg e temperatura de 35-60 ºC.

A pressão de gás combustível para o vaso de *knockout* será controlada para se manter a 43 barg a uma temperatura entre 35 e 70 ºC. O líquido coletado seguirá para o Separador de Água Livre. O gás combustível, em seguida, passará por 2x100% filtros de gás combustível e 1x100% Aquecedor de Gás Combustível, composto de um elemento de aquecimento elétrico para aquecer o gás combustível a 92 ºC, acima do seu ponto de orvalho. O gás combustível será então distribuído aos usuários em todo o FPSO. A maior parcela de gás combustível será consumida pelo Sistema de Geração de Energia, com dois turbogeradores operando normalmente. Para os demais usuários o gás combustível sofrerá redução da pressão de 42 barg para 7 barg. Serão usuários do gás combustível de baixa pressão: Flotadora do Sistema de Tratamento de Água, Gás Piloto do Sistema de Tocha e Gerador de Gás Inerte.

II.10.1.4.6 - Sistema de Água Potável

Uma parcela da água do mar captada será direcionada para a etapa de dessalinização por meio de um sistema de osmose reversa. Esta água com salinidade reduzida será utilizada nos circuitos fechados de resfriamento e aquecimento, água de diluição a ser injetada no Tratador de Óleo, nas acomodações e como água doce de serviço. O sistema conterá unidade de cloração e esterilização ultravioleta da água. O uso de água doce nos circuitos fechados de resfriamento/aquecimento tem por finalidade evitar a formação de incrustações nas tubulações.

A água potável pode ser fornecida para o FPSO das seguintes formas:

- **Dessalinização via osmose reversa:** O FPSO disporá de duas Unidades de Osmose Reversa, cada uma com capacidade de dessalinizar 16,7 m³/h de água. O sistema de osmose reversa opera a baixa pressão e possui uma capacidade de produção de água com 150 a 200 ppm de salinidade. A água doce gerada no sistema de osmose reversa é suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade;
- **Água enviada por rebocador:** Em terra, no recebimento das concessionárias e na transferência para as embarcações de transporte, há um rígido controle de qualidade de potabilidade. Esta água passa por análises químicas antes de sua transferência para os tanques de água doce das plataformas para verificar as possíveis contaminações durante seu transporte. Em caso de não atendimento aos padrões de qualidade, todo o lote é rejeitado. A armazenagem desta água nos tanques de água doce das plataformas, assim como a da "água produzida na unidade" e nos pontos de distribuição, também tem análises periódicas que utilizam a Portaria MS/ANVISA 2914/2011 como referencial para a verificação de sua potabilidade. Cabe lembrar que estas águas não são utilizadas para dessedentação humana, para a qual são utilizadas exclusivamente as águas minerais;

- **Águas oriundas de galão:** são as águas minerais utilizadas exclusivamente para desedentação e no preparo dos alimentos, sendo embaladas em frascos de 20 litros. Seus laudos de potabilidade, que utilizam a mesma Portaria citada acima, são averiguados antes dos frascos serem embarcados. Periodicamente, alguns destes galões são enviados para análises químicas, a fim de verificar a qualidade expressa em seus rótulos.

II.10.1.4.7 - Sistema de Serviços de Poço

O Sistema de Serviços de Poço terá por finalidade prover os meios necessários para as operações de poços, que incluem: bombeio de diesel para passagem de pigs, preenchimento de inventário das linhas submarinas com água, limpeza das linhas submarinas, injeção de diesel a montante da válvula *choke* para controle da temperatura de chegada e prevenção de hidratos (apenas nas aberturas de poço).

Este sistema poderá ser alimentado pelo diesel filtrado e tratado, oriundo do Sistema de Diesel; água do mar a jusante dos filtros grossos ou óleo cru oriundo dos tanques de carga.

O sistema será composto por duas bombas elétricas, cada uma com capacidade de 60 m³/h, aquecedor de diesel, capaz de aquecer o diesel até 90 ºC e o óleo cru a 110 ºC.

II.10.1.4.8 - Sistema de Ar de Instrumentos e de Serviço

Um compressor de ar elétrico, com capacidade de 3650 m³/h, e outro reserva, com as mesmas características, gerarão o ar de instrumentos e de serviços necessário para toda a plataforma.

O ar da descarga dos compressores passará por uma das duas secadoras de ar, cada uma com capacidade de 4750 m³/h, capaz de reduzir a temperatura de orvalho para -20 ºC.

Após passar pelas secadoras, o ar seguirá para dois vasos com finalidades distintas: Vaso de Ar de Instrumentos ou Vaso de Ar de Serviço ambos com uma

pressão de 8,5 barg e temperatura entre 40 e 45 ºC. Juntos, os dois vasos terão capacidade de suprir por até 15 minutos todos os instrumentos em um evento de parada dos compressores de ar ou das secadoras.

O Ar de Serviço terá sua pressão reduzida e segue para os usuários da Planta de Processo e do *Turret*.

O Ar de Instrumentos será utilizado para alimentar o Sistema de Nitrogênio, Sistema de Geração de Energia e para todos os instrumentos pneumáticos da Planta de Processo e do *Turret*.

II.10.1.4.9 - Sistema de Nitrogênio

O nitrogênio será gerado a partir de uma Unidade Geradora de Nitrogênio, composta de membranas, capazes de gerar até 712 m³/h de Nitrogênio com 97% de pureza.

Após passar pelas membranas, o Nitrogênio seguirá para um vaso de amortecimento que operará a cerca de 7 barg e temperatura entre 40-45 ºC.

Deste vaso em diante, o Nitrogênio poderá seguir por três linhas distintas: usuários essenciais, não-essenciais e utilidades.

Serão usuários essenciais o sistema de selagem dos compressores da Unidade de Recuperação de Vapor (URV), Sistema de Compressão Principal, Compressão de Reinjeção; purga dos vents atmosféricos e purga dos *headers* do Sistema de Tocha.

Serão usuários não-essenciais os Vasos de Expansão dos Sistemas de Água de Resfriamento/Aquecimento, Sistema de Injeção de Produtos Químicos, Sistema de Desidratação de Gás e Sistema de Remoção de CO_2.

O vaso de amortecimento terá capacidade para suprir os usuários essenciais por até 15 minutos.

Entende-se por utilidades as linhas e mangotes ao longo da Planta de Processo e do *Turret* para uso eventual.

II.10.1.4.10 - Sistema de Combate a Incêndio

O sistema de combate a incêndio do FPSO pioneiro de Libra será composto de:

- Sistema de água;
- Sistema de espuma;
- Sistema de CO_2;
- Extintores portáteis.

A) Sistema de Água - Rede Plug-fusível

Este sistema consistirá em manter uma rede pressurizada com ar, e com a presença de sensores plug-fusível ao longo de toda sua extensão. Uma vez rompidos estes sensores, pelo aumento da temperatura, ocorrerá despressurização dessa rede, atuando na sequência o pressostato que abrirá a Válvula de Dilúvio – ADV, para o local correspondente à ocorrência. Imediatamente tem-se a partida das bombas de incêndio, alimentando com água a rede de dilúvio correspondente. A área de abrangência deste sistema será a planta de processo, área de produtos químicos e *flare*.

B) Sistema de Água - Anel de Incêndio

A sucção de água do mar será exclusiva não possuindo nenhuma interligação com a captação de água do mar utilizada nos demais processos. Serão duas bombas de incêndio movidas a diesel, uma na popa e outra na proa do navio. Em caso de falha ou indisponibilidade de uma das bombas, a outra deverá ter capacidade para atender toda a demanda de água do anel de combate a incêndio.

Uma Bomba Jockey, elétrica, com capacidade de 90 m³/h, será continuamente operada para manter a pressão no anel de incêndio em cerca de 8 barg.

Em caso de fogo confirmado ou de descréscimo na pressão do anel de incêndio a bomba que estiver em serviço (popa ou proa) partirá. Se a pressão no

anel de incêndio não aumentar em um determinado tempo ou se a bomba em serviço não partir, a bomba reserva receberá comando de partida. Estas bombas poderão também ser partidas localmente em modo manual ou remotamente no painel de Fogo & Gás.

O FPSO possuirá, também, estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que além de atenderem a pontos existentes na embarcação, atenderão ao heliponto e aos módulos da área de *topside*. O sistema de combate a incêndio possuirá também um sistema de dilúvio cujo objetivo será aspergir água sobre equipamentos de processo de forma a resfriá-los e reduzir o risco de aumento do incêndio. Este sistema deverá ser imediatamente acionado sempre que percebido foco de incêndio na área e está previsto o atendimento às seguintes áreas:

- Separadores, tratador eletrostático, tanque de dreno fechado;
- Separador e trocadores de calor;
- *Risers* e *manifolds*;
- Tanques de produtos químicos e bombas.

C) Sistema de Espuma

O FPSO contará com um sistema de espuma nas áreas do heliponto e dos tanques.

A unidade será dotada de dois vasos de Líquido Gerador de Espuma - LGE, sendo um para alimentar os canhões do heliponto e o outro que abrangirá a área do convés principal e planta de processo. O sistema será acionado pela sala de controle, caso necessário, através de uma abertura que interliga o anel de incêndio com o LGE no interior do vaso, que se encontra pressurizado.

O princípio de funcionamento do sistema é baseado no tubo *venturi* (tubo de arraste), que alimentará o canhão que fora acionado. Além destes sistemas, têm-se ainda sistemas de bombonas portáteis instalados em pontos estratégicos. Este sistema consistirá em mangotes com tubo pescador (mergulhados na bombona) e interligados com mangueiras, que em caso de emergência, poderão ser utilizadas, adaptando-as rapidamente aos hidrantes do sistema fixo do anel de incêndio. Neste sistema utiliza-se também o princípio de arraste.

D) Sistema de CO_2

Sistemas de CO_2 estarão disponibilizados para combate a incêndio na sala de máquinas, de bombas, gerador principal e gerador de emergência. Estas áreas serão dotadas de alarmes para evacuar as pessoas do local antes do acionamento do sistema de CO_2.

E) Extintores Portáteis de Incêndio

Extintores de incêndio serão disponibilizados de acordo com a legislação brasileira pertinente.

II.10.1.4.11 - Sistema de Geração de Energia

Esse sistema será responsável pelo suprimento de energia para a planta de processo, sistemas de lastro, *offloading* e gás inerte, bem como para iluminação da plataforma e das acomodações.

O sistema de geração de energia do FPSO possuirá três turbogeradores bicombustível (gás/diesel) de 34,4 MW cada. A unidade também possuirá um gerador de emergência a diesel com potência de 1 MW e um gerador auxiliar com potência de 1,2 MW. A demanda elétrica total do FPSO é estimada em 55 MW, de modo que apenas dois turbogeradores ficarão em operação em condições normais. Eventualmente, na partida de um turbogerador para substituir outro turbogerador, os três geradores podem operar simultaneamente até a estabilização de carga. Contudo, esta operação é eventual.

O combustível líquido a ser utilizado é o Óleo Diesel Marítimo, entretanto, na maior parte do tempo o combustível utilizado para geração de energia será o gás produzido.

II.10.1.5 - Sistemas Navais

Os Sistemas Navais são aqueles intrinsecamente interligados à operação da embarcação em si, embora sempre haja superposição com as Utilidades de Processo que suportam a Planta de Processo.

Fazem parte do conjunto de Sistemas Navais:

- Tancagem;
- Sistema de Lavagem de Tanques de Óleo;
- Sistema de Gás Inerte
- Sistema de Lastro;
- Sistema de Geração de Energia de Emergência;
- Sistema de Fornecimento de Água;
- Sistema de Transferência de Óleo (*offloading*);
- Sistema de Diesel;
- Sistema de Movimentação de Carga;
- Sistema de *Vent*;
- Sistema de Drenagem Aberta.

II.10.1.5.1 - Tancagem

O FPSO possuirá 17 tanques de óleo, incluindo o tanque para óleo *off-spec*, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazerão uma capacidade total de 127.458,30 m³. O FPSO possuirá também tanques de *bilge*, *slop*, etanol ou MEG (monoetilenoglicol), óleo combustível, óleo lubrificante, água de lastro, água industrial e água doce. A capacidade de tancagem para cada um destes produtos desta unidade está apresentada no **Quadro II.10.1.5.1-1**. O Plano de Capacidade de Tancagem do FPSO é apresentado no **Anexo II.2.4.2.5.1-1** deste documento.

Quadro II.10.1.5.1-1 - *Capacidade de tancagem do FPSO Pioneiro de Libra.*

Tipo de Tanque	Capacidade (m³)
Óleo	119.927,5
Óleo *Off-spec*	7.530,8
Diesel	3.859,2
Óleo Lubrificante	222,9
Etanol ou MEG (monoetileno glicol)	65,2
Água de Lastro	58.356,8
Água Doce	547,1
Água Produzida	7.530,8
Slop	1.839,7
Bilge	1.839,7

Fonte: OOGTK (2015).

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuirão sistema de medição de nível. Os tanques serão mantidos pressurizados com gás inerte e com monitoramento do teor de oxigênio para prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas.

Os tanques de óleo e de lastro terão acessos que permitem a inspeção interna quando vazios, conforme plano de inspeção definido junto à Sociedade Classificadora, cuja periodicidade mínima é a cada cinco anos de operação.

Os tanques de *slop* receberão água proveniente do tanque de drenagem aberta (drenagem aberta do nível superior do FPSO), da drenagem do convés, além das águas de lavagens de tanques, limpeza de linhas de produção e das bandejas de drenagem dos equipamentos da produção.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e resíduos serão individualizadas para que não ocorra contato e contaminação entre os diferentes fluidos.

II.10.1.5.2 - Sistema de Lavagem de Tanques de Óleo;

De acordo com os requisitos da MARPOL, o FPSO dispõe de sistema de limpeza/lavagem para os tanques de óleo, *slop* e *offspec* operado a partir de *headers* no *deck* principal, e máquinas de limpeza dispostas nos respectivos

tanques. A limpeza dos tanques de carga é realizada através do bombeio de água do mar por meio das bombas de *stripping.*

O efluente gerado nestas operações de limpeza será encaminhado aos tanques de *slop*.

II.10.1.5.3 - Sistema de Gás Inerte

O FPSO possuirá um sistema para geração e tratamento de gás inerte. Este gás será utilizado no interior dos tanques para evitar a formação de atmosfera inflamável e explosiva.

O gerador de gás inerte existente no navio será recuperado e deverá ter capacidade de gerar até 9000 m³/h de gás inerte a partir da queima de gás natural ou óleo diesel.

O gás será fornecido para cada tanque de carga durante as operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*). Uma válvula de controle e outra de *by-pass* do sistema de distribuição e coleta controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio será monitorado e registrado na sala de controle da unidade.

O FPSO também será provido de válvulas quebra vácuo / alívio de pressão (PVs), com o objetivo de proteger todos os tanques de óleo e de *slop* de qualquer cenário de sub ou sobrepressão.

II.10.1.5.4 - Sistema de Lastro

Nas Unidades de Produção tipo FPSO, a função do lastro é exercida pela própria carga de óleo armazenado. O lastro de água salgada somente será usado em condições excepcionais ou durante a transferência de petróleo do FPSO para o navio aliviador. Neste caso, o volume de óleo nos tanques de carga será reduzido, compensando-se, gradualmente, a redução do calado da embarcação. Nestes casos, poderá ser realizado o bombeio de água do mar para os tanques de lastro, que são laterais na unidade, a fim de manter a estabilidade e esforços no casco do FPSO. Durante a produção, o volume nos tanques de carga aumentará e ocorrerá o delastro gradativo utilizando-se as bombas de lastro.

Há isolamento entre os sistemas de lastro e de armazenamento do petróleo, e seus tanques e bombas são independentes. Uma vez que não haverá nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

Durante o transporte do FPSO para entrada e saída do país, serão implementadas medidas regidas internacionalmente pela *IMO* (*International Maritime Organization*) de forma a evitar a introdução de espécies exóticas, via água de lastro, no meio onde forem realizadas as atividades.

II.10.1.5.5 - Sistema de Geração de Energia de Emergência

O Sistema de Geração de Energia de Emergência do FPSO consistirá de gerador a diesel de emergência. A partida do gerador será automática e ocorrerá logo após a interrupção da energia no FPSO. A potência será calculada de modo que o gerador possa suprir todos os serviços indicados na Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida no Mar, SOLAS - *Safety of Life at Sea*.

Os equipamentos movidos a diesel serão utilizados somente enquanto não houver produção de gás ou em situações de emergência.

O sistema, que opera independentemente do sistema principal atenderá aos seguintes equipamentos:

- Painel de luz de emergência, localizados no *deck* superior;
- Carregadores de bateria para os geradores de emergência;
- Carregador de bateria para bomba de incêndio primária;
- Bomba de espuma;
- Equipamentos de comunicação;
- Luzes do heliponto e de emergência;
- Equipamentos de navegação;
- Sala de máquinas;
- Painel de controle de energia;
- Sistema de CO_2;
- Sistema de Gás Inerte;
- Operação dos tanques e mesas de controle.

II.10.1.5.6 - Sistema de Fornecimento de Água

A água do mar será captada através de um conjunto de bombas de captação de água composto por três bombas, cada uma com 50% da capacidade total, com vazão de 2.500 m³/h cada.

Como forma de evitar o surgimento e a proliferação de bactérias e organismos no sistema de circulação de água do mar, uma Unidade Geradora de Hipoclorito injeta hipoclorito diretamente no mangote de captação da água do mar. Como complemento, um par de filtros grossos (*coarse filters)* cada um com capacidade para filtrar 2.500 m³/h, ou seja, 50% da vazão total, garante a limpeza da água e a integridade dos permutadores água doce x água salgada.

A água utilizada neste circuito não entra em contato com fluidos manuseados pela planta de produção, nem com a água doce utilizada no circuito fechado. Após circular pelos sistemas do FPSO, a água é descartada no mar seguindo a legislação vigente.

A água industrial utilizada no FPSO é captada do mar por um sistema projetado para atender as demandas de água de serviço, água para o sistema de combate a incêndio e água industrial. Seu diagrama esquemático é apresentado na **Figura II.10.1.5.6-1**.

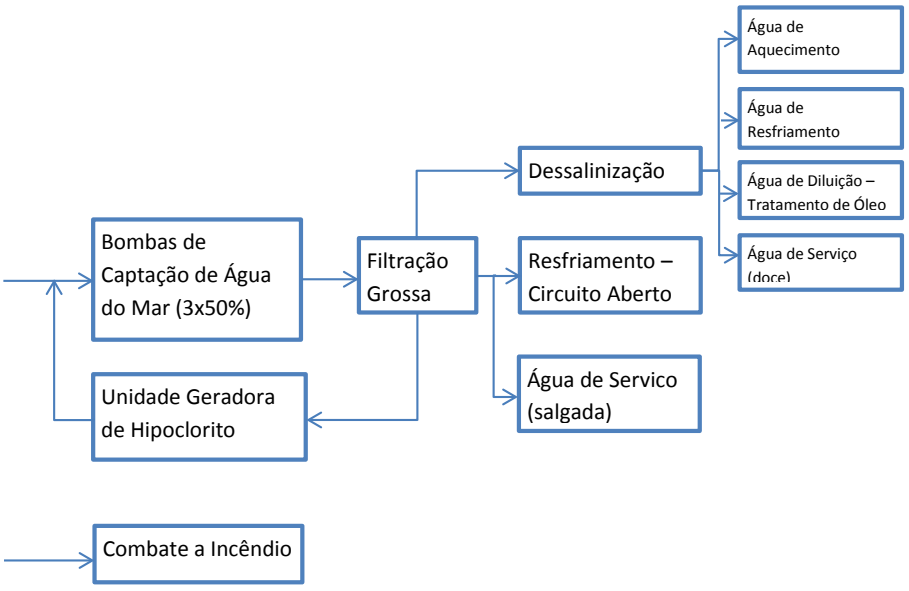


Figura II.10.1.5.6-1 - *Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos no FPSO Pioneiro de Libra.*

A água salgada será direcionada para:

- Sistema de Combate a Incêndio (através das bombas de incêndio);
- Unidade Geradora de Hipoclorito;
- Sistema de Resfriamento de Água - Circuito Aberto, que inclui:
  - ✓ Permutadores água salgada - água de resfriamento;
  - ✓ Alimentação de água clorada para o resfriamento dos geradores principais, carcaças das bombas de serviços gerais e de emergência (consumo contínuo);
- Sistema de Serviços de Poço - Água de Serviço (salgada);
- Sistema de Água Potável - Dessalinização via Osmose Reversa;

II.10.1.5.7 - Sistema de Transferência de Óleo (Offloading)

Mangotes flutuantes serão utilizados para a transferência do óleo do FPSO para os navios aliviadores. A vazão de transferência será de 3.000 a 7.000 m³/h.

Considera-se que ocorrerá uma operação de alívio por semana. O descarregamento do FPSO para o navio aliviador deverá ter uma duração aproximada de 10 a 20 horas, podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, haver pequenos atrasos ou antecipações.

O escoamento do óleo produzido será realizado por navios aliviadores em alinhamento do tipo tandem com o FPSO, isto é, alinhando popa do FPSO com a proa do navio aliviador.

O procedimento operacional de transferência do óleo consistirá das manobras de amarração, conexão, transferência (*offloading*), desconexão e desamarração, as quais serão devidamente acompanhadas por um oficial de náutica, auxiliado por marinheiros de convés, com vistas a possibilitar a detecção de possíveis vazamentos no mar.

Serão consideradas como seguras as manobras de amarração até os seguintes limites médios de condições ambientais: ventos de 40 nós; ondas de 3,5 m de altura / período de 9 segundos; correntes de 3 nós.

Sob condições meteoceanográficas adversas, como forte chuva ou tempestade de relâmpago, as operações de transferência serão interrompidas e as demais manobras adiadas.

O mangote de *offloading* possuirá válvula automática que só poderá ser aberta para permitir o fluxo depois de estar corretamente conectada ao flange fixo, localizado na extremidade do navio aliviador. Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade será instalado nesta extremidade da mangueira para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência.

Para garantir a segurança durante toda a operação, os parâmetros de vazão média, vazão instantânea, nível dos tanques no FPSO e nível dos tanques no navio aliviador serão constantemente monitorados pelas equipes de bordo. Caso seja detectada qualquer discrepância nos valores, o processo de bombeio será imediatamente interrompido.

A transferência será realizada com o sistema de gás inerte ligado mantendo a pressão de trabalho e teor de CO_2 nos tanques em níveis seguros.

Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote passará por um processo de lavagem para remoção do óleo interior. Esse processo consistirá no bombeio de água salgada proveniente do tanque *slop* limpo pelo mangote num regime de fluxo turbulento, no sentido do FPSO para o navio aliviador. A água bombeada para limpeza do mangote será devolvida do navio aliviador e posteriormente o mangote será recolhido ao FPSO.

II.10.1.5.8 - Sistema de Diesel

O óleo diesel empregado nas operações será o diesel marítimo. Ele possui características especificas para o uso seguro, O ponto de fulgor, menor temperatura que vaporiza em quantidade suficiente para formar atmosfera explosiva é de 60 °C, superior se comparado ao óleo diesel convencional.

O recebimento de diesel se dará por meio de duas estações de recebimento, uma a bombordo e outra a boreste e será armazenado em três tanques de armazenamento, situados na sala de máquinas com capacidades de 526, 1.402 e 1.725 m³ cada. O diesel será transferido para os tanques de decantação, um a bombordo e outro a boreste, cada um com capacidade de 54 m³ através de bombas

elétricas com capacidade de 20 m³/h cada e, então, purificados através de cinco centrífugas (três com capacidade de 1,5 m³/h e dois com capacidade de 16,8 m³/h).

Após passar pelo processo de centrifugação, o diesel seguirá para os tanques de serviço, dois tanques com 48 m³ de capacidade cada.

A partir dos tanques de serviço, o diesel poderá seguir para o Sistema de Geração de Energia através de uma bomba elétrica, com capacidade para alimentar dois turbogeradores. Uma outra bomba, de igual capacidade, poderá operar em caso de falha.

O diesel também poderá ser utilizado, eventualmente, para o Sistema de Serviços de Poço, que disporá de duas bombas auxiliares, cada uma com 60 m³/h de capacidade, que levarão o diesel dos tanques de armazenamento para a sucção das bombas elétricas do Sistema de Serviços de Poço.

O diesel dos tanques de serviço alimenta outros usuários: Gerador de Gás Inerte, Gerador de Emergência e Gerador Auxiliar e é armazenado em tanques com capacidade para 24 horas de operação.

II.10.1.5.9 - Sistema de Movimentação de Cargas

O FPSO possuirá dois guindastes (um em cada bordo) com o objetivo de movimentação de carga em áreas específicas e manobras com embarcações. A posição de cada guindaste estará presente no Arranjo Geral do FPSO, apresentado no **Anexo II.2.4.2.1-1** deste documento.

Conjuntos de talhas e vigas estarão dispostas ao longo da embarcação para garantir a movimentação de cargas a pequenas distâncias.

II.10.1.5.10 - Sistema de Vent

Existem três linhas de *vent,* conectadas a todos os tanques de carga, *slop*, água *offspec* e óleo *offspec*, são elas:

- Linha de gás inerte;
- Linha de alívio das válvulas PV (alívio / quebra vácuo);
- Linha de *vent* atmosférico.

A linha de gás inerte será alimentada pelo gerador de gás inerte e será utilizada durante as operações de offloading, conforme mencionado no item **II.10.1.5.3 - Sistema de Gás Inerte.**

A linha de alívio das válvulas PV operará com duas válvulas de alívio reguladas para as pressões de 1400/-350 mmH_2O e 1600/-350 mmH_2O. Uma terceira válvula quebra vácuo operará, caso os limites anteriores (sobre ou subpressão) sejam ultrapassados, regulada para as pressões de 2100/-700 mmH_2O.

A Linha de *vent* atmosférico será usada para purga e inertização dos tanques durante as atividades de manutenção programada quando a linha de alívio das válvulas PV deverá estar isolada.

II.10.1.5.11 - Sistema de Drenagem Aberta

Os fluidos não perigosos tais como águas de chuva e linhas coletoras de equipamentos que não operam com hidrocarbonetos seguirão por gravidade pelo Sistema de Drenagem Aberta que consistirá de uma linha coletora que descarregará também por gravidade para um tanque primário, acima do nível do deck principal, cuja função será reter sólidos eventualmente escoados.

No nível superior do tanque primário haverá uma linha coletora que direcionará os fluidos do sistema de drenagem aberta para o tanque de *slop*.

Os fluidos perigosos serão coletados e enviados para o tanque de *slop* em um sistema exclusivo que também disporá de linha coletora e tanque. A drenagem do Sistema de Transferência de Óleo, em que não será possível a transferência por gravidade, terá um tanque coletor intermediário e uma bomba tipo diafragma, operada a ar, para se juntar no mesmo tanque em que serão coletados os demais fluidos perigosos.

II.10.1.6 - Acomodações

As acomodações localizam-se na popa da embarcação e terão capacidade para 100 pessoas. Ressalta-se que a embarcação possuirá duas baleeiras com a capacidade de 120 pessoas cada, excedendo em mais de duas vezes o número máximo de tripulantes a bordo.

A unidade possuirá salas de escritórios, salas de reunião, sala de *briefing*, enfermaria provida de dois leitos, cozinha industrial, auditório, despensa para mantimentos, lavanderia, câmaras frigoríficas, cabines telefônicas, sala de telecomunicações, sala de controle e sala de painéis.

II.10.1.7 - Sistema de Comunicação

Em termos de segurança, a principal função do sistema de comunicação de emergência é comunicar aos serviços de resgate a decisão de abandonar o FPSO ou requerer resgate de pessoas feridas. Estão previstos dois Sistemas de Comunicação a bordo do FPSO:

- Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes;
- Sistema de Radiocomunicações e Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (GMDSS).

II.10.1.7.1 - Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes

Constituído de transdutores sonoros (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da unidade *offshore*, permitindo a emissão de chamadas e avisos em alta-voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (Emergência e Abandono da Unidade). Esse Sistema é mantido por uma fonte ininterrupta de energia (*UPS - Uninterrupted Power Supply*). O funcionamento desses dois alarmes é gerenciado remotamente pelo Sistema ECOS (Estação Central de Operação e Supervisão) da unidade que, através de conexão com o Sistema de Intercomunicação em pauta, automaticamente aciona o sinal de alarme respectivo.

Nas áreas ruidosas, as chamadas e os alarmes são acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado na cor Branca/Cristal. Os avisos de emergência têm prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Quando emitidos a bordo, o nível sonoro do tom de alarme em curso é emudecido automaticamente. Os cabos da rede desse sistema são resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

II.10.1.7.2 - Sistemas de Radiocomunicações e para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (GMDSS)

Sistemas constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequência (HF, VHF e UHF) serão utilizados para contato radiofônico com estações costeiras e com embarcações de apoio no mar. O Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (Sistema *GMDSS*) será utilizado nos casos de acidentes na unidade, sempre que houver necessidade de auxílio externo. Ambos os sistemas são mantidos por fontes independentes e sistemas de baterias exclusivos, estando conectados a fontes ininterruptas de energia (*UPS*).

No caso de uma emergência a bordo do FPSO, deverão ser contatados os serviços de resgate e os escritórios da PETROBRAS em Santos/SP. Essas ações deverão ser conduzidas a partir da sala de rádio, baseadas nas instruções fornecidas pelo Fiscal da PETROBRAS a bordo. Esse processo de comunicação será conduzido via telefone e rádio VHF, devendo incluir notificações à base de apoio, serviços de transporte aéreo, barcos de apoio, além de outras unidades operando na área.

Os principais sistemas de comunicação são:

- Comunicações externas:
  - ✓ Inmarsat- C (GMDSS);
  - ✓ Inmarsat Mini-M;
  - ✓ HF/SSB-SMM Network (Serviço móvel Marinho) que permita comunicação com a unidade de apoio e EMBRATEL;
  - ✓ VSAT (voz e facsimile via PABX e registro);
  - ✓ Rádio UHF digital;
  - ✓ Rádio marítimo VHF (GMDSS);
  - ✓ Rádio marítimo MF/HF (GMDSS);
  - ✓ Rádio aeronáutico (VHF/AM).
- Comunicações internas:
  - ✓ Estação de rádio UHF localizada na sala de controle de rádio;
  - ✓ Rádio UHF portátil intrinsecamente seguro.

II.10.1.8 - Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental

O presente subitem descreve os sistemas de segurança e de proteção ambiental da unidade de produção, tais como: ancoragem, sistema de conexão com as linhas de escoamento, sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos, sistema de manutenção, sistema de combate a incêndio, monitoramento, dentre outros, fornecidos pela PETROBRAS.

II.10.1.8.1 - Sistema de Ancoragem

O FPSO será transportado por rebocadores até o local onde permanecerá posicionado durante cada atividade. O posicionamento do FPSO no local das atividades de produção será realizado por um sistema de ancoragem com estacas torpedo e amarras.

Os sistemas de ancoragem ao fundo do oceano fornecem meios seguros e confiáveis de permanência das unidades nas suas respectivas locações. Estes sistemas são projetados para funcionar em todas as condições de mar, sem causar danos aos equipamentos submarinos.

O FPSO será ancorado nas locações por meio de um sistema chamado *Turret Mooring*. Este sistema é constituído por uma torre, onde são fixadas as nove linhas de ancoragem e os *risers* flexíveis. Cada uma das linhas é composta de um trecho inferior de amarra, um trecho de cabo de poliéster e um trecho superior de amarra chamado de amarra de superfície. A configuração das linhas de ancoragem é em catenária livre.

O *Turret* é um sistema de ancoragem que permite um giro de 360º do navio, de forma a mantê-lo alinhado às condições meteoceanográficas dominantes no local, reduzindo as cargas sobre a unidade e sobre o sistema de ancoragem.

As trações de trabalho nas linhas de ancoragem instaladas garantem um passeio máximo do FPSO (*off-set*), de forma que nenhum dano seja causado aos *risers* tanto para uma condição intacta quanto para uma condição adversa (uma linha de ancoragem rompida).

Todas as linhas de ancoragem possuem dispositivos de monitoramento de tração permitindo a verificação da integridade do sistema de ancoragem como um todo. Vale ressaltar que todo o projeto e instalação do sistema de ancoragem será certificado pela Sociedade Classificadora *American Bureau of Shipping*.

II.10.1.8.2 - Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento

As linhas de produção são responsáveis pelo escoamento da produção de óleo e gás do reservatório, interligando os poços produtores ao FPSO. Cada poço produtor possuirá três linhas que se conectarão à UEP: uma linha de produção, uma linha de serviço (acesso ao espaço anular do poço) e um umbilical eletro-hidráulico (responsável pelo controle dos atuadores submarinos e comunicação entre o poço e a UEP).

O *Turret* possui um *swivel* de produção, equipamento que permite que a passagem dos fluidos seja realizada de maneira segura e confiável da parte fixa (ancorada) para a parte móvel (a que acompanha o movimento da embarcação) do sistema.

Os poços serão munidos com equipamentos denominados “Árvore de Natal Molhada” (ANM), que são estruturas constituídas por um conjunto de válvulas, linhas de fluxo e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma. São equipamentos de segurança e de controle de fluxo (*on-off*) que permitem o fechamento do poço quando necessário.

II.10.1.8.3 - Sistema de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos do FPSO serão projetados de forma a atender a legislação brasileira, os requisitos internos da PETROBRAS, e os requisitos estatutários, tais como:

- Requisitos de Bandeira;
- SOLAS (*Safety of Life at Sea* - Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida no Mar);
- MARPOL (*Marine Pollution* - Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios);

- ISM CODE (*International Safety Management* Code - Código Internacional da Gestão da Segurança).

O Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) tem como função intervir em um dado processo ou em um equipamento específico do processo durante uma ocorrência insegura. Esse sistema é acionado sempre que ocorra uma situação que possa resultar na perda de contenção.

Os componentes do sistema emergencial de bloqueio são identificados e documentados de forma a diferenciá-los de outros sistemas, e podem proporcionar:

- Bloqueio automático de equipamentos para proteção da tripulação e facilidades;
- Redundância de *softwares* e *hardwares*;
- Autoteste.

O sistema de alarme permite ser acionado manualmente através de botoeiras localizadas em pontos estratégicos do FPSO. As botoeiras geram alarme no Controle Central, indicando a necessidade de tomada de ação.

O FPSO será equipado com sistemas de detecção, que podem enviar sinais para fechamento imediato e automático do poço, prevenindo o descontrole do fluxo.

II.10.1.8.4 - Sistema de Gerenciamento da Manutenção

O FPSO possuirá um Sistema de Gerenciamento de Manutenção cujos objetivos principais são:

- Procedimentar as atividades de manutenção preventiva e preditiva;
- Programar e controlar as atividades de manutenção e inspeção;
- Manter um histórico de parâmetros operacionais dos principais equipamentos;

II.10.1.8.5 - Sistemas de Segurança

O Sistema de Segurança e Controle do FPSO determina os requisitos mínimos de segurança para os sistemas de superfície da unidade. Faz parte do

processo de execução deste sistema a implementação de uma série de estudos de análise de riscos, como *HAZOP - Hazard and Operability Study* - Análise de Perigos e Operabilidade, que tem por objetivo identificar os perigos e os problemas de operacionalidade de uma instalação de processo e *HAZID - Hazard and Identification Study*, que tem por objetivo identificar as escalas de risco que podem ocorrer durante a operação.

O Sistema de Segurança e Controle é composto pelos sistemas que seguem:

- Sistema de detecção de Fogo e Gás;
- Sistema de Parada de Emergencia (*Emergency Shutdown*) - ESD;
- Sistema de Parada de Processo - PSD.

Fazem parte do Sistema Instrumentado de Segurança - SIS os equipamentos transmissores, sensores e interruptores manuais, o sistema lógico, as válvulas solenóides de bloqueio e a interface operacional. Todos os elementos do SIS são completamente dissociados dos elementos utilizados no Sistema de Controle de Processo – SCP (*Process ControlSystem* – PCS), tanto do ponto de vista físico como lógico. A energia do SIS é proveniente de duas fontes independentes de energia, sendo uma sobressalente.

O sistema de gás e incêndio presente no FPSO foi desenvolvido obedecendo a critérios da certificadora ABS, entre outros. De maneira geral, o sistema de gás e incêndio compreende o monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e inflamáveis possam ocorrer.

A detecção desses eventos irá, então, iniciar o alerta dos tripulantes pelo sistema público de informação desencadeando uma série de ações que visam à minimização das consequências do evento. Ações de controle encontradas no sistema de gás e incêndio têm interface direta com o de Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança.

O Sistema de Gás e Incêndio consiste em:

- Detecção automática de fogo ou presença de mistura combustível;
- Iniciação de alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes;
- Ativação do sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;

- Ativação do sistema de bloqueio automático para fechar os poços e plantas de processo e utilidades;
- Inundação de áreas afetadas com agente extintor de maneira a extinguir o fogo;
- Ativação manual do bloqueio e sistema de proteção de incêndio;
- Permissão imediata e exclusiva operação;
- Efetuação de extensos diagnósticos de fornecimento de energia e circuitos elétricos, devido à perda de energia ou falhas;
- Alarme imediato no painel de controle quando da detecção de incêndio;
- Painel central do Sistema de Gás e Incêndio para o FPSO localizado na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos subpainéis localizados em outras áreas do FPSO;
- Subpainel que atende as acomodações localizadas na sala de controle;
- Estação operadora de interface, localizada na sala de controle;
- Dispositivos de detecção de calor, fumaça, gases combustíveis;
- Dispositivos sensíveis à Radiação Infravermelha (IR);
- Alarmes visuais e sonoros.

O Sistema de Parada de Processo - PSD ocorre quando há um descontrole de uma variável de processo que leva à atuação de um dispositivo de intertravamento relacionado às áreas do processo, levando à parada da planta. O PSD pode ser iniciado automática ou manualmente a partir da CCR ou em locais estratégicos na planta de processo. Quando da ocorrência de um PSD, alarmes visíveis e audíveis são acionados localmente e na CCR.

O PSD é ativado pelos seguintes meios:

- Automaticamente, por um ESD;
- Manualmente, através de uma botoeira na CCR;
- Indicação de nível muito alto (LSHH) nos HP e LP *flare knockout drums*.

Os trabalhadores do FPSO realizam treinamentos e simulados periódicos para verificar o tempo de resposta da equipe a um determinado cenário emergencial.

Foram estabelecidas ações a serem tomadas caso ocorram sinistros, divididas em quatro níveis de parada de emergência (ESD). Os agentes motivadores que

determinam o status do FPSO e, consequentemente, a definição de um dentre os quatro níveis de emergência, apresentados abaixo em ordem decrescente de prioridade:

- Nível 1- Bloqueio e Abandono do FPSO (APS);
- Nível 2- Bloqueio de Emergência (ESD - 1/2);
- Nível 3- Bloqueio de Processo (PSD - 1);
- Nível 4- Despressurização de Emergência (EDP-1).

No caso de falha dos sistemas de segurança do FPSO, os possíveis cenários de ocorrência, bem como as medidas mitigadoras estão apresentados no estudo de Análise de Riscos Ambientais.

II.10.1.8.6 - Recursos de Abandono, Fuga e Resgate

Os recursos de abandono, fuga e resgate têm o propósito de prover condições seguras de escape para todos os tripulantes do FPSO. Fazem parte dos recursos de abandono o helicóptero, as baleeiras e os botes salva-vidas. O FPSO contará com duas baleeiras com capacidade para 120 pessoas cada e botes de resgate.

II.10.1.8.7 - Sistemas de Atendimento a Emergências

A Petrobras mantém no país, os Centros de Defesa Ambiental - CDA, localizados em pontos estratégicos de operação e cumprem uma função de apoio operacional e logístico, ou seja, complementam os planos de emergência já existentes nos terminais, refinarias, plataformas e embarcações a serviço da Companhia.

Os CDAs são equipados com embarcações recolhedoras, balsas, dispersantes químicos, agentes biorremediadores, barreiras de contenção e absorção de óleo, dentre outros.

A PETROBRAS possui também embarcações de grande porte dedicadas ao atendimento exclusivo de emergências ambientais, conforme descrito no PEVO-BS (**Anexo II.11-1**), bem como frota de aeronaves e outras embarcações que podem ser utilizadas em casos emergenciais.

II.10.1.8.8 - Sistema de Medição e Monitoramento

A medição de fluidos (óleo e gás) seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP (Resolução Conjunta nº 1 ANP/INMETRO, de 10 de junho de 2013).

II.10.1.8.8.1 - Efluentes Sanitários

O sistema de tratamento de efluentes sanitários se constituirá de uma unidade de tratamento de esgoto com princípio de tratamento de lodo ativado, sistema de aeração e sistema de cloração do efluente antes do descarte ao mar. Essa unidade será composta por um tanque de aeração, um tanque de decantação e um tanque de desinfecção por cloro. O sistema compreende uma bomba de descarga, dois aeradores e um painel de controle local.

O primeiro tanque de aeração receberá o esgoto e o tratará pela ação de bactérias aeróbicas e microrganismos e adição de oxigênio atmosférico pela injeção de ar. O dióxido de carbono resultante da ação das bactérias e microrganismos é liberado para atmosfera por meio de respiros.

As águas cinzas são direcionadas ao tanque de desinfecção, que também recebe as águas negras já tratadas. Após a desinfecção o efluente tratado final (águas cinzas e águas negras) será descartado ao mar de forma contínua e medido através de medidor de vazão instalado. Este processo de tratamento ocasiona a geração de lodo no processo de decantação. Este lodo será periodicamente retirado da unidade e encaminhado para disposição final em terra.

O sistema do FPSO Pioneiro de Libra e a respectiva capacidade de tratamento encontram-se no **Quadro II.10.1.8.8.1-1**.

Quadro II.10.1.8.8.1-1 - *Sistema de tratamento de efluentes sanitários do FPSO Pioneiro de Libra.*

FPSO	Princípio Tratamento	Quantidade	Capacidade Total (m^3/dia)
Pioneiro de Libra	Lodo ativado com sistema de aeração suspensa	1	15,75

A unidade de tratamento de efluentes sanitários possui sistema de manutenção e inspeção programado com manutenções preventivas para manter o equipamento operando dentro dos padrões previstos pelo fabricante e atendendo aos padrões estabelecidos pela legislação pertinente. Assim que disponíveis, maiores detalhes do sistema de tratamento de efluentes sanitários, como fabricante e modelo, serão informados à CGPEG/IBAMA no âmbito deste processo.

II.10.1.8.8.2 - Águas e Resíduos de Cozinha

Os resíduos orgânicos alimentares serão os únicos resíduos que não serão destinados para tratamento em terra. Estes resíduos serão triturados por equipamento com capacidade de 60 kg/h em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar. Maiores detalhes do triturador de resíduos orgânicos, como fabricante e modelo serão informados à CGPEG/IBAMA âmbito deste processo. Todos os resíduos descartados no mar serão registrados no livro de resíduos da embarcação conforme estabelecido pela MARPOL.

O triturador é submetido à manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção, a fim de manter o equipamento operando dentro dos padrões estabelecidos. Um triturador reserva de mesma capacidade será mantido no FPSO para substituição imediata em casos de quebra ou manutenção do triturador em operação.

II.10.1.8.8.3 - Água de Produção

A água de produção não é esperada em grande quantidade nas atividades de operação. O FPSO será equipado para o tratamento desse eventual efluente, de forma a garantir o descarte dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 393/2007.

O tratamento da água produzida para descarte tem como objetivo reduzir o teor de óleo, que deverá ser de 29 ppm, em média, e pico de 42 ppm conforme

preconizado pela Resolução CONAMA n° 393/07. O sistema do FPSO tem capacidade máxima de tratamento e descarte de 4.000 m³/d de água produzida.

O sistema de tratamento de água produzida do FPSO possui basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso degaseificador, hidrociclones, e flotador.

Na planta de processo, a água produzida é separada em dois equipamentos, o separador água livre e tratador eletrostático. A corrente de água produzida oriunda destes separadores é enviada inicialmente aos hidrociclones, os quais promovem então a remoção do óleo através de um processo de centrifugação.

Em seguida a água é enviada para o resfriador de água produzida. O resfriador de água produzida é um trocador de calor, cuja função é a redução da temperatura da água para o descarte. A última etapa do tratamento é realizada no flotador, cuja função é fazer o polimento da água tratada pelos hidrociclones especificando o teor de óleo abaixo dos limites exigidos pela legislação. Ao sair do flotador a água produzida segue para o descarte.

A qualidade da água tratada é monitorada continuamente antes de ser descartada no mar, através de um sensor de TOG na linha de descarte. O monitor de TOG possui alarme sonoro e visual na Sala de Controle de Processo. O mesmo sinal que acionará o alarme provocará a interrupção automática do descarte, com o retorno da água para novo tratamento nos tanques *off-spec* do FPSO.

II.10.1.8.8.4 - Efluente de Plantas de Dessulfatação

Uma vez que o FPSO Pioneiro de Libra não possui facilidades de injeção de água, não tem planta de dessulfatação.

II.10.1.8.8.5 - Drenagem de Conveses e Águas Oleosas

O FPSO possui trincaniz de 180-300 mm de altura no convés para coleta das águas provenientes de chuva, que também serão coletadas nas bacias de drenagem aberta dos módulos de processo e encaminhadas para o tanque de descarte de águas pluviais (tanque de drenagem) e descartadas mediante medição de TOG de no máximo 15 ppm.

Para o tratamento de águas oleosas provenientes da praça de máquinas, o FPSO dispõe de um sistema de separação de água/óleo (SAO). Os efluentes de manutenção e operação das máquinas, assim como os resíduos oleosos provenientes do processo de purificação de óleo diesel e óleo lubrificante serão coletados regularmente e enviados para tanque específico (*Bilge Tank*).

II.10.1.8.8.6 - Sistema de Coleta e Destinação de Óleos Sujos

A água do *Bilge Tank*, descrita no item anterior, será aspirada e tratada pelo separador de água e óleo. Assim que enquadrada no TOG máximo de 15 ppm de óleo, esta água tratada será descartada ao mar, enquanto o óleo é direcionado para o *Oily Bilge Tank*. O óleo acumulado será transferido para o tanque de *slop*, através da bomba de esgoto oleoso ou através da bomba de borra. Assim que disponíveis, maiores detalhes do separador de água e óleo, como fabricante e modelo, serão informados à CGPEG/IBAMA no âmbito deste processo.

O **Quadro II.10.1.8.8.6-1** apresenta resumidamente os descartes que serão gerados no FPSO.

Quadro II.10.1.8.8.6-1 - *Estimativa de geração de efluentes durantes as atividades de TLD e SPAs no Bloco de Libra, Bacia de Santos.*

Descarte	Tratamento	Quantidade
Efluente sanitário	Lodo ativado com sistema de aeração suspensa	15,75 m^3/d
Água de produção	Hidrociclones e flotador	Variável* (capacidade de 4.000 m^3/d)
Efluentes oleosos	Decantação em tanque (*slop*)	Variável
Água de resfriamento	Não há contaminação	153.756,1 m^3/d

*Estimativa de geração de água produzida é apresentada no subitem II.2.4-4, da seção de II.2. Caracterização da Atividade.

II.10.1.9 - Sistemas de Separação, Eliminação, Ventilação e Reinjeção de CO_2

Como descrito no trecho Planta de Processo, a corrente de gás proveniente do separador de alta pressão será encaminhada para o sistema de compressão

principal (Compressão A). O gás proveniente do degaseificador passa pela Unidade de Recuperação de Vapor (URV) e posteriormente segue para a Compressão Principal. A Compressão Principal será constituída de três unidades compressoras, sendo uma reserva, em configuração 3x50%.

Após a Compressão Principal, a corrente de gás será encaminhada para a unidade de tratamento do gás, que consiste em um sistema de desidratação do gás por peneiras moleculares. Uma parcela do gás produzido, a ser utilizada para consumo interno como gás combustível, será enviada para o sistema de remoção de CO_2 por processo de permeação através de membranas;

A tecnologia de membranas é aplicável aos casos de ampla faixa de teores de CO_2. Duas tecnologias estão disponíveis comercialmente para o tratamento do gás, fibra oca e espiral. As membranas semipermeáveis são fabricadas de acetato de celulose que, no caso da tecnologia fibra oca, apresentam o formato de capilares agrupados para a formação do cartucho e, no caso das membranas em espiral, apresentam o formato de folhas enroladas ao redor de uma estrutura tubular perfurada, para a coleta do permeado.

As membranas possuem uma vida útil média prevista de 3,5 anos. Após a perda de desempenho das membranas, a sua substituição é necessária. Os cartuchos removidos serão encaminhados para a disposição de forma segura em aterro industrial, conforme procedimento específico e validado pelos órgãos reguladores em conformidade com a legislação vigente.

O excedente de gás será encaminhado para sistema de compressão de injeção que eleva a pressão do gás até 550 bar(a). Serão dois compressores de injeção, sendo um reserva, em configuração 2x100%. O gás pode ser utilizado para *gas-lift* e encaminhado para a injeção em reservatório.

Esta reinjeção de gás produzido na rocha reservatório tem como objetivo evitar a emissão de gases de efeito estufa, evitando-se o envio para a tocha que é feito tradicionalmente em TLDs. O gás reinjetado também pode ter um efeito benéfico para a recuperação do petróleo, pois ao se misturar com o óleo no reservatório, evita a perda de pressão e diminui a viscosidade do fluido de reservatório, tornando-o mais fluido e facilitando seu escoamento.

II.10.2 – Análise Histórica de Acidentes Ambientais

Atualmente no Brasil, não estão disponíveis bases de dados consolidadas sobre acidentes ambientais em atividades de E&P *offshore*. Assim, a análise histórica de acidentes ambientais buscou se apoiar em fontes confiáveis de informações sobre a ocorrência, em outras partes do mundo, de eventos acidentais com o tipo de unidade prevista, FPSO, para o Teste de Longa Duração (TLD) e os Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) de Libra, Bacia de Santos. Dentre as consultas realizadas, as seguintes fontes foram consideradas as mais apropriadas para esta finalidade:

- **Para eventos acidentais em FPSOs**: *Accident statistics for Floating Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980 – 2007*, Health and Safety Executive (HSE), Reino Unido, 2009 ; *Worldwide Offshore Accident Databank* (WOAD) 1970 - 2013 e *Bureau of Safety and Environmental Enforcement & Bureau of Ocean Energy Management* (BSEE & BOEM) 2015.
- **Para eventos de perda de contenção em linhas flexíveis:** *Offshore Hydrocarbon Releases Statistics* – HSE 2015, *The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines* - PARLOC 2001 e *Riser & Pipeline Release Frequencies* - OGP 2010.
- **Eventos de *Blowout* em operações de produção:** Worldwide Offshore Accident Databank (WOAD) 1970 - 2013.

II.10.2.1 - Eventos Acidentais em FPSOs

Nos bancos de dados/estudos utilizados para o levantamento de dados sobre acidentes com unidades *offshore*, os acidentes são analisados identificando as ocorrências a eles relacionadas, de acordo com as seguintes definições:

- **Falha de ancoragem**: Problemas com as âncoras e cabos de ancoragem, dispositivos de amarração e guinchos;
- **Emborcamento**: Perda de estabilidade transversal, resultando em virada de borco da unidade;

- **Colisão:** Contato acidental entre unidade *offshore* e embarcação marinha que está passando, quando pelo menos uma delas é propelida ou está sendo rebocada. Exemplos: navio tanque, cargueiro, barco de pesca;
- **Contato:** Colisões/contatos acidentais entre embarcações engajadas na atividade de óleo e gás na plataforma afetada, p.ex. embarcações de apoio, de suprimentos ou *stand by*, rebocadores ou helicópteros, e instalações *offshore* (móveis ou fixas);
- **Acidente com guindaste**: Qualquer evento causado por ou envolvendo guindastes, gruas ou qualquer outro equipamento de içamento de carga;
- **Explosão:** Sobrepressão.
- **Queda de carga**: Queda de carga/objetos de guindastes, gruas ou qualquer outro equipamento de içamento de carga. Queda acidental de bote salva-vidas e homem ao mar, também estão incluídos nessa categoria;
- **Incêndio:** Radiação térmica;
- **Afundamento**: Perda de flutuabilidade ou afundamento da unidade;
- **Acidente de helicóptero**: Acidente com helicóptero, tanto no heliponto quanto em contato com a instalação;
- **Inundação**: Entrada de água na unidade ou enchimento de poço ou outros compartimentos causando potencial perda de flutuabilidade ou problemas de estabilidade;
- **Adernamento**: Inclinação descontrolada da unidade para um dos bordos;
- **Falha de máquinas**: Falha de motores ou propulsores, incluindo sistemas de controle;
- **Perda de posição**: Unidade não intencionalmente fora de sua posição esperada ou deriva fora de controle;
- **Dano estrutural**: Quebra ou falha por fadiga de elementos estruturais;
- **Problemas no poço**: Problema acidental, tal como perda da carga hidrostática ou outros no interior do poço;
- **Derramamento/vazamento**: Liberação de óleo ou gás para o entorno, a partir do próprio equipamento da unidade/embarcações ou tanques, causando potencial poluição e/ou risco de explosão e/ou incêndio;

➢ **Blowout**: Fluxo descontrolado de óleo, gás ou outros fluidos do reservatório, ou seja, perda da carga hidrostática ou da válvula de emergência do fundo do poço;

➢ **Outros**: Outros eventos não os especificados acima.

A. Health and Safety Executive (HSE)

Estudos realizados por Det Norske Veritas (DNV), em nome do Health & Safety Executive UK (HSE), têm o objetivo de obter estatísticas de acidentes para unidades *offshore* fixas e flutuantes na plataforma continental do Reino Unido (UKCS). O relatório *Accident Statistics for Offshore Units on the UKCS 1990 – 2006*, finalizado em 2008, apresenta dados de projetos anteriores, adicionando acidentes ocorridos em 2007. As estatísticas do período 1980-1989 são omitidas neste relatório, mas podem ser encontradas nos relatórios *Accident Statistics for Fixed Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980 - 2005* e *Accident Statistics for Floating Offshore Units on the UK Continental Shelf 1980 – 2005*, concluídos em 2007.

A partir da compilação de dados apresentados nos relatórios do HSE, apresenta-se, no **Quadro II.10.2.1-1**, o número de unidades-ano correspondente aos FPSOs e FSOs em operação na plataforma continental do Reino Unido no período1980-2007.

Quadro II.10.2.1-1 – *Número de FPSOs e FSOs em operação na plataforma continental do Reino Unido (unidades-ano).*

	Período			
	1980-1989	**1990-1999**	**2000-2007**	**1980-2007**
FPSO	1,8	43,2	104,0	149,0
FSO	7,9	21,8	23,1	52,8

Fonte: HSE, 2007 e HSE, 2009.

O **Quadro II.10.2.1-2** apresenta o número (N) e a frequência (F) de acidentes em unidades flutuantes dos tipos FPSO e FSO, por período.

Quadro II.10.2.1-2 – *Número e frequência de acidentes (por unidade-ano) em FPSOs e FSOs em operação na plataforma continental do Reino Unido.*

	Período							
	1980-1989		1990-1999		2000-2007		1980-2007	
	N	F	N	F	N	F	N	F
FPSO	---	---	159	3,681	444	4,269	603	4,096
FSO	---	---	8	0,367	16	0,693	24	0,535

Fonte: HSE, 2009.

Em relação às estatísticas de acidentes para o período de 1980 – 1989, os relatórios HSE informam que, após o incidente com a Piper Alpha em 1988, os requisitos e sistemas de comunicação mudaram radicalmente, tornando as estatísticas, a partir de então, mais realistas. Por este motivo, a comparação das estatísticas entre o período de1980 – 1989 e o período de 1990 – 2007 deve ser realizada com cautela.

O **Quadro II.10.2.1-1** quando comparado com o **Quadro II.10.2.1-2**, demonstra que no Reino Unido, o crescimento do número de acidentes superou o crescimento do número de unidades FPSO, ou seja, o número de unidades teve um aumento significativo na ordem de 240%, entre a década de 90 e o período 2000 – 2007, enquanto que o número de acidentes (unidade-ano) apresentou aumento na ordem de 280%.

O **Quadro II.10.2.1-3** apresenta o número e a frequência de ocorrências relacionadas aos acidentes em FPSOs e FSOs, por período. De acordo com este Quadro, o derramamento (liberação de óleo ou gás para o entorno, a partir do próprio equipamento da unidade/embarcações ou tanques, causando potencial poluição, risco de explosão e incêndio) é o evento de maior frequência em operação de unidades flutuantes dos tipos FPSO e FSO no Reino Unido entre 1980-2007, havendo um aumento considerável de eventos a partir do ano 2000. Nesta mesma década, houve um aumento considerável no número de unidades em operação, conforme observado no **Quadro II.10.2.1-1**.

Quadro II.10.2.1-3 – *Número de ocorrências (por unidade-ano) relacionadas a acidentes em FPSOs e FSOs em operação na plataforma continental do Reino Unido.*

Tipo de evento	Período			
	1980-1989	1990-1999	2000-2007	1980-2007
Falha de ancoragem	---	9	6	15
Blowout	---	---	---	---
Emborcamento	---	---	---	---
Colisão externa	---	---	---	---
Contato	---	8	9	17
Acidente com guindaste	---	29	42	71
Explosão	---	2	---	2
Queda de carga	---	36	60	96
Incêndio	---	14	55	69
Afundamento	---	---	---	---
Encalhe	---	---	---	---
Acidente de helicóptero	---	1	---	1
Inundação	---	1	1	2
Adernamento	---	1	---	1
Falha de máquinas	---	---	1	1
Perda de posição	---	1	---	1
Derramamento	---	86	318	404
Dano estrutural	---	5	1	6
Acidente de reboque	---	---	---	---
Problema no poço	---	---	3	3
Outros	---	17	10	27

Fonte: HSE, 2007a e HSE, 2009.

B. Worldwide Offshore Accident Databank (WOAD)

Na análise histórica de acidentes ambientais foram consideradas as definições apresentadas no Relatório Estatístico do *Worldwide Offshore Accident Databank* (WOAD), publicado em 1998, base de dados elaborada e administrada pela Det Norske Veritas (DNV), que reúne informações sobre acidentes relacionados à indústria *offshore* do petróleo, ocorridos a partir de 1970.

Atualmente a base de dados do WOAD é mantida na internet em versão digital fechada, que vem sendo atualizada constantemente e que consolida os registros de acidentes ocorridos. A consulta a esta base de dados online do WOAD resultou em 109 acidentes e incidentes com unidades do tipo FPSO e FSO, desde a década de 70 até o ano 2013, incluindo todos os acidentes causadores de danos significativos à unidade ou seus equipamentos, liberações significativas de hidrocarbonetos e acidentes fatais.

De acordo com o WOAD, os tipos de acidentes têm as seguintes definições:

- **Acidente (*Accident*)** é definido como uma situação perigosa que se desenvolve em uma situação acidental. Adicionalmente aos eventos onde ocorrem fatalidades ou danos severos;
- **Incidente (*Incident/Hazardous Situations*)** é considerado qualquer situação perigosa que não se desenvolve em uma situação acidental;
- **Quase Acidente (*Near miss*)** são eventos que poderiam se desenvolver em uma hipótese acidental. Nenhum dano ou reparo é necessário;
- **Não significativo (*Unsignificant*)** são situações perigosas, mas com pequenas consequências. Nenhum dano é observado ou reparo é necessário. Pequenos vazamentos de óleo cru e químicos e pequenos acidentes são incluídos aqui.

A seguir são apresentados os **Quadros II.10.2.1-4** e **II.10.2.1-5** que contêm os levantamentos de ocorrências acidentais em unidades móveis *offshore* de perfuração e em FPSO/FSO de produção, no período entre 1970 e 2013.

O **Quadro II.10.2.1-4** apresenta o número de acidentes em unidades móveis *offshore*. O tipo de acidente mais comum corresponde à queda de carga, seguido por incêndio, fadiga e derramamento. Para FPSO/FSO, a queda de carga também representa o tipo mais frequente de acidente, seguido por derramamento e incêndio. Contudo, houve apenas um evento relacionado à fadiga.

Quadro II.10.2.1-4 – *Principais eventos acidentais envolvendo unidades móveis* offshore *(Mundo, 1970-2013).*

Eventos Acidentais	Unidades Móveis						
	Auto-elevável	**Semissub-mersível**	**Submersível**	**Navio-sonda**	**Barcaça de Perfuração**	**FPSO/ FSO**	**Total**
Falha de ancoragem	0	94	1	8	5	1	**109**
Blowout	58	44	3	9	8	0	**122**
Fadiga	168	39	1	13	6	1	**228**
Emborcamento	79	4	1	5	9	0	**98**
Colisão (qualquer embarcação)	21	32	2	9	4	2	**70**
Colisão (unidades *offshore*)	83	75	2	27	8	1	**196**
Acidente com guindaste	9	23	0	2	2	7	**43**
Explosão	11	8	2	8	2	2	**33**
Queda de carga	92	357	0	24	3	36	**512**
Incêndio	72	101	4	17	24	14	**232**
Encalhe	24	25	2	3	4	0	**58**
Acidente com helicóptero	7	8	1	2	0	0	**18**
Inundação	12	17	0	6	2	1	**38**
Adernamento	35	14	2	1	0	1	**53**
Afundamento	20	4	1	0	6	0	**31**
Falha de Máquinas	1	6	0	13	1	0	**21**
Outros	21	45	2	5	1	6	**80**
Perda de posição	12	32	1	3	1	2	**51**
Derramamento	25	142	0	2	2	34	**205**
Acidente de reboque	15	34	0	1	1	0	**51**
Problema de poço (sem *blowout*)	43	65	0	5	0	1	**114**
TOTAL	**808**	**1169**	**25**	**163**	**89**	**109**	**2363**

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

O **Quadro II.10.2.1-5** classifica os acidentes de acordo com a operação executada nas unidades móveis durante a ocorrência do evento acidental. Os dados apresentados apontam um maior número de ocorrências em atividades de perfuração (todas as fases), seguido de operações de transferência.

Quadro II.10.2.1-5 – *Classificação dos principais eventos acidentais de acordo com a operação executada nas unidades móveis* offshore *(Mundo, 1970-2013).*

Eventos Acidentais	**Modo de Operação**																	
	Abandono do Poço	**Acomodação**	**Completação**	**Construção da Unidade**	**Desmobilização**	**Perfuração**	**Perfuração (Fase desconhecida)**	**Perfuração Exploratória**	**Operação Inativa**	**Injeção**	**Mobilização**	**Outros**	**Produção**	**Reparo**	**Teste**	**Transferência**	**Instalação do Poço**	**Total**
Falha de ancoragem		8		3	2	12	36	17	1		19	2	4	1		2	2	109
Blowout			2			20	5	85							3		7	122
Fadiga		5			12	13	60	21	3		41	1	11	1		48	5	228
Emborcamento		1				2	22	12	1		12	9				33	2	98
Colisão (qualquer embarcação)						5	8	13	8		1	6	2	4		15	1	70
Colisão (unidades *offshore*)		4			3	17	70	32	7		7	9	6	4		29	3	196
Acidente com guindaste			2			14	5	12				1	6				1	43
Explosão		1	1			1	9	6					1	6		2	1	33
Queda de carga	1	2	12		3	161	107	121	3	1	7	3	44	2	6	7	20	512
Incêndio		2	6			47	37	53	3		2	5	35	10	4	6	9	232
Encalhe						2	15		1		3	4	1	1		26		58

Continua

Continuação – QUADRO II.10.2.1-5

Eventos Acidentais	Modo de Operação																	
	Abandono do Poço	Acomodação	Completação	Construção da Unidade	Desmobilização	Perfuração	Perfuração (Fase desconhecida)	Perfuração Exploratória	Operação Inativa	Injeção	Mobilização	Outros	Produção	Reparo	Teste	Transferência	Instalação do Poço	Total
Acidente com helicóptero		2				2	9	3				1	1					18
Inundação		3				1	6	3	3				2	2		16		38
Adernamento					4	3	13	6			14	1	1	1		6	2	53
Afundamento						3	9	2			2	2	1	1		8	1	31
Falha de Máquinas		2					6	2	1			1				9		21
Outros		2			1	11	16	19			3	4	13	1	1	6	1	80
Perda de posição						12	12	5	1				1	1		17	1	51
Derramamento			7			61	7	62		1			61	1	1		3	205
Acidente de reboque											2					49		51
Problema de poço (sem *blowout*)			4			32	4	58				1			6		9	114
TOTAL	**1**	**32**	**34**		**25**	**419**	**456**	**532**	**32**	**2**	**113**	**50**	**190**	**36**	**21**	**279**	**68**	**2363**

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

A **Figura II.10.2.1-1** apresenta a distribuição de eventos acidentais que envolveram vazamentos de óleo e produtos perigosos para o mar, os eventos sem vazamentos e os que não sem informação sobre produtos vazados, ocorridos nas unidades móveis *offshore* de perfuração e em FPSO/FSO de produção. Vazamentos de óleo para o mar representam, aproximadamente, 8,5% das ocorrências, enquanto que liberação de produtos perigosos representam 9,2%. Eventos acidentais que não apresentaram vazamento de óleo ou produtos perigosos correspondem a 59,4% do total de 2.363 acidentes e, os demais 22,9% do valor total caracterizam eventos sem informações sobre o tipo de produto vazado das unidades móveis em estudo.

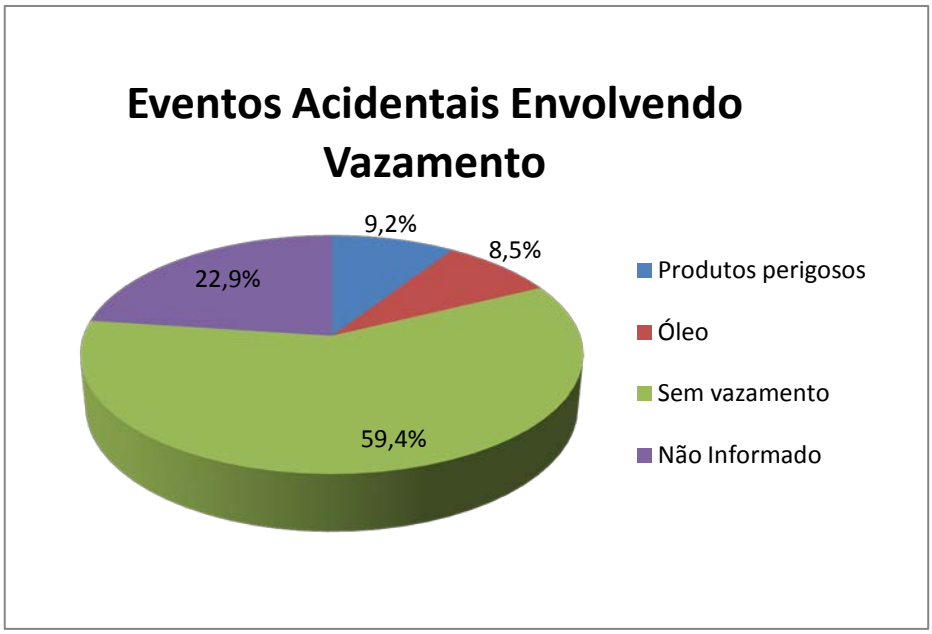


Figura II.10.2.1-1 - *Eventos acidentais envolvendo vazamento de óleo e produtos perigosos para o mar.*

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

A distribuição de eventos acidentais ocorridos nas unidades móveis *offshore* de perfuração e em FPSO/FSO de produção com liberação de óleos, gases e produtos químicos para o ambiente, nos quais estes produtos liberados foram informados, é apresentada na **Figura II.10.2.1-1**.

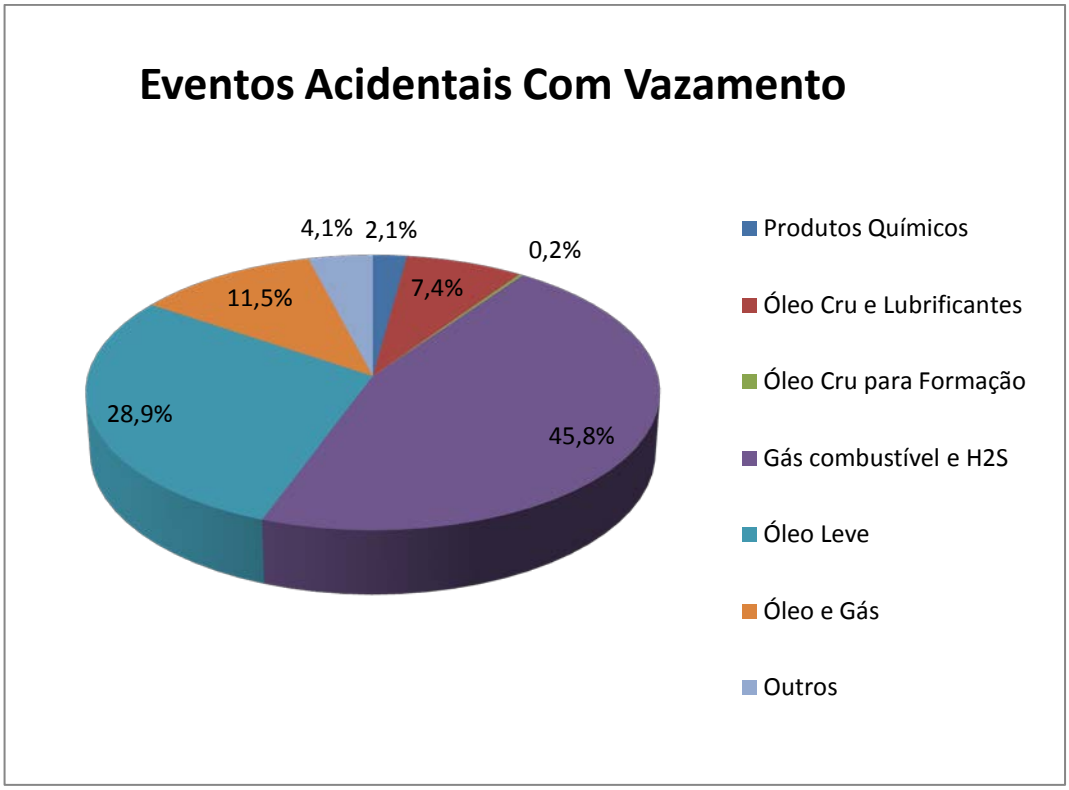


Figura II.10.2.1-2 – *Eventos acidentais com vazamento de óleos, gases e produtos químicos para o ambiente.*

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

Vazamentos de óleo cru e lubrificantes para o mar representam, 7,4% das ocorrências, vazamentos de óleo leve totalizam 28,9,1% e a mistura óleo-gás, 11,5% do valor total. Vazamento de óleo cru para a formação representou apenas 0,2%, com um evento acidental registrado. Vazamentos de produtos químicos correspondem a 2,1%, enquanto que gás combustível e H_2S representaram os produtos mais frequentemente vazados, com 45,8% do total.

Dos 109 eventos acidentais em FPSOs e FSOs, 41 eventos não ocasionaram vazamentos (**Figura II.10.2.1-3**). Liberações de óleo cru e lubrificante, assim como de óleo leve e de gás combustível e H_2S, corresponderam a 4,6% dos eventos (5 eventos registros para cada classe de produtos). Em três eventos acidentais houve vazamento de outros produtos e em 50 não há informação sobre os produtos vazados.

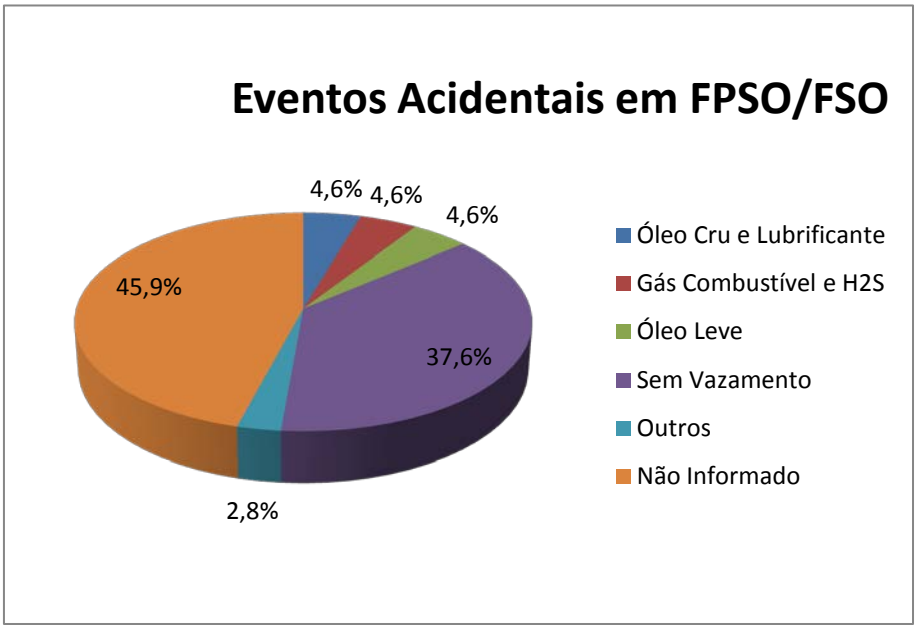


Figura II.10.2.1-3 – *Distribuição de eventos acidentais com vazamento de óleos, gases e produtos químicos para o ambiente.*

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

No universo de 201 eventos acidentais nas unidades móveis *offshore* de perfuração e em FPSO/FSO de produção com ocorrências de vazamento de óleo para o mar (óleo cru e lubrificantes, óleo cru para formação, óleo e gás e óleo leve), define-se a magnitude dos acidentes, apresentada no **Quadro II.10.2.1-6** e no **Quadro II.10.2.1-7**. O grau de dano das ocorrências está apresentado, respectivamente, segundo os volumes definidos na Norma Petrobras N-2782 (Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais), de dezembro de 2010 e de acordo com definições da Resolução CONAMA 398, de 11/06/2008, para os vazamentos de todos os tipos de óleo no mar.

Quadro II.10.2.1-6 – *Classificação de eventos acidentais com vazamento de óleo para o mar (Mundo, 1970-2013) de acordo com seu grau de dano, conforme Norma Petrobras N-2782.*

Eventos Acidentais	**Grau de Dano**					
	Catastrófico ($V \geq 400\ m^3$)	**Crítico ($40 \leq V < 400\ m^3$)**	**Médio ($2 \leq V < 40\ m^3$)**	**Marginal ($0,2 \leq V < 2\ m^3$)**	**Desprezível ($V < 0,2\ m^3$)**	**Total Informado**
Falha de ancoragem	-	-	-	-	-	**-**
Blowout	4	1	1	1	17	**24**
Fadiga	-	-	-	-	-	**-**
Emborcamento	1	1	-	-	4	**6**
Colisão (qualquer embarcação)	-	-	1	-	1	**2**
Colisão (unidades *offshore*)	-	3	1	2	-	**6**
Acidente com guindaste	-	-	-	-	-	**-**
Explosão	-	-	-	-	-	**-**
Queda de carga	-	-	-	-	2	**2**
Incêndio	5	1	-	-	37	**43**
Encalhe	-	-	-	-	1	**1**
Acidente com helicóptero	-	-	-	-	-	
Inundação	-	-	-	-	-	**-**
Adernamento	-	-	-	-	1	**1**
Afundamento	-	-	-	-	2	**2**
Falha de Máquinas	-	-	-	-	-	**-**
Outros	-	-	-	-	-	**-**
Perda de posição	-	-	-	-	-	**-**
Derramamento	1	2	36	16	51	**106**
Acidente de reboque	-	-	-	-	-	**-**
Problema de poço (sem *blowout*)	-	-	2	-	6	**8**
TOTAL	**11**	**8**	**41**	**19**	**122**	**201**

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

Quadro II.10.2.1-7 – *Classificação de eventos acidentais com vazamento de óleo para o mar (Mundo, 1970-2013) de acordo com seu grau de dano, conforme CONAMA 398/08.*

Eventos Acidentais	**Grau de Dano**			
	Grande Vazamento ($V > 200\ m^3$)	**Médio Vazamento ($8 < V \leq 200\ m^3$)**	**Pequeno Vazamento ($V \leq 8\ m^3$)**	**Total Informado**
Falha de ancoragem	-	-	-	**-**
Blowout	4	2	18	**24**
Fadiga	-	-	-	**-**
Emborcamento	1	1	4	**6**
Colisão (qualquer embarcação)	-	1	1	**2**
Colisão (unidades *offshore*)	-	4	2	**6**
Acidente com guindaste	-	-	-	**-**
Explosão	-	-	-	**-**
Queda de carga	-	-	2	**2**
Incêndio	5	1	37	**43**
Encalhe	-	-	1	**1**
Acidente com helicóptero	-	-	-	**-**
Inundação	-	-	-	**-**
Adernamento	-	-	1	**1**
Afundamento	-	-	2	**2**
Falha de Máquinas	-	-	-	**-**
Outros	-	-	-	**-**
Perda de posição	-	-	-	**-**
Derramamento	1	24	81	**106**
Acidente de reboque	-	-	-	**-**
Problema de poço (sem *blowout*)	-	1	7	**8**
TOTAL	**11**	**34**	**156**	**201**

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

Devido a maior incidência de derramamentos de volumes inferiores a 0,2 m^3, a maioria dos registros (60,7%) é classificada como desprezível, conforme a Norma Petrobras N-2782, **Quadro II.10.2.1-6**. Eventos acidentais médios representam 20,4%, enquanto que eventos catastróficos e críticos representam apenas 5,5% e 4,0%, respectivamente. Em eventos com estes graus de dano, assim como de forma geral, os tipos de acidentes mais frequentes foram *blowout*, derramamento e incêndio.

Seguindo a classificação estabelecida na Resolução CONAMA 398/08, o **Quadro II.10.2.1-7** também apresenta 5% das ocorrências classificadas como dano com grande vazamento de óleo em função da liberação de volumes superiores a 200 m^3.

A distribuição dos eventos de acordo com a Norma Petrobras N-2782 e com a Resolução CONAMA 398/08 está apresentada nas **Figuras II.10.2.1-4** e **II.10.2.1-5**, respectivamente.

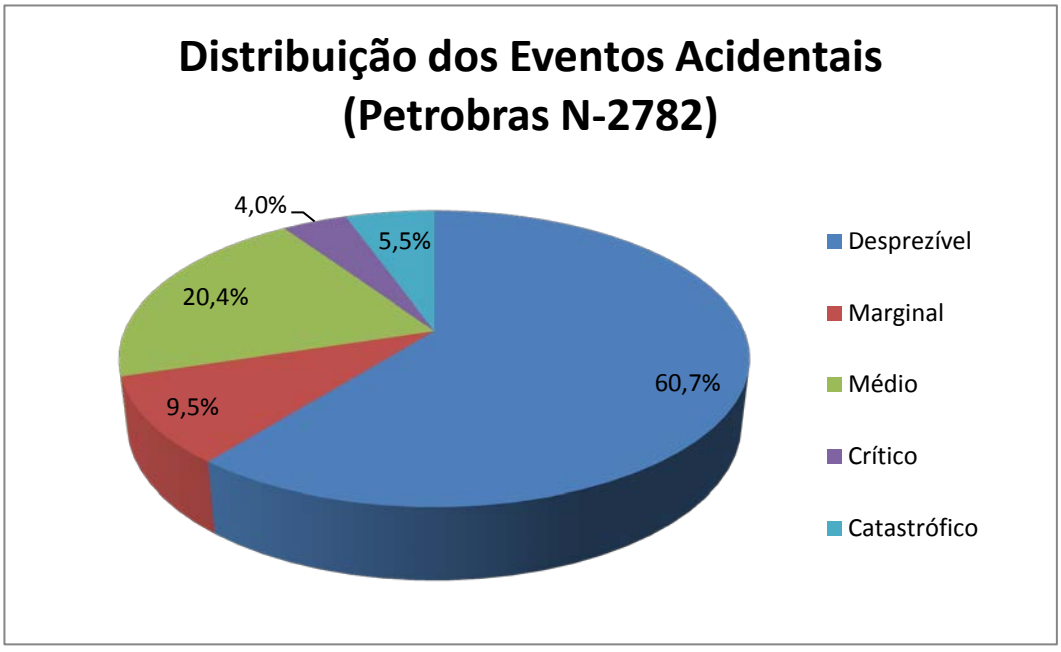


Figura II.10.2.1-4 – *Distribuição por grau de dano dos eventos acidentais envolvendo vazamento de óleo para o mar , segundo Norma Petrobras N-2782.*

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

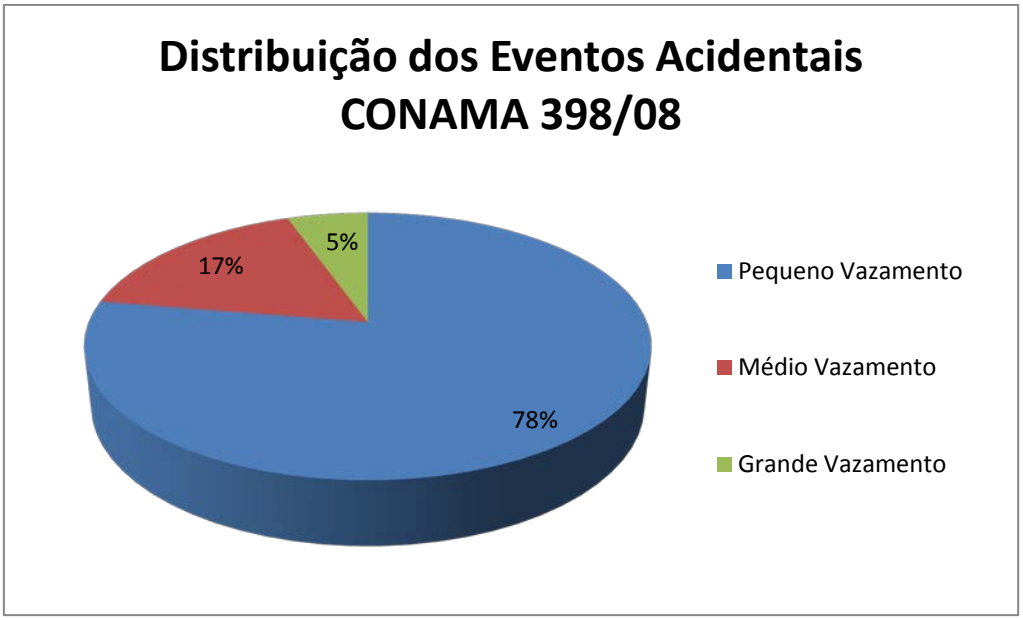


Figura II.10.2.1-5 – *Distribuição por grau de dano dos eventos acidentais envolvendo vazamento de óleo para o mar, segundo Resolução CONAMA 398/08.*

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

C. BSEE/BOEM

Em 2010, o Departamento de Interior dos Estados Unidos (DOI) reorganizou e renomeou o antigo *Minerals Management Services* (MMS) que passou a se chamar *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement* (BOEMRE). O MMS era a agência americana responsável por promover o desenvolvimento dos recursos de óleo, gás, minerais e da energia *offshore*, além de garantir a segurança nas operações e realizar a fiscalização ambiental. Em 2011, ainda seguindo o plano de reorganização e reestruturação, o BOEMRE foi dividido em duas agências, o *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) e *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE).

O BOEM é agência responsável por gerenciar o desenvolvimento dos recursos energéticos *offshore*, promovendo a independência energética do país, protegendo o meio ambiente e desenvolvendo práticas econômicas sustentáveis.

Por outro lado, o BSEE trabalha para promover segurança, proteção ambiental e conservação dos recursos *offshore*, através de rigorosas regulamentações.

A fim de garantir a segurança de futuras operações *offshore*, a BSEE publica anualmente relatórios dos acidentes ocorridos nas operações de exploração e produção *offshore* nos Estados Unidos da América (EUA). Além disso, o BSEE publica também relatórios de investigação de diversos incidentes. O objetivo central dessas investigações é determinar as causas do incidente, para que a agência adote futuramente práticas para minimizar incidentes similares. Para tal, a agência mantém uma base de dados em seu site (http://www.bsee.gov/Inspection-and-Enforcement/Accidents-and-Incidents/Listing-and-Status-of-Accident-Investigations/), onde é possível extrair uma relação histórica dos incidentes ocorridos nas regiões do Golfo do México e Pacifico, desde 1996.

A seguir são apresentados os registros de incidentes ocorridos nas regiões supracitadas, demonstrados separadamente nos períodos de 1996 a 2006 e de 2007 a 2014. Tal divisão entre os períodos deve-se ao fato de a BSEE ter agrupado os incidentes reportados nos períodos mencionados em grupos distintos (tipos diferentes de incidentes). Desta forma, optou-se por apresentar os dados em dois períodos distintos, 1996 - 2006 e 2007 - 2014, de forma a proporcionar uma análise mais realista dos dados.

Cabe ressaltar também que alguns acidentes podem estar inseridos em mais de uma categoria, como por exemplo, acidentes de explosão que possam ter resultado em fatalidades. Neste caso, o mesmo incidente estaria reportado nas categorias “com fatalidade” e “incêndio”.

A análise dos dados apresentados no BSEE não permitiu separar os eventos acidentais registrados por tipo de unidade *offshore* de modo que pudessem representar apenas os incidentes ocorridos com FPSOs. Desta forma, são apresentados a seguir nos **Quadros II.10.2.1-5** e **II.10.2.1-6** os incidentes registrados com unidades *offshore* de uma forma geral, para os períodos 1996 - 2006 e 2007 - 2014, respectivamente.

Com a análise dos dados apresentados no **Quadro II.10.2.1-8** é possível observar um aumento significativo no número de vazamentos registrados nos anos de 2004 e 2005. Tal fato pode ser explicado devido à ocorrência dos furacões Ivan em 2004, responsável por 15 dos 22 vazamentos registrados, e os furacões Katrina e Rita em 2005, responsáveis por 43 vazamentos dos 49 registrados.

Quadro II.10.2.1-8 – *Incidentes ocorridos entre 1996 e 2006, nas regiões do Golfo do México (GOM) e do Pacífico (PAC).*

Tipo de Incidente	Ano/Região																					
	1996		1997		1998		1999		2000		2001		2002		2003		2004		2005		2006	
	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC
C/ Fatalidades	10	0	5	0	3	0	10	0	6	0	7	0	5	0	5	0	14	0	11	0	10	0
C/ Feridos	321	32	48	6	58	4	43	1	47	6	56	1	62	2	45	2	68	1	57	1	58	1
Perda de controle de poço	2	0	4	0	4	1	5	0	6	0	9	1	8	1	5	0	6	1	5	0	4	0
Incêndio	132	7	77	5	66	6	99	5	87	6	84	1	101	2	75	0	90	0	122	3	84	3
Explosões	0	0	2	0	4	0	6	0	3	0	6	0	2	0	5	0	3	0	10	0	6	0
Colisão	27	0	20	0	22	0	18	0	12	0	18	0	9	0	10	0	5	0	10	0	5	0
Vazamentos	14	0	49	0	22	0	12	0	12	0	9	0	7	0	5	0	9	0	3	0	3	1
Outros	205	24	33	4	0	0	12	6	0	0	0	0	35	0	0	1	0	3	21	0	5	1
Total de Incidentes por Área	711	59	238	15	179	11	205	12	173	12	189	3	229	5	150	3	195	5	21	4	175	6
Total de Incidentes por Ano	770		253		190		217		185		192		234		153		200		239		181	

Fonte: BSEE – atualizado em 05/02/2015.

De modo a possibilitar um comparativo da contribuição de cada tipo de incidente reportado no **Quadro II.10.2.1-8**, são apresentados na **Figura II.10.2.1-6** os percentuais totais de ocorrência de cada de tipo de incidente considerando-se o período compreendido entre 1996 e 2006.

O **Quadro II.10.2.1-9** apresenta a distribuição dos tipo de incidentes ocorridos nas regiões do Golfo do México e do Pacífico no período de 2007 a 2014.

A análise dos dados apresentados na **Figura II.10.2.1-6** permite observar que o tipo de incidente mais representativo no período analisado corresponde a incêndios (37%) seguido por incidentes com feridos (33%) e outros (12%), estando os demais tipos de incidentes distribuídos de forma uniforme (cerca de 5% cada).

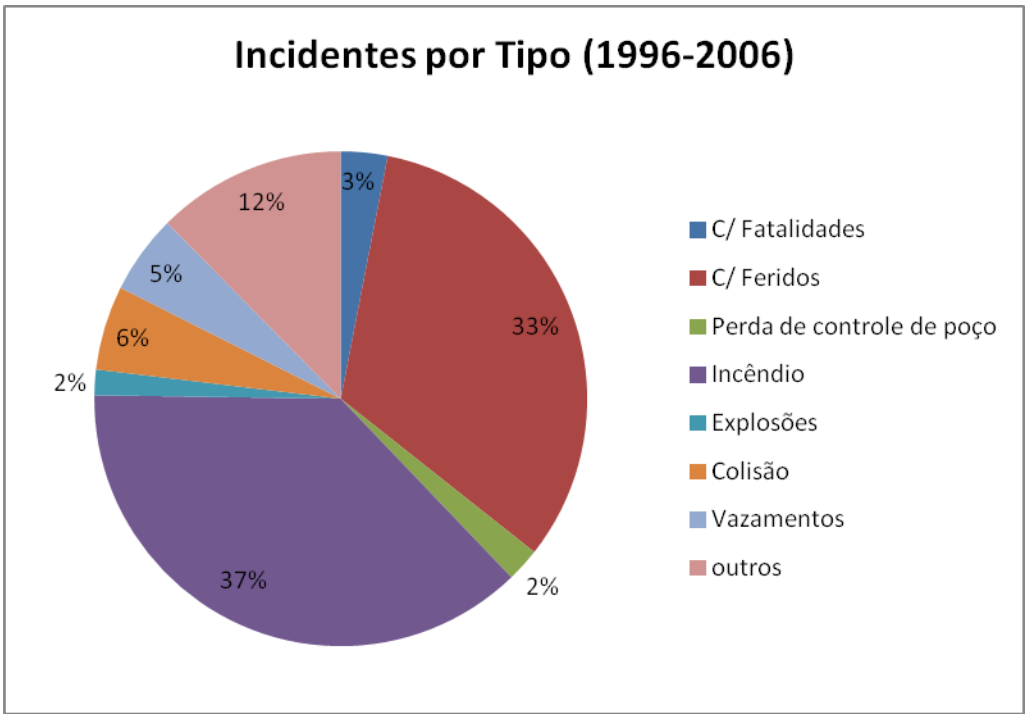


Figura II.10.2.1-6 - *Incidentes por Tipo (1996-2006).*

Fonte: BSEE – atualizado em 05/02/2015.

Quadro II.10.2.1-9 *– Incidentes ocorridos entre 2007 e 2014, nas regiões do Golfo do México (GOM) e do Pacífico (PAC).*

Tipo de Incidente	Ano/Região															
	2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014	
	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC	GOM	PAC
C/ Fatalidades	5	0	11	0	4	0	12	0	3	0	4	0	3	0	1	0
C/ Feridos	423	17	318	14	285	16	273	12	213	18	253	34	246	22	244	33
Perda de controle de poço	7	0	8	0	6	0	4	0	3	0	4	0	8	0	7	0
Incêndio/Explosões	11	8	139	12	133	12	126	4	103	2	134	6	103	8	105	16
Colisão	20	1	22	0	29	0	8	0	14	0	9	1	23	0	12	0
Vazamentos ≥ 50 barris	4	0	33	0	11	0	5	0	3	0	8	0	-	-	-	-
Outros	268	27	278	36	308	28	155	17	186	15	236	41	278	43	297	55
Total de Incidentes por Área	**837**	**53**	**809**	**62**	**776**	**56**	**583**	**33**	**525**	**35**	**648**	**82**	**661**	**73**	**666**	**104**
Total de Incidentes por Ano	**890**		**871**		**832**		**616**		**560**		**730**		**734**		**770**	

Fonte: BSEE – atualizado em 05/02/2015.

A análise dos dados apresentados no **Quadro II.10.2.1-9** permite observar que, da mesma forma que em anos anteriores (2004 e 2005), os incidentes com vazamentos de volumes iguais ou superiores a 50 barris apresentaram um salto em 2008, em função da passagem dos furacões Gustav e Ike nas águas do Golfo do México. Entretanto, devido à experiência adquirida com eventos desta natureza, ocorridos anteriormente, as perdas de óleo foram minimizadas significativamente, já que isso possibilitou um bom planejamento e consequente funcionamento das válvulas de segurança.

A **Figura II.10.2.1-7** apresenta uma distribuição percentual dos tipos de incidentes registrados nas regiões do Golfo do México e do Pacífico entre os anos de 2007 e 2014:

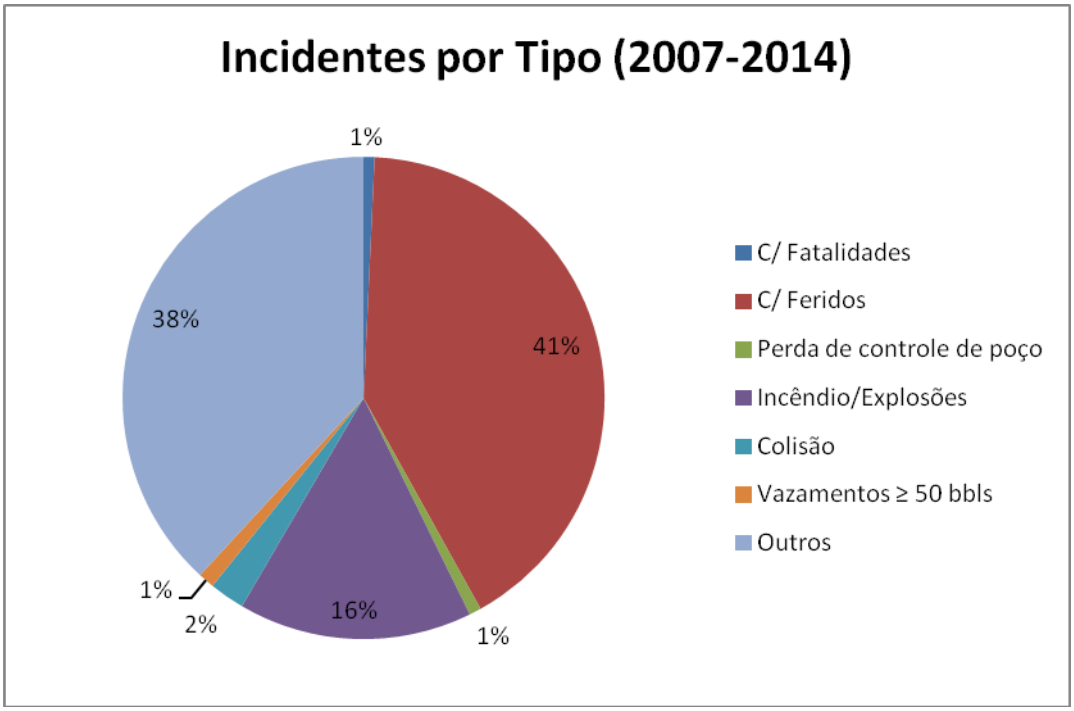


Figura II.10.2.1-7 - *Incidentes por Tipo (2007-2014).*

Fonte: BSEE – atualizado em 05/02/2015.

II.10.2.2 - Eventos de Perda de Contenção em Linhas Flexíveis

A. Health and Safety Executive (HSE)

O HSE mantém uma base de dados, de 1992 até 2015, de acidentes ambientais com vazamento de hidrocarbonetos nos domínios continentais do Reino Unido.

A plataforma *Hydrocarbon Release System*, mantida pelo HSE, fornece valores de taxas de falha associadas aos *risers* flexíveis de diferentes diâmetros, calculados a partir do número de acidentes e do número de equipamentos instalados. Adicionalmente, apresenta a distribuição de taxa de falha de acordo com a categoria de severidade ou o diâmetro de furo do equipamento.

Os critérios adotados pelo HSE para a definição dos graus de severidade são apresentados no **Quadro II.10.2.2-1**.

Quadro II.10.2.2-1 – *Critérios para definição da magnitude da severidade (HSE, 2015).*

Magnitude da Severidade	Massa (kg)	Taxa de Vazamento (kg/s)	Tempo do Vazamento (min)
Pequena	< 60	< 0,2	< 5
Média	≥ 60 e ≤ 9.000	≥ 0,2 e ≤ 10	≥ 5 e ≤ 15
Grande	> 9.000	> 10	> 10

O **Quadro II.10.2.2-2** apresenta os registros de acidentes e as taxas de falha associados aos *risers* flexíveis, considerando a distribuição por categoria de severidade. De um total de 4.573 ocorrências, indicadas nesta base de dados, apenas 5 estão relacionadas aos *risers* flexíveis em estudo e estão distribuídas em categorias significativa e de menor severidade. Não foram registrados acidentes classificados como de grande severidade para este tipo de equipamento.

Quadro II.10.2.2-2 – *Taxas de falha e número de acidentes associados aos* risers *flexíveis.*

Diâmetro (D) do *riser*	Taxa de Falha (ano^{-1})	Número de Acidentes		
		Pequena	Média	Grande
D ≤ 4”	3,09 x 10^{-5}	-	2	-
4” < D ≤ 8”	1,26 x 10^{-5}	1	1	-
8 < D < 12”	3,18 x 10^{-5}	1	-	-
D > 12”	-	-	-	-

Fonte: HSE, *Hydrocarbon Release System. Disponível em: https://www.hse.gov.uk/hcr3/index.asp*

B. PARLOC 2001

O relatório PARLOC (*The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines*) (2001) descreve e compila dados e estudos coletados por agências reguladoras, operadores do Reino Unido (UK), Holanda, Noruega e Dinamarca.

O estudo foi preparado pela empresa *Mott Macdonald Ltd* e foi solicitada por uma ação conjunta formada por algumas instituições como a UKOOA (*United Kingdom Offshore Operators Association*), o IP (*Institute of Petroleum*) e o HSE (*UK Health and Safety Executive*) sobre dutos *offshore*, incluindo linhas flexíveis *(flowlines e risers*) em operação no Mar do Norte.

A base de dados apresentada no relatório utiliza dados de versões passadas (PARLOC 90, 92, 94, 96) e os atualiza com informações coletadas até o final dos anos 2000.

O relatório inclui uma base de dados sobre linhas flexíveis instaladas no mar do Norte e uma base de dados sobre os incidentes com linhas flexíveis reportados. Para este relatório, um incidente é definido como uma ocorrência que resulta em uma ameaça de vazamento do conteúdo da linha flexível. O número total de incidentes está resumido na **Figura II.10.2.2-1**.

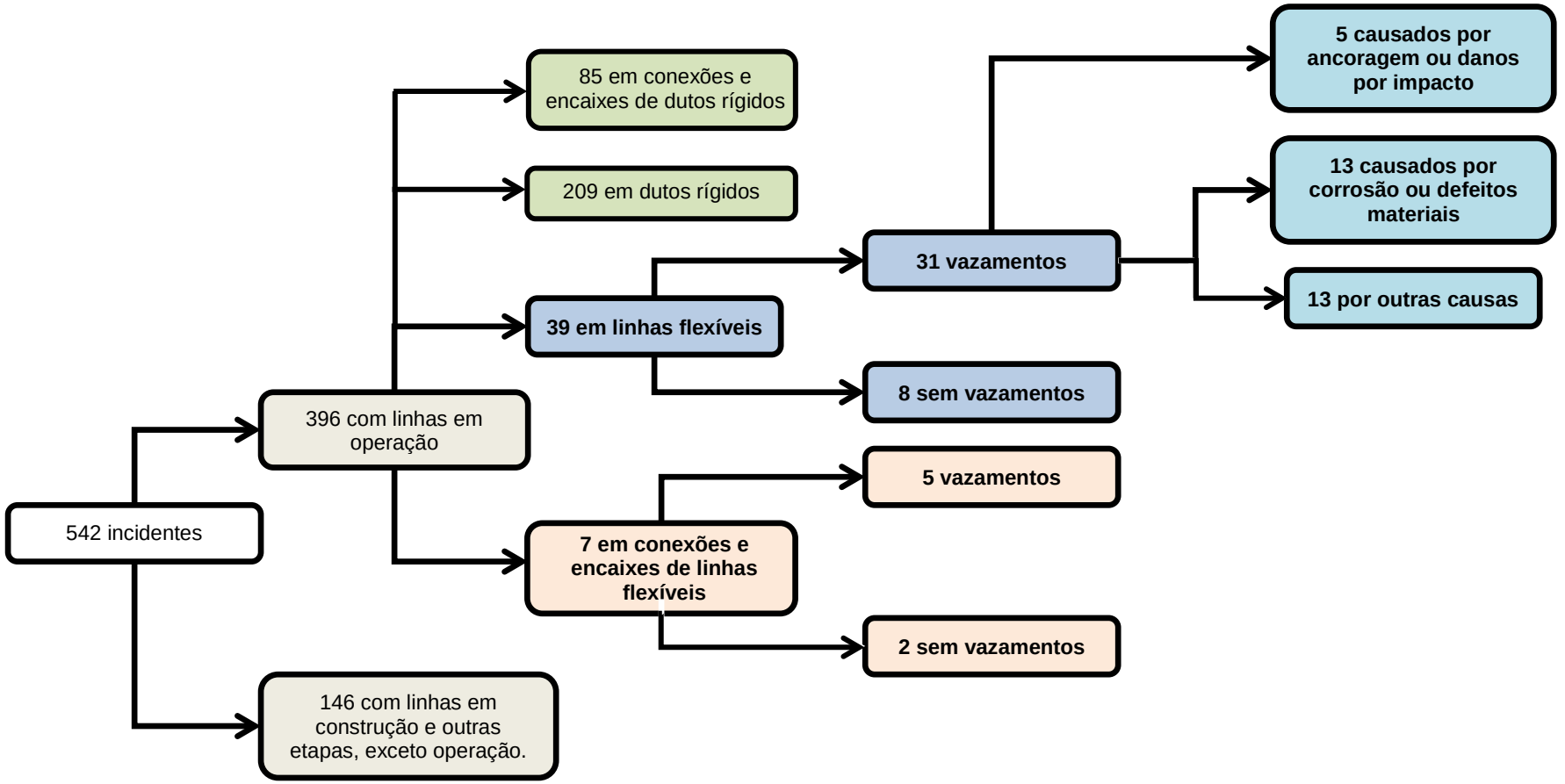


Figura II.10.2.2-1 - *Sumário de conteúdo da base de dados PARLOC-2001.* Fonte: Parloc (2001).

Durante o final de 2000, quando o levantamento de dados do relatório foi finalizado, o número de linhas flexíveis instaladas no Mar do Norte era de 498, totalizando 1.989 km de extensão.

De acordo com o relatório PARLOC (2001), foram constatados 542 incidentes, sendo 396 referentes a dutos (rígidos e flexíveis) em operação e 146 durante construção, parada, antes ou durante o comissionamento ou realização de hidrotestes. Dos 396 incidentes relativos a dutos em operação, 39 ocorrem em linhas flexíveis, sendo 31 com vazamento e oito sem vazamento. É importante ressaltar que na presente análise histórica de acidentes ambientais serão apresentados os 31 incidentes ocorridos diretamente nas linhas flexíveis e sete incidentes ocorridos em conexões e encaixes de linhas flexíveis. Esta abordagem é feita com o objetivo de analisar as falhas ocorridas em linhas de escoamento de hidrocarbonetos como um todo, sem discriminar o componente responsável pelo vazamento.

O resumo dos 38 acidentes ocorridos com linhas flexíveis e com registro de vazamentos está apresentado no **Quadro II.10.2.2-3**, considerando as causas iniciadoras dos incidentes e a zona de ocorrência. Este quadro mostra que, aproximadamente, 32% dos incidentes foram causados por falhas nos materiais componentes da linha. De acordo com PARLOC (2011), quase a metade destas falhas foram causadas por fragilização do material devido a condições inapropriadas de uso segundo as especificações das linhas. O segundo tipo mais representativo de causa iniciadora de incidentes em linhas flexíveis corresponde a causas não identificadas classificadas como “outras” (21%), sendo estas seguidas por falhas nas válvulas e encaixes (18%).

De modo a proporcionar uma melhor visualização de cada tipo de causa dos incidentes registrados em linhas flexíveis envolvendo vazamentos, apresenta-se a seguir na **Figura II.10.2.2-2** a distribuição percentual das causas iniciadoras consideradas no PARLOC (2011).

Quadro II.10.2.2-3 - *Distribuição dos incidentes em linhas flexíveis por causa iniciadora.*

Causas	Zona de Ocorrência					
	Plataforma / Unidade Marítima	***Riser***	**Zona de Segurança**	***Mid Line***	**Poço**	**Desconhecida**
Ancoragem	0	0	0	0	1	0
Impacto	0	0	0	1	3	0
Corrosão	1	0	0	0	0	0
Estrutural	0	0	0	1	1	0
Material	0	2	3	4	3	0
Naturais	0	0	0	0	0	0
Fogo/ Explosão	0	0	0	0	0	0
Construção	0	0	0	0	2	0
Manutenção	0	0	0	1	0	0
Outras	0	3	0	2	0	3
Acessórios (Válvulas e Conexões)	2	2	2	0	1	0
Total	**3**	**7**	**5**	**9**	**11**	**3**

Fonte: PARLOC, 2001.

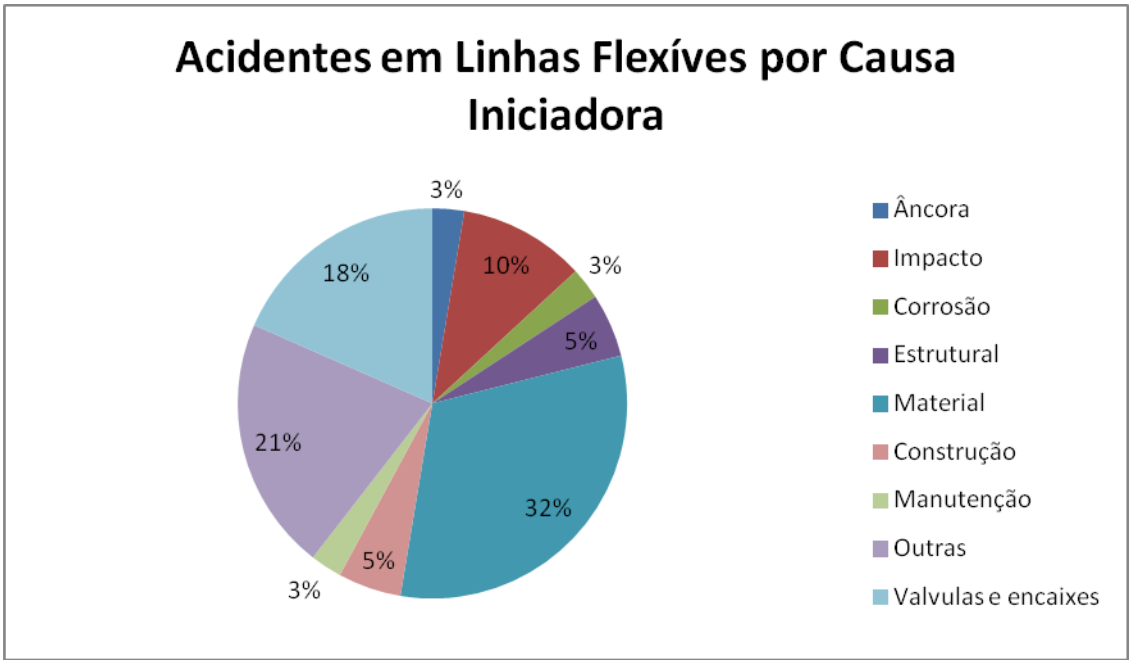


Figura II.10.2.2-2 - *Incidentes em linhas flexíveis por causa iniciadora.*

Fonte: PARLOC, 2001.

A **Figura II.10.2.2-3** apresenta a distribuição percentual de diâmetro de furos nos 31 incidentes que resultaram em perda de contenção de linhas flexíveis em operação. Cinco incidentes (16%) resultaram em dano com diâmetro maior que 80 mm, quatro (13%) resultaram em dano com diâmetro entre 20 e 80 mm e maior parcela de incidentes, 19 (61%), ocasionou dano menor que 20 mm. Três incidentes não possuem dados relacionados ao diâmetro de furo.

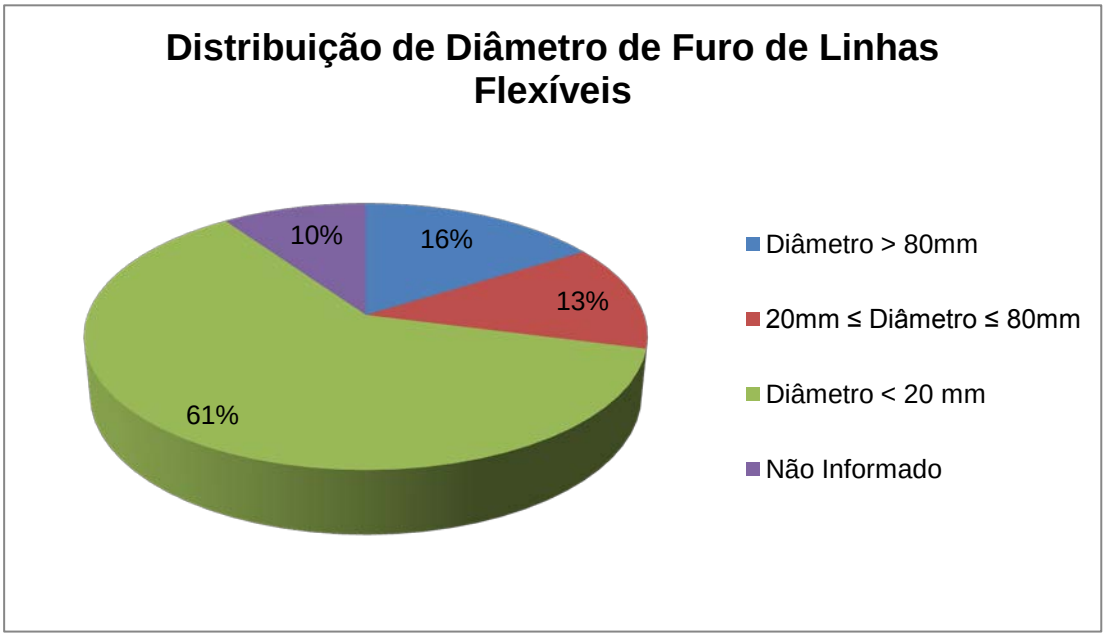


Figura II.10.2.2-3 *- Distribuição de diâmetros de furos em incidentes que resultaram em perda de contenção de linhas flexíveis em operação.*

Fonte: PARLOC, 2001.

O relatório PARLOC (2001) identifica ainda ao longo do estudo que existem cinco (05) fatores principais na avaliação de frequência de acidentes envolvendo dutos submarinos, tanto rígidos quanto flexíveis, são eles:

- Causa do incidente;
- Local do duto submarino afetado (*Riser*, Zona de segurança, ou *Mid Line*);
- Diâmetro do duto;
- Comprimento do duto;
- Produto transportado.

No **Quadro II.10.2.2-4** são apresentados os dados referentes a incidentes ocorridos nos *risers* flexíveis, conforme apresentados no PARLOC, considerando o número de incidentes e a frequência de ocorrência por ano.

Quadro II.10.2.2-4 – *Incidentes com vazamentos em* risers *flexíveis.*

Riser Flexível	**Número de Incidentes**				**Frequência por Ano**		
Diâmetro (polegadas)	**Reportados**	**Limite Inferior**	**Melhor Limite**	**Limite Superior**	**Limite Inferior**	**Melhor Limite**	**Limite Superior**
Todos os diâmetros	7	3,29	7	13,15	3,13E-03	6,65E-03	1,25E-02

Fonte: PARLOC, 2001.

No **Quadro II.10.2.2-5** são apresentados os dados referentes a acidentes ocorridos em dutos flexíveis submarinos com comprimento menor do que 2 km e acidentes com dutos com comprimento entre 2 e 5 km, conforme apresentados no PARLOC, considerando o número de incidentes e a frequência de ocorrência por ano. Vale mencionar que o PARLOC (2011) apresenta estas informações para dutos com outros comprimentos e para dutos rígidos, contudo, optou-se por reportar aqui apenas as informações referentes aos dutos com estes comprimentos por serem estes os casos representativos dos sistemas de SPA e TLD a serem desenvolvidos no bloco de Libra, escopo deste licenciamento ambiental.

Quadro II.10.2.2-5 - *Incidentes com vazamento em dutos flexíveis por faixa de comprimento dos dutos.*

Dutos Flexíveis	**NÚMERO DE INCIDENTES**				**FREQUÊNCIA POR ANO**		
Comprimento	**Reportados**	**Limite Inferior**	**Melhor Limite**	**Limite Superior**	**Limite Inferior**	**Melhor Limite**	**Limite Superior**
Menor que 2 km	5	1,97	5	10,51	2,15E-03	5,46E-03	1,15E-02
Entre 2 e 5 km	4	1,37	4	9,15	8,94E-04	2,61E-03	5,97E-03

Fonte: PARLOC, 2001.

De acordo com os dados apresentados no **Quadro II.10.2.2-4**, nota-se que para dutos de comprimento entre 2 e 5 km, a frequência anual de incidentes com vazamento é inferior à frequência anual para dutos de comprimento inferior a 2 km.

C. *OGP 2010*

O relatório *Risk Assessment Data Diretory – Riser and Pipeline Releases Frequencies*, elaborado pela *International Association of Oil & Gas Producers* (OGP, 2010), apresenta frequências de lançamentos de *risers* e dutos, aplicados em oleodutos e transporte de outros líquidos nas atividades *onshore* e *offshore*. No entanto, as frequências de *risers* e dutos *offshore* apresentadas são derivadas da reanálise da Det Norske Veritas (DNV, 2006) dos dados apresentados no relatório *The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines* (PARLOC, 2001).

Ressalta-se que as frequências são dadas para *risers* e tubulações flexíveis e de aço, utilizadas em FPSOs, TLPs e semi-submersíveis, mas não incluem as tecnologias em águas profundas, como os *risers* de aço na configuração de catenária. Embora estejam apresentados dados relativos às tubulações diversas, o projeto TLD e SPA, no Bloco de Libra da Bacia de Santos, contempla apenas *risers* e *flowlines*.

As frequências recomendadas e os dados associados são apresentados no **Quadro II.10.2.2-6**. A frequência de vazamento (F) é dada pela frequência de falha (F_{km}) do duto associada ao seu comprimento total (L). Portanto, são apresentadas por km-ano, devido à dependência da extensão da tubulação.

Entretanto, as frequências de vazamento resultam de diversas causas e podem ser obtidas diferentemente da simples utilização das frequências de falha.

O relatório da OGP discute os fatores modificadores dos valores de frequências e indica dois grupos de causas que proporcionam as falhas nas tubulações *offshore*. Um grupo está relacionado ao carregamento dos dutos, que resultam em incidentes isolados, tais como eventos de naufrágio, movimentação do leito marítimo ou arraste de cargas. Enquanto que o segundo grupo está relacionado aos efeitos de desgaste gradual em um determinado período de tempo, como corrosão, fadiga ou flambagem dos dutos.

Quadro II.10.2.2-6 - *Frequências de falha recomendadas para* risers *e dutos.*

Tubulação	Categoria	Frequência de Falha (frequência/km-ano)
Dutos submersos: em águas abertas	Dutos contendo fluido não processado	$5,0 \times 10^{-4}$
	Óleo ou gás processado, duto com diâmetro ≤ 24”	$5,1 \times 10^{-5}$
	Óleo ou gás processado, duto com diâmetro > 24”	$1,4 \times 10^{-5}$
Dutos submersos: cargas externas que causam danos na zona de segurança	Diâmetro ≤ 16”	$7,9 \times 10^{-4}$
	Diâmetro > 16”	$1,9 \times 10^{-4}$
Dutos submersos flexíveis	Todos	$2,3 \times 10^{-3}$
Risers	Aço – Diâmetro ≤ 16”	$9,1 \times 10^{-4}$
	Aço – Diâmetro ≤ 16”	$1,2 \times 10^{-4}$
	Flexível	$6,0 \times 10^{-3}$

Fonte: OGP, 2010.

O **Quadro II.10.2.2-7** apresenta a distribuição de diâmetro de furos em dutos submersos e *risers,* em incidentes com vazamento em atividades *offshore,* enquanto as **Figuras II.10.2.2-4** e **II.10.2.2-5** apresentam as distribuições percentuais de diâmetro de furos em dutos submersos e *risers,* respectivamente. Há mais registros de incidentes para tubulações (*risers* e dutos submersos) com menores diâmetros de furo.

Quadro II.10.2.2-7 – *Distribuição de diâmetros de furos em tubulações* offshore.

Diâmetro de Furo	Número de Ocorrências	
	Duto submerso	*Riser*
Pequeno (< 20 mm)	37	9
Médio (20-80 mm)	8	2
Grande (> 80 mm)	1	4
Ruptura total	4	-
Total	**50**	**15**

Fonte: OGP, 2010.

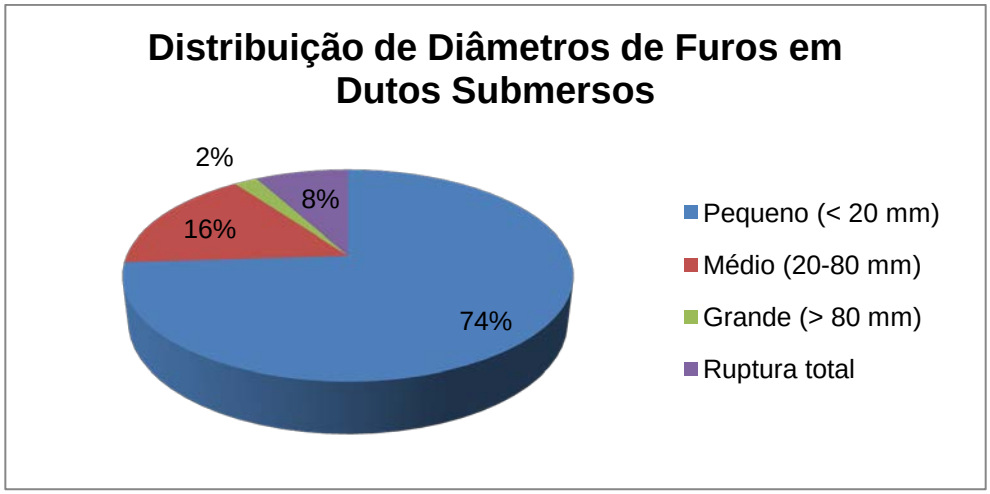


Figura II.10.2.2-4 *– Distribuição de diâmetros de furos em dutos submersos.*

Fonte: OGP, 2010.

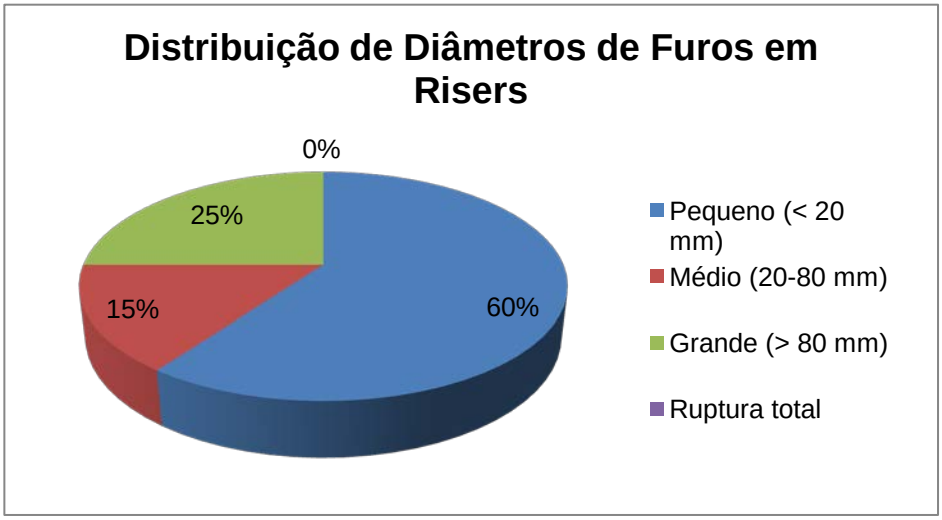


Figura II.10.2.2-5 - *Distribuição de diâmetros de furos em* risers*.*

Fonte: OGP, 2010.

O **Quadro II.10.2.2-8** informa o número de ocorrências de vazamento e tempo de exposição de acordo com as características da tubulação e dos fluidos. O maior número de ocorrências registradas está relacionado aos dutos contendo fluidos não processados com diâmetro de furo inferior a 16”, seguido de dutos submersos flexíveis e, seguido por ocorrências em *risers* de aço e impactos mecânicos na zona de segurança em tubulações de menor porte.

Quadro II.10.2.2-8 - *Incidentes e tempo de exposição de tubulações* offshore*.*

Descrição da tubulação	Número de Ocorrências	Tempo de exposição
Fluido não processado, duto com diâmetro ≤ 16”	30	60.033 km-ano 10.576 dutos-ano
Fluido não processado, duto com diâmetro > 16”	3	36.925 km-ano (dutos-ano: não disponível)
Óleo ou gás processado, duto com diâmetro ≤ 24”	3	59.300 km-ano 4.320 dutos-ano
Óleo ou gás processado, duto com diâmetro > 24”	2	147.608 km-ano 2.949 dutos-ano
Cargas externas causando danos na zona de segurança- Diâmetro ≤ 16”	7	8.836 anos
Cargas externas causando danos na zona de segurança Diâmetro > 16”	1	3.734 anos
Dutos Submersos flexíveis	11	3.447 km-ano 3.898 dutos-ano
Riser de aço – Diâmetro ≤ 16”	10	10.979 *riser*-ano
Riser de aço – Diâmetro ≤ 16”	1	5.937 *riser*-ano
Riser Flexível	5	5 *riser*-ano

Fonte: OGP, 2010.

As causas mais frequentes de falhas, descritas na **Figura II.10.2.2-6**, são os impactos com cargas externas e corrosão, que configuram os mecanismos de falha mais críticos para o empreendimento em estudo.

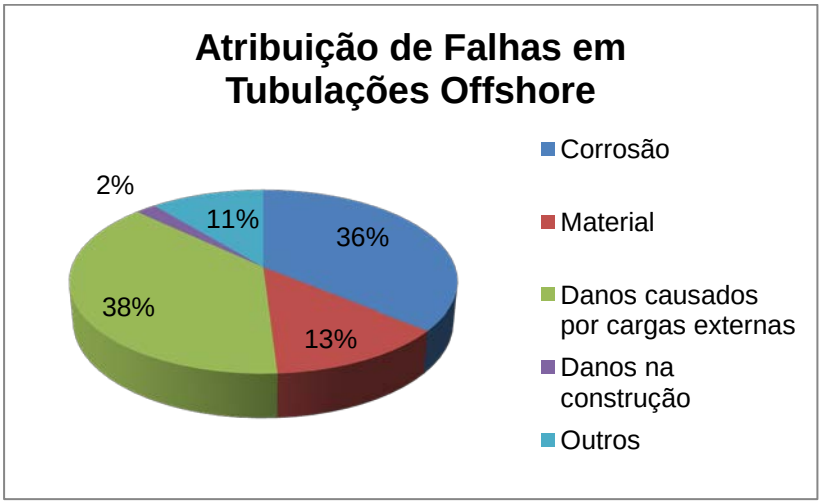


Figura II.10.2.2-6 - *Atribuição de falhas em tubulações* offshore*.* Fonte: OGP (2010).

II.10.2.3 - Eventos de Blowout *em Operações de Produção*

A. Worldwide Offshore Accident Databank (WOAD)

A partir do levantamento de ocorrências acidentais na base de dados WOAD, tem-se no **Quadro II.10.2.3-1** os tipos de eventos acidentais ocorridos em operações de produção, para todas as instalações consideradas nesta análise (unidades fixas e móveis), classificados pela categoria do evento. Neste caso, observa-se que os eventos mais frequentes em operações de produção são o derramamento de óleo ou produtos perigosos, incêndio e queda de carga.

O evento de *blowout* representa 3% do total de acidentes em operações de produção, conforme pode ser verificado na **Figura II.10.2.3-1**, que apresenta a porcentagem de acidentes para cada tipo de evento ocorrido em unidades fixas e móveis durante operação de produção.

Quadro II.10.2.3-1 – *Principais eventos acidentais envolvendo unidades de produção (WOAD, 1970-2009).*

Evento Acidental	Classificação do Acidente				Total geral
	Acidente	Incidente	Quase acidente	Não significativo	
Falha de ancoragem		8			8
Blowout	27	1			28
Fadiga	62	46	1	7	116
Emborcamento	139				139
Colisão (qualquer embarcação)	79	18	20	1	118
Colisão (unidades *offshore*)	37	30	8	14	89
Acidente com guindaste	3	16	2	11	32
Explosão	47	17		3	67
Queda de carga	54	158	130	43	385
Incêndio	243	203		185	631
Encalhe	1				1
Acidente com helicóptero	13	10	3	11	37
Vazamento contido no casco	3	3			6

Continua

Continuação – Quadro II.10.2.3-1

Evento Acidental	Classificação do Acidente				Total geral
	Acidente	Incidente	Quase acidente	Não significativo	
Adernamento	7				7
Perda de Flutuabilidade /Afundamento	9				9
Outros	13	52	8	28	101
Perda de posição		1			1
Derramamento	115	862	2	80	1059
Problema de poço (sem *blowout*)	3	27			30
Total geral	855	1452	174	383	2864

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

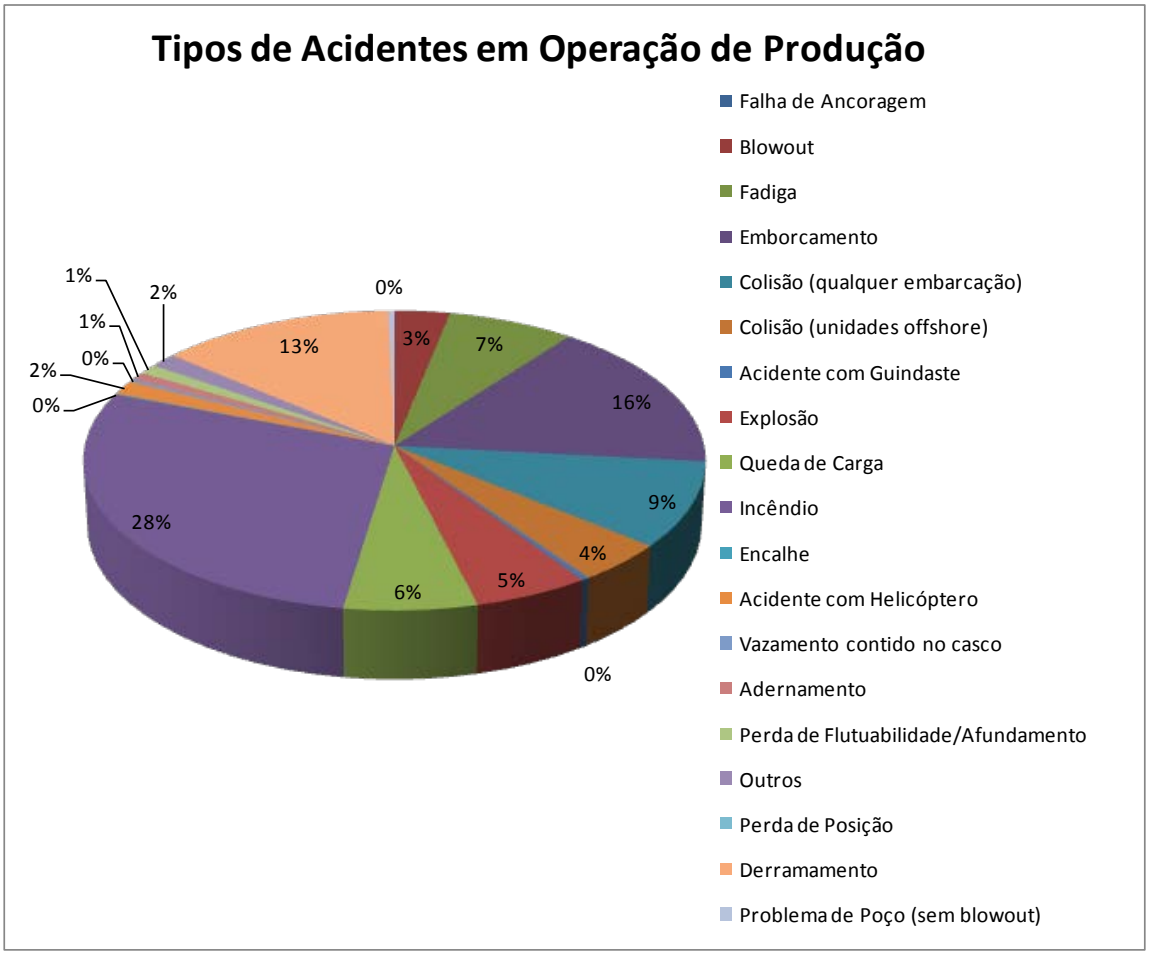


Figura II.10.2.3-1 - *Tipos de acidentes em operação de produção.*

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

A seguir, estão apresentados Quadros e gráficos referentes ao levantamento de ocorrências acidentais por *blowout* em operações de produção, registradas na base de dados WOAD no período de 1970 a 2009, nas quais ocorreu liberação de óleo e produtos perigosos para o ambiente marinho.

Com relação aos eventos envolvendo *blowout*, a **Figura II.10.2.3-2** apresenta o número de acidentes por região geográfica. Observa-se o elevado número de ocorrências no Golfo do México, com aproximadamente 71% do total. Os eventos de *blowout* no Golfo do México estão relacionados ao número de unidades que realizam operações de produção nesta região ser superior ao número de unidades nas demais regiões.

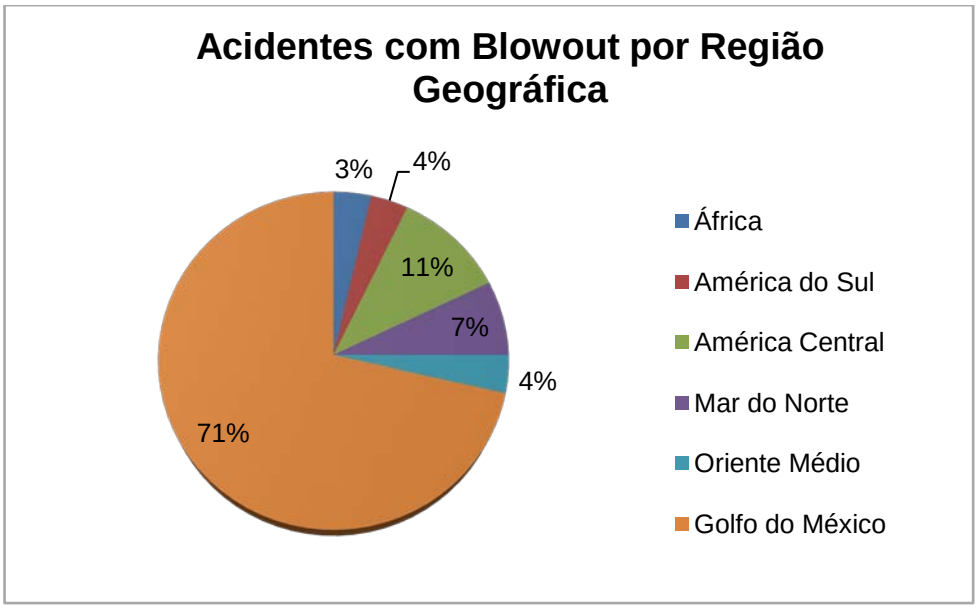


Figura II.10.2.3-2 *- Acidentes com* blowout *em operação de produção por região geográfica.*

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

O gráfico da **Figura II.10.2.3-3**, elaborado a partir da análise do banco de dados do WOAD, relaciona o número de eventos envolvendo *blowout* aos tipos de acidentes ocorridos durante operações de produção. A classificação do tipo de acidente é baseada na definição do WOAD já apresentada anteriormente (acidente, incidente, quase acidente e não significativo).

De acordo com os dados apresentados na **Figura II.10.2.3-3**, verifica-se que este tipo de evento é, geralmente, classificado como acidente ou incidente devido ao dano causado e à necessidade de reparo. Os eventos de *blowout* em operações de produção apresentaram-se, em maioria, como acidentes (96%), seguido apenas de incidentes.

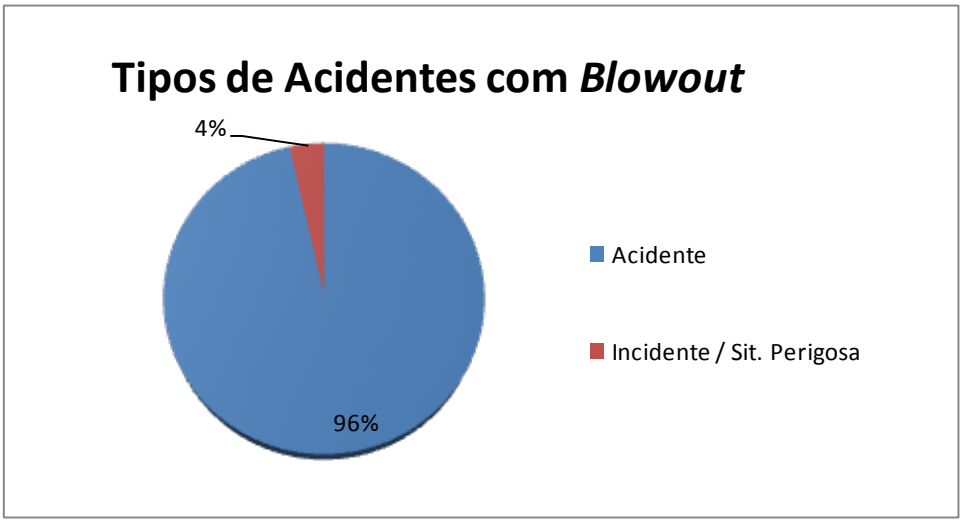


Figura II.10.2.3-3 - *Classificação dos acidentes com* blowout.

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

A distribuição dos tipos de danos ocorridos nos eventos envolvendo *blowout* em operações de produção está apresentada no gráfico da **Figura II.10.2.3-4**. Observa-se, portanto, a predominância de danos pequenos ou insignificantes, que representam 64% da totalidade nos acidentes de *blowout*, enquanto que danos significantes e severos somam 32% deste total.

Em relação ao volume de óleo liberado durante o *blowout*, verifica-se no gráfico da **Figura II.10.2.3-5** a seguir, que 82% dos acidentes de *blowout* estão associados a pequenos vazamentos, com volume inferior a 8 m^3 e apenas 11% estão associados a vazamentos com volumes superiores a 200 m^3.

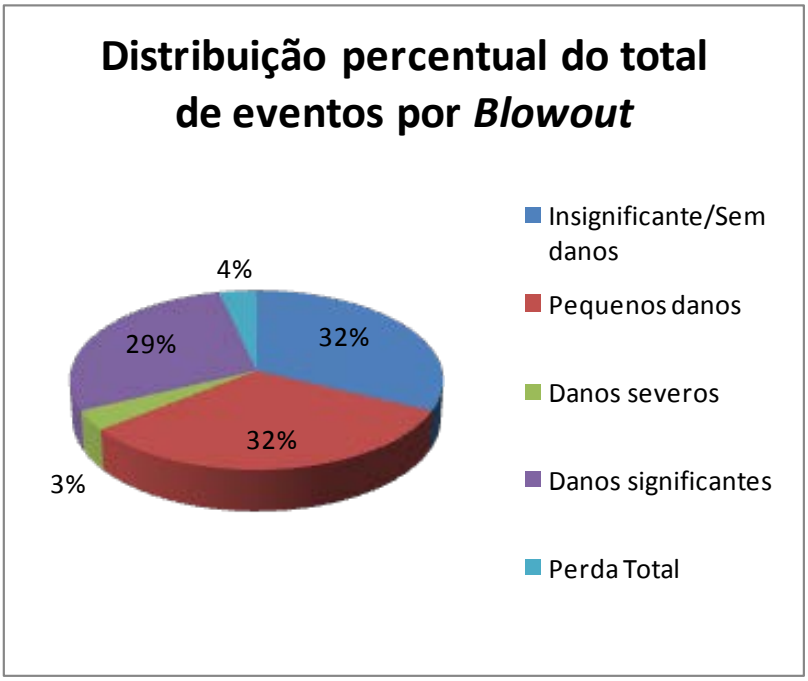


Figura II.10.2.3-4 *- Classificação dos danos nos acidentes com* blowout*.*

Fonte: WOAD - DNV, 2013. .

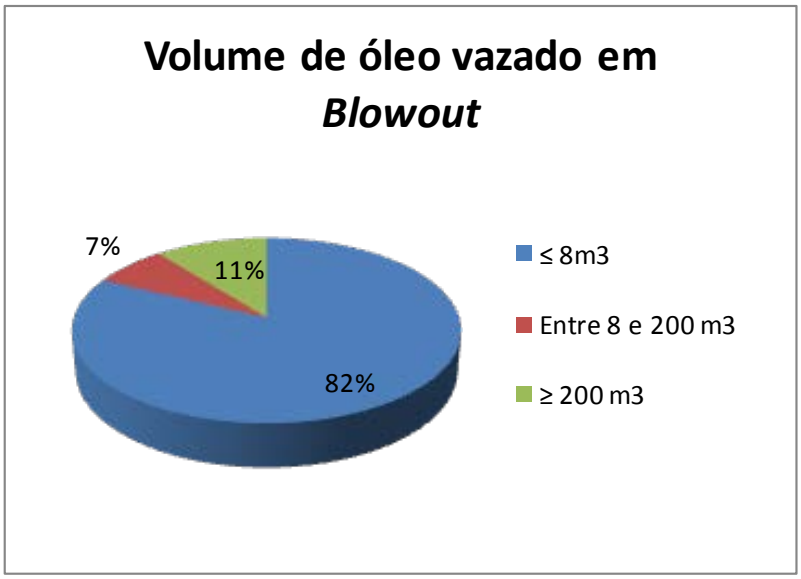


Figura II.10.2.3-5 *- Volume de óleo liberado em acidentes com* blowout.

Fonte: WOAD - DNV, 2013.

II.10.2.4 - Registros da PETROBRAS

Com relação a dados de incidentes de poluição por óleo, ao longo da Costa Brasileira, ocorridos nas atividades de exploração e produção marítimas da Petrobras (E&P), há alguns registros, porém sem permitir o cálculo da frequência de vazamento. Portanto, sua validade limita-se ao aspecto qualitativo, de forma a proporcionar uma visualização das causas e do desenvolvimento do processo de prevenção.

Os dados históricos da Petrobras para os últimos 11 anos são apresentados no **Quadro II.10.2.4-1**, a seguir. Estão incluídos nos anos anteriores a 2014 os incidentes de descarte de óleo em água produzida descartada nas plataformas acima do limite estabelecido na Resolução CONAMA 393, tanto em situações em que o limite diário foi excedido quanto em situações em que o limite mensal foi excedido.

Quadro II.10.2.4-1 - *Valores Históricos da* PETROBRAS *(E&P).*

Ano	Número de ocorrências	Volume derramado (m³)
2004	34	8,24
2005	25	38,64
2006	32	27,70
2007	29	30,52
2008	25	2,32
2009	42	4,42
2010	65	26,27
2011	67	7,32
2012	96	28,21
2013	74	11,20
2014	93	8,42
2014*	56	1,60

A linha 2014* não inclui as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação em plataformas.

Vale ressaltar que, embora sejam apresentados como incidentes ocorridos nas atividades de E&P no mar, os dados incluem também os incidentes ocorridos nas atividades de apoio, tais como aqueles durante operações de transferência de produtos para as plataformas e operações de embarcações em píeres.

Esse volume foi em grande parte influenciado por ocorrências isoladas, em diferentes instalações e operadas por diferentes equipes, evidenciando que não se tratam de incidentes sistêmicos, ainda que mereçam toda atenção.

Confirmando o acima exposto, o volume médio de óleo derramado por ocorrência tem diminuído, sistematicamente, ao longo dos últimos anos, como se vê no **Quadro II.10.2.4-2**, abaixo.

Quadro II.10.2.4-2 - *Volume médio (m^3) de óleo derramado por ocorrência na atividade de E&P da PETROBRAS.*

Ano	Número de ocorrências	Volume (m^3)	Volume médio por ocorrência (m^3)
2010	65	26,27	0,40
2011	67	7,32	0,11
2012	96	28,21	0,29
2013	74	11,2	0,15
2014	93	8,42	0,09
2014*	56	1,61	0,03

A linha 2014* não inclui as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação em plataformas

Todas as ocorrências de vazamento de óleo na atividade marítima de E&P nos últimos quatro anos podem ser classificadas “pequenas” (menores que 8 m^3), de acordo com os critérios estabelecidos pela Resolução CONAMA 398, de 11/06/2008.

Os incidentes mais significativos de vazamento de óleo no período de 2010 a 2014, excluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas foram:

I. Desconexão de mangote de transferência na P-47, Bacia de Campos (1,58 m^3) em junho de 2010;

- Vazamento decorrente da quebra do EPR (*Early Production Riser*) do FPSO Dynamic Producer no BMS-9, Bacia de Santos (18,18 m³) em janeiro de 2012;
- Vazamento na linha de interligação da saída de óleo com a saída de água de separador de produção da P-43, Bacia de Campos (5,0 m³) em fevereiro de 2012;
- Vazamento durante teste de formação no NS-32, no campo de Lula, Bacia de Santos (2,2 m³) em fevereiro de 2012;
- Vazamento pelo mangote de transferência durante a operação com o navio aliviador Cartola junto à P-37, Bacia de Campos (2,05 m³) em março de 2013;
- Vazamento de óleo diesel durante abastecimento de embarcação no porto do Rio de Janeiro (3,0 m^3) em agosto de 2013.

Em 2014, o incidente de vazamento de óleo de maior volume na atividade marítima de E&P ocorreu na plataforma P-19, Bacia de Campos (0,26 m³).

O ano de 2012 mostrou-se particularmente atípico e as três ocorrências citadas acima (FPSO Dynamic Producer, P-43 e NS-32), foram responsáveis por 25,38 m³ (89,9%) do total de óleo derramado no mar na atividade marítima de E&P.

O conjunto dos incidentes apresentado acima confirma a constatação histórica de que poucas ocorrências concentram grande parte do volume derramado, ao passo que a maioria das ocorrências resulta em baixos volumes.

Ao se analisar a evolução do número de ocorrências, é importante considerar o aumento da atividade de E&P em termos de produção e do número de Unidades Marítimas e embarcações em operação.

Analisada sob este aspecto constata-se que, apesar do aumento da atividade, há tendência de queda no volume médio de óleo derramado por ocorrência (**Figura II.10.2.4-1**).

Analisando-se a distribuição das ocorrências no período 2012-2014, incluídas as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descarta fora de especificação nas plataformas, verifica-se que 87% são ocorrências menores que um barril e respondem por 9% do volume derramado, ao passo que 5% são

ocorrências superiores a 10 barris e respondem por 64% do volume derramado (**Figura II.10.2.4-2**).

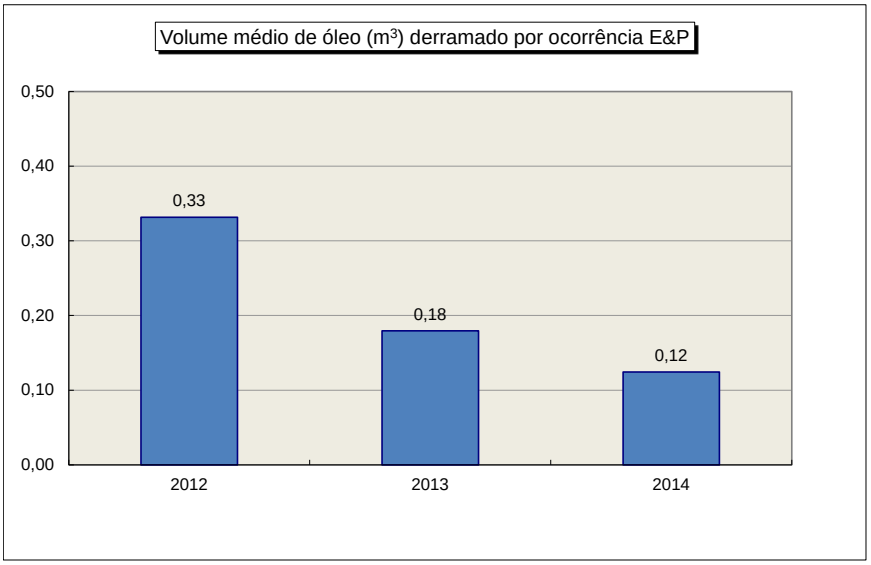


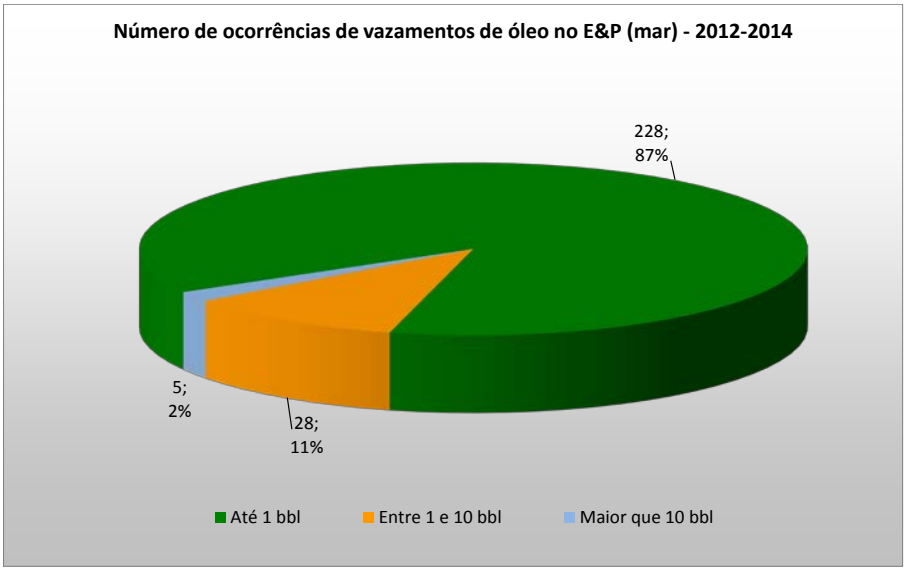
Figura II.10.2.4-1 - *Volume médio (m³) de óleo derramado por ocorrência, incluindo-se as ocorrências de descarte de óleo contido em água produzida descartada fora de especificação nas plataformas.*

Fonte: Petrobras, 2015.

Considerada a classificação utilizada no Brasil (CONAMA, 2008) para definição de volumes pequenos, médios e grandes, neste mesmo período, 99% são consideradas descargas pequenas ao passo que apenas uma (Dynamic Producer, 2012) é considerada descarga média (0,54%).

A maior parte da região atingida por estas ocorrências é em mar aberto, além de 12 milhas náuticas da costa e distante de áreas sensíveis, situação em que a dinâmica local favorece a dispersão natural e risco muito reduzido de se atingir a costa.

Em função do exposto, excluindo-se as ocorrências consideradas como pontos fora da curva, e considerando-se os pequenos volumes vazados, as características do produto derramado e do ambiente atingido, além das ações de resposta executadas, os impactos ambientais potenciais podem ser caracterizados como de baixa magnitude, locais e temporários.



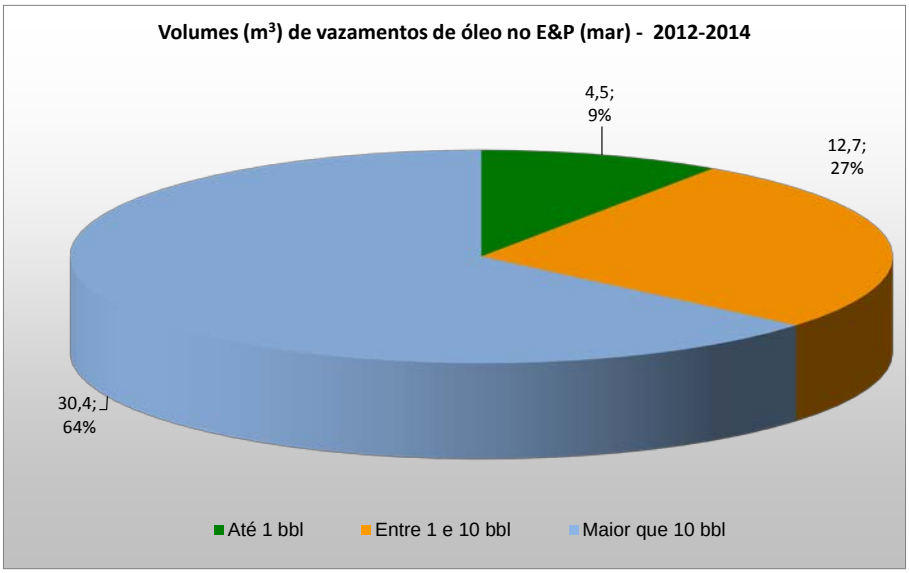


Figura II.10.2.4-2 – *Ocorrências e volumes de óleo derramado em atividade de E&P da PETROBRAS no período 2012-2014.*

Fonte: Petrobras, 2015.

II.10.3 – Identificação dos Cenários Acidentais

Para a identificação dos cenários acidentais foi utilizada a técnica denominada Análise Preliminar de Perigos – APP (*Preliminary Hazard Analysis* - PHA).

Genericamente, o objetivo principal desse método é identificar os possíveis perigos que possam ocorrer em uma instalação, em uma fase preliminar do projeto e, com isso, economizar tempo e gastos no eventual replanejamento destas plantas. Porém é, também, possível aplicar este método em instalações já em operação, para análises dos perigos existentes e das salvaguardas disponíveis.

A APP é realizada através da identificação dos perigos relativos à instalação em análise que tenham origem em falhas de equipamentos, materiais e erros humanos.

Descrição do Método

A metodologia de realização da APP compreende a identificação dos perigos para o meio ambiente dos sistemas da instalação em análise, suas causas, consequências, a determinação dos riscos (através das categorias de severidade e frequência) e identificação de medidas preventivas/mitigadoras com o auxílio do preenchimento de uma planilha padrão.

Os parâmetros de severidade e frequência foram retirados da Norma PETROBRAS N-2782 “Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais”, bem como as definições dos níveis qualitativos de risco utilizados neste trabalho.

A planilha utilizada nesta APP possui 09 (nove) colunas, conforme **Quadro II.10.3-1**, as quais devem ser preenchidas conforme indicado na sequência.

Quadro II.10.3-1 - *Modelo de Planilha de Análise Preliminar de Perigos – APP.*

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS – APP								
EMPRESA: Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras						FOLHA:		
SISTEMA:	SUBSISTEMA:					REVISÃO:		
DOCUMENTO DE REFERÊNCIA:						DATA:		
TRECHO DE ANÁLISE:								
Perigos	**Causas**	**Detecção (D) / Salvaguarda (S)**	**Efeitos**	**Frequência**	**Severidade**	**Risco**	**Observações (O) / Recomendações (R)**	**Hipótese Acidental**

1ª coluna: Perigos

Essa coluna contém os riscos identificados no subsistema em questão. Riscos são eventos que definem as hipóteses acidentais e estão normalmente associados a uma ou mais condições com potencial de causar danos às pessoas, ao patrimônio ou ao meio ambiente.

2ª coluna: Causas

As causas de cada evento são discriminadas nessa coluna. Essas causas podem envolver falhas de equipamentos, instrumento ou falha operacional.

3ª coluna: Detecção (D) / Salvaguarda (S)

Meio ou instrumentos de detecção de vazamentos ou das tipologias acidentais provindas dos vazamentos. Salvaguarda: qualquer dispositivo, sistema ou ação capaz de interromper a cadeia de eventos que ocorre a partir de um evento iniciador (causa do desvio), diminuindo a probabilidade de ocorrência do cenário indesejável (distúrbio operacional, perda de contenção, acidente).

4ª coluna: Efeitos

Possíveis consequências associadas a um determinado perigo.

5ª coluna: Categoria de Frequência da Hipótese Acidental

As frequências das Hipóteses Acidentais foram determinadas de forma qualitativa com base na Análise Histórica de Acidentes Ambientais (item II.10.2) e na experiência da equipe técnica que participou das reuniões realizadas para elaboração das APPs. Destas reuniões participaram membros das empresas Petrobras, Odebrecht Oil & Gas / Teekay e AECOM).

O **Quadro II.10.3-2** apresenta as categorias de frequência/probabilidade, suas descrições, definidas pela Norma Técnica da PETROBRAS N-2782 Rev. C (05/2014).

Quadro II.10.3-2 - *Categorias de frequência sugeridas pela Norma Técnica da PETROBRAS N-2782 Rev. C (05/2014).*

CATEGORIA	DENOMINAÇÃO	DESCRIÇÃO
A	Extremamente Remota	Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria.
B	Remota	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria.
C	Pouco Provável	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de instalações similares.
D	Possível	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação.
E	Frequente	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação.

6ª coluna: Categoria de Severidade das Consequências

As hipóteses de acidente foram classificadas em categorias de severidade, as quais fornecem uma graduação qualitativa do grau de severidade das consequências de cada cenário identificado. O **Quadro II.10.3-3** apresenta cada categoria de severidade de acordo com o volume e grau API do óleo vazado em regiões oceânicas, de acordo com Norma Técnica da PETROBRAS N-2782 Rev. C (05/2014). Em destaque está coluna na qual se enquadra o tipo de óleo esperado para o Bloco de Libra (27 ºAPI).

Quadro II.10.3-3 - *Critérios PETROBRAS para classificação da severidade de acidentes por vazamento de óleo.*

Tipo de Ambiente (Água)	Categoria de Severidade	Volume Vazado em m³, conforme grau API			
		API ≥ 45	35 ≤ API < 45	17,5 ≤ API < 35	API < 17,5
Regiões Oceânicas	V Catastrófica	≥ 1.000	≥ 700	≥ 400	≥ 200
	IV Crítica	100 ≤V< 1.000	80 ≤ V < 700	40 ≤V< 400	20 ≤V< 200
	III Média	5 ≤ V< 100	4 ≤ V < 80	2 ≤V< 40	1 ≤V< 20
	II Marginal	0,5 ≤V< 5	0,4 ≤V< 4	0,2 ≤V< 2	0,1 ≤V< 1
	I Desprezível	V < 0,5	V < 0,4	V < 0,2	V < 0,1

Fonte: Norma Técnica da PETROBRAS N-2782 Rev C (05/2014).

7ª coluna: Categoria de Risco

Combinando-se as categorias de frequências e as severidades das consequências por hipótese acidental identificada na análise, elabora-se a Matriz de Risco (**Quadro II.10.3-4**), uma indicação qualitativa do nível de risco ao meio ambiente de cada uma das hipóteses acidentais identificadas e do empreendimento como um todo.

8ª coluna: Observações e Recomendações

Esta coluna contém observações pertinentes ao cenário e as recomendações com vista a reduzir a frequência de ocorrência da hipótese acidental ou minimizar suas consequências.

9ª coluna: Identificador da Hipótese Acidental

Esta coluna contém um número de identificação da hipótese acidental, preenchida sequencialmente para facilitar a consulta da hipótese de interesse.

Quadro II.10.3-4 *- Matriz de Riscos.*

			Descrição / Características				Categoria de Frequência				
							A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Possível	E Frequente
			Pessoas	Patrimônio / Continuidade operacional	Meio Ambiente	Imagem	Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de instalações similares	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação	Possível ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação
Categorias de severidade das consequências	V	Catastrófica	Múltiplas fatalidades intramuros ou fatalidade extramuros	Danos catastróficos podendo levar à perda da instalação industrial	Danos severos em áreas sensíveis ou se estendendo para outros locais	Impacto internacional	M	M	NT	NT	NT
	IV	Crítica	Fatalidade intramuros ou lesões graves extramuros	Danos severos a sistemas (reparação lenta)	Danos severos com efeito localizado	Impacto nacional	T	M	M	NT	NT
	III	Média	Lesões graves intramuros ou Lesões leves extramuros	Danos moderados a sistemas	Danos moderados	Impacto regional	T	T	M	M	NT
	II	Marginal	Lesões leves	Danos leves a sistemas / equipamentos	Danos leves	Impacto local	T	T	T	M	M
	I	Desprezível	Sem lesões ou no máximo casos de primeiros socorros	Danos leves a equipamentos sem comprometimento com a continuidade operacional	Danos insignificantes	Impacto insignificante	T	T	T	T	M

Legenda:

Categoria de Risco	Descrição do nível de controle necessário
Tolerável (T)	Não há necessidade de medidas adicionais. A monitoração é necessária para assegurar que os controles sejam mantidos.
Moderado (M)	Controles adicionais devem ser avaliados com o objetivo de obter-se uma redução dos riscos e implementados aqueles considerados praticáveis (região ALARP- "*As Low As Reasonably Practicable*").
Não Tolerável (NT)	Os controles existentes são insuficientes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência ou a severidade das consequências, de forma a trazer os riscos para regiões de menor magnitude de riscos (regiões ALARP ou tolerável).

Fonte: Petrobras, 2014 (Norma Técnica da PETROBRAS N-2782 Rev C).

Aplicação do Método

A APP foi realizada para as atividades previstas nos Testes de Longa Duração e Sistemas de Produção Antecipada de Libra, incluindo a unidade de produção, FPSO Pioneiro de Libra, e as embarcações de apoio/instalação. Na análise foram contemplados os principais sistemas envolvidos, conforme descrito no item *Formulação das Hipóteses Acidentais,* a seguir. Cabe destacar que as hipóteses acidentais de afundamento da Unidade, colisão e *blowout* foram avaliadas tomando como causas e não como perigos. Adicionalmente, os termos perdas e ruptura, na coluna “causas”, contemplam a ocorrência de fenômenos associados, como corrosão, defeitos de material e fabricação, falhas de montagem e outros. As causas de pequenos vazamentos são associadas às taxas de falhas de furos/trinca e os médios ou grandes vazamentos são associados à ruptura.

Formulação das Hipóteses Acidentais

As hipóteses acidentais avaliadas neste estudo foram formuladas a partir da análise dos fluxogramas dos principais subsistemas de *subsea* e do FPSO Pioneiro de Libra e informações dos barcos de apoio e instalação.

Todos os cenários e hipóteses acidentais identificados foram classificados, com base na Resolução CONAMA 398/08, de acordo com o seguinte critério:

- **Pequeno Vazamento:** volume vazado ≤ 8 m^3;
- **Médio Vazamento:** 8 m^3 < volume vazado ≤ 200 m^3;
- **Grande Vazamento:** volume vazado > 200 m^3.

Sistemas Considerados

Com o objetivo de facilitar o estudo, foram realizadas análises individuais para as operações associadas a cada um dos sistemas no Teste de Longa

Duração (TLD) e nos Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) no Bloco de Libra (*Subsea*, FPSO Pioneiro de Libra e embarcações de apoio e instalação), conforme relacionadas a seguir:

- ***Sistema I – Subsea***

  Subsistema I.1 - Poço: Compreende os poços onde as atividades de TLD e SPAs se realizarão, incluindo as poucas operações de *Workover* previstas (1/5 anos);

  Subsistema I.2 - Árvore de Natal Molhada, *Riser* e *Turret:* Compreende desde a Árvore de Natal Molhada (ANM) até a entrada de óleo cru no FPSO (*manifold* de produção).

- ***Sistema II – FPSO Pioneiro de Libra***

  Subsistema II.1 - Processamento de Óleo Cru: Compreende desde o *turret* até os tanques de carga passando pelo separador de água, trocador óleo-óleo, aquecedor de óleo, vaso de *flash*, pré-tratador eletrostático, bombas do pré-tratador de óleo, bombas de transferência de óleo, tratador eletrostático, bombas do tratador de óleo, resfriador de óleo e unidade de medição do óleo.

  Subsistema II.2 - Armazenamento de Óleo Cru: Compreende o armazenamento de óleo cru no FPSO antes de o mesmo ser transferido para o navio aliviador.

  Subsistema II.3 - Transferência de Óleo Cru para o Navio Aliviador (*Offloading*): Compreende a transferência de óleo cru do FPSO para o navio aliviador. O trecho inclui sistema de bombeamento, estações de alívio e mangotes.

  Subsistema II.4 - Sistema de Água de Produção: Compreende o sistema de tratamento da água produzida pela unidade de processamento de óleo cru do FPSO, desde o estágio de separação de água associada ao óleo até o descarte, incluindo hidrociclone, flotador, bombas de água produzida e resfriador de água produzida, assim como os tanques de *slop* e água produzida.

  Subsistema II.5 - Sistema de Injeção de Produtos Químicos: Compreende tanques e *tote tanks* do sistema de injeção de produtos químicos, sistema de adição de produtos químicos no óleo a ser tratado e sistema de tratamento da água de injeção.

Subsistema II.6 - Recebimento de Óleo Diesel: Compreende as estações de recebimento de óleo diesel no FPSO desde o barco de apoio.

Subsistema II.7 - Instalações Gerais, Estrutura do FPSO e Navio Aliviador: Compreende o vazamento de óleo decorrente do afundamento do FPSO.

Subsistema II.8 - Aeronaves e Heliponto: Compreende o sistema de abastecimento de aeronaves e estocagem de QAV no FPSO.

- ***Sistema III – Embarcação de Apoio e Instalação***

  Subsistema III.1 - Percurso entre o porto e Unidade Marítima: Compreende o transporte de óleo diesel entre o porto e o FPSO.

As hipóteses acidentais resultantes dos sistemas considerados para a elaboração das planilhas de Análise Preliminar de Perigo (APP) estão apresentadas a seguir no **Quadro II.10.3-5**. As planilhas de APP, por sua vez, são apresentadas no **Anexo II.10.3-1** deste capítulo.

Quadro II.10.3-5 - *Hipóteses acidentais analisadas na APP dos TLD e SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.*

HIPÓTESE ACIDENTAL	SUBSISTEMA	DESCRIÇÃO
SISTEMA I: *SUBSEA*		
01	Poço	Grande liberação de óleo cru devido à falha no controle do poço durante operações de *Workover*.
02	Árvore de Natal Molhada, *Riser* e *Turret*	Pequena liberação de óleo cru devido à falha na ANM, *risers* ou no *turret*.
03		Média liberação de óleo cru devido à ruptura no *riser*.
SISTEMA II: FPSO PIONEIRO DE LIBRA		
04	Processamento de Óleo Cru	Pequena liberação de óleo cru devido à falha em vasos de processo, tubulações, flanges, conexões ou válvulas.
05		Média liberação de óleo cru devido à falha em vasos de processo, tubulações, flanges, conexões ou válvulas.
06	Armazenamento de Óleo Cru	Grande liberação de óleo cru devido à ruptura de tanques.

Continua

Continuação – Quadro II.10.3-5

HIPÓTESE ACIDENTAL	SUBSISTEMA	PERIGO
07	Transferência de Óleo Cru para o Navio Aliviador (*Offloading*)	Pequena liberação de óleo cru devido a vazamento em mangotes, conexões, válvulas ou acessórios.
08		Média liberação de óleo cru devido à ruptura em mangote.
SISTEMA II: FPSO PIONEIRO DE LIBRA		
09	Sistema de Água de Produção	Pequena liberação de óleo na água de produção devido à ruptura do tanque de água produzida / *slop*.
10		Pequena liberação de água oleosa devido ao rompimento / vazamento da tubulação e acessórios, falha na selagem das bombas de transferência ou falha operacional.
11		Pequena liberação de água oleosa devido à falha no processo de tratamento de água produzida.
12	Sistema de Injeção de Produtos Químicos	Pequena liberação de produtos químicos devido à ruptura em tanques, selos das bombas, tubulações, válvulas, acessórios, ou devido à falha operacional ou queda de contentor no mar.
13		Pequena liberação de produtos químicos (Etanol ou MEG) devido à ruptura em selos das bombas, tubulações, válvulas, acessórios, ou devido a danos no manuseio dos contentores ou falha operacional.
14		Média liberação de produtos químicos (Etanol ou MEG) devido à ruptura de tanque ou queda de contentor no mar.
15	Recebimento de Óleo Diesel	Pequena liberação de óleo diesel devido a falhas em mangotes, conexões, válvulas ou acessórios, ou devido a impacto mecânico, falha na selagem das bombas ou falha operacional.
16		Pequena liberação de óleo diesel devido à ruptura em mangotes, conexões, válvulas ou acessórios, ou devido à perda de posicionamento dinâmico da embarcação de suprimento, impacto mecânico ou desconexão do mangote.
17	Instalações Gerais, Estrutura do FPSO e Navio Aliviador	Grande liberação de óleo devido a adernamento ou afundamento por falha no sistema de lastro, ou por dano ou colapso da estrutura do FPSO.
18	Aeronaves e Heliponto	Pequena liberação de QAV devido a furo/trinca ou desconexão do mangote durante o abastecimento.
19		Pequena liberação de QAV devido a rompimento da tubulação e acessórios, impacto mecânico com equipamentos ou danos no manuseio de contentores.
20		Pequena liberação de QAV devido à colisão de aeronaves com o FPSO.
SISTEMA III: BARCO DE APOIO E INSTALAÇÂO		
21	Percurso entre o Porto e Unidade Marítima	Grande liberação de óleo diesel devido à perda de estabilidade do barco de apoio.

Com base nas planilhas de APP, foi elaborada a matriz de risco para a atividade de TLD e SPAs no Bloco de Libra, a qual segue apresentada no **Quadro II.10.3-6**.

Quadro II.10.3-6 - *Matriz de risco para as atividades de TLD e SPAs no Bloco de Libra, Bacia de Santos.*

Matriz de risco		Frequência					Total
		A Extremamente Remota	B Remota	C Pouco Provável	D Possível	E Frequente	
Severidade	V - Catastrófica	2	2				4 – 19%
	IV - Crítica		2				2 – 9%
	III - Média	1	1	1	2		5 – 24%
	II - Marginal		3	2	1		6 – 29%
	I - Desprezível		1		3		4 – 19%
Total		3 – 14%	9 – 43%	3 – 14%	6 – 29%	0	21

A análise qualitativa dos cenários acidentais das atividades de TLD e SPAs no Bloco de Libra indica que todas as hipóteses são classificadas com risco tolerável ou moderado, com uma representação de 48% e 52%, respectivamente. Vale destacar que não há hipótese acidental classificada com risco intolerável.

Dos riscos com classificação moderada, 27% estão associados a eventos de severidade catastrófica, entretanto com frequência de ocorrência remota, como a ruptura do tanque de armazenamento de óleo diesel das embarcações de apoio, ou extremamente remota, como o rompimento dos tanques de carga e o afundamento / adernamento do FPSO Pioneiro de Libra.

Não há hipótese acidental considerada Frequente (E), ou seja, que ocorra várias vezes durante a vida útil da instalação. A faixa de frequência predominante é a Remota (B), com 42% das hipóteses acidentais, representando os acidentes não esperados de ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria.

A faixa de severidade predominante é a Marginal (II), com 29% das hipóteses acidentais, e representa a possibilidade de danos moderados ao ambiente. Em quinze cenários (71%) a severidade encontra-se nas faixas entre desprezível e média.

Volumes de Óleo Liberados ao Mar

Dentre todos os sistemas e subsistemas analisados listados no **Quadro II.10.3.7** abaixo as hipóteses acidentais que são capazes de causar liberação de óleo (óleo cru, óleo diesel, água oleosa e QAV) que atinja o mar.

Quadro II.10.3-7 – *Hipóteses acidentais envolvendo vazamento de óleo para o mar dos TLD e SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.*

SISTEMA	SUBSISTEMA	HIPÓTESE ACIDENTAL
I. *Subsea*	Poço	**01**
	Árvore de Natal Molhada, *Riser* e *Turret*	**02 e 03**
II. FPSO Pioneiro de Libra	Armazenamento de Óleo Cru	**06**
	Transferência de Óleo Cru para o Navio Aliviador (*Offloading*)	**07 e 08**
	Sistema de Água de Produção	**09, 10 e 11**
	Recebimento de Óleo Diesel	**15 e 16**
	Instalações Gerais, Estrutura do FPSO e Navio Aliviador	**17**
	Aeronaves e Heliponto	**18, 19 e 20**
III. Barco de Apoio e Instalação	Percurso entre o Porto e Unidade Marítima	**21**

No **Anexo II.10.3-2** são apresentados os dados de referência para determinação dos volumes das hipóteses acidentais analisadas nas planilhas de APP.

Por sua vez, no **Quadro II.10.3-8** são apresentados os volumes liberados de óleo, para cada uma das hipóteses acidentais que resultaram em liberação de óleo para o mar.

Quadro II.10.3-8 – *Cálculo dos volumes liberados, do TLD e SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.*

Hipótese Acidental	Produto	Volume armazenado em tanques e linhas (m^3)	Vazão de bombeio / fluxo	Tempo Máximo de interrupção	Volume de óleo liberado na transferência (m^3)	Porção de óleo liberado para o mar	Volume de óleo derramado no mar (m^3)
01	Óleo Cru	275.160	-	-	-	100%	275.160
02	Óleo Cru	177,39	-	-	-	4,1%	8
03	Óleo Cru	177,39	-	-	-	100%	177,39
04	Óleo Cru	200	-	-	-	0%	0
05	Óleo Cru	200	-	-	-	0%	0
06	Óleo Cru	16.639,9	-	-	-	100%	16.639,9
07	Óleo Cru	46,62	-	-	-	5%	2,33
08	Óleo Cru	46,62	-	-	-	100%	46,62
09	Óleo Cru	7,53	-	-	-	100%	7,53
10	Óleo Cru	0,02	-	-	-	100%	0,02
11	Óleo Diesel	0,02	-	-	-	100%	0,02
12	Químicos	1,4	-	-	-	-	0
13	Químicos	20	-	-	-	-	0
14	Químicos	20	-	-	-	-	0
15	Óleo Diesel	0,97	-	-	-	5%	0,048
16	Óleo Diesel	0,97	1,7 m^3/min	2 min	3,4	100%	4,37
17	Óleo Cru	131.137,7	-	-	-	100%	131.137,7
18	QAV	0,2	-	-	-	100%	0,2
19	QAV	5,2	-	-	-	100%	5,2
20	QAV	2,9	-	-	-	100%	2,9
21	Óleo Diesel	1.575,7	-	-	-	100%	1.575,7

II.10.3.1 - Avaliação das Frequências de Ocorrência das Hipóteses Acidentais

Apresenta-se neste item a Análise Quantitativa de Riscos realizada para a determinação das frequências de ocorrência das hipóteses acidentais analisadas que envolvem derramamento de óleo para o mar. Esta análise foi subsidiada pelos fluxogramas dos subsistemas do FPSO e *sistema submarino*, que estão apresentados no **Anexo II.10.3.1-1**, e por bancos de dados como HSE, dos quais foram extraídas as taxas de falha dos equipamentos envolvidos em cada um dos sistemas analisados. O **Quadro II.10.3.1-2** apresenta as taxas de falha de cada componente considerado, e suas respectivas fontes.

Com as taxas de falha dos equipamentos, foi possível, através de árvore de falhas, determinar a frequência dos eventos iniciadores das hipóteses acidentais identificadas nas planilhas de APP. Foi considerado que cada um dos equipamentos dos sistemas analisados pode, individualmente, causar um vazamento. Desta forma, o cálculo da frequência através da árvore de falha consiste em somar as taxas de falha de cada um dos equipamentos que constituem os sistemas/subsistemas analisados.

Sobre as taxas de falha utilizadas, é importante mencionar que foi priorizado o uso do banco de dados HSE com consulta *on line*, sempre que possível, em função de esta referência disponibilizar dados atualizados continuamente, incluindo informações de acidentes até 2015. Com relação ao HSE *on line,* é importante esclarecer que esta base de dados apresenta, para a taxa de falha de cada componente, distribuições por severidade do dano ou por diâmetro do furo, sendo estas distribuições distintas. Para fins do presente EIA, foi adotada a distribuição por severidade, considerando uma analogia para pequenos ($V \leq 8\ m^3$), médios ($8 < V \leq 200\ m^3$) e grandes vazamentos ($V > 200\ m^3$), conforme critérios estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 398/08. Para fins de conhecimento seguem a seguir no **Quadro II.10.3.1-1** os critérios considerados no HSE para definição da magnitude da severidade:

Quadro II.10.3.1-1 – *Critérios para definição da magnitude da severidade.*

Magnitude da Severidade	Massa (kg)	Taxa de Vazamento (kg/s)	Tempo do Vazamento (min)
Pequena	< 60	< 0,2	< 5
Média	≥ 60 e ≤ 9.000	≥ 0,2 e ≤ 10	≥ 5 e ≤ 15
Grande	> 9.000	> 10	> 10

Fonte: HSE, 2015.

Ainda com relação à base de dados do HSE e a distribuição das taxas de falha por magnitude da severidade, para determinar taxas de falha para cada porte de vazamento foi considerado o valor resultante da multiplicação da taxa de falha total de cada equipamento com a probabilidade associada para cada magnitude de severidade, a qual, por sua vez, é obtida dividindo-se o número de eventos registrados para cada magnitude de severidade pelo número total de eventos registrados para cada equipamento analisado. Ressalta-se que em alguns casos no HSE não é apresentado registro algumas magnitudes de severidades. Para estes casos adotou-se uma taxa de falha correspondente a 1% da taxa de falha total do equipamento, descontando-se este 1% da maior probabilidade associada a uma das demais magnitudes de severidade, de modo que o somatório das probabilidades resultasse em 100%. Adicionalmente, nos casos em que as duas magnitudes de severidade restantes apresentaram probabilidades iguais, ou seja, 50%, foi descontado de cada uma delas 0,5%, mantendo o somatório total de 100%.

A seguir é apresentado o **Quadro II.10.3.1-2** no qual podem ser encontrados os componentes associados a cada hipótese acidental com as respectivas taxas de falha e distribuições por porte de vazamento associados.

Quadro II.10.3.1-2 – *Taxas de falha de cada componente considerado nas hipóteses acidentais com possibilidade de vazamento de óleo para o mar.*

Hipótese Acidental	Componente	Denominação do componente na fonte	Taxa de falha (ocorrência / ano^{-1})	Porte do Vazamento	Número de ocorrências por porte de vazamento	Porcentagem associado a cada porte de vazamento	Taxa de falha final (ocorrência / ano^{-1})	Fonte
01	Poço	*Blowout* durante operações de *workover em poços de óleo*	2,0E-5 [3]	Não informado	Não informado na fonte	Não informado	2,0E-5	SINTEF, 2006
02 e 03	*Flowline* 8”	Sistema: *Flowline* - Óleo	9,7208E-3	Pequeno	79	0,5032	4,8914E-3	HSE, 2015
				Médio	68	0,4331	4,2103E-3	
				Grande	10	0,0637	6,1916E-4	
	Riser 8”	Equipamento: *riser* flexível – 4” < D ≤ 8”	1,260E-5	Pequeno	1	0,4950	6,300E-6	HSE, 2015
				Médio	1	0,4950	6,300E-6	
				Grande	0	0,0100	1,260E-8	
	Árvore de Natal Molhada	Equipamento: Árvore de Natal Pressão ≤ 5.000 psi (345 bar)	3,1833E-3	Pequeno	24	0,2824	8,9881E-4	HSE, 2015
				Médio	56	0,6588	2,0972E-3	
				Grande	5	0,0588	1,8725E-4	
	Válvula ESDV de 10”	Equipamento: Válvula Atuada – ESDV – 3” <D ≤ 11”	4,3123E-4	Pequeno	12	0,4615	1,9903E-4	HSE, 2015
				Médio	12	0,4615	1,9903E-4	
				Grande	2	0,0769	3,3172E-5	
	Válvula ESDV de 24”	Equipamento: Válvula Atuada – ESDV – D > 11”	7,9639E-4	Pequeno	4	0,3333	2,6546E-4	HSE, 2015
				Médio	8	0,6567	5,2296E-4	
				Grande	0	0,0100	7,9639E-6	

Continua

Continuação – Quadro II.10.3.1-2

[3] A taxa de falha apresentada no SINTEF é de 1,0E-4 por ocorrência. De acordo com premissa adotada pelo SINTEF, considerou-se que ocorra uma operação de *workover* a cada 5 anos em poços de óleo.

Hipótese Acidental	Componente	Denominação do componente na fonte	Taxa de falha (ocorrência / ano^{-1})	Porte do Vazamento	Número de ocorrências por porte de vazamento	Porcentagem associado a cada porte de vazamento	Taxa de falha final (ocorrência / ano^{-1})	Fonte
02 e 03	Válvula de Estrangulamento de 14”	Equipamento: Válvula Atuada – *Choke* – 3” <D ≤ 11” [4]	8,7018E-4	Pequeno	9	0,4286	3,7293E-4	HSE, 2015
				Médio	9	0,4286	3,7293E-4	
				Grande	3	0,1429	1,2431E-4	
06	Tanques	Sistema: Exportação de óleo Equipamento: tanques de armazenamento	6,2444E-3	Pequeno	4	0,1905	1,1894E-3	HSE, 2015
				Médio	15	0,7143	4,4600E-3	
				Grande	2	0,0952	5,9467E-4	
07 e 08	Tubulação de aço D >11”	Sistema: Exportação de óleo Equipamento: Tubulação de aço - D >11”	1,2524E-4	Pequeno	9	0,6429	8,0511E-5	HSE, 2015
				Médio	4	0,2857	3,5782E-5	
				Grande	1	0,0714	8,94571E-6	
	Bomba centrífuga	Sistema: Exportação de óleo Equipamento: Bomba centrífuga de vedação simples	2,326E-2 [5]	Pequeno	23	0,7567	1,783E-2	HSE, 2015
				Médio	7	0,2333	5,428E-3	
				Grande	0	0,0100	2,326E-4	
	Medição	Sistema: Exportação de óleo Equipamento: Instrumento	5,4706E-4	Pequeno	18	0,7400	4,1030E-4	HSE, 2015
				Médio	6	0,2500	1,3676E-4	
				Grande	0	0,0100	5,4706E-6	

Continua

[4] Embora a válvula de estrangulamento seja de 14”, está sendo considerado aqui a taxa de falha de uma válvula com diâmetro entre 3 e 11” já que no banco de dados não há registro de acidentes para válvulas do tipo *choke* atuadas com o diâmetro desejado (D > 11”).
[5] A taxa de falha da bomba centrífuga considera sua utilização por ano.

Continuação – Quadro II.10.3.1-2

Hipótese Acidental	Componente	Denominação do componente na fonte	Taxa de falha (ocorrência / ano^{-1})	Porte do Vazamento	Número de ocorrências por porte de vazamento	Porcentagem associado a cada porte de vazamento	Taxa de falha final (ocorrência / ano^{-1})	Fonte
07 e 08	Mangote de 20”	Mangote de instalações com sistema de segurança múltiplo	6,00E-6 [6]	Pequeno	Não informado na fonte	Não informado	3,72E-4 [7]	HSE, 2012
			4,00E-7 [6]	Médio			2,48E-5 [7]	
			2,00E-7 [6]	Grande			1,24E-5 [7]	
	Válvula de retenção	Equipamento: Válvula manual de retenção - D >11”	6,647E-4	Pequeno	0	0,0100	6,647E-6	HSE, 2015
				Médio	6	0,8471	5,631E-4	
				Grande	1	0,1429	9,496E-5	
	Válvula borboleta atuada de bloqueio e ESDV D > 11”	Equipamento: Válvula atuada ESDV - D >11”	8,3085E-4	Pequeno	4	0,3333	2,7695E-4	HSE, 2015
				Médio	8	0,6567	5,4559E-4	
				Grande	0	0,0100	8,3085E-6	
	Válvula borboleta de bloqueio 28”	Sistema: Exportação de óleo Equipamento: Válvula manual de bloqueio – D> 11”	1,8129E-4	Pequeno	1	0,9800	1,7766E-4	HSE, 2015
				Médio	0	0,0100	1,8129E-6	
				Grande	0	0,0100	1,8129E-6	
	Válvula gaveta de bloqueio 20”	Sistema: Exportação de óleo Equipamento: Válvula manual de bloqueio – D> 11”	1,8129E-4	Pequeno	1	0,9800	1,7766E-4	HSE, 2015
				Médio	0	0,0100	1,8129E-6	
				Grande	0	0,0100	1,8129E-6	
09	Tanque de *slop* / água produzida	Sistema: Processamento de óleo – Tratamento de água produzida Equipamento: Tanque de armazenamento	2,3202E-03	Pequeno	1	0,9800	2,2738E-3	HSE, 2015
				Médio	0	0,0100	2,3202E-5	
				Grande	0	0,0100	2,3202E-5	

Continua

[6] As taxas de falha de mangote se referem à ocorrência por operação.
[7] Considerando-se 62 operações de *offloading* por ano.

Continuação – Quadro II.10.3.1-2

Hipótese Acidental	Componente	Denominação do componente na fonte	Taxa de falha (ocorrência / ano^{-1})	Porte do Vazamento	Número de ocorrências por porte de vazamento	Porcentagem associado a cada porte de vazamento	Taxa de falha final (ocorrência / ano^{-1})	Fonte
10	Tubulação de saída de 10”	Sistema: Processamento de óleo – Tratamento de água produzida Equipamento: Tubulação de aço – 3” < D ≤ 11”	5,4891E-5	Pequeno	7	0,7678	4,2693E-5	HSE, 2015
				Médio	2	0,2222	1,2198E-5	
				Grande	0	0,0100	5,4891E-7	
	Tubulação de entrada de 20”	Sistema: Processamento de óleo – Tratamento de água produzida Equipamento: Tubulação de aço – D > 11”	4,9005E-5	Pequeno	1	0,4950	2,4257E-5	HSE, 2015
				Médio	1	0,4950	2,4257E-5	
				Grande	0	0,0100	4,9005E-7	
	Válvula ESDV, atuada 10”	Sistema: Processamento de óleo – Tratamento de água produzida Equipamento: Válvula atuada ESDV - 3” < D ≤ 11”	7,9936E-4	Pequeno	1	0,9800	7,8337E-4	HSE, 2015
				Médio	0	0,0100	7,9936E-6	
				Grande	0	0,0100	7,9936E-6	
	Válvulas manuais de bloqueio 10”	Equipamento: Válvula manual de bloqueio – 3”< D ≤ 11”	1,0327E-4	Pequeno	21	0,3387	3,4978E-5	HSE, 2015
				Médio	40	0,6452	6,6625E-5	
				Grande	1	0,0161	1,6656E-6	
11	Medidor de TOG	Sistema: Processamento de óleo – Tratamento de água produzida Equipamento: Instrumento	1,3311E-4	Pequeno	3	0,5900	7,8535E-5	HSE, 2015
				Médio	2	0,4000	5,3244E-5	
				Grande	0	0,0100	1,3311E-6	

Continua

Continuação – Quadro II.10.3.1-2

Hipótese Acidental	Componente	Denominação do componente na fonte	Taxa de falha (ocorrência / ano^{-1})	Porte do Vazamento	Número de ocorrências por porte de vazamento	Porcentagem associado a cada porte de vazamento	Taxa de falha final (ocorrência / ano^{-1})	Fonte
15 e 16	Tubulação de aço 4”	Equipamento: Tubulação flexível – 3” < D ≤ 11”	1,7139E-4	Pequeno	14	0,3889	6,6652E-5	HSE, 2015
				Médio	15	0,4167	7,1412E-5	
				Grande	7	0,1944	3,3326E-5	
	Mangote 4’’	Mangote de instalações com sistema de segurança múltiplo	6,00E-6 [8]	Pequeno	Não informado na fonte	Não informado	3,72E-4 [9]	HSE, 2012
			4,00E-7 [6]	Médio			2,48E-5 [9]	
			2,00E-7 [6]	Grande			1,24E-5 [9]	
	Válvula de bloqueio de 4”	Equipamento: Válvula manual de bloqueio – 3”< D ≤ 11”	1,0327E-4	Pequeno	21	0,3387	3,4978E-5	HSE, 2015
				Médio	40	0,6452	6,6625E-5	
				Grande	1	0,0161	1,6656E-6	
18 e 19	Tubulação de aço D = 4"	Equipamento: Tubulação de aço – 3” < D ≤ 11”	6,3324E-5	Pequeno	164	0,5342	3,3828E-5	HSE, 2015
				Médio	128	0,4169	2,6402E-5	
				Grande	15	0,0489	3,0940E-6	
	Utilidades – Combustível de Aeronaves	Sistema: Utilidades – Óleo – Combustível de aeronaves	4,5108E-3	Pequeno	8	0,6154	2,7759E-3	HSE, 2015
				Médio	3	0,2308	1,0409E-3	
				Grande	2	0,1538	6,9397E-4	
20	Colisão de aeronaves	Colisão de aeronaves	5,2E-3	Não informado	Não informado na fonte	Não informado	5,2E-3	UKCS, 2009

[8] As taxas de falha de mangote se referem à ocorrência por operação.
[9] Considerando-se 62 operações de *offloading* por ano.

- **Hipótese Acidental 01**

O máximo volume de óleo cru que pode ser liberado em decorrência de um *blowout* é de 275.160 m^3, correspondendo ao volume total de óleo vazado considerando a vazão de produção de óleo do poço em 9.172 m³ durante 30 dias. A ocorrência de um *blowout* para atividades de produção só é possível durante a realização de operações de *workover.* Adicionalmente, vale mencionar que o sistema dispõe de barreiras para impedir o vazamento de óleo em caso de ocorrência de um *blowout* (DHSV, *Master Valve*, *Wing Valve*).

Como resultante do sistema referente à ocorrência de um *blowout* obtém-se a seguinte hipótese acidental e respectiva severidade:

Hipótese Acidental 01 - Grande liberação (275.160 m³): severidade catastrófica (V).

A frequência de ocorrência desta hipótese acidental foi considerada de acordo a frequência de *blowout* durante operações de *workover* em poços de óleo com o SINTEF Offshore Blowout Database versão 2005 (1,0 x 10^{-4} por operação). De acordo com premissa adotada pelo SINTEF, em poços de óleo há uma operação de *workover* a cada cinco anos. Com isso a frequência de ocorrência desta hipótese acidental é de 2,0 x 10^{-5} ano^{-1}.

- **Hipóteses Acidentais 02 e 03**

O máximo volume de óleo cru que pode ser liberado durante a sua transferência do poço para o FPSO é de 177,39 m³. Assim como na hipótese acidental 01, o volume máximo passível de ser liberado é o volume do maior comprimento do conjunto *riser* 8” (3.680 m) + *flowline* 8” (1.790 m), relativo à composição da linha de produção do SPA-4. Como resultante são obtidas as seguintes hipóteses acidentais e respectivas severidades:

Hipótese Acidental 02 - Pequena liberação (8 m³): severidade média (III).

Hipótese Acidental 03 - Média liberação (177,39 m³): severidade crítica (IV).

Na hipótese acidental 02 foi considerado o produto vazado no mar até o limite máximo para pequenos vazamentos, conforme critério da Resolução CONAMA Nº 398/08. Esta hipótese representa, portanto, um vazamento de 4,1% do volume máximo passível de ser liberado durante transferência de óleo cru do poço para o FPSO.

Os componentes envolvidos e utilizados no cálculo da frequência de ocorrência destas hipóteses acidentais foram aqueles apresentados no **Quadro II.10.3.1-3**.

- **Hipótese Acidental 06**

Para o cálculo do volume de óleo cru liberado a partir dos tanques de estocagem considerou-se o volume correspondente ao inventário dos dois maiores tanques de estocagem de óleo cru adjacentes (T6B e T6E, cujos volumes são 8.383,8 e 8.256,1 m³, respectivamente). Desta forma, têm-se a seguinte hipótese acidental com consequência de vazamento para o mar, e sua respectiva categoria de severidade:

Hipótese Acidental 06 - Grande vazamento (16.639,9 m^3): severidade catastrófica (V).

Para a determinação da frequência da hipótese acidental supracitada, uma vez que o sistema considerado envolve apenas a estocagem de óleo cru na unidade, foram extraídas de banco de dados [1] as taxas de furo e ruptura de tanques atmosféricos para a determinação do vazamento de óleo cru. De acordo com o HSE este valor corresponde a 5,9467E-4 para vazamentos de grande porte.

O FPSO Pioneiro de Libra dispõe de um casco duplo o qual funciona como um tipo de contenção secundária para vazamentos ocorridos a partir dos tanques de armazenamento de óleo da unidade. Em função desta proteção existente no FPSO, para que um vazamento de óleo a partir dos tanques de armazenamento resulte em liberação de óleo para mar, ou seja, em contaminação ambiental, é necessário que sejam rompidas duas barreiras: (a) a ruptura do tanque; e (b) a ruptura do casco duplo do FPSO. Desta forma, a frequência final das hipóteses

acidentais associadas à liberação de óleo para o mar em decorrência da ruptura de tanques deve ser determinada considerando a combinação destes dois eventos, sendo que, uma vez que é necessário que ambos os eventos ocorram, é necessário que a frequência originalmente determinada para a ruptura de tanques (taxa de falhas extraída de banco de dados, neste caso, HSE, 2015) seja multiplicada pela probabilidade de ruptura do casco duplo do FPSO.

A probabilidade de ruptura do casco duplo do FPSO pode ser determinada com base em informações apresentadas no *Reference Manual Bevi Risk Assessment version 3.2 – Module C.* De acordo com este manual, para cenários envolvendo dupla contenção de tanques de líquidos em navios, a maior probabilidade associada à dupla contenção é de 0,0015 para o caso de vazamento contínuo de 75 m³ em 1.800 segundos (vazão de 2,5 m³/min). Como os cenários considerados correspondem à ruptura de tanques, torna-se difícil estimar a vazão de liberação do óleo, e, desta forma foi utilizado o fator associado à maior vazão de liberação de líquido apresentado no referido manual de 0,0015 (o outro fator apresentado é de 0,006 para liberações de 20 m³ em 1.800 segundos, isto é, uma vazão de aproximadamente 0,67 m³/min).

Com isso, a frequência de ocorrência final para o FPSO (considerando a dupla contenção do casco duplo), que possui 17 tanques de armazenamento de óleo cru, incluindo o tanque de *off-spec,* é de 1,5164E-5 (**Quadro II.10.2.1-4**).

Quadro II.10.3.1-3 – *Frequências das Hipóteses Acidentais 02 e 03.*

SISTEMA	**I**	**FPSO Pioneiro de Libra**				
SUBSISTEMA	**I.2**	**Árvore de Natal Molhada, *Riser* e *Turret***				
HIPÓTESES ACIDENTAIS	**02 e 03**	**Vazamento por falha na ANM, *risers* ou no *turret* devido a corrosão, falha na vedação de conexões, trincas e furos ou impacto mecânico com equipamentos ou embarcações.** **Ruptura dos *risers*, devido a rompimento de juntas e conexões, impacto mecânico com equipamentos ou embarcações, falha do sistema de ancoragem ou rompimentos dos arames da armadura de tração.**				
Descrição dos componentes	**Nº de componentes**	**Taxa de Falha (ano $^{-1}$)**		**Frequência (ano $^{-1}$)**		**Referências Bibliográficas**
		Pequeno Vazamento (Hipótese 02)	**Médio Vazamento (Hipótese 03)**	**Pequeno Vazamento (Hipótese 02)**	**Médio Vazamento (Hipótese 03)**	
Flowline 8”	1	4,8914E-3	4,2103E-3	4,8914E-3	4,2103E-3	**HSE, 2015**
Riser 8”	1	6,3600E-6	6,3600E-6	6,3600E-6	6,3600E-6	**HSE, 2015**
Árvore de Natal Molhada (P ≤ 5.000 psi)	1	8,9881E-4	2,0972E-3	8,9881E-4	2,0972E-3	**HSE, 2015**
Válvula ESDV 10”	1	1,9903E-4	1,9903E-4	1,9903E-4	1,9903E-4	**HSE, 2015**
Válvula ESDV de 24”	1	2,6546E-4	5,2296E-4	2,6546E-4	5,2296E-4	**HSE, 2015**
Válvula de Estrangulamento de 14”	1	3,7293E-4	3,7293E-4	3,7293E-4	3,7293E-4	**HSE, 2015**
TOTAL				**6,6340E-3**	**7,4088E-3**	

Quadro II.10.2.1-4 – *Frequências da Hipótese Acidental 06.*

SISTEMA	**II**	**FPSO Pioneiro de Libra**			
SUBSISTEMA	**II.2**	**Armazenamento de Óleo Cru**			
HIPÓTESE ACIDENTAL	**06**	**Vazamento de óleo cru ao mar devido a ruptura dos tanques de estocagem de óleo do FPSO.**			
Descrição dos componentes	**Nº de componentes**	**Probabilidade de Ruptura de Dupla Contenção de Tanques**	**Taxa de Falha (ano^{-1})**	**Frequência (ano^{-1})**	**Referências Bibliográficas**
			Grande Vazamento	**Grande Vazamento**	
Tanques de estocagem de óleo	17	0,0015	5,9467E-4	1,0109E-2 [10]	**HSE, 2015; BEVI, 2009**
TOTAL				**1,5164E-5 [11]**	

[10] Frequência sem considerar a dupla contenção de tanques.
[11] Frequência final considerando-se a dupla contenção de tanques (casco duplo do FPSO).

- **Hipóteses Acidentais 07 e 08**

Para o cálculo do volume liberado de óleo cru durante a sua transferência do FPSO para o navio aliviador, causado por vazamento em mangote, conexões, válvulas ou acessórios, considerou-se o vazamento de 5% o volume contido no mangote de transferência (2,33 m³). Enquanto que para o cálculo do volume liberado de óleo cru causado por vazamento em mangote neste mesmo subsistema, considerou-se o vazamento total do volume contido no mangote de transferência (46,62 m³). Desta forma o volume de óleo cru possível de ser liberado durante a sua transferência para o navio aliviador resulta nas hipóteses acidentais e severidades a seguir:

Hipótese Acidental 07 – Pequeno vazamento (2,33 m^3): severidade média (III).

Hipótese Acidental 08 – Médio vazamento (46,62 m^3): severidade crítica (IV).

Com relação às frequências de ocorrência destas hipóteses acidentais, os componentes envolvidos e utilizados em seus cálculos foram aqueles apresentados no **Quadro II.10.2.1-5**, os quais correspondem aos componentes presentes no sistema de *offloading* de óleo cru do FPSO para um navio aliviador e que contribuem para a liberação de óleo no mar. Além das taxas de falha de cada componente, as frequências resultantes correspondentes a cada um das hipóteses analisadas são também apresentadas neste Quadro.

Foi considerado um fator de utilização, uma vez que as bombas não operarão 100% do tempo durante um ano. A taxa de falha para este equipamento é apresentada em ocorrências/ano e sua utilização esperada é de 62 vezes por ano, com duração de 20 horas de funcionamento por utilização (De forma conservativa, foram consideradas operações de *offloading* a cada 7 dias e contingência de 20%, totalizando 62 operações por ano). Com isto, o fator de utilização das bombas centrífugas é de 14,2%.

Quadro II.10.3.1-5 – *Frequências das Hipóteses Acidentais 07 e 08.*

SISTEMA	**II**	**FPSO Pioneiro de Libra**				
SUBSISTEMA	**II.3**	**Transferência de Óleo Cru para o Navio Aliviador (*Offloading*)**				
HIPÓTESES ACIDENTAIS	**07 e 08**	**Liberação de óleo cru durante a transferência para o navio aliviador devido a vazamento em mangotes, conexões, válvulas ou acessórios.**				
Descrição dos componentes	**Nº de componentes**	**Taxa de Falha (ano^{-1})**		**Frequência (ano^{-1})**		**Referências Bibliográficas**
		Pequeno Vazamento (Hipótese 07)	**Médio Vazamento (Hipótese 08)**	**Pequeno Vazamento (Hipótese 07)**	**Médio Vazamento (Hipótese 08)**	
Tubulação de aço D >11”	2	8,0511E-5	3,5782E-5	1,6102E-4	7,1564E-5	**HSE, 2015**
Bomba centrífuga	1 (fator de utilização de 14,2%)	1,783E-2	5,428E-3	2,532E-3	7,708E-4	**HSE, 2015**
Medição	1	4,1029E-4	1,3676E-4	4,1029E-4	1,3676E-4	**HSE, 2015**
Mangote de 20”	1	3,72E-4	2,48E-5	3,72E-4	2,48E-5	**HSE, 2012**
Válvula de retenção 24”	1	6,647E-6	5,631E-4	6,647E-6	5,631E-4	**HSE, 2015**
Válvula borboleta atuada de bloqueio e ESDV D > 11”	5	2,7695E-4	5,5390E-4	1,3847E-3	2,7695E-3	**HSE, 2015**
Válvula borboleta (bloqueio)	2	1,7766E-4	1,8129E-6	3,5532E-4	3,6258E-6	**HSE, 2015**
Válvula gaveta 20” (bloqueio)	1	1,7766E-4	1,8129E-6	1,7766E-4	1,8129E-6	**HSE, 2015**
TOTAL				**5,40E-3**	**4,48E-3**	

- **Hipótese Acidental 09**

Para o cálculo do volume de água oleosa liberada devido a ruptura do tanque de *slop* ou da água produzida, foi considerado todo o inventário do tanque T5E-OFF de água produzida (7.530,8 m³) a 1.000 ppm. Assim, pelo volume do tanque T7E de *slop* (1.839,7 m³) ser inferior ao tanque de água produzida, o cenário de vazamento do tanque de *slop* já estaria contemplado por esta hipótese acidental.

Desta forma, têm-se a hipótese acidental abaixo:

Hipótese Acidental 09 - Pequeno vazamento (7,53 m^3): severidade média (I).

Para a determinação da frequência, por o sistema considerado envolver apenas a estocagem, a taxa de furo de tanques de estocagem de água produzida para a determinação do vazamento de óleo foram extraídas de banco de dados. De acordo com o HSE (2015) este valor corresponde a 2,3202E-03 para acidentes relacionados a pequenos furos no tanque. Uma vez que a hipótese acidental 09 considera ruptura de tanque e não há registro para este tipo de evento, considerou-se que esta taxa de falha é 1% da taxa de falha para pequenos furos, ou seja, 2,3202E-05.

O casco duplo presente no FPSO Pioneiro de Libra funciona como um tipo de contenção secundária para vazamentos ocorridos a partir dos tanques de armazenamento de óleo da unidade. A frequência final da hipótese acidental 09, assim como da hipótese acidental 06 apresentada anteriormente, deve ser determinada considerando a combinação de dois eventos de ruptura, sendo que, uma vez que é necessário que ambos os eventos ocorram, é necessário que a frequência originalmente determinada para a ruptura de tanques, 2,3202E-05, seja multiplicada pela probabilidade de ruptura do casco duplo do FPSO, 0,0015 (BEVI, 2009). Desta forma, a frequência final associada a liberação de água oleosa devido a ruptura do tanque de *slop* ou da água produzida corresponde a 3,4803E-8, conforme pode ser observado no **Quadro II.10.2.1-6**, a seguir,

Quadro II.10.2.1-6 – *Frequências da Hipótese Acidental 09.*

SISTEMA	**II**	**FPSO Pioneiro de Libra**			
SUBSISTEMA	**II.4**	**Sistema de Água de Produção**			
HIPÓTESE ACIDENTAL	**09**	**Vazamento de óleo associado à água de produção devido à ruptura do tanque de água produzida/*slop.***			
Descrição dos componentes	**Nº de componentes**	**Probabilidade de Ruptura de Dupla Contenção de Tanques**	**Taxa de Falha (ano $^{-1}$)**	**Frequência (ano $^{-1}$)**	**Referências Bibliográficas**
			Grande Vazamento	**Grande Vazamento**	
Tanques de armazenamento	1	0,0015	2,3202E-5	2,3202E-5 [12]	**HSE, 2015; BEVI, 2009**
TOTAL				**3,4803E-8 [13]**	

[12] Frequência sem considerar a dupla contenção de tanques.
[13] Frequência final considerando-se a dupla contenção de tanques (casco duplo do FPSO).

- **Hipótese Acidental 10**

Para o vazamento de água oleosa desde o estágio de separação de água associada ao óleo até o descarte, incluindo hidrociclone, flotador, bombas de água produzida e resfriador de água produzida, causado por rompimento/vazamento da tubulação, válvulas e acessórios, falha na selagem das bombas de transferência ou falha operacional, foi considerado o volume total do equipamento com maior capacidade, o Flotador X-4402 (20 m³), a uma concentração de 1.000 ppm.

Desta forma, têm-se a hipótese acidental abaixo:

Hipótese Acidental 10 - Pequeno vazamento (0,02 m^3): severidade marginal (II).

Com relação à frequência de ocorrência desta hipótese acidental, os componentes envolvidos e utilizados no cálculo destas frequências foram aqueles apresentados no **Quadro II.10.3.1-7**, que correspondem aos componentes presentes no sistema de água de produção e contribuem para a liberação de óleo no mar. Além das frequências de cada componente, este Quadro também apresenta as frequências resultantes correspondentes a cada um das hipóteses analisadas.

- **Hipótese Acidental 11**

Para o vazamento de água oleosa desde o estágio de separação de água associada ao óleo até o descarte, incluindo hidrociclone, flotador, bombas de água produzida e resfriador de água produzida, causado por falha no processo de tratamento de água produzida, foi considerado o volume total do equipamento com maior capacidade, o Flotador X-4402 (20 m³), a uma concentração de 1.000 ppm.

Desta forma, têm-se a hipótese acidental abaixo:

Hipótese Acidental 11 - Pequeno vazamento (0,02 m^3): severidade marginal (II).

A frequência de ocorrência desta hipótese acidental de pequeno vazamento foi considerada como 7,9866E-4, de acordo com a frequência de falha de um instrumento (medidor de TOG) de sistema de água produzida, disponível em banco de dados (HSE, 2015), conforme pode ser observado no **Quadro II.10.3-8**.

É importante ressaltar que esta hipótese acidental considera apenas a possibilidade de descarte de água oleosa fora dos padrões especificados em decorrência de uma falha no medidor de TOG. A possibilidade de liberação de água oleosa a partir da falha em componentes de todo o trecho de água oleosa/água produzida foi considerada anteriormente na hipótese acidental 10. Vale mencionar ainda que a determinação da severidade associada a esta hipótese acidental é bastante conservadora, pois considera que a água oleosa fora das especificações esteja a uma concentração de 1.000 ppm.

Quadro II.10.3.1-7 - *Frequência da Hipótese Acidental 10.*

SISTEMA	**II**	**FPSO Pioneiro de Libra**		
SUBSISTEMA	**II.4**	**Sistema de Água de Produção**		
HIPÓTESE ACIDENTAL	**10**	**Liberação de água oleosa no sistema de água de produção desde o estágio de separação de água associada ao óleo até o descarte, incluindo hidrociclone, flotador, bombas de água produzida e resfriador de água produzida, causado por rompimento/vazamento da tubulação, válvulas e acessórios, falha na selagem das bombas de transferência ou falha operacional**		
Descrição dos componentes	**Nº de componentes**	**Taxa de Falha (ano^{-1})**	**Frequência (ano^{-1})**	**Referências Bibliográficas**
		Pequeno Vazamento		
Tubulação de saída de 10”	1	4,2693E-5	4,2693E-5	**HSE, 2015**
Tubulação de entrada de 20”	1	2,4502E-5	2,4502E-5	**HSE, 2015**
Válvula ESDV, atuada de 10”	1	7,9936E-4	7,9936E-4	**HSE, 2015**
Válvulas manuais de bloqueio de 10”	2	3,4978E-4	6,9956E-4	**HSE, 2015**
TOTAL			**1,566E-3**	

Quadro II.10.2.1-8 – *Frequências da Hipótese Acidental 11.*

SISTEMA	**II**	**FPSO Pioneiro de Libra**		
SUBSISTEMA	**II.4**	**Sistema de Água de Produção**		
HIPÓTESE ACIDENTAL	**11**	**Vazamento de água oleosa devido à falha no processo de tratamento de água produzida.**		
Descrição dos componentes	**Nº de componentes**	**Taxa de Falha (ano^{-1})**	**Frequência (ano^{-1})**	**Referências Bibliográficas**
		Pequeno Vazamento		
Medidor de TOG	1	7,8535E-5	7,8535E-5	**HSE, 2015**
TOTAL			**7,8535E-5**	

- **Hipótese Acidental 15**

Para o vazamento de óleo diesel, causado por falhas devido à corrosão, trincas, furos ou falha de material dos mangotes, conexões, válvulas ou acessórios, impacto mecânico, falha na selagem das bombas ou falha operacional do sistema de recebimento de óleo diesel do FPSO, o volume máximo de óleo diesel a ser liberado corresponde a 5% do volume do mangote (4” de diâmetro e 120 m de comprimento).

Desta forma, têm-se a hipótese acidental abaixo:

Hipótese Acidental 15 - Pequeno vazamento (0,048 m^3): severidade desprezível (I).

A frequência de ocorrência desta hipótese acidental foi considerada como o somatório das frequências de falha de cada componente do sistema relevante para a liberação de óleo diesel no mar (**Quadro II.10.3.1-9**).

- **Hipótese Acidental 16**

Para o vazamento de óleo diesel ao mar, causado por ruptura em mangotes, conexões, válvulas ou acessórios devido à falha mecânica, perda de posicionamento dinâmico da embarcação de suprimento, impacto mecânico, ou desconexão do mangote, o volume máximo de óleo diesel a ser liberado corresponde a volume total do mangote (4” de diâmetro e 120 m de comprimento) adicionado ao volume liberado considerando uma vazão de 1,7 m^3/min em um tempo de 2 minutos para interromper o vazamento.

Desta forma, têm-se a hipótese acidental abaixo:

Hipótese Acidental 16 - Pequeno vazamento (4,37 m^3): severidade média (III).

A frequência de ocorrência desta hipótese acidental foi considerada como o somatório das frequências de falha de cada componente do sistema relevante para a liberação de óleo diesel no mar (**Quadro II.10.2.1-9**).

Quadro II.10.3.1-9 – *Frequência das Hipóteses Acidentais 15 e 16.*

SISTEMA	**II**	**FPSO Pioneiro de Libra**		
SUBSISTEMA	**II.6**	**Recebimento de óleo Diesel**		
HIPÓTESES ACIDENTAIS	**15 e 16**	**Liberação de óleo diesel para o mar, causado por falhas devido a corrosão, trincas, furos ou falha de material dos mangotes, conexões, válvulas ou acessórios, impacto mecânico, falha na selagem das bombas ou falha operacional do sistema de recebimento de óleo diesel do FPSO.**		
Descrição dos componentes	**Nº de componentes**	**Taxa de Falha (ano^{-1})**	**Frequência (ano^{-1})**	**Referências Bibliográficas**
		Pequeno Vazamento (Hipóteses 15 e 16)		
Tubulação de Aço de 4"	1	6,6652E-5	6,6652E-5	**HSE, 2015**
Mangote de 4''	1	3,72E-4	3,72E-4	**HSE, 2015**
Válvula de bloqueio de 4"	1	3,4978E-5	3,4978E-5	**HSE, 2015**
TOTAL			**4,74E-4**	

- **Hipótese Acidental 17**

Para a determinação do volume máximo de óleo liberado devido ao adernamento ou afundamento do FPSO, causado por falha no sistema de lastro, dano ou colapso da estrutura do FPSO devido a colisão com embarcações ou explosões e incêndios, considerou-se a liberação da capacidade total de estocagem de óleo cru, *slop* e *bilge* no FPSO – 131.137,7 m³. Desta forma tem-se a seguinte hipótese acidental associada:

Hipótese Acidental 17 - Grande vazamento (131.137,7 m^3): severidade catastrófica (V).

Com relação à frequência de ocorrência desta hipótese acidental, foi utilizado como referência o "*Reference Manual Bevi Risk Assesment*", versão 3.2, datado de 01 de julho de 2009. Esta referência é uma atualização do *Purple Book* e aborda com mais detalhes os cenários em questão.

O item 3.14.3.3 do referido manual menciona que não há cenários de falha intrínseca para navios. Desse modo supõe-se que as operações de carga/descarga assumam essa posição. Os únicos cenários relevantes, além das operações de carga/descarga, são os de colisões, que também podem ocorrer durante operações de carga/descarga. Os cenários de colisão são determinados pela situação local, levando em consideração, por exemplo, a movimentação de outras embarcações, rota de transportes e características do porto (quando pertinente).

A frequência para esses cenários pode ser obtida pela equação:

$$F = 6{,}7E\text{-}11 \times T \times t \times N \qquad (5)$$

onde:

F = frequência;

T = número total de navios por ano na rota ou no porto;

t = tempo médio para as operações de carga/descarga (em horas);

N = número de operações de carga/descarga por ano.

De forma conservativa, foram consideradas operações de *offloading* a cada 7 dias e contingência de 20%, totalizando 62 operações por ano. Desta maneira a variável T é considerada igual ao número de aproximações para operação de *offloading* para cada FPSO. Enquanto que o tempo médio para cada *offloading* é de 10 a 20 horas de duração, considerou-se conservativamente o t como 20 horas. Com isto a frequência de ocorrência desta hipótese acidental é de 5,15E-6.

- **Hipóteses Acidentais 18 e 19**

Para o vazamento de QAV ao mar, causado por furo ou trinca no *skid* de QAV ou por desconexão do mangote durante abastecimento de aeronaves no FPSO, o volume máximo a ser liberado corresponde ao volume total da tubulação do sistema. Enquanto que para o vazamento de QAV ao mar causado por rompimento da tubulação e acessórios devido à falha mecânica, impacto mecânico com equipamentos ou danos no manuseio de contentores, o volume máximo a ser liberado corresponde ao volume total do tanque de armazenamento de QAV.

Desta forma, têm-se as hipóteses acidentais abaixo:

Hipótese Acidental 18 - Pequeno vazamento (0,2 m^3): severidade marginal (II).

Hipótese Acidental 19 – Pequeno vazamento (5,2 m^3): severidade média (I).

A frequência de ocorrência destas hipóteses acidentais foi considerada como o somatório das frequências de falha de cada componente do sistema relevante para a liberação de QAV no mar (**Quadro II.10.3.1-10**).

Quadro II.10.3.1-10 – *Frequência das Hipóteses Acidentais 18 e 19.*

SISTEMA	**II**	**FPSO Pioneiro de Libra**		
SUBSISTEMA	**II.8**	**Aeronaves e Heliponto**		
HIPÓTESES ACIDENTAIS	**18 e 19**	**Liberação de QAV ao mar, causado por furo ou trinca no *skid* de QAV ou por desconexão do mangote durante abastecimento de aeronaves no FPSO**		
Descrição dos componentes	**Nº de componentes**	**Taxa de Falha (ano^{-1})**	**Frequência (ano^{-1})**	**Referências Bibliográficas**
		Pequeno Vazamento (Hipóteses 18 e 19)		
Tubulação de Aço D ≤ 4"	1	3,3828E-5	3,3828E-5	**HSE, 2015**
Utilidades – Combustível de Aeronaves	1	2,7759E-3	2,7759E-3	**HSE, 2015**
TOTAL			**2,8097E-3**	

- **Hipótese Acidental 20**

Para o vazamento de QAV ao mar, causado colisão de aeronaves com o FPSO (*helideck*), o volume máximo a ser liberado corresponde a volume total de estocagem de QAV na aeronave.

Desta forma, tem-se a hipótese acidental abaixo:

Hipótese Acidental 20 - Pequeno vazamento (2,9 m^3): severidade marginal (II).

A frequência de ocorrência desta hipótese acidental foi considerada como sendo a frequência de ocorrência de acidentes com aeronaves em FPSOs e FSUs apresentada em banco de dados (UKCS, 2009), 5,2E-3 ano-1. Uma vez que a consequência do acidente ou o porte do vazamento não são detalhados neste banco de dados, a frequência disponibilizada foi diretamente utilizada como sendo a frequência desta hipótese acidental.

- **Hipótese Acidental 21**

Para a hipótese acidental correspondente ao vazamento de óleo diesel devido à ruptura do tanque de armazenamento das embarcações de apoio / instalação considerou-se como volume máximo passível de ser liberado o volume do maior tanque das embarcações de apoio que poderão participar da atividade, 1.575,7 m^3. Em virtude de as embarcações de apoio a serem empregadas na atividade ainda não estarem definidas, o volume máximo poderá ser alterado.

Desta forma, tem-se a seguinte hipótese acidental com a respectiva categoria de severidade:

Hipótese Acidental 21 - Grande vazamento (1.575,7 m^3): severidade catastrófica (V).

Para a determinação da frequência desta hipótese acidental, assim como para a determinação da frequência da hipótese acidental 17, o “Reference Manual Bevi Risk Assesment”, versão 3.2, (2009) foi utilizado como referência. Esta

referência é uma atualização do Purple Book e aborda com mais detalhes os cenários em questão.

Utilizou-se, portanto, a mesma equação utilizada para o cálculo da hipótese acidental 17:

$$F = 6,7E\text{-}11 \times T \times t \times N \quad (6)$$

onde:

F = frequência;

T = número total de navios por ano na rota ou no porto;

t = tempo médio para as operações de carga/descarga (em horas);

N = número de operações de carga/descarga por ano.

Considerou-se “T” e “N” a estimativa de 278 operações de transferência de carga e óleo diesel para o FPSO por ano, com duração média “t” de 12 horas cada. A frequência encontrada para a hipótese acidental 21 é de 6,21E-5.

O **Quadro II.10.3.1-11** apresenta a frequência calculada de cada hipótese acidental que resulte em liberação de óleo para o mar considerada nas atividades do TLD e SPAs no Bloco de Libra.

Quadro II.10.3.1-11 - *Frequência de ocorrência para cada hipótese acidental com vazamento de óleo para o mar nas atividades de TLD e SPAs do Bloco de Libra.*

Sistema	Subsistema	Hipótese Acidental	Porte do Vazamento	Severidade	Frequência de Ocorrência (ano^{-1})
I. Subsea	Poço	**01**	Grande (275.160 m³)	Catastrófica (V)	2,00E-5
	Árvore de Natal Molhada, *Riser* e *Turret*	**02**	Pequeno (8 m³)	Média (III)	6,6340E-3
		03	Médio (177,39 m³)	Crítica (IV)	7,4088E-3
II. FPSO Pioneiro de Libra	Armazenamento de Óleo Cru	**06**	Grande (16.639,9 m³)	Catastrófica (V)	1,5164E-5
	Transferência de Óleo Cru para o Navio Aliviador (*Offloading*)	**07**	Pequeno (2,33 m^3)	Média (III)	5,40E-3
		08	Médio (46,62 m^3)	Crítica (IV)	4,48E-3
	Sistema de Água de Produção	**09**	Pequeno (7,53 m^3)	Média (III)	3,4803E-8
		10	Pequeno (0,02 m^3)	Marginal (II)	1,566E-3
		11	Pequeno (0,02 m^3)	Marginal (II)	7,8535E-5
	Recebimento de Óleo Diesel	**15**	Pequeno (0,048 m^3)	Desprezível (I)	4,74E-4
		16	Pequeno (4,37 m^3)	Média (III)	4,74E-4
	Instalações Gerais, Estrutura do FPSO e Navio Aliviador	**17**	Grande (131.137,7 m^3)	Catastrófica (V)	5,15E-6
	Aeronaves e Heliponto	**18**	Pequeno (0,2 m^3)	Marginal (II)	2,8097E-3
		19	Pequeno (5,2 m^3)	Média (I)	2,8097E-3
		20	Pequeno (2,9 m^3)	Marginal (II)	5,20E-3
III. Barco de Apoio e Instalação	Percurso entre o Porto e Unidade Marítima	**21**	Grande (1.575,7 m³)	Catastrófica (V)	6,21E-5

II.10.4. Avaliação das Consequências

II.10.4.1 - Resultado da Modelagem de Dispersão de Óleo

A seguir serão apresentados os principais resultados da Modelagem do Transporte do Óleo no Mar, os quais contemplam dois cenários sazonais, verão e inverno, e três faixas de volume de vazamento, como definido na Resolução CONAMA Nº398/08: 8 m³, 200 m³ e pior caso, 275.160 m³ (representados no **Quadro II.10.4.1-1**). A modelagem foi realizada para três pontos de vazamento, localizados no Bloco de Libra, na Bacia de Santos. As características dos três pontos utilizados para a modelagem são apresentadas no **Quadro II.10.4.1-2.**

Quadro II.10.4.1-1– *Cenários simulados.*

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m^3)
1	Verão	8
2	Inverno	8
3	Verão	200
4	Inverno	200
5	Verão	275.160
6	Inverno	275.160

Quadro II.10.4.1-2 – *Características dos pontos de vazamento dos TLD e SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.*

Ponto de vazamento	Longitude	Latitude	Datum
TLD	42° 14' 55,183" W	24° 37' 41,555" S	SIRGAS 2000
SPA2	42° 0' 4,504" W	24° 34' 52,057" S	SIRGAS 2000
SPA3	42° 0' 22,057" W	24° 40' 21,278" S	SIRGAS 2000

As características do tipo de óleo utilizado nas simulações são apresentadas no **Quadro II.10.4.1-3** a seguir.

Quadro II.10.4.1-3 - *Características do óleo utilizado na simulação.*

Propriedade	Valor	Unidade
API	27	°
Densidade	0,8836 (20/4 ºC)	g/cm³
Ponto de fluidez	15	°C
Ponto de fulgor	-5	°C
Viscosidade cinemática	32,3 (30°C)	mm^2/s
Viscosidade cinemática	118,2 (20°C)	mm^2/s
Viscosidade cinemática	249,6 (15°C)	mm^2/s

Para a Análise de Risco Ambiental, foi realizada a integração dos resultados dos três pontos. Nesta integração, é considerada, para cada ponto de grade, a maior probabilidade de presença de óleo dos três resultados.

A seguir, são apresentados os mapas integrados de probabilidade de presença de óleo para os vazamentos de volume pequeno (8 m³) (**Figura II.10.4.1-1 e II.10.4.1-2**), volume médio (200 m³) (**Figura II.10.4.1-3 e II.10.4.1-4**) e volume de pior caso (**Figura II.10.4.1-5 e II.10.4.1-6**). Estes cenários a seguir apresentam frequências relacionadas a vazamentos potenciais de óleo no mar.

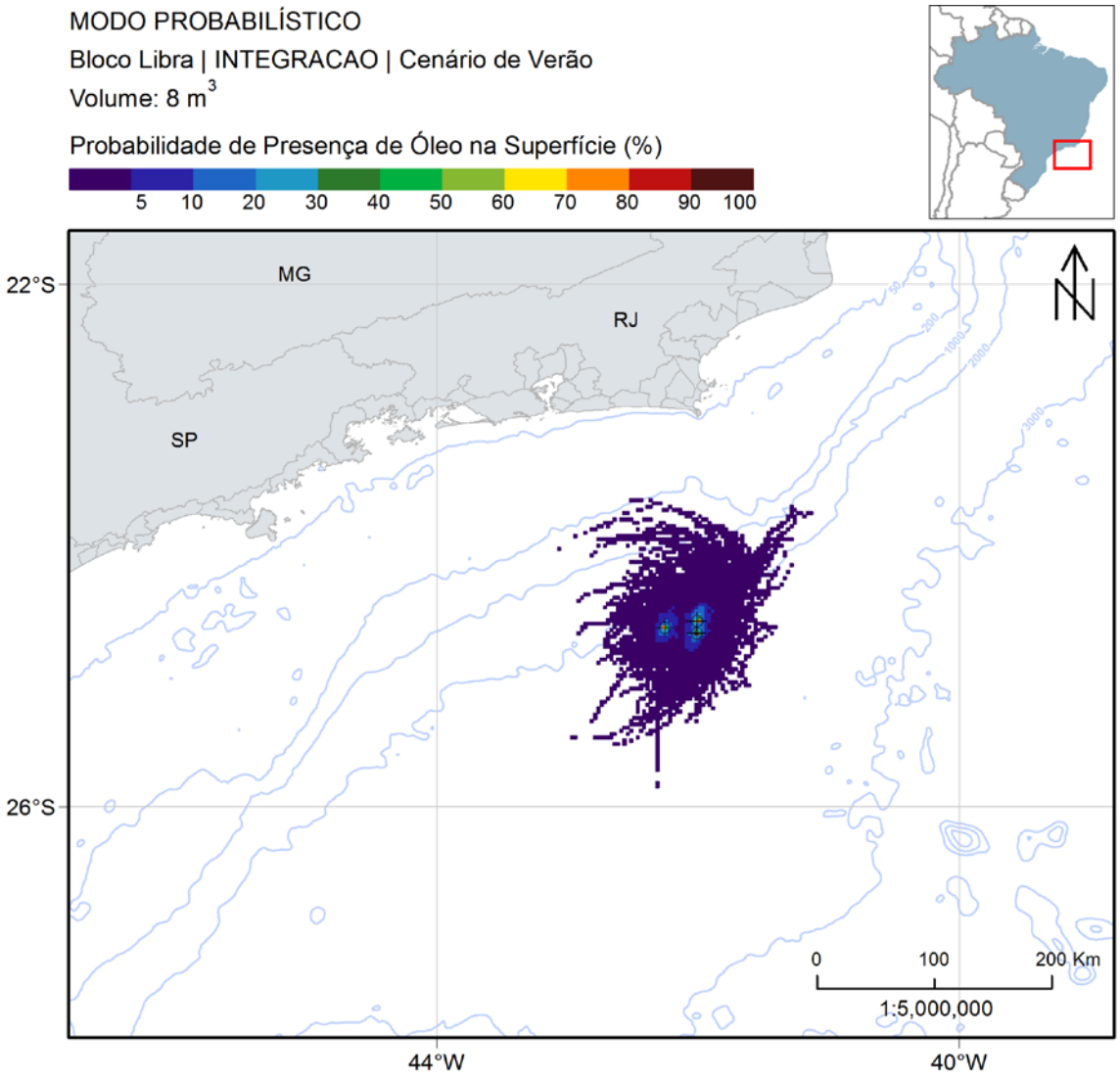


Figura II.10.4.1-1 – *Probabilidade de presença de óleo na água para o CENÁRIO 1 (verão; volume: 8 m³; simulação de 30 dias). Este resultado representa uma integração dos resultados dos três pontos de vazamento.*

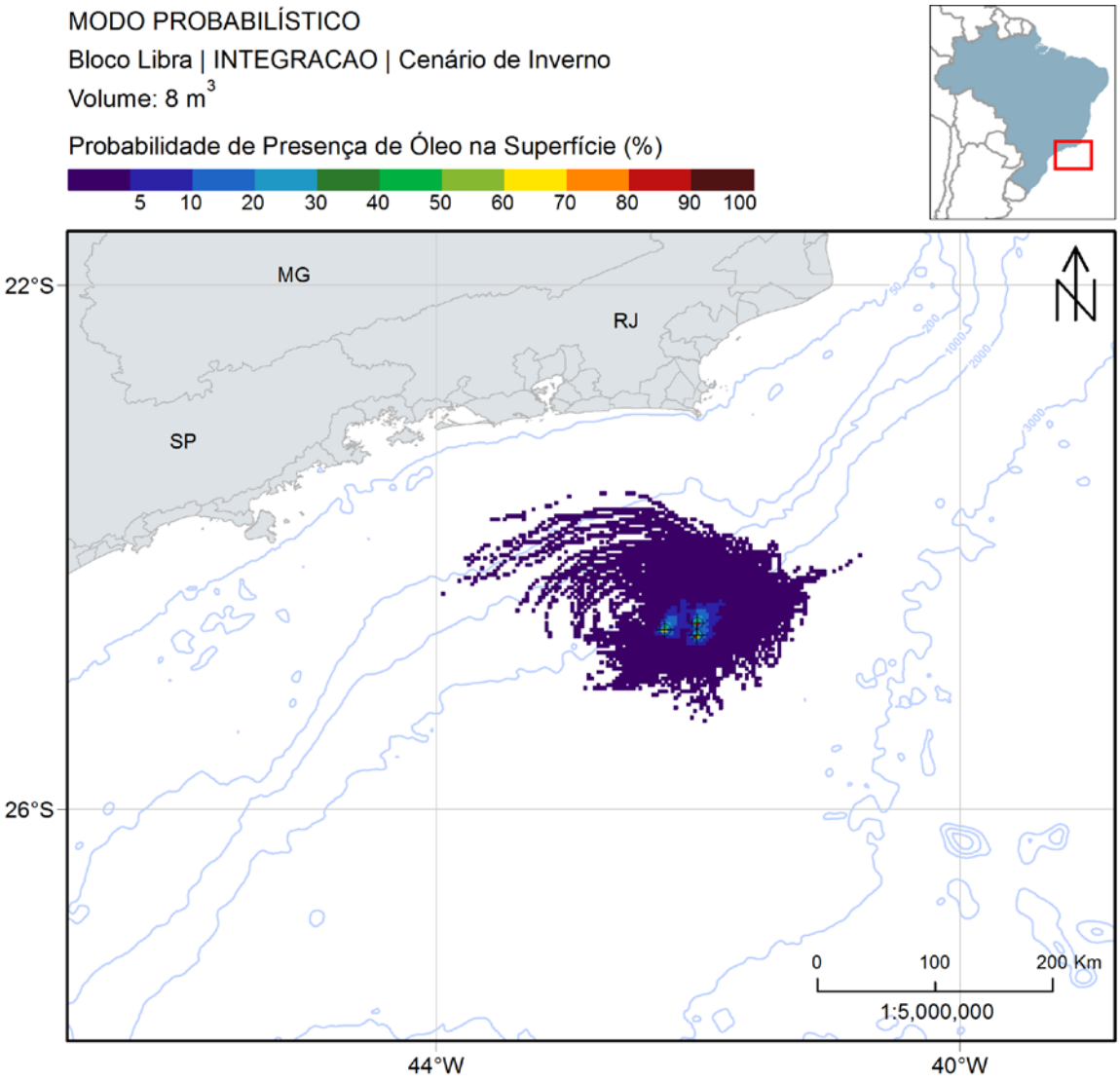


Figura II.10.4.1-2 – *Probabilidade de presença de óleo na água para o CENÁRIO 2 (inverno; volume: 8m³; simulação de 30 dias). Este resultado representa uma integração dos resultados dos três pontos de vazamento.*

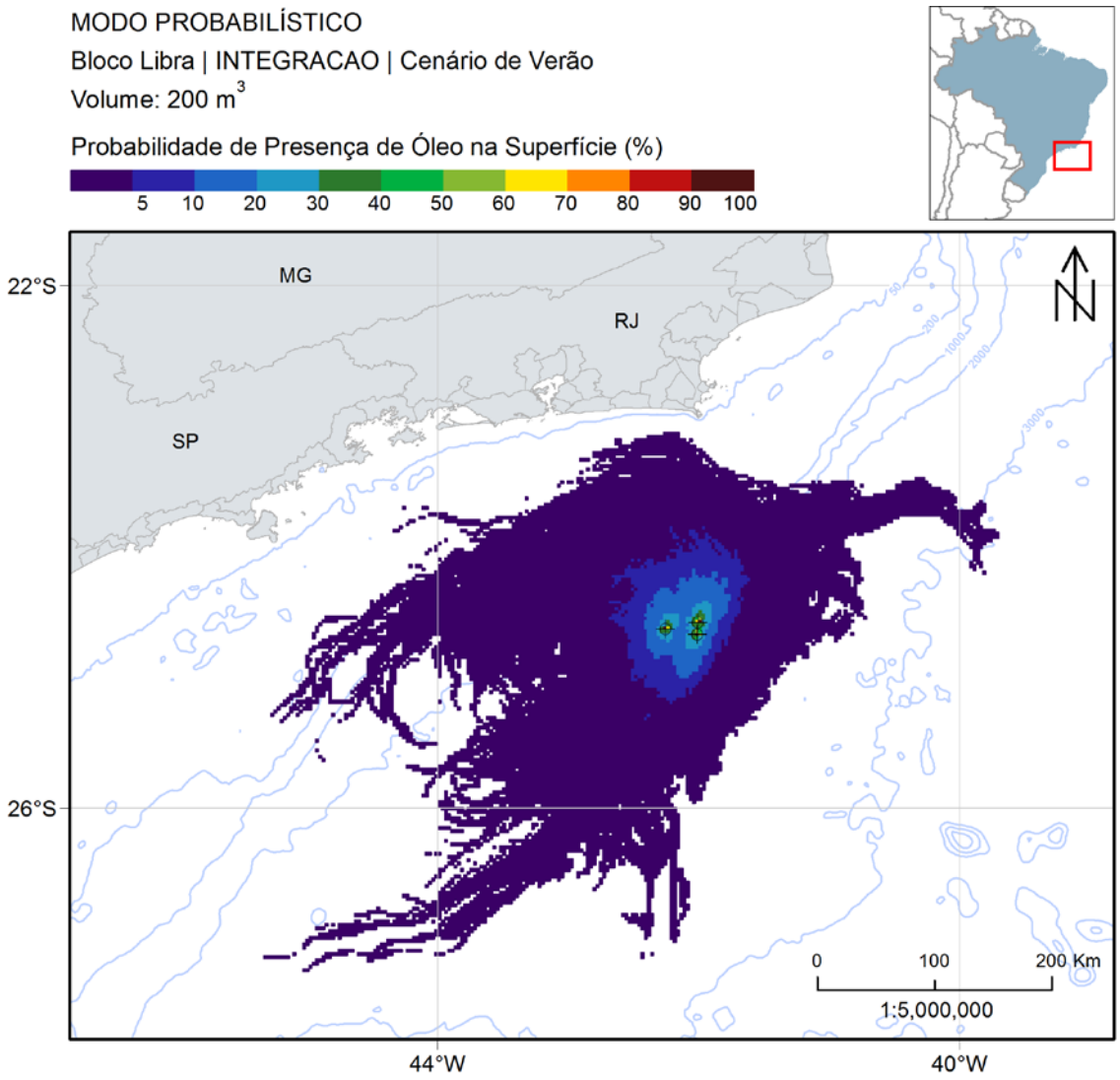


Figura II.10.4.1-3 – *Probabilidade de presença de óleo na água para o CENÁRIO 3 (verão; volume: 200 m³; simulação de 30 dias). Este resultado representa uma integração dos resultados dos três pontos de vazamento.*

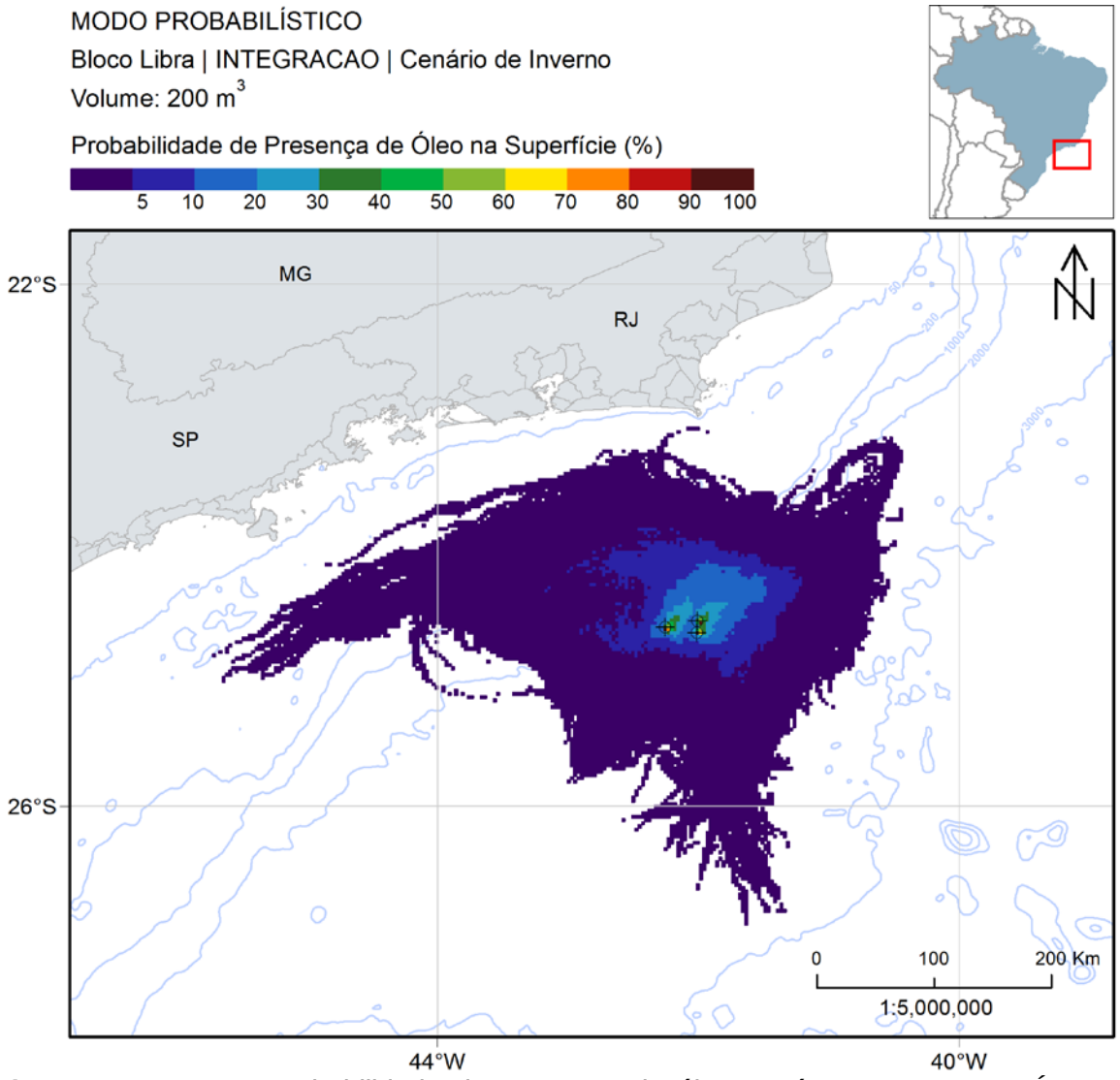


Figura II.10.4.1-4 – *Probabilidade de presença de óleo na água para o CENÁRIO 4 (inverno; volume: 200 m³; simulação de 30 dias). Este resultado representa uma integração dos resultados dos três pontos de vazamento.*

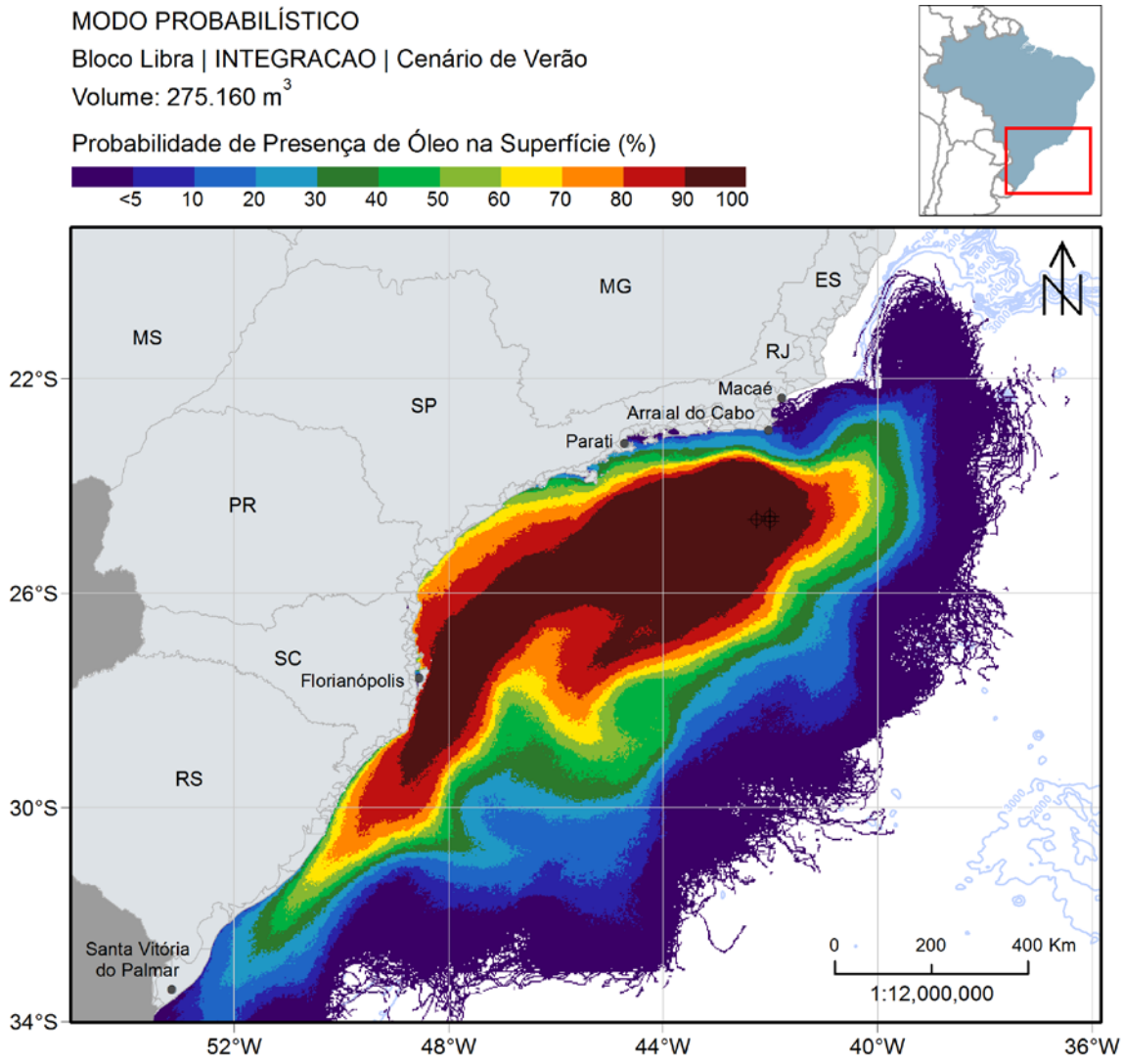


Figura II.10.4.1-5 – *Probabilidade de presença de óleo na água para o CENÁRIO 5 (verão; volume de pior caso; simulação de 60 dias). Este resultado representa uma integração dos resultados dos três pontos de vazamento.*

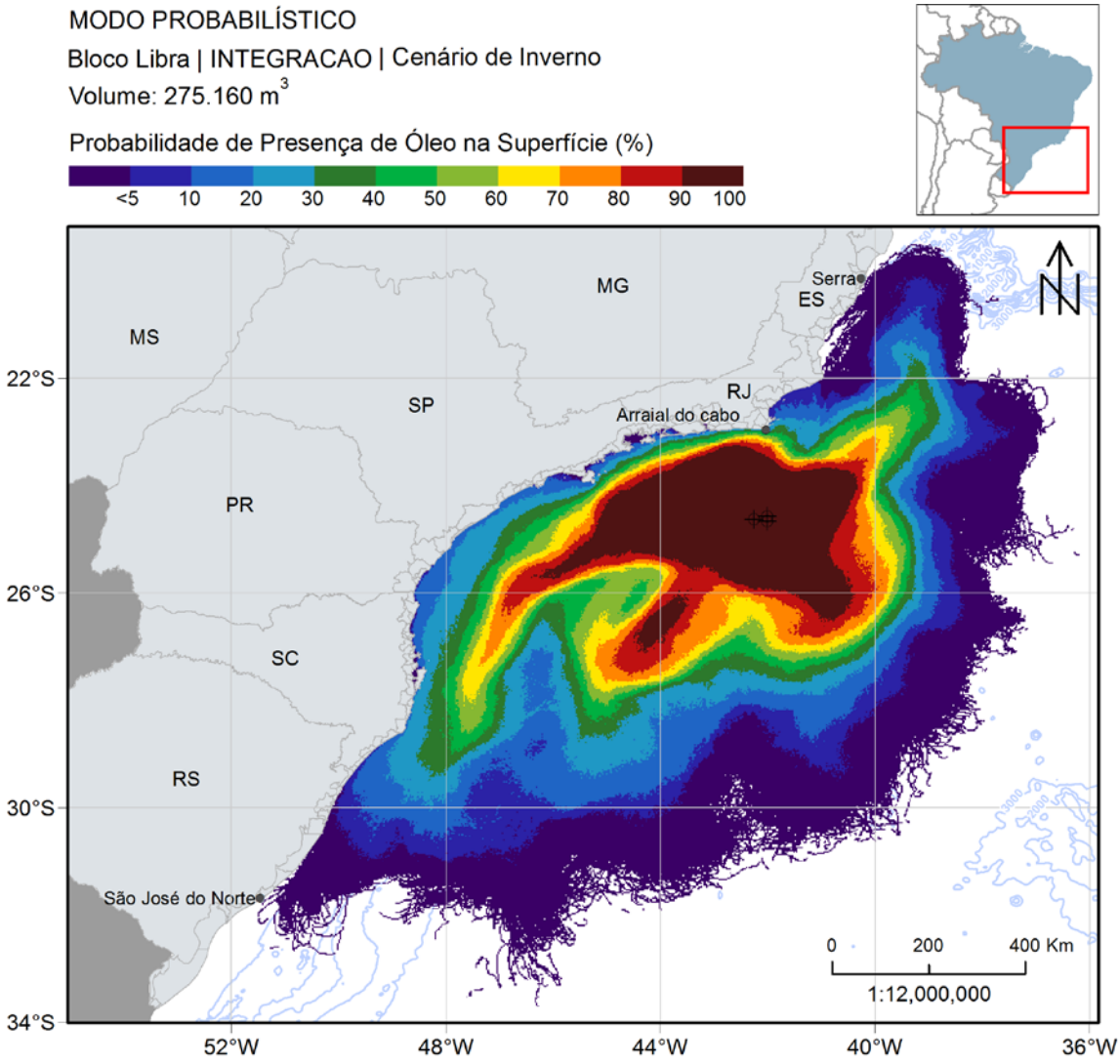


Figura II.10.4.1-6 – *Probabilidade de presença de óleo na água para o CENÁRIO 6 (inverno; volume de pior caso; simulação de 60 dias). Este resultado representa uma integração dos resultados dos três pontos de vazamento.*

II.10.4.2 – Identificação dos Componentes de Valor Ambiental

Os Componentes (CVA) de Valor Ambiental passíveis de serem atingidos, considerando os resultados da modelagem de óleo para o cenário de pior caso com origem no Bloco de Libra, foram identificados a partir das informações constantes na Análise de Vulnerabilidade apresentada no capítulo II.11 – PEI – **Anexo II.11-2.**

A partir da análise de vulnerabilidade, foram identificados e definidos os Componentes com Valor Ambiental (CVAs) com significativa presença na área potencialmente afetada pela presença de óleo. Os critérios utilizados para seleção dos CVAs, conforme TR Nº 037/14, foram:

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

Foram identificados, ao todo, 15 (quinze) componentes (quatro ecossistemas e onze comunidades biológicas), as quais representam áreas de ocorrência, reprodução e/ou concentração de espécies (**Quadro II.10.4.2-1**).

Quadro II.10.4.2-1 – *Componentes de Valor Ambiental identificados para o Estudo de Impacto Ambiental do Teste de Longa Duração (TLD) e Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) do Bloco de Libra, Bacia de Santos.*

Componentes	
Ecossistemas	Manguezais Praias Arenosas (expostas e abrigadas) Costões Rochosos Marismas
Comunidades	Plâncton Aves marinhas costeiras Aves marinhas oceânicas Peixes Cetáceos Boto-cinza (*Sotalia guianensis*) Baleia-de-bryde (*Balaenoptera edeni*) Toninha (*Pontoporia blainvillei*) Baleia-franca-austral (*Eubalaena australis*) Pinípedes Tartarugas-marinhas

Após a definição dos componentes relevantes para a presente análise, suas respectivas áreas de ocorrência foram delimitadas espacialmente utilizando-se, prioritariamente, informações acerca de áreas de concentração, reprodução, alimentação e rotas migratórias de espécies. Quando essas informações não estiveram disponíveis, utilizou-se registros de ocorrência, sendo a abordagem, nesses casos, sempre o mais conservadora possível.

O mapeamento em questão foi feito a partir das informações constantes na Análise de Vulnerabilidade (Capítulo II.11), além do documento “Áreas Prioritárias para a Conservação, Uso Sustentável e Repartição de Benefícios da

Biodiversidade Brasileira: Atualização – Portaria MMA Nº 09, de 23 de janeiro de 2007" (MMA, 2007a) e por informações obtidas no Atlas de Sensibilidade Ambiental ao Óleo da Bacia Marítima de Santos (MMA, 2007b). A partir do mapeamento da área de ocorrência de cada CVA foi realizado o cruzamento com as áreas de probabilidade de toque de óleo, definidas pelos resultados da modelagem de óleo. Desta forma, neste item estão sendo representados os mapas de ocorrência de CVAs as áreas em que há probabilidade de chegada do óleo.

Uma vez identificados e mapeados os CVAs, definiu-se o tempo de recuperação para cada componente. Para a classificação do tempo de recuperação foi consultada bibliografia especializada sobre impactos de óleo em organismos e ecossistemas e tempos de recuperação, além dos guias da IPIECA. A sensibilidade dos componentes foi avaliada em função do seu tempo de recuperação (definido na página 16).

Ressalta-se que estabelecer o tempo de recuperação de uma comunidade biológica em região tropical é extremamente difícil e subjetivo.

- **Componentes de Valor Ambiental (CVA)**

A seguir é apresentada uma breve consideração em relação a cada CVA, seguida dos respectivos resultados obtidos referentes ao mapeamento e ao tempo de recuperação estimado para cada um deles. Foi realizado um cruzamento do mapeamento dos Componentes e das áreas de probabilidade de toque para auxiliar na visualização das informações conjuntas sobre a área de ocorrência.

- ***CVA Manguezais***

A. Introdução

Manguezal é um ecossistema que se destaca por sua alta produtividade e diversidade funcional, possuindo elevada importância ecológica, econômica e social (SOARES *et al*., 2006). É dominado por espécies vegetais típicas, às quais se associam outros componentes da flora e da fauna, adaptados a um substrato periodicamente inundado pelas marés, com grandes variações de salinidade. Além disso, atuam na estabilização da costa, evitando a erosão e, também, constituem barreiras físicas e geoquímicas para os contaminantes (LEWIS *et al*., 2011).

Os manguezais do estado do Espírito Santo ocupam uma área aproximada de 70 km^2. As áreas mais extensas são encontradas no entorno da Baía de Vitória e nos estuários dos rios Piraqueaçu e São Mateus (VALE & FERREIRA, 1998). A composição florística consiste nas mesmas espécies que ocorrem no estado do Rio de Janeiro ocorrendo, ainda, os gêneros *Spartina*, *Hibiscus* e *Acrostichum*, como associados (SILVA *et al*., 2005).

No estado do Rio de Janeiro, as áreas mais extensas de manguezal estão na foz do Rio Paraíba do Sul, Itabapoana e Macaé, e nas baías de Guanabara, Sepetiba e Angra dos Reis, ocupando uma área de aproximadamente 16.000 km² (FEEMA, 1980; MENEZES *et al*., 2000 *apud* BERNINI & REZENDE, 2004). As principais espécies de mangue que compõe esse ecossistema são: *Rhizophora mangle, Laguncularia racemosa*, *Avicennia schaueriana* e *Avicennia germinans* (BERNINI & REZENDE, 2004).

Já em São Paulo, devido à morfologia do trecho norte do litoral paulista, são encontradas poucas áreas de manguezal, que se restringem às desembocaduras de alguns rios (HYDRO/KERRMCGEE/ENSR/AECOM, 2006). Porém, merecem destaque alguns manguezais com maior representatividade na região como aqueles presentes na enseadas de Ubatuba, às margens do rio Rio Juqueriquerê (Caraguatatuba) e no canal de Bertioga e de São Vicente (BG/ENSR/AECOM, 2006; HYDRO/KERRMCGEE/ENSR/AECOM, 2006). Destaca-se ainda o Complexo Estuarino-Lagunar de Iguape (SP), Cananéia (SP) e Paranaguá (PR),

que formam a chamada região de manguezais de Cananéia (SP) (BG/ENSR/AECOM, 2006). Apesar da importância ecológica desse ecossistema, muitos já se encontram degradados e/ou contaminados com metais pesados (PANITZ *et al.*, 1994; BG/ENSR/AECOM, 2006).

No estado de Santa Catarina os manguezais ocorrem principalmente na Baía de Babitonga e na ilha de Florianópolis, sendo formados por *A. schaueriana*, *L. racemosa* e *R. mangle* (CUNHA *et al*., 2006).

Dessa maneira, a zona costeira da região passível de ser atingida caso ocorra um vazamento de óleo de pior caso é rica em manguezais, sendo alguns deles protegidos por Unidades de Conservação. Entretanto, observa-se que muitos desses ecossistemas encontram-se degradados devido à ação antrópica (BP/AECOM, 2012). Segundo BAHIATURSA (2000) pode-se destacar os seguintes impactos nesses ambientes: aterros e consequente assoreamento; pesca predatória e mariscagem por pessoas que não fazem parte das comunidades locais; o não respeito à época do defeso dos crustáceos; lixo e o esgoto sanitário.

Apesar do quadro de degradação em que os manguezais brasileiros se encontram, no tocante ao aspecto legal, são ecossistemas protegidos pelo Código Florestal Brasileiro no artigo 2, de número 4.771 do ano de 1965, o qual prevê que toda área de manguezal é de preservação permanente protegendo, assim, a flora e a fauna destes ambientes tropicais. Além disso, o ecossistema faz parte das zonas úmidas de importância internacional da Convenção de Ramsar de 1971.

B. Mapeamento

A **Figura II.10.4.2-1** apresenta a localização dos manguezais nas áreas com probabilidades de chegada de óleo, no cenário de pior caso, tanto no inverno como no verão. As áreas ocupadas por manguezais foram delimitadas através de mapeamento digital utilizando Atlas de Sensibilidade Ambiental ao Óleo da Bacia Marítima de Santos (MMA, 2007b), e o mosaico de imagens GeoEye e DigitalGlobe acessado com Google Earth Pro™ em abril de 2015. Vale mencionar que para os manguezais está sendo apresentado apenas o cruzamento do

mapeamento da ocorrência deste CVA com a probabilidade de chegada de óleo para o pior caso em função de nos cenários de vazamento de óleo com volumes de até 8 m³ e entre 8 e 200 m³ não haver chegada de óleo nas áreas de ocorrência de manguezais, fato que ocorre apenas ao se considerar o volume de pior caso.

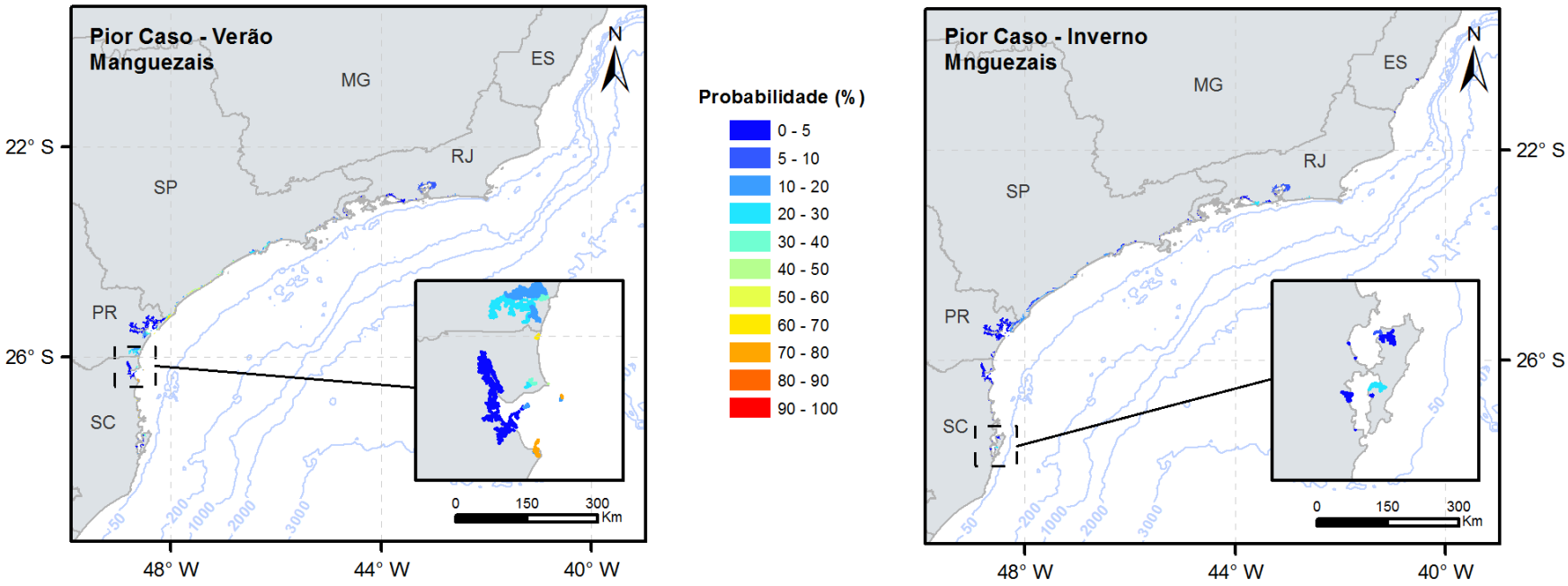


Figura II.10.4.2-1 – *Localização dos manguezais na área com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, pior caso.*

C. Tempos de recuperação

Os manguezais são considerados um dos ecossistemas mais sensíveis ao óleo (JACOBI & SCHAEFFER-NOVELLI, 1990; NOAA, 2002) e áreas prioritárias de proteção em caso de vazamentos. De acordo com o MMA (2001), os manguezais possuem Índice de Sensibilidade do Litoral (ISL) a derrames de óleo de valor 10, ou seja, o valor máximo de sensibilidade. O que torna o impacto do óleo nos manguezais extremamente danoso e delicado é a persistência do mesmo nesses ecossistemas, podendo prolongar os efeitos letais e subletais, bem como retardar seu processo de recuperação (SOARES, 2003). De acordo com o mesmo autor, o impacto do óleo nos manguezais irá depender de diversos fatores como o tipo e a quantidade de óleo derramado, características geomorfológicas, frequência de inundação pelas marés, energia das marés, características do sedimento, espécies vegetais, atividade da macrofauna bentônica e atividades microbianas.

Os manguezais são áreas de baixa energia de ondas e de difícil atuação de limpeza (BAKER, 1982; NOAA, 2002). Muitas vezes, a limpeza pode causar mais danos que o próprio óleo e, nestes casos, a recuperação natural pode ser a melhor opção, sendo a escolha adequada no caso de óleos leves (que não possuem grande capacidade de penetração no solo), como a gasolina e o querosene de aviação (GETTER & LEWIS, 2003). No caso de óleos pesados (que não apresentam grande capacidade de penetração no solo), a recuperação natural deve ser considerada apenas se o pisoteio puder causar penetração do óleo no sedimento (NOAA, 2002; GETTER & LEWIS, 2003).

De acordo com GETTER *et al*. (1984), os efeitos do óleo sobre o ecossistema de manguezal podem ser agudos, se manifestando a curto prazo, ou crônicos, se manifestando em médio e longo prazos. O impacto inicial pode levar à mortalidade em massa dos bosques de mangue devido à asfixia e, posteriormente, o impacto crônico pode levar a uma gradual expansão da área morta. Isso ocorre devido ao enfraquecimento de indivíduos que sobreviveram ao impacto inicial, e aos efeitos residuais do impacto agudo associados à exposição crônica a produtos tóxicos que permanecem no substrato. Além disso, há o efeito

da alta toxicidade de alguns constituintes do petróleo sobre a cobertura vegetal. De acordo com SOARES *et al.* (2006), diversos autores relatam a mortalidade em massa e imediata de bosques de mangue afetados por derramamentos de petróleo e derivados.

O óleo penetra nos manguezais durante a maré alta e, então, é depositado nas raízes aéreas e na superfície do sedimento quando a maré retrocede. Os organismos que vivem no ecossistema são afetados de duas formas: primeiro poderá haver altas taxas de mortalidade como resultado direto do contato com o óleo e, depois, haverá perda de habitat para os organismos que vivem nos ramos e copas das árvores, e no sistema de raízes aéreas (IPIECA, 1993). Os impactos no mangue podem levar ao amarelecimento das folhas, desfolhamento e morte das árvores (JACOBI & SCHAEFFER-NOVELLI, 1990; NOAA, 2002; RODRIGUES *et al*., 1989). É importante ressaltar que, quando um manguezal é atingido, nem todas as árvores recobertas por óleo são mortas, o que, em geral, ocorre apenas em parte da área afetada (GETTER *et al*., 1984; BURNS *et al*., 1993; KELLER & JACKSON, 1993; GARRITY *et al*., 1994; DUKE *et al*., 1997; DUKE *et al*., 1999; YENDER *et al*., 2008), possivelmente naquelas de maior retenção de óleo (KELLER & JACKSON, 1993).

Outros impactos na vegetação dos manguezais incluem a ramificação de pneumatóforos, falha na germinação, redução da cobertura vegetal, aumento da taxa de mutação e uma maior sensibilidade a outras pertubações (NOAA, 2002). De acordo com o mesmo trabalho, a quantidade e o período de tempo que o óleo foi derramado no manguezal são variáveis essenciais para determinar a severidade do impacto.

A fauna de invertebrados e as macroalgas associadas à vegetação, em geral, apresentam elevada mortalidade, mas com rápida recuperação (CHAN, 1977; NADEAU & BERGQUIST, 1977; GILFILLAN *et al*., 1981; LEVINGS *et al*., 1994; OTITOLOJU *et al*., 2007; MELVILLE *et al*., 2009). Os impactos de mais longo prazo estão associados ao óleo retido nos sedimentos, que pode persistir por muitos anos (CORREDOR *et al*., 1990; BURNS *et al*., 1994; WARD *et al*., 2003) e vir a ser uma fonte crônica de contaminação, sendo liberado continuamente para

o ambiente e causando potencialmente efeitos subletais (BURNS *et al*., 1993; GARRITY *et al*., 1993; SNEDAKER *et al*., 1996).

As evidências de um vazamento de óleo podem permanecer nos manguezais por décadas e, de acordo com alguns autores, o ecossistema pode não voltar completamente ao estado original (NOAA, 2002; WASSERMAN *et al*., 2002). GETTER *et al*. (1984) afirmam que a recuperação do manguezal em termos estruturais não garante que esse sistema tenha se recuperado em termos da sua funcionalidade (incluindo a interação com ecossistemas costeiros adjacentes). Por outro lado, esses autores destacam que uma função similar a do sistema original pode ser observada num bosque com estrutura diferente da original. É válido salientar que em seus trabalhos, WHITE & BAKER (1998) e KINGSTON (2002) definem o conceito de “recuperação” como sendo o momento em que a saúde da comunidade biológica é reestabelecida e não necessariamente quando as características estruturais do ecossistema estão totalmente igualadas ao momento prévio ao impacto.

É raro encontrar estudos sobre a recuperação de manguezais a longo prazo, a maior parte se resume a avaliações realizadas poucos anos após o vazamento. É ainda mais raro encontrar estudos que avaliem as comunidades de invertebrados associadas. A maioria dos estudos se limita à avaliação das árvores por si só (NOAA, 2002). A densidade de árvores de mangue e a saúde destas são os únicos indicadores amplamente medidos em várias situações de impactos pelo vazamento de óleo. O **Quadro II.10.4.2-2** mostra o tempo de recuperação de manguezais no mundo, porém baseados somente em dados da vegetação.

Quadro II.10.4.2-2 – *Impactos e tempo de recuperação de árvores de manguezais em oito vazamentos de óleo e cinco locais.*

Localização	***Tipo de Óleo***	***Impactos no manguezal***	***Tempo de Recuperação***	***Bibliografia***
Era, Austrália Agosto, 1992	Bunker (combustível)	*Avicennia marina* 75-100 ha impactados	>4 anos	WARDROP *et al.,* 1997
Santa Augusta, Ilhas Virgens (EUA), 1971	Óleo cru	*Rhizophora mangle*	>7 anos (pouca ou nenhuma recolonização)	LEWIS, 1979
Zoe Colocotronis, Porto Rico Março, 1973	Venezuela cru	*Rhizophora mangle* *Avicennia nitita*	>6 anos (área exposta)	NADEAU & BERGQUIST, 1977; GILFILLAN *et al.*, 1981
**Witwater* Panamá, 1968	Óleo cru	49 ha desmatados	23 anos (franja – área exposta) >23 anos (área abrigada)	DUKE *et al.*, 1997
Bahía las Minas, Panamá Abril, 1986	Combustível de aviação (JP-5)	*Rhizophora mangle* *Laguncularia racemosa* *Avicennia germinans* *Pelliciera rhizophorae*	>5 anos (mangue exposto) >6 anos (recuperação em andamento)	GARRITY *et al.,* 1994; DUKE *et al.,* 1997
Roosevelt Roads, Porto Rico Novembro de 1986 a Outubro de 1999	Nº 6 & Nº 2 (combustível)	*Laguncularia racemosa* 6 ha mortos (1986)	>1 ano	BALLOU & LEWIS, 1989; WILKINSON *et al.,* 2001
		31 acres impactados (1999)	>1,5 ano	
Baía Tampa Agosto de 1993	-	*Avicennia germinans* *Rhizophora mangle* *Laguncularia racemosa* 5,5 acres impactados	>2 anos	LEVINGS & GARRITY, 1995

* Único estudo em que foi observada a recuperação das árvores da região exposta do manguezal.

Nos ambientes tropicais, onde o clima é mais quente e há mais luminosidade, a degradação do óleo é mais rápida (NOAA, 1994), assim como nas áreas do manguezal onde a inundação é maior, onde os teores de hidrocarbonetos irão diminuir mais rapidamente (GARRITY *et al*., 1994). A recuperação da vegetação

pode ser avaliada pela restauração das clareiras, já que esse processo acontece através do recrutamento periódico e sobrevivência de plântulas e propágulos nas áreas afetadas, gerando a recomposição do bosque. Durante todo esse processo, os efeitos tóxicos da contaminação crônica pela redisponibilização do óleo enterrado no sedimento e o impacto físico da queda e arraste de árvores e raízes mortas costumam causar atrasos na recuperação (GETTER & LEWIS, 2003). Após cinco a sete anos do evento, a estrutura do bosque se torna mais estável e a contaminação se torna menor.

Em um estudo realizado no Panamá, 10 anos após um vazamento de óleo, foi observado que a população de árvores viáveis era apenas metade da original (BOYD *et al*., 2001). BURNS *et al.* (1993) estimaram um período de 20 anos de recuperação para um derramamento de óleo em manguezal no Panamá. KATHIRESAN *et al*. (2001) *apud* (LOPES, 2007) também citam vazamentos em manguezais no Panamá, e corroboram com o tempo de pelo menos vinte anos para a sua recuperação.

DUKE & BURNS (1999) verificaram que um manguezal impactado por óleo na Austrália só se recuperou 25 anos após o evento, quando não foi mais detectado óleo no sedimento.

BARTH (2002) considera que a recuperação dos manguezais no Kuait, no vazamento ocorrido durante a Guerra do Golfo, foi mais rápida que a dos marismas da região, devido à fortes correntes, uma alta taxa de inundação e uma rede de estreitos canais, o que facilitou a limpeza natural do ecossistema.

WASSERMAN *et al*. (2002) propõem o estabelecimento de uma ordem de grandeza temporal para a recuperação de manguezais atingidos por vazamentos de óleo, levando-se em consideração a taxa de degradação do óleo no ambiente, conforme **Quadro II.10.4.2-3.**

Quadro II.10.4.2-3 – *Ordem de grandeza temporal de cada um dos processos de degradação do ambiente manguezal quando de significativa contaminação por óelo.*

Tempo de exposição	Impactos observados
Agudo	
0 a 15 dias	Morte de aves, tartarugas, peixes e invertebrados.
15 a 30 dias	Desfoliação, morte de pequenas árvores de mangue, e desaparecimento das comunidades associadas às raízes.
Crônico	
30 dias a 1 ano	Desfoliação e morte de árvores maiores (1 a 3 m), danos irreparáveis aparecem nos tecidos das raízes.
1 a 5 anos	Morte das grandes árvores de mangue (mais de 3 m). Nas sobreviventes, ocorre perda das raízes sujas de óleo e crescimento de outras raízes (mas frequentemente deformadas).
1 a 10 anos	Redução da produção de serrapilheira, redução da capacidade de reprodução e redução da sobrevida de plântulas.

Fonte: WASSERMAN *et al.*, 2002.

Os manguezais têm sidos expostos ao óleo tanto por vazamentos individuais, geralmente associados a efeitos agudos, como por poluição crônica, associados a pequenos vazamentos de refinarias e descartes de tanques de armazenamento. De acordo com NOAA (2002), a extensão dos danos aos manguezais não é aparente por muitos meses ou anos após um incidente, independentemente do tipo de combustível e a extensão da resposta. O **Quadro II.10.4.2-4** apresenta alguns exemplos de acidentes com vazamento de óleo e os efeitos reportados nos manguezais.

Quadro II.10.4.2-4 – *Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre os manguezais.*

Vazamento	Efeitos reportados
1973: *Zoe Colocotronis*, La Parguera, Porto Rico. Volume do óleo derramado: 1,58 milhões de galões de óleo cru.	Houve desfolhação e morte da vegetação durante os três anos após o vazamento. Um estudo realizado oito meses após o vazamento observou que apesar da concentração de óleo permanecer alta, a substância já estava altamente degradada, sugerindo que os componentes tóxicos já teriam sido eliminados após cerca de meio ano. Entretanto, onze anos após o vazamento foi encontrada uma concentração de 10.000 a 100.000 ppm em uma camada de 6 cm abaixo do sedimento aparentemente limpo.
1978: *Peck Slip*, Porto Rico. Volume do óleo derramado: entre 440.000 e 450.000 galões de óleo.	Foi estimado que 3,5 toneladas de óleo cobriram as raízes dos manguezais. Com dois a três meses houve desfolhação em alguns manguezais, que continuou ocorrendo na vegetação mais atingida entre 10 e 18 meses depois.
1986 e 1999: *Jet Fuel*, Porto Rico. Volume do óleo derramado: 1986 – 59.000 galões de combustível. 1999 – 112.000 galões de combustível.	1986: Após dez dias do vazamento foram observados efeitos visíveis em árvores adultas. Pesquisas detalhadas realizadas cinco meses depois encontraram a maioria das árvores adultas mortas ou desfolhadas. 1999: Neste incidente, os manguezais da enseada de maré foram altamente danificados. Em uma das áreas foi observada alguma recuperação após dois anos do vazamento. No entanto, em outra área, não houve sinais de recuperação. Do total de 50 acres de manguezal afetado, aproximadamente 30 acres não mostraram sinais de recuperação após dois anos.
1991: Barcaça *Vesta Bella*, Ilhas Virgens americanas. Volume do óleo derramado: desconhecido.	Os mangues brancos de um local sofreram alta desfolhação, mas também alto crescimento após seis a doze meses do vazamento. Houve algum sinal de clorose e nenhum sinal de óleo nas raízes. Os mangues vermelhos continuaram saudáveis.

Continua

Continuação - Quadro II.10.4.2-4

Vazamento	Efeitos reportados
1992: Navio-tanque *Era*, Sul da Austrália. Volume do óleo derramado: 974.000 galões de uma mistura de diesel e óleo residual pesado.	O óleo penetrou 50 m no manguezal, cobrindo folhas, caules, troncos e sedimento. Três meses após o vazamento foi observada uma extensiva desfolhação em uma determinada área e, após os quatro anos de estudo, a área afetada ainda não havia se recuperado.
1968 e 1986: Tanques de armazenamento Witwater e Texaco, Bahia Las Minas, Panamá. Volume do óleo derramado: 1968: 588.000 galões de óleo diesel e combustível. 1986: 10,1 milhões de galões de óleo cru.	1968 (Witwater): Tanto as árvores de mangue vermelho como de mangue preto foram altamente atingidas pelo óleo e a maioria das mudas de mangue vermelho foi morta. O óleo também danificou muitos organismos que habitam o manguezal e 4% da área total da floresta de mangue foi completamente desmatada cinco anos após o vazamento. Grande parte da área tinha novo recrutamento onze anos após o vazamento, porém 3 ha foram perdidos pela invasão do mar. Vinte e três anos após o vazamento os impactos do óleo permaneciam no manguezal. 1986 (Texaco): Um total de 82 km de costa foi altamente impactado pelo óleo, incluindo alguns manguezais recuperados do vazamento de 1968. Um estudo detalhado das árvores do manguezal mostrou que as mudas de um a dois anos sobreviveram, enquanto as árvores adultas ao redor não. Estudos posteriores indicaram que a recuperação estava bem avançada em 1992 devido, em parte, a uma extensiva restauração. No entanto, aproximadamente 5 ha de floresta foram perdidos pela invasão do mar e houve grandes diferenças entre as áreas expostas e abrigadas. Mesmo a quantidade de óleo derramada no vazamento de 1986 sendo dez vezes maior do que em 1968, os danos para os manguezais não foram dez vezes maior. Diversos fatores como ventos mais calmos, marés mais baixas, diferentes tipos de óleo e o longo tempo de intemperismo antes do impacto resultaram em uma menor toxicidade.
1993: Barcaça *Bouchard B-155*, Tampa Bay, Flórida. Volume do óleo derramado: 338.000 galões de óleo combustível.	Árvores adultas de mangue vermelho se deterioraram com moderada a alta desfolhação e apodrecimento de raízes. Um a dois anos após o derramamento e limpeza da área, estudos sugeriram que efeitos subletais podem ser comuns em mangues com óleo.

Fonte: NOAA (2002); SOARES *et al.* (2006).

É importante salientar que muitos autores estimam tempos de recuperação para manguezais impactados por óleo, porém, deve-se atentar para o fato de que nem todos representam a realidade encontrada neste estudo, pois contam com agentes que agravam o impacto gerado.

Como exemplo, podem-se citar alguns casos:

- SANTOS *et al.* (2012) analisaram o impacto de um vazamento de óleo cru ocasionado pelo rompimento de um oleoduto em terra, sobre manguezais às margens do canal de Bertioga, na Baixada Santista (SP), Sudeste do Brasil. Comparando com dados anteriores ao vazamento, foi possível identificar uma recuperação progressiva, com uma diminuição no número de lacunas entre as árvores, aumento de área das zonas interna e de franja e diminuição da área da zona de transição. Os resultados mostram que 22 anos após o vazamento, o manguezal estava coberto por árvores mais baixas e com menor diâmetro do que as árvores que ocupavam o mesmo ambiente antes do incidente. Mesmo assim, esse caso não reflete à realidade já que, segundo estudo feito por KINGSTON (2002) deve-se considerar que vazamentos costeiros apresentam maior gravidade do que vazamentos ocorridos em áreas oceânicas. O mesmo autor afirma ocorrer evaporação e dispersão de partículas de óleo durante a sua viagem até a costa. Dessa forma, o óleo perde grande parte de seus componentes tóxicos e não se mostra tão impactante quanto um óleo em seu primeiro estágio de vazamento (NOAA, 2002).

Ao analisarem as estimativas de tempos de recuperação para manguezais atingidos por vazamentos de óleo na Ausrália e no Panamá, DUKE *et al*. (1999) obtiveram um valor médio de 36 anos. Uma vez que entre os casos analisados estão incidentes ocorridos na costa e em locais posteriormente atingidos por catástrofes climáticas como furacões (o que aumenta o tempo de recuperação), o tempo médio de recuperação sofre automaticamente um aumento. Desta forma, esse valor não deve ser tomado como base para recuperação de manguezais atingidos por evento único de vazamento em alto mar. Além disso, DUKE *et al*. (1999) afirmam em seu estudo que todos os manguezais australianos estudados pertencem a ambientes temperados e que, por esse motivo, possuem tempo de recuperação maior quando comparados aos manguezais de regiões tropicais.

Esse argumento é corroborado pela IPIECA (1993), em estudo que defende que a degradação do óleo é significativamente mais rápida em regiões tropicais.

- No trabalho realizado por GETTER & LEWIS (2003), observações feitas através do levantamento de estudos sobre manguezais que sofreram impactos com vazamento de óleo, demonstraram que após 21-30 anos, a maioria dos manguezais estava praticamente recuperado em sua totalidade, com copas fechadas, porém, com árvores de tamanhos menores. Deve-se considerar que entre os manguezais avaliados estavam também aqueles afetados por múltiplos vazamentos ou catástrofes ambientais, o que, como já visto, contribui para o aumento do tempo de recuperação.

D. Conclusão

Considerando o já exposto, associado ao fato da atividade estar localizada a no mínimo 164 km da costa, o impacto passível de acontecer sobre os manguezais da região configura-se um cenário de menor gravidade quando comparado àqueles resultantes de vazamentos originados em regiões costeiras. Além disso, a região está localizada em área de clima tropical e, por isso, espera-se que a degradação do óleo seja substancialmente mais rápida do que aquelas descritas aqui com base em estudos dirigidos a áreas de clima temperado.

Ainda assim, reconhece-se a importância dos manguezais como filtro biológico e habitat para espécies produtoras e exportadoras de detritos, controladoras da hidrodinâmica e da erosão, além de estabilizadoras da linha costeira (KILCA *et al*., 2010). Por esse motivo, o tempo de recuperação desse componente foi definido como 25 anos.

Resumo:

CVA Manguezais: Tempo de Recuperação de 25 anos

- ***CVA Praias arenosas (expostas e abrigadas)***

A. Introdução

As praias constituem sistemas dinâmicos, onde elementos básicos como ventos, água e areia interagem, resultando em processos hidrodinâmicos e deposicionais complexos (BROWN & MCLACHLAN, 1990). Podem ser divididas em uma porção subaérea (supra e mediolitoral) e outra subaquática (infralitoral) que inclui a zona de arrebentação e se estende até a base das ondas (WRIGHT & SHORT, 1983).

Quanto ao grau de exposição, as praias podem ser identificadas desde muito expostas a muito protegidas, sendo a variabilidade física resultante da combinação de parâmetros como nível energético das ondas e granulometria do sedimento. Destes dependem a morfologia do fundo, o padrão de circulação e a dinâmica de correntes (VILLWOCK, 1987 *apud* AMARAL *et al*., 2002).

No que diz respeito à composição biológica dos ecossistemas de praia, a configuração é extremamente variável, o que depende principalmente das características geomorfológicas e hidrodinâmicas dos locais. Dessa maneira, quanto maior o diâmetro do grão e, consequentemente, a declividade da praia, menor a biodiversidade e abundância de espécies (AMARAL *et al*., 2002). Em contrapartida, as praias de areia média, fina e/ou mista são biologicamente mais ricas, sendo superadas apenas pelas praias lamosas que apresentam uma enorme diversidade e abundância de espécies (LOPES, 2007). Assumindo-se que a comunidade biológica tem suas características definidas pelas condições ambientais, nas praias de areia grossa, pobres em matéria orgânica e fisicamente instáveis, há predominância de animais filtradores, enquanto nas praias lodosas há o predomínio de espécies depositívoras, estimuladas pela maior quantidade de matéria orgânica (LOPES, 2007).

A fauna de praias é composta, principalmente, por animais permanentes, normalmente com distribuição agregada, e pode ser classificada de acordo com o modo de vida (epifauna e infauna) e tamanho dos indivíduos (macrofauna, meiofauna e microfauna). Além disso, devem ser incluídos à fauna de praias

arenosas organismos que visitam temporariamente a praia e/ou dela dependem como fonte essencial de alimento.

De uma maneira geral, a fauna de praias é representada por diversos grupos taxonômicos, tais como Cnidaria, Turbellaria, Nemertea, Nematoda, Annelida, Mollusca, Echiura, Sipuncula, Crustacea, Pycnogonida, Brachiopoda, Echinodermata e Hemichordata. Entre esses, os numericamente mais importantes são Polychaeta, Mollusca e Crustacea.).

B. Mapeamento

A **Figura II.10.4.2-2** apresenta a localização das praias arenosas nas áreas com probabilidades de chegada de óleo, no cenário de pior caso, tanto no inverno como no verão. As áreas ocupadas por praias arenosas foram delimitadas através de mapeamento digital, GeoEye resolução 0,5 m, Google Earth Pro™ serviço de mapa (28/07/2001, 04/11/2002, 29/11/2006, 20/07/2009, 27/10/2010). Ressalta-se que assim como ocorrera para o CVA Manguezais, o CVA Praias Arenosas também não possui possilidade de ser atingido pelo óleo quando da ocorrência de vazamentos de até 8 m³ e entre 8 e 200 m³.

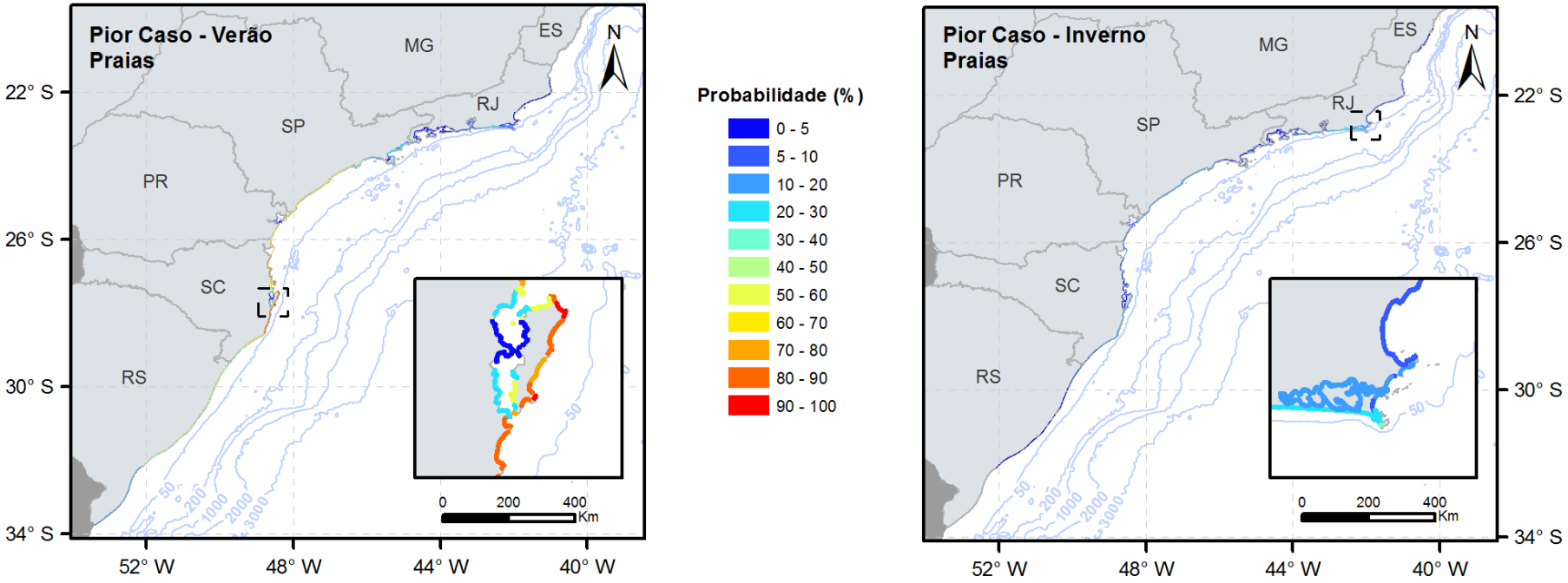


Figura II.10.4.2-2 – *Localização das praias arenosas na área com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, pior caso.*

C. Tempos de Recuperação

Quando o óleo atinge o sedimento das praias, principalmente a zona entremarés, todos os componentes da comunidade biológica podem ser diretamente afetados. Os danos imediatos são consequência do recobrimento e da intoxicação (MONTEIRO, 2003). Ainda podem ocorrer mudanças na estrutura e composição das comunidades, uma vez que ocorrem alterações nas características físicas e químicas do sedimento, como aumento da temperatura, redução da circulação e renovação da água intersticial (MONTEIRO, 2003). Pode haver também bioacumulação, principalmente através do processo de filtração da água intersticial pelas espécies filtradoras e pela ingestão direta de sedimento pelas espécies depositívoras. Além disso, algumas perturbações podem levar a uma redução da diversidade e riqueza, com aumento da dominância de espécies oportunistas e resistentes (MONTEIRO, 2003).

Dentre os fatores que podem influenciar no grau de impacto do óleo nas comunidades biologicas está o tipo de substrato. Nos substratos não consolidados, como em praias arenosas, o petróleo penetra verticalmente no sedimento atingindo camadas mais profundas. Assim, quanto maior o tamanho do grão, maior a penetração do óleo no sedimento (MONTEIRO, 2003).

Ainda de acordo com o mesmo autor, o ciclo das praias arenosas, representado pela entrada e saída de areia em diferentes épocas do ano, também pode ser um importante fator no grau de impacto do óleo nesses ambientes. Se o contato ocorrer previamente à fase em que há entrada de areia na praia, o óleo sofre um soterramento pelo sedimento, dando a falsa impressão de que a praia está limpa. No entanto, o óleo se encontra abaixo da areia, chegando a um metro de profundidade em algumas praias, e tende a recontaminar o ambiente com a chegada do ciclo destrutivo (retirada do sedimento). Outros fatores que influenciarão no grau do impacto são o tipo e quantidade de óleo, a presença de tocas de animais e poros de raízes (IPIECA, 2000a).

Os efeitos tóxicos do óleo em praias arenosas, por sua vez, dependem não apenas da quantidade de óleo, mas também da composição específica e da toxicidade do óleo, do tempo de permanência do mesmo no ambiente e de seu comportamento perante a ação de fatores físicos, químicos, meteorológicos e

oceanográficos do ambiente (MONTEIRO, 2003). Os efeitos se apresentam de duas formas:

- Efeitos agudos ou a curto prazo (uma a 4 semanas), que são notoriamente tóxicos e colocam diretamente em risco as populações e as comunidades costeiras que estão em contato direto com o óleo e seus constituintes, afetando potencialmente a equipe de limpeza, os residentes da costa atingida e os membros da equipe científica que pesquisam diretamente os derrames.
- Efeitos crônicos ou a longo prazo (um mês a 10 anos), como a bioacumulação de substâncias tóxicas na cadeia alimentar. Apesar de ainda não serem bem conhecidos, merecem atenção.

O processo de recuperação das praias afetadas por vazamento de óleo é muito variável, dependendo de diversos fatores, como hidrodinamismo, tipo de sedimento, tempo de permanência do óleo no ambiente, circulação de massas d'água e proximidade de centros de dispersão de espécies. Outro fator importante é a sensibilidade dos organismos presentes no ecossistema (IPIECA, 2000a).

De maneira genérica, estudos sugerem que o ecossistema de praia é altamente dinâmico e, na maioria dos casos, a energia física das ondas é suficiente para remover os resquícios de óleo em poucos anos após um vazamento (BARTH, 2008). Esse tempo é considerado relativamente baixo quando comparado a ecossistemas de maior complexidade estrutural e biológica como os manguezais.

Além disso, as praias de maior exposição às ondas apresentam menor sensibilidade e, também, menor produtividade biológica quando comparadas às de locais abrigados, com menor exposição e com grãos mais finos. Em consequência, a fauna parece se recuperar mais rápido nas praias de maior exposição e granulometria mais grosseira que nas abrigadas (MCLACHLAN & HARTY, 1982).

É importante destacar que o conceito de "recuperação" aplicado a praias arenosas expostas e abrigadas está diretamente relacionado à recuperação das comunidades faunísticas presentes no substrato, através da verificação das mudanças de mortalidade, índices de abundância e diversidade, biomassa e taxas de crescimento, reprodução e recrutamento (MATUELLA, 2007). Segundo

MCLACHLAN & HARTY (1982), a fauna intersticial (meiofauna) é considerada um ótimo componente para o monitoramento do impacto do óleo em praias arenosas, pois desempenha importante papel ecológico para o ecossistema em termos energéticos e de ciclagem de nutrientes, além de estar no topo da cadeia alimentar intersticial e possuir ciclos de vida relativamente mais longos.

A comunidade bentônica das praias arenosas tem capacidade de rápida recuperação. Os componentes da meiofauna, que apresentam ciclo de vida bastante curto, em geral, apresentam rápida recuperação após impactos agudos por óleo, na escala de semanas ou meses. A macrofauna, por sua vez, apresenta um ciclo de vida um pouco mais longo, em geral de um ano ou pouco mais, o que resulta em um tempo de recuperação maior que o da meiofauna (CENPES/PDEDS/AMA, 2014).

Após o vazamento de óleo diesel pesado em setembro de 1974 de um tanque de armazenamento em *Picnic Bay* (Hong Kong), um estudo foi realizado para verificar seus impactos sobre a meiofauna. Foram registradas variações das densidades populacionais, o que provavelmente foi resultado das sucessões ecológicas que ocorreram durante a recuperação (WORMALD, 1976). Acredita-se que o principal fator limitante da recolonização da meiofauna não era simplesmente a presença total de hidrocarbonetos, mas sim a presença de aromáticos tóxicos juntamente com as baixas taxas de oxigênio, já que condições anaeróbias inibem a ação de bactérias que degradam o petróleo. Após 15 meses, a meiofauna parecia estar reestabelecida, apesar de nas regiões superiores a recuperação ter sido mais lenta do que na margem inferior, em virtude da rápida dispersão do óleo na última.

Um estudo sobre o vazamento *Monte Urquiola* que ocorreu a poucos metros da praia, na cidade de La Coruña (Espanha) avaliou a recuperação da meiofauna após o impacto do óleo (GIERE, 1979). Uma análise realizada seis semanas após o vazamento constatou que as praias ainda estavam cobertas com óleo, as camadas profundas também haviam sido afetadas e as populações da meiofauna haviam sido totalmente exterminadas. Após um ano foi feita uma nova análise que constatou que a recuperação da meiofauna presente nas praias havia sido considerável. Ainda que em alguns locais mais impactados não tenha sido encontrada uma grande abundância de organismos, as espécies estavam

presentes ao longo de toda coluna de sedimento, caracterizando uma recolonização vertical. GIERE (1979) acredita que as larvas planctônicas de organismos bentônicos são potenciais contribuintes para essa regeneração, enfatizando a importância da ação das correntes. Porém, apesar de o autor ter verificado um repovoamento por alguns grupos da meiofauna e a limpeza das praias em um ano, não é possível chegar a uma conclusão definitiva sobre o tempo de recuperação desse ecossistema, uma vez que, segundo ele, o reestabelecimento de uma comunidade de meiofauna bem equilibrada e diversificada demanda muito mais tempo do que as altas densidades encontradas.

BOUCHER (1980) estudou os efeitos do óleo na meiofauna após o vazamento de *Amoco Cadiz* em 1978, na França. As mudanças progressivas na estrutura das comunidades após um ano indicaram um efeito em longo prazo em nemátodas, com recuperação rápida de 2 a 3 meses.

Em outro estudo onde houve a análise dos efeitos do mesmo vazamento em outras praias da França, foram detectados efeitos letais e subletais sobre diversos componentes da meiofauna, que ainda podiam ser observados três anos após o vazamento (CONAN, 1982 *apud* MATUELLA, 2007).

BLAYLOCK *et al*. (1989), acompanhando os impactos do acidente com o navio Arco Ancorage, em 1985, sobre a infauna de praias atingidas, observaram que a recuperação foi bastante rápida, especialmente nos pontos com maior hidrodinamismo (menos de 1 ano). MCLACHLAN & HARTY, (1982), estudando frações da meiofauna no supralitoral sujeitas à contaminação experimental, concluíram que a meiofauna neste segmento praial (supralitoral) se recupera em poucos meses.

Em alguns estudos não é possível determinar exatamente o tempo de recuperação do ecossistema, uma vez que as características pretéritas ao impacto do vazamento são desconhecidas. BODIN (1988) estudou os componentes da meiofauna em três praias expostas também impactadas pelo vazamento de *Amoco Cadiz*, com o objetivo de analisar os melhores indicadores da qualidade ambiental nesse ecossistema. Acredita-se que na primeira fase de contaminação (até três anos após o vazamento), a toxicidade conduziu à queda da densidade e da diversidade de organismos, havendo uma melhora no período

seguinte. Entende-se que o retorno às condições “saudáveis” da comunidade ocorreu cinco anos após o vazamento, mas não foi possível estimar o tempo necessário para retornar à estrutura inicial das populações encontradas antes do impacto, uma vez que esses dados não eram conhecidos.

ANSARI & IGOLE (2002) analisaram os efeitos a curto e longo prazo do vazamento de 1.000 toneladas de óleo leve do navio *MV Transporter* na costa oeste da Índia. O vazamento ocorreu a poucos metros da costa e atingiu rapidamente as praias da região pela forte ação dos ventos. Foram analisados os efeitos do óleo sobre os organismos da meiofauna devido a sua elevada abundância, rápida recuperação, alta fecundidade e hábitos flexíveis de alimentação. Os resultados sugeriram que, ao final da quinta semana, as concentrações de hidrocarbonetos decaíram consideravelmente e os componentes aromáticos haviam evaporado, restando apenas elementos residuais.

BARTH (2008) realizou um estudo sobre os efeitos do vazamento de óleo durante a Guerra do Golfo nos ecossistemas costeiros 10 anos depois. O autor cita que todas as praias foram cobertas por óleo em 1991 e em torno de 80% delas haviam se recuperado em 2001, embora os resíduos de óleo continuassem na areia. Apesar disso, a composição das espécies era similar as locais de controle sem óleo. Na maioria dos casos, a energia física das ondas é suficiente para remover parte do óleo num período de dois a quatro anos. Além disso, a grande concentração de O_2 na maioria das praias arenosas leva a uma significante degradação do óleo, de uma maneira que há a colonização de organismos depois de cinco anos.

KINGSTON et al. (2002) analisou os efeitos do vazamento do Navio-tanque Sea Empress no País de Gales. O volume derramado foi de 72.000 toneladas de óleo cru que atingiu algumas praias arenosas da região. O maior impacto nessas praias foi o desaparecimento ou diminuição no número de anfípodas e outros crustáceos e poliquetas e a substituição temporária desses por espécies oportunistas. No entanto, estudos realizados após um ano sugeriram que houve uma grande recuperação da fauna.

EDWARDS & WHITE (2010) avaliaram os efeitos do vazamento do Navio-tanque Jessica em 2001, nas Ilhas Galápagos, onde vazaram 600 toneladas de

diesel e 300 toneladas de óleo combustível. Foi considerado o maior vazamento de óleo nas Ilhas Galápagos e tinha potencial para causar danos irreparáveis à vulnerável e exclusiva fauna marinha do local. Felizmente, a ação de ventos e correntes levou o óleo para longe da costa de San Cristóbal, a ilha onde ocorreu o acidente, sendo rapidamente dispersado. Apesar de muitas ilhas serem impactadas, foi encontrado pouco óleo e houve um pequeno impacto imediato na biota. A contaminação por óleo foi medida em 13 diferentes locais e foi considerada baixa em todos eles, não excedendo a 50 ppm, considerado um nível em que há pouca probabilidade da fauna ser afetada. Em estudo realizado 14 dias após o vazamento, foi constatado que as praias arenosas próximas ao naufrágio estavam livres da contaminação por hidrocarboneto.

SCHLACHER et al., (2011) realizaram apenas uma avaliação em curto prazo dos efeitos do vazamento de óleo em 2009 do Navio MV Pacific Adventurer nos invertebrados bentônicos. Concluiram que após três meses, os impactos detectados ainda eram fortes com baixa abundância, densidade e diversidade de espécies.

D. Conclusão

Por serem ambientes dinâmicos onde, na maioria dos casos, a energia física das ondas é suficiente para remover os resquícios de óleo entre dois e quatro anos após um vazamento, além da grande concentração de oxigênio na maioria dos sedimentos arenosos levar a uma degradação significativa do óleo, o tempo de recuperação das praias arenosas foi considerado de 3 anos.

Resumo:

CVA Praias Arenosas: Tempo de Recuperação de 3 anos

- ***CVA Costões Rochosos***

A. Introdução

Os costões rochosos constituem ecossistemas marinhos de substrato consolidado. Tais afloramentos rochosos podem formar paredões verticais que, além de ocuparem a região de influência das marés, podem se estender por vários metros acima e abaixo do nível da água, ou então apresentar-se na forma de rochas fragmentadas (MORENO & ROCHA, 2012). Dependendo da orientação, podem apresentar diferentes graus de exposição às ondas (MORENO & ROCHA, 2012). Dentre os ecossistemas marinhos costeiros, os costões rochosos são considerados de grande relevância, pois apresentam alta riqueza de espécies de importância ecológica e econômica, grande biomassa e alta produtividade, em virtude do grande aporte de nutrientes oriundos dos sistemas terrestres (COUTINHO & ZALMON, 2009).

Quanto a composição faunística, os costões rochosos apresentam uma rica e complexa comunidade. O substrato duro favorece a fixação de larvas de diversas espécies de invertebrados, sendo comum a ocupação do espaço por faixas densas de cracas, mexilhões e ostras, além de diversas espécies de macroalgas, muitas das quais formando também densas coberturas na rocha (LOPES, 2007). Os organismos sésseis fornecem abrigo e proteção para uma grande variedade de animais, servindo também como substrato para a fixação de outros organismos (LOPES, 2007). Os grupos animais mais comuns nesse ambiente são crustáceos, moluscos, poliquetas, esponjas, tunicados, equinodermos, cnidários e briozoários. Entre as algas, as vermelhas (Rhodophyta) são as mais abundantes quanto ao número de espécies, seguidas pelas verdes (Chlorophyta) e pardas (Phaeophyta) (COUTINHO, 2004; LOPES, 2007).

Na porção sob efeito das marés, os costões rochosos são subdivididos nas zonas *supralitoral,* que recebe apenas os borrifos das ondas e marés excepcionalmente altas; *mediolitoral,* que se encontra sob ação direta das marés; e *infralitoral*, região do costão rochoso permanentemente submersa (COUTINHO, 2004). Costões rochosos entremarés são tipicamente ambientes de transição, em

que as variáveis físicas podem sofrer consideráveis alterações diárias devido à exposição periódica ao meio aéreo nas marés baixas (LOPES, 2007). Durante esses períodos, a comunidade exposta é submetida a variações de temperatura, dessecação, aumento ou redução da concentração salina corpórea (pela evaporação ou diluição), redução do fornecimento de oxigênio e nutrientes e acúmulo de excretas (LOPES, 2007).

Devido à presença destes fatores ambientais de estresse, a comunidade apresenta estrutura espacial peculiar, denominada de zonação, que ocorre de acordo com o grau de sensibilidade de cada espécie aos gradientes ambientais verticais, em associação com as interações biológicas intra e interespecíficas como predação e competição (COUTINHO, 1995). Dois fatores ambientais de grande importância tomam parte na complexidade das comunidades de costão rochoso: o grau de hidrodinamismo, determinado principalmente pelo impacto das ondas, e a complexidade do substrato (CARVALHAL & BERCHEZ, 2005). Em relação ao hidrodinamismo, reconhece-se basicamente dois tipos de costão rochoso: exposto ou batido e protegido. No primeiro tipo, o elevado grau de hidrodinamismo é um dos principais responsáveis pela mortalidade de organismos mais frágeis, o que resulta em um ambiente com menor diversidade de espécies. Os costões rochosos abrigados, por sua vez, apresentam alto nível de complexidade, resultando numa grande riqueza de espécies (CARVALHAL & BERCHEZ, 2005).

A área marinha adjacente aos costões rochosos pode conter formações denominadas arenitos de praia. Essas estruturas, também chamadas de beachrocks, são resultado de um processo de calcificação *in situ* na parte inferior das praias, podendo o sedimento ser calcário ou silicoso, no caso do Brasil (PEREIRA & SOARES-GOMES, 2002). A rocha formada tem uma estratificação típica de sedimento de praia e uma inclinação característica para o mar, sendo frequentemente localizada num contato entre a água do mar e uma massa de água salobra (PEREIRA & SOARES-GOMES, 2002). Essas formações se apresentam sob a forma de bandas paralelas correspondentes a uma variação do nível do mar ou a um deslocamento da linha de praia (PEREIRA & SOARES-GOMES, 2002).

Nos arenitos de praia, os organismos são encontrados tanto na superfície, como nas laterais, fendas ou poças de maré e são resistentes às variações de salinidade e temperatura, e a certos níveis de dessecação e ação das ondas (SILVA *et al*., 2006). Esses ambientes desempenham um papel de fundamentação, sobre os quais podem se desenvolver o recife coralino no caso de elevação do nível do mar (PEREIRA & SOARES-GOMES, 2002). Dentre os grupos animais encontrados nesse ambiente estão os crustáceos, vermetídeos, poliquetas, bivalves, gastrópodes, equinodermos, peixes e cnidários bentônicos, como hidróides, zoantídeos e corais, além de algas calcárias (FERREIRA-JÚNIOR, 2005; PEREIRA & SOARES-GOMES, 2002; SOARES *et al*., 2004; SOUSA, 2006; ZANETTI *et al*., 2013).

B. Mapeamento

A **Figura II.10.4.2-3** apresenta a localização dos costões rochosos nas áreas com probabilidades de chegada de óleo, no cenário de pior caso, tanto no inverno como no verão (a área de ocorrência deste CVA também possui possibilidade de chegada de óleo apenas no cenário de pior caso). As áreas ocupadas por costões rochosos foram delimitadas através de mapeamento digital, GeoEye resolução 0,5 m, Google Earth Pro™ serviço de mapa (28/07/2001, 04/11/2002, 29/11/2006, 20/07/2009, 27/10/2010).

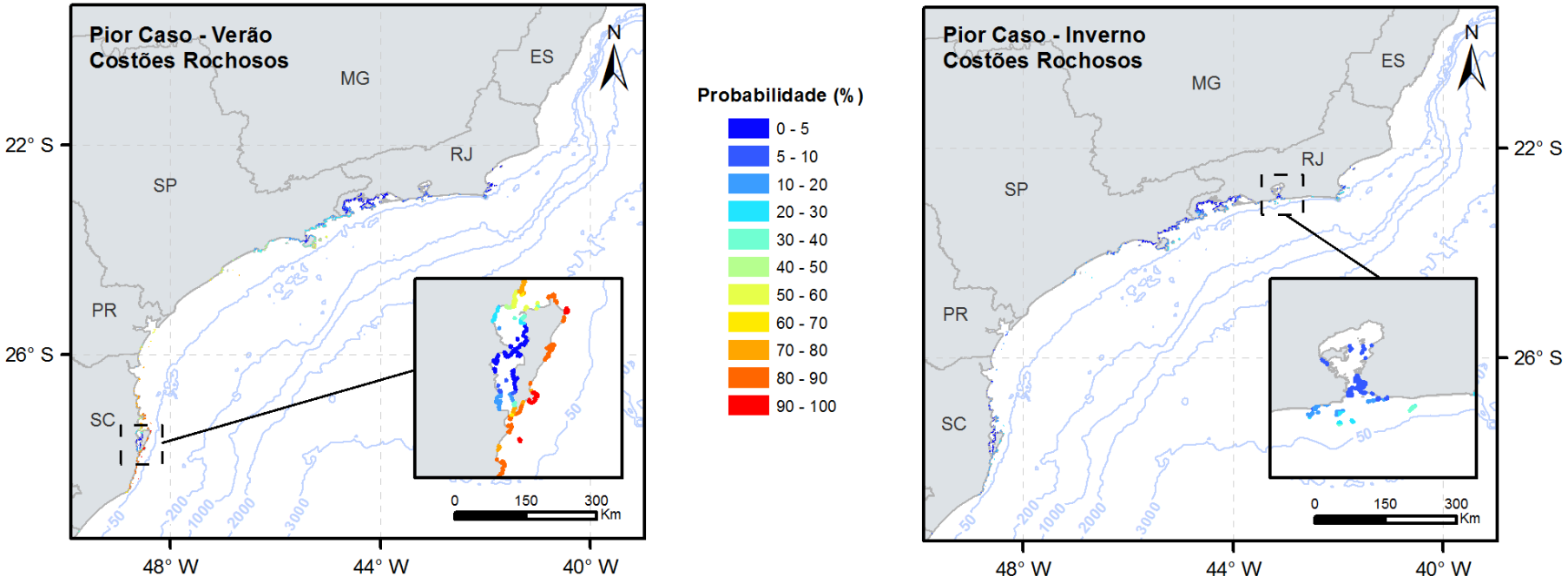


Figura II.10.4.2-3 – *Localização dos costões rochosos na área com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, pior caso.*

C. Tempos de Recuperação

Dentre os fatores que podem ser destacados por influenciar mais diretamente no tempo de recuperação dos costões rochosos, os principais são: o grau de exposição às ondas; a presença de áreas menos impactadas próximas (que atuem como fontes de larvas) e o tipo de óleo vazado no acidente (MILANELLI, 1994; KINGSTON, 2002). Alguns tipos de óleos são mais resistentes à degradação e agravam os possíveis impactos causados por danos físicos; enquanto outros, mais leves, porém mais tóxicos, têm um maior potencial para gerar impactos químicos no ambiente. Outros fatores que também são passíveis de influenciar na recuperação são a inclinação e a porosidade do costão, além da época de ocorrência do acidente (BAKER, 1999; IPIECA, 1996).

De maneira geral, a persistência do óleo em costões rochosos expostos é baixa, uma vez que o mesmo não penetra no substrato, sendo rapidamente removido pela ação das ondas. No entanto, os costões rochosos podem ter micro-ecossistemas, como fendas abrigadas, fissuras e poças, onde espécies vulneráveis encontram proteção, assegurando a manutenção de suas populações (NOAA, 2005).

De acordo com NOAA (2005), durante diferentes acidentes com vazamentos de óleo, foram observados os seguintes efeitos em costões rochosos expostos: o óleo depositado é rapidamente removido das partes expostas; o óleo mais resistente pode permanecer como uma faixa acima ou na linha da maré alta e os impactos nas comunidades entremarés são esperados como sendo de curta duração (uma exceção poderia ser onde altas concentrações de produto leve refinado chega à costa rapidamente).

Os costões rochosos abrigados são muito mais sensíveis ao efeito do óleo do que os costões rochosos expostos. Nesses ambientes, há uma grande dificuldade do óleo ser disperso e eliminado naturalmente, uma vez que a ação das ondas e correntes é mínima. Assim, o óleo pode permanecer nas rochas por muitos anos, impedindo ou dificultando o processo de recuperação da comunidade atingida (LOPES, 2007). Além disso, os organismos que vivem nos costões rochosos abrigados são mais sensíveis ao óleo, pois, muitas vezes, não possuem conchas ou carapaças para sua proteção (LOPES, 2007).

Os efeitos do óleo nos costões rochosos podem ser tanto físicos quanto químicos, com potenciais impactos agudos e efeitos subletais. O aumento da biomassa das espécies menos sensíveis e o declínio daquelas mais sensíveis aos efeitos tóxicos do óleo, são consequências bem conhecidas dos derrames de óleo nos costões rochosos (KOTTA *et al*., 2008). Em geral, os impactos agudos costumam ser a mortalidade dos herbívoros, que são mais sensíveis, especialmente os gastrópodes, podendo levar à proliferação posterior de algas verdes oportunistas (SOUTHWARD & SOUTHWARD, 1978; HOUGHTON *et al*., 1996; MORRELL, 1998). Os depositívoros costumam se beneficiar do aumento da matéria orgânica, enquanto os efeitos negativos podem ser os impactos físicos do recobrimento por óleos pesados nos organismos, o que pode causar asfixia ou o entupimento do aparato alimentar dos filtradores (ELMGREN *et al*., 1983; BERGE, 1990). Dentre os efeitos subletais pode-se destacar a narcotização, especialmente com relação aos óleos leves como o diesel, que desprende o animal da rocha e o deixa vulnerável ao impacto das ondas (STIRLING, 1977).

O processo de recuperação consiste, primeiramente, num aumento das espécies oportunistas e, depois, na sua gradual substituição pelas mais sensíveis Ao longo do tempo, a riqueza de espécies se recompõe e, posteriormente, a abundância retorna a valores semelhantes aos de antes do evento, dentro da faixa de variabilidade esperada para esses ambientes. Devido à forte interação biológica entre todos os componentes das comunidades bentônicas dos costões rochosos, e que determinam muito da dinâmica do sistema, qualquer alteração na abundância de alguma espécie chave é capaz de produzir fortes efeitos diretos e indiretos nos outros componentes (PAINE, 1966; MENGE *et al*., 1994; PETERSON *et al*., 2003).

IPIECA (1996) afirma que mesmo que os danos sejam consideráveis, as comunidades presentes em costões rochosos se recuperam em três ou quatro anos, pois muitas das espécies presentes têm grande potencial de se restabelecer. Entretanto, efeitos em longo prazo podem ocorrer em certas circunstâncias, por exemplo, se grandes quantidades de óleo viscoso atingir uma área costeira protegida da ação das ondas. Algumas espécies de moluscos podem ser mais sensíveis e um tipo de óleo particularmente tóxico pode causar a

morte de um grande número de organismos. Nesses casos, o tempo de recuperação pode ser maior.

LOPES *et al*., (1997) realizou um estudo em 17 costões rochosos localizados ao longo do Canal de São Sebastião, litoral de São Paulo, entre novembro de 1992 e maio de 1995, após um derramamento de óleo, com o objetivo de avaliar os possíveis efeitos nesses ambientes. Os resultados mostraram que, apesar do petróleo ser um produto pesado e, portanto, com efeito potencial de recobrimento, e exibir elevada toxicidade, não foi constatado, pelos métodos empregados, qualquer efeito adverso (mortalidade) sobre as populações de craca (*Chthamalus* sp.) atingidas. Isso ocorreu, possivelmente, porque o óleo não chegou a recobrir essas populações e porque as condições meteorológicas favoráveis na ocasião dos derrames diminuíram a toxicidade dos produtos.

O **Quadro II.10.4.2-5** apresenta alguns exemplos de acidentes com vazamento de óleo e os efeitos reportados nos costões rochosos e áreas marinhas adjacentes, mostrando a complexidade e variabilidade desse tipo de acidente.

Quadro II.10.4.2-5 – *Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre os costões rochosos.*

Vazamento	Efeitos reportados
1989: Navio Exxon Valdez, Alasca Volume do óleo derramado: 41 milhões de litros de petróleo.	Durante o acidente com o navio Exxon Valdez, no Alasca, muitos quilômetros de costões rochosos abrigados foram atingidos. O óleo permaneceu mais de um ano em um cenário de energia muito alta, como resultado da proteção oferecida pelos afloramentos rochosos ao largo da plataforma (NOAA, 2005).
1991: Guerra do Golfo, Golfo Pérsico. Volume do óleo derramado: 6,3 milhões de barris de óleo.	No vazamento de óleo ocorrido durante a Guerra do Golfo, todos os costões rochosos foram afetados. No entanto, a ação das ondas acelerou a degradação do óleo e ajudou na regeneração desses ecossistemas. De acordo com BARTH (2002), dois anos após o acidente todas as espécies-chave estavam presentes e após quatro anos foi observada a recuperação da abundância de espécies, quando os costões rochosos estavam completamente recuperados.

Continua

Continuação – Quadro II.10.4.2-5

Vazamento	Efeitos reportados
1994: Canal de São Sebastião, São Paulo, Brasil. Ruptura de um duto. Volume do óleo derramado: 2.700 m³.	Resultados de testes estatísticos não indicaram diferenças significativas entre o percentual de cobertura das populações monitoradas (mexilhões e mariscos) das amostras feitas antes e após o vazamento. A ausência de mortalidade não significa que o estresse subletal não esteja presente nos indivíduos. Os indivíduos poderiam estar estressados, mas sua resposta fisiológica não resultou em morte ou em outra mudança em abundância. Os testes de toxicidade crônicos e agudos mostraram alta toxicidade ao óleo. A ausência de estresse (i.e., mortalidade) nas populações pode estar associada ao fato da área amostrada não ter sido altamente contaminada, apesar da grande quantidade de óleo que alcançou as áreas adjacentes. Não existiam efeitos físicos ou químicos do óleo suficientes para alterar a densidade das populações que são consideradas moderadamente resistentes ao óleo (LOPES *et al*., 1997).

Fonte: NOAA (2010a).

D. Conclusão

Os costões rochosos são considerados um dos ambientes mais resistentes aos efeitos do óleo, principalmente porque estão expostos à ação de ondas e marés, sendo limpos relativamente rápido pela ação natural (DICKS, 1999; NOAA, 2005; LOPES, 2007). No entanto, costões rochosos abrigados são muito mais sensíveis, pois o óleo pode permanecer por muitos anos nas rochas, dificultando o processo de recuperação.

De acordo com DICKS (1999), o completo restabelecimento do ambiente pode levar muitos anos em situações extremas, onde áreas muito grandes são afetadas ou onde espécies estão próximas do limite do seu alcance geográfico e a recolonização será lenta. Sendo assim, considerando a importância biológica dos costões rochosos e também as características da atividade e da região possível de ser impactada, conclui-se que o tempo de recuperação desses ambientes será de 5 anos.

Resumo:

CVA Costões Rochosos: Tempo de Recuperação de 5 anos

- ***CVA Marismas***

A. Introdução

As marismas são ecossistemas costeiros presentes ao redor de todo o mundo nas médias e altas latitudes, com relevo pouco expressivo estando, em geral, em planícies ou depressões alagadas (UFBA, 2013). São ambientes frequentemente inundados que apresentam grandes variações de temperatura e salinidade. Por isso, a vegetação dominante é composta por angiospermas herbáceas (geralmente uma ou poucas espécies) adaptadas a essas variações, que podem ser perenes ou anuais (CETESB, 2013; ANP, *apud* COSTA & DAVY,1992).

Em regiões temperadas e frias os manguezais são substituídos pelas marismas que desempenham o mesmo papel ecológico de exportadoras de matéria orgânica (ITOPF, 2010). Em latitudes de transição, as marismas e os manguezais podem ainda coexistir configurando um ambiente estuarino com abundância de nutrientes e elevada riqueza biológica.

São encontrados na continente americano entre as latitudes 32ºN (Estados Unidos) e 52ºS (Argentina), com presença mais significativa a partir dos 25ºS (São Paulo/Brasil) em direção às mais altas latitudes (BDT, 1999 *apud* ZANIN, 2003). No Brasil, as marismas estão presentes em estuários, lagunas e baías ao longo da costa dos estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul. Entre os principais papéis desempenhados pelas marismas estão (CETESB, 2013; ZANIN, 2003; RODINI & NETTO, 2009; GUNDLACH & HAYES, 1978):

- Produção de detritos, funcionando como um eficiente exportador de matéria orgânica e nutrientes para os ecossistemas adjacentes;
- Manutenção das margens, impedindo a erosão;
- Fornecimento de superfície para fixação de algas epífitas e organismos epibióticos;
- Depósito de nutrientes, principalmente nitrogênio;

- Fornecimento de habitat para larvas de peixes e invertebrados (grande parte de interesse comercial) e aves migratórias que utilizam esse ecossistema como ponto de escala durante a sua migração.

As maiores marismas do Brasil ficam localizadas nas margens da Lagoa dos Patos/RS e na margem sul da lagoa de Santo Antônio, em Laguna/SC (ZANIN, 2003). No Estuário da Lagoa dos Patos, as marismas representam 95% daqueles encontrados em toda costa gaúcha e apresentam-se em 24 subáreas espacialmente distintas conforme descontinuidade física e cobertura vegetal (MARANGONI & COSTA, 2009).

Grande parte das marismas brasileiros já vem sofrendo com o processo de degradação devido às atividades antrópicas como pastejo por animais, incêndios, cortes da vegetação, deposição de lixo, construção de aterros e canais de drenagem (BOLICO *et al.*, 2012; MARANGONI & COSTA, 2009). Por esses motivos, processos biológicos e ecológicos como produção de biomassa, reprodução das plantas, diversidade e abundância de espécies e disponibilidade de nutrientes ficam comprometidos (MARANGONI & COSTA, 2009).

A curto prazo, os principais impactos de um vazamento de óleo sobre as marismas são provenientes da deposição de um filme de óleo sobre as folhas das espécies vegetais, o que dificulta as trocas gasosas e diminui a absorção da luz pela planta. Cita-se, ainda, que o recobrimento físico leva à morte das folhas, redução de sementes e estimulação do crescimento (IPIECA, 2000; BAKER, 1970 *apud* WOLINSK, 2009). A longo prazo, os efeitos são associados a penetração do óleo no sedimento, porém, poucos estudos abordam esse tema na literatura científica.

Acredita-se que a falta de legislação que reconheça as funções ecológicas das marismas como sendo indispensáveis ao equilíbrio ecológico da zona costeira de maneira geral, seja um dos principais fatores que levam a sua degradação por múltiplos fatores.

B. Mapeamento

A **Figura II.10.4.2-4** apresenta a localização das marismas na área de estudo, isso é toda a área com alguma probabilidade de chegada de óleo no cenário de pior caso, tanto no inverno como no verão (a área de ocorrência deste CVA apenas possui possibilidade de ser atingido por vazamentos de óleo no cenário de pior caso). As áreas ocupadas por marisma foram delimitadas através de mapeamento digital usando o Atlas de Sensibilidade Ambiental ao Óleo da Bacia Marítima de Santos (MMA, 2007b) e o mosaico de imagens GeoEye e DigitalGlobe acessado com Google Earth Pro™ em junho/2013.

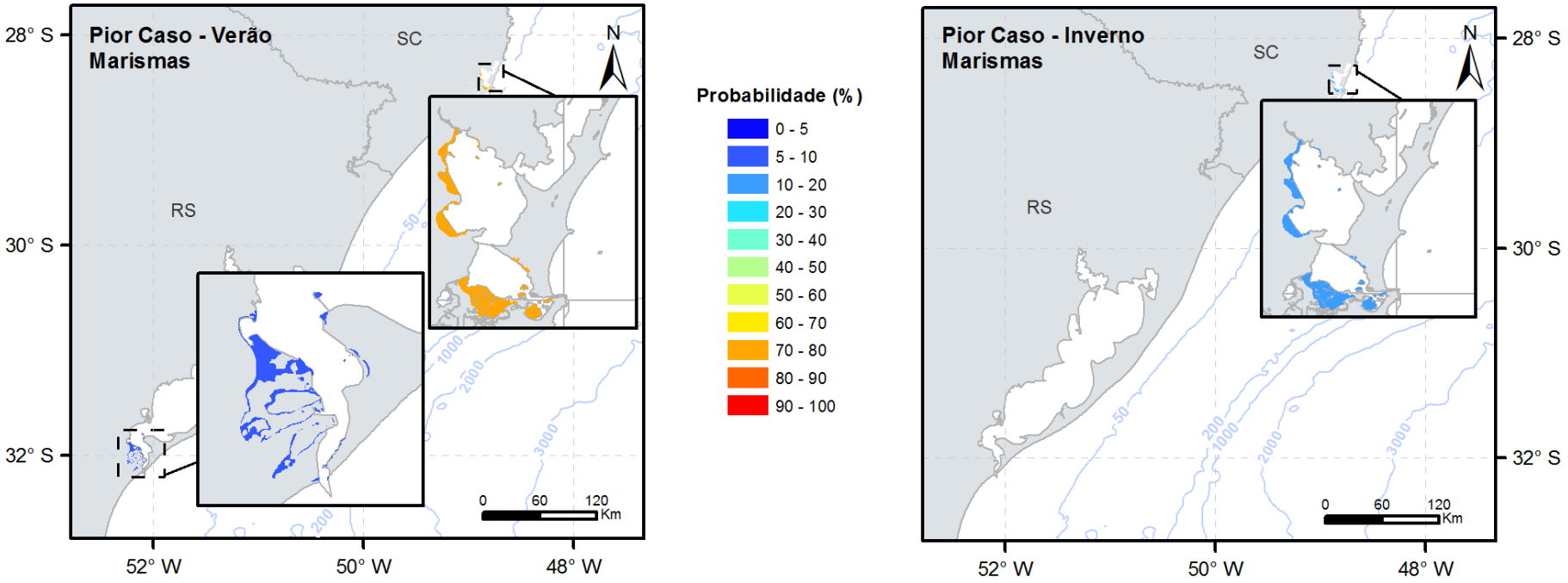


Figura II.10.4.2-4 – *Localização das marismas na área com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, pior caso.*

C. Tempos de Recuperação

Assim como os manguezais, as marismas encontram-se nos níveis mais altos da escala de sensibilidade a derrames de óleo. São consideradas altamente suscetíveis a este tipo de impacto e requerem proteção, cuidados em caso de limpeza e em algumas situações, restauração (CETESB, 2013). Em seu estudo, GUNDLACH & HAYES (1978) corroboram com essas afirmativas e, em uma escala de 1 a 10 classificam a vulnerabilidade das marismas como 10, assim como a dos manguezais, por serem os ecossistemas mais produtivos do ambiente aquático. Por isso, devem receber prioridade de proteção em caso de vazamento de óleo (GUNDLACH & HAYES, 1978). A conceituação de sensibilidade e vulnerabilidade não são as mesmas, principalmente em casos de vazamentos de óleos. A classificação pé de ver sensibilidade, vulnerabilidade é a combinação de sensibilidade com probabilidade de toque. A citação de sensibilidade dos marismas, deve ser de acordo com a norma de elaboração de mapa de sensibilidade (MMA,2002)

De acordo com MICHEL & RUTHERFORD (2014), alguns pontos sobre os impactos da contaminação por óleo nas marismas devem ser considerados para sua avaliação:

- A gravidade está diretamente relacionada à quantidade de plantas atingidas pelo óleo;

- Tanto os danos físicos quanto químicos causam a morte ou a redução da capacidade do sistema radicular em regenerar os brotos;

- Quando há morte dos rizomas, a recuperação depende da recolonização por plantas que estão fora da área impactada, não havendo uma recuperação rápida;

- Vazamentos em águas confinadas são muito mais graves do que em ambientes abertos, já que o óleo não pode se espalhar e os danos ocorrem a longo prazo;

- Vazamentos no mar, pequenos vazamentos e aqueles onde o petróleo é dispersado pela ação das ondas antes do encalhe onshore têm um menor risco de impactar as marismas.

Segundo a IPIECA (1994) o tempo de recuperação das marismas é altamente variável, pois fatores como estação do ano, espécies de vegetais presentes, espessura do depósito de óleo e o grau de penetração no sedimento interferem diretamente neste processo. Principalmente em regiões de clima temperado a vegetação das marismas permanece dormente nas estações de inverno e outono e, por isso, se atingidas por óleo, não demonstram sinais de recuperação. Apesar disso, MICHEL e RUTHERFORD (2014) acreditam que os impactos do óleo nas marismas é menos prejudicial na fase de dormência do que no período em que são fisiologicamente muito ativas. No período de atividade intensa, as marismas atingidas por óleo têm seus estômatos afetados e outros danos teciduais que reduzem sua capacidade de respiração que pode levar a um sobreaquecimento e posterior morte da vegetação aérea (MICHEL e RUTHERFORD, 2014). Podem ainda ter ser sistema de transporte de oxigênio para as raízes comprometido, causando a morte da vegetação do subsolo, além do comprometimento da fotossíntese (MICHEL e RUTHERFORD, 2014).

Estima-se um tempo de recuperação de um a dois anos em caso de vazamento de óleo leve ou moderado, sem penetração profunda no sedimento. Quando há contaminação por óleo pesado a situação é distinta e o tempo de recuperação torna-se maior (IPIECA, 1994).

USEPA (2004) ratificou a diferença da recuperação em função da gravidade do derramamento, mencionando que, em geral, a recuperação de marismas é de alguns anos, apesar de em poucos casos extremos este prazo ser superior a décadas. BAKER (1999) também menciona a exceção para casos extremos, e cita como prazo geral um período de 1 a 5 anos para a recuperação natural de marismas.

Acrescenta-se ainda outros fatores de influência na persistência do dano nas marismas, como grau de intemperismo e grau de remoção ou retenção do óleo, disponibilidade de sementes, processo sucessional, erosão/deposição e atividade de restauração pelo homem (IPIECA 1994; CETESB, 2002 *apud* CANTAGALLO *et al*., 2007). Além disso, o tempo de recuperação varia consideravelmente quando são comparadas marismas atingidas por um vazamento único de óleo e marismas atingidas por múltiplos vazamentos. No primeiro caso, o tempo de

recuperação tende a ser menor do que o segundo, pois não ocorrem efeitos cumulativos (GUNDLACH & HAYES, 1978).

Sendo assim, a recuperação das marismas é mais longa nas seguintes situações (MICHEL e RUTHERFORD, 2014):

- Em locais de clima frio (exemplos: Metula, Arrow, Amoco Cadiz).

- Em locais abrigados (exemplos: Metula, Arrow, Guerra do Golfo, gasodutos Nairn, Rio Mill).

- Quando o óleo é espesso e chega até a superfície da marisma (exemplos: Metula/ Chile, Amoco Cadiz/ França, Guerra do Golfo/ Golfo Arábico).

- Quando produtos refinados leves, com carga pesada atingem as marismas (por exemplo, Florida/ Estados Unidos, Bouchard- 65/ Estados Unidos, Exxon Bayway/ Estados Unidos).

- Quando combustíveis pesados geram resíduos grossos persistentes (Arrow/ Nova Escócia).

- Quando as marismas são submetidas a ações de limpeza (exemplos: Aransas Pass/ Estados Unidos, Amoco Cadiz/França, Golden Robin/ Canadá).

Consequentemente, é possível afirmar que a recuperação das marismas tende a ser mais rápida em ambientes de clima quente, quando há contaminação apenas da vegetação e não há ações de limpeza invazivas (MICHEL e RUTHERFORD, 2014).

Uma característica agravante ao impacto nesse sistema é a alta sensibilidade das marismas ao pisoteio. O pisoteio pode causar redução da quantidade de tecido das plantas, com isso, expondo o interior das mesmas às frações tóxicas do óleo (CANTAGALLO *et al*., 2007). Espécies típicas de marismas, os vegetais *Batis* sp. e *Salicornia* sp. são especialmente vulneráveis ao pisoteio (GETTER *et al*., 1984 *apud* CANTAGALLO *et al*., 2007).

A afinidade do óleo às marismas vai variar de acordo com a composição das espécies vegetais e da fenologia (quantidade de detrito vegetal acumulado) das mesmas. Hidrocarbonetos com pequenas cadeias e compostos aromáticos são mais tóxicos para as plantas de marismas do que hidrocarbonetos com moléculas grandes e alcanos (COSTA & MARANGONI, 2000).

Apesar do óleo encalhado sofrer remoção natural pelas marés, além de evaporação e dispersão para ecossistemas adjacentes, em ambientes costeiros

de baixa energia, o seu principal meio de degradação ocorre através da atividade microbiana (LEE & LEVY, 1991). Nas marismas, esse processo é limitado pela disponibilidade de oxigênio, o que acarreta uma lenta biodegradação das moléculas de hidrocarbonetos que podem permanecer nesse ecossistema pelo menos por 10 anos (GUNDLACH & HAYES, 1978; LEE & LEVY, 1991). Experimentos realizados após o vazamento Terra Nova (Canadá) corroboram com essa afirmativa, tendo em vista que amostras de óleo com concentrações mais elevadas que penetraram no sedimento foram extremamente resistentes à biodegradação (LEE & LEVY, 1991)

É válido destacar que a limpeza promovida pelo homem em marismas impactadas por óleo muitas vezes se torna mais prejudicial a esse ecossistema do que os próprios efeitos causados pelo agente impactante. Técnicas como a queima ou o corte estão entre as ações de limpeza desenvolvidas e ocasionam a morte de toda comunidade bentônica (GUNDLACH & HAYES, 1978). Destaca-se que para contaminações leves por óleo é recomendada a recuperação natural das marismas (NOAA, 2000). Segundo IPIECA (2000), a migração de organismos de áreas não impactadas, o recrutamento natural, a recolonização e o crescimento da flora representam os vetores de recomposição natural desses ambientes.

Assim como ocorre nos manguezais, são muito escassos os estudos sobre os efeitos do óleo e a recuperação de marismas em longo prazo (HESTER & MENDELSSOHN, 2000). A maior parte se resume a avaliações realizadas poucos anos após o vazamento. Também é possível encontrar alguns experimentos, que acompanham recuperações em simulações de derrame, porém com acompanhamento restrito há poucos anos.

O vazamento do navio Florida, ocorrido em Massachussetts, também atingiu as marismas presentes na região em 1969 e gerou uma série de impactos para os organismos presentes nesse ecossistema. Foram analisadas amostras tanto de sedimentos superficiais quando de sedimentos profundos além dos organismos, que se mostraram contaminados inicialmente, em sua totalidade. Peixes do gênero *Fundulus* se mostraram praticamente livres de contaminantes um ano após o incidente enquanto caranguejos do gênero *Uca* permaneceram fortemente contaminados quatro anos após o vazamento (BURNS & TEAL, 1979). Esses caranguejos apresentaram uma queda populacional devido aos efeitos do óleo e

sua recuperação foi diretamente proporcional ao desaparecimento de hidrocarbonetos aromáticos do solo (KREBS & BURNS, 1978; TEAL *et al*., 1992 *apud* IPIECA, 1994). Após 20 anos da data do vazamento, a superfície das marismas encontrava-se visualmente recuperada, porém ainda era possível detectar traços de resíduos de óleo nesse ecossistema (KREBS & BURNS, 1978; TEAL *et al*., 1992 *apud* IPIECA, 1994).

As marismas presentes no estado da Louisiana (EUA) também foram alvo dos impactos de um vazamento de óleo, em 1985. Estudos mostraram que quatro anos após o incidente já era possível observar uma recuperação substancial (quase total) da cobertura vegetal, embora determinadas áreas do solo ainda apresentassem elevados níveis de hidrocarbonetos. Análises fotossintéticas realizadas cinco anos após o impacto disseram não haver diferença significativa entre uma planta recolonizante impactada e uma planta jamais impactada. Após oito anos pode-se verificar ainda que as taxas de perda de solo das marismas impactadas estavam dentro das taxas esperadas (série histórica) e eram semelhantes às taxas das marismas adjacentes que não haviam sofrido impacto (HESTER & MENDELSSOHN, 2000).

Ainda no estado da Louisiana (EUA), foram analizados os impactos do acidente de Macondo em abril de 2010, no Golfo do México, sobre os peixes que residem nas marismas já que houve um acúmulo de aproximadamente 16% de óleo cru nesse ecossistema na região (ABLE *et al*., 2014). Segundo esses autores a avaliação da resposta dos peixes é fundamental pois desempenham papel de predador e presa, influenciando a produção secundária e as transferências tróficas dentro das marismas. Foi então realizada a comparação de uma população de um local contaminado e outra de um local livre de contaminação, dois e três anos após o vazamento, porém nenhuma diferença significativa foi encontrada, sugerindo a recuperação desse ambiente (ABLE *et al*., 2014).

Analisando também os desdobramentos do vazamento de Macondo através de sensoriamento remoto, KHANNA *et al*. (2013) buscaram avaliar o estresse da vegetação das marismas atingidas pelo óleo, cinco e 16 meses após o vazamento. Sendo assim, constataram que após os cinco meses, o estresse da vegetação ainda era perceptível, porém, na segunda análise realizada após os 17 meses do vazamento, houve uma melhora significativa, indicando que as

marismas estavam no caminho da recuperação total. Além disso, áreas desnudas de vegetação após o impacto do óleo, mostraram diferentes graus de revegetação no ano seguinte (KHANNA *et al*., 2013).

LIN & MENDELSSOHN (2012) avaliaram os impactos do vazamento de Macondo sobre duas espécies de plantas presentes nas marismas, *Spartina alterniflora* e *Juncus roemerianus*. Em análise realizada sete meses após o vazamento a espécie do gênero *Spartina* já se encontrava 100% recuperada, porém, a do gênero *Juncus* ainda estava longe da recuperação completa, indicando diferentes padrões de recuperação para cada espécie presente nas marismas. PEZESHKI *et al*. (2000), que estudaram os efeitos no óleo sobre a espécie *Spartina alterniflora* mostraram que após o recobrimento físico de seus estômatos, as plantas podem morrer em até 40 dias. Apesar da morte rápida, em seus experimentos, verificaram que uma nova produção de folhas pode começar após duas semanas e depois de dois meses novas folhas que realizavam trocas gasosas com taxas similares às plantas não contaminadas, podem ser observadas (PEZESHKI *et al*., 2000).

SILLIMAN *et al.* (2012) analisaram as taxas de recuperação de artrópodes e invertebrados marinhos encontrados associados às marismas e constataram que o impacto do óleo de Macondo nesses organismos ainda era bem perceptível cinco meses após o vazamento. Os autores detectaram grande cobertura de óleo, concentração muito baixa de caracóis e grande número de caracóis mortos, conchas de mexilhões vazias e perda de grande parte da cobertura vegetal. Outra análise realizada um ano após ao vazamento que também analisou as taxas de recuperação dos artrópodes e invertebrados marinhos, constatou que o impacto do óleo de Macondo nesses organismos já não era mais perceptível , indicando uma grande capacidade de resiliência (MCCALL & PENNINGS, 2012). É importante destacar, portanto, que os organismos analisados foram coletados em plantas saudáveis, porém em solo visivelmente oleado (MCCALL & PENNINGS, 2012).

Além das avaliações pós impacto, alguns autores realizam simulações de derramamento de óleo buscando avaliar o comportamento das marismas diante acidentes. A partir desses estudos, foram considerados diversos pontos, influenciando na intensidade do impacto e na recuperação.

Em um estudo de ALEXANDER & WEBB (1985) *apud* USEPA (2004), foram observados impactos distintos na comparação de diferentes tipos de óleo (óleos cru da Arábia e da Líbia e 2 tipos de óleos combustíveis). A espécie *Spartina alterniflora*, gramínea dominante em marismas da costa do Atlântico e Golfo do México, apresentou alta mortalidade e danos sob impacto de um dos óleos combustíveis, enquanto sob dos demais óleos o impacto não foi significativo. Os autores ainda salientaram que esta gramínea não sofreu danos quando exposta a concentrações de óleo de baixas a moderadas. Após cinco meses da exposição, as áreas atingidas pelos diferentes tipos de óleo já apresentavam biomassa comparável às áreas controle. Após dois anos, mesmo a área sob efeito do óleo combustível mais prejudicial, já estava completamente recuperada.

CLARKE & WARD (1994) em um experimento na costa sudeste australiana com hidrocarbonetos de petróleo destacaram quanto à flora das marismas, rápida senescência e pequena inércia para as espécies *Sarcocornia quinqueflora* e *Spolvbohts virginicus*, com reprodução prejudicada nos 17 meses subsequentes a exposição. Ainda neste experimento, notou-se alta mortalidade de gastrópodes após a exposição, porém em poucos meses a população mostrou recuperação através de migrações de áreas adjacentes.

WOLINSK (2009) realizou um experimento de recuperação de marismas no Brasil, na Baía de Paranaguá, também com a espécie *Spartina alterniflora*, analisando uma área de sedimento lodoso e baixa energia hidrodinâmica e outra de sedimento arenoso e alta energia hidrodinâmica. Ambas as áreas foram submetidas a derrame de óleo BUNKER, nas marismas de substrato lodoso após três meses já não se observava evidências visuais de óleo, enquanto nas áreas de substrato arenoso os sinais de óleo não foram mais vistos após quatro meses. O autor mencionou 6 meses como prazo de recuperação das marismas. O trabalho destacou ainda que áreas deixadas sob recuperação natural mostraram recuperação mais rápida comparada a áreas submetidas a cortes.

D. Conclusão

A partir das considerações supracitadas, é evidente a variação dos períodos de recuperação de marismas diante de diversos fatores de influência.

NOERNBERG e LANA (2002) mencionam a dificuldade em estimar o tempo de persistência do óleo em ambientes de manguezais e marismas.

É conhecida a alta sensibilidade das marismas, o que demanda preocupação com acidentes que atinjam essas áreas. A recuperação da flora, da fauna e até do aspecto visual tende a ocorrer nos primeiros anos, (como citado por BAKER, 1999; CLARKE & WARD, 1994; HESTER & MENDELSSOHN, 2000; IPIECA, 1994; WOLINSK, 2009; entre outros).

SELL *et al*. (1995) realizaram uma ampla pesquisa bibliográfica e concluíram que 5 anos seria o tempo máximo de recuperação para marismas em um caso típico de derrame, correspondendo a 75% dos casos avaliados pelos autores. Por isso, o tempo de recuperação de Marismas a ser considerado nesse estudo será de 7 anos.

Resumo:

CVA Marismas: Tempo de Recuperação de 7 anos

- ***CVA Plâncton***

A. Introdução

Em relação ao plâncton, a região é caracterizada como oligotrófica, ou seja, apresenta baixa produtividade em função de sua localização tropical. No entanto na área da costa compreendida entre o Cabo de São Tomé e Cabo Frio (RJ) atua o processo de ressurgência. Como consequência da ressurgência há o afloramento de nutrientes em função da Água Central do Atlântico Sul (ACAS), proporcionando um aumento substancial do fitoplâncton e de consumidores primários (REVIZEE, 2006 *apud* MMA/SMCQ, 2007).

Na região sul, destaca-se também a interação de diversos processos físicos, químicos e biológicos, fortemente influenciada pela dinâmica da Confluência Subtropical, pelo aporte de água doce proveniente da Lagoa dos Patos e do Rio da Prata, e pela ação do vento na camada superficial do oceano. Todos esses

fatores e o processo de ressurgência contribuem para uma alta produtividade biológica (MMA/SMCQ, 2007).

De modo geral, nas regiões costeiras ocorre uma maior concentração de organismos planctônicos, devido a maior disponibilidade de nutrientes. Em especial áreas estuarinas e baías concentram organismos planctônicos que incluem representantes de fases importantes do ciclo de vida de diversas espécies. Já na região oceânica, as densidades são consideravelmente menores, portanto, as interferências de um derramamento de óleo sobre esta comunidade seria menor quando comparado com a região costeira.

B. Mapeamento

As **Figuras II.10.4.2-5** a **II.10.4.2-7** apresentam a ocorrência do plâncton na área de estudo. Uma vez que a distribuição planctônica ocorre em todo ambiente marinho, será considerada para sua distribuição, toda a área com alguma probabilidade de chegada de óleo no cenário de pior caso, tanto no inverno como no verão. Essa área representa uma distribuição muito abrangente, sendo portanto, um CVA difuso.

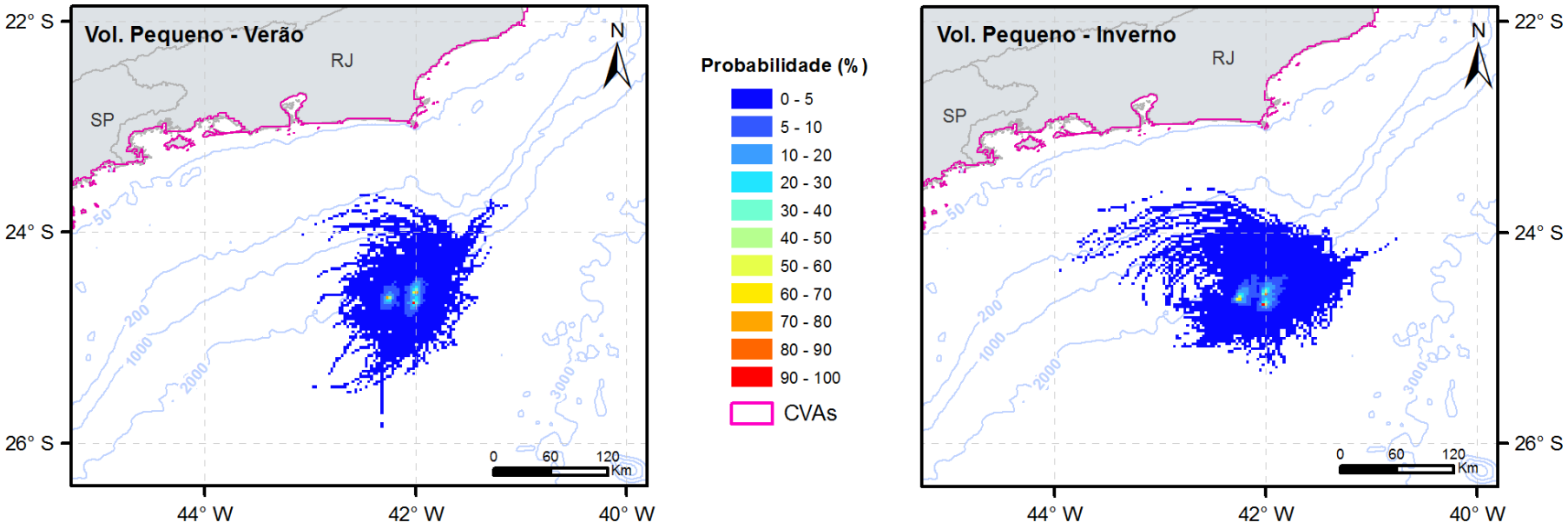


Figura II.10.4.2-5 – *Ocorrência do plâncton na área com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, pequeno vazamento.*

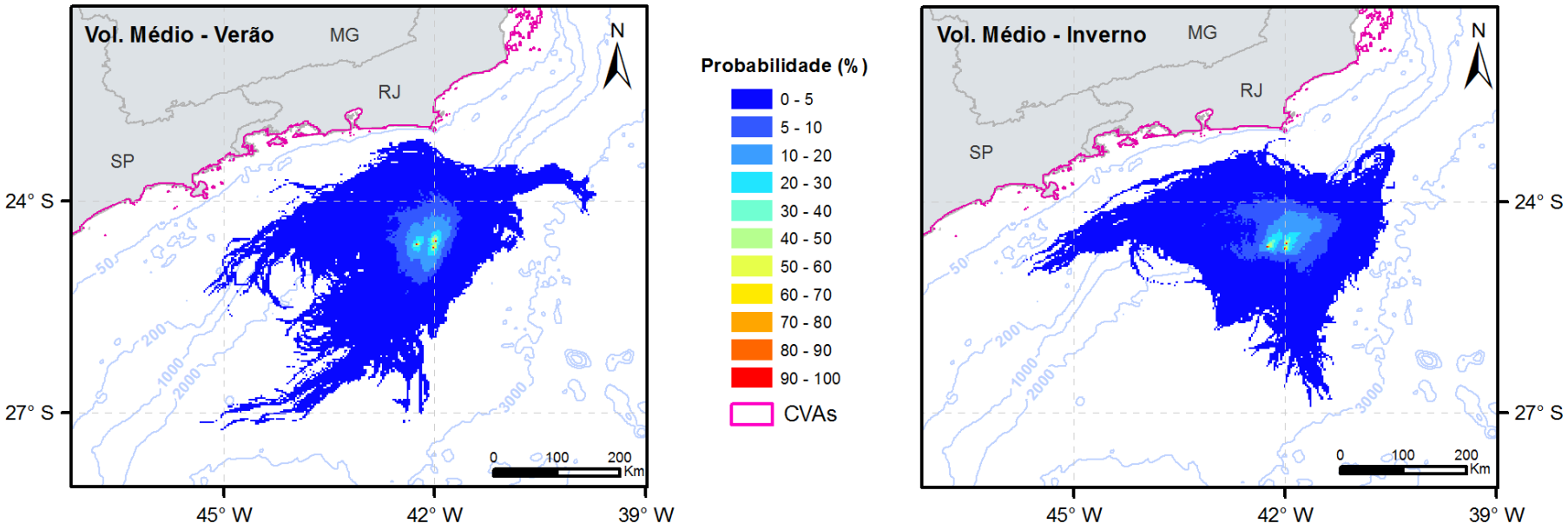


Figura II.10.4.2-6 – *Ocorrência do plâncton na área com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, médio vazamento.*

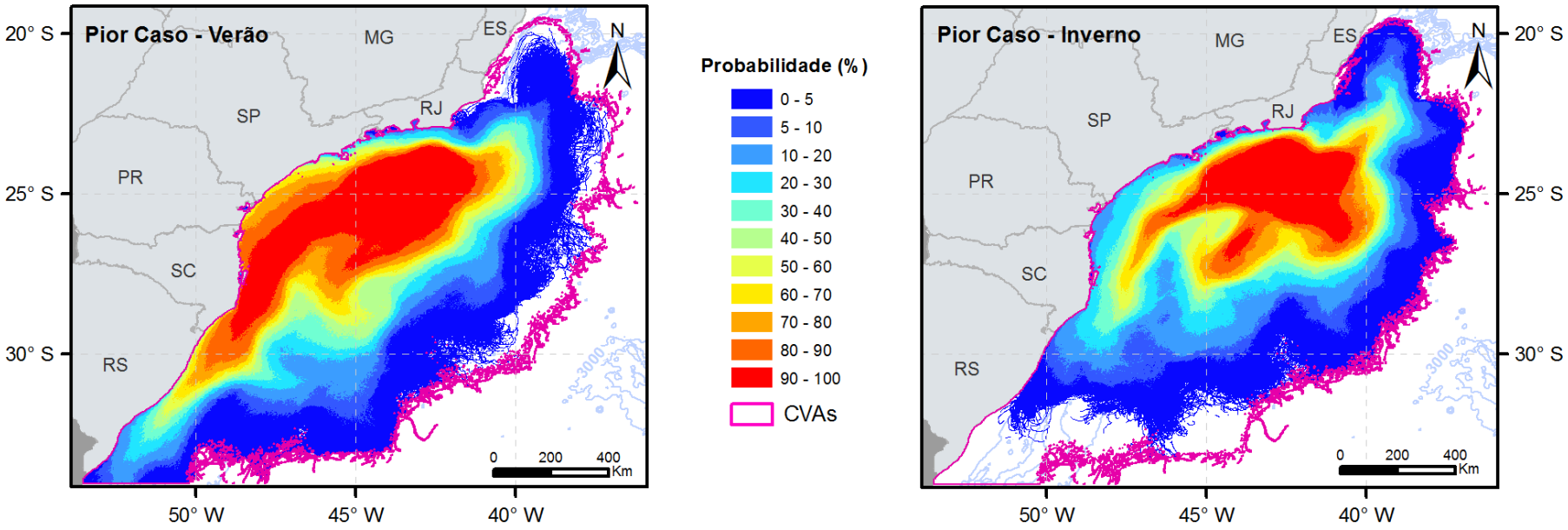


Figura II.10.4.2-7 – *Ocorrência do plâncton na área com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, pior caso*

C. Tempo de recuperação

O impacto do óleo no plâcton é difícil de ser estimado por haver uma grande variação natural inerente a esse grupo de organismos (VARELA *et al*., 2006 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014). Desta forma, após um vazamento de óleo, muitas vezes as variações encontradas não são decorrentes do derrame, mas sim da própria variação natural. Além disso, a ampla distribuição e o ciclo de vida curto possibilitam que a comunidade planctônica se recupere rapidamente pelo recrutamento a partir das áreas adjacentes (BATTEN *et al.*, 1998 *apud* CENPES/ PDEDS/AMA, 2014).

A sensibilidade dos organismos planctônicos ao óleo varia entre os grupos. Isso pode ser exemplificado pelo aumento na densidade de espécies do bacterioplâncton que degradam hidrocarbonetos logo após a ocorrência de acidentes envolvendo o derrame de óleo no mar (JOHANSSON *et al*., 1980 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014). Já organismos do nanoplâncton (2-20 µm) são mais sensíveis que as diatomáceas cêntricas do microfitoplâncton (> 20 µm). No entanto, como o tempo de geração destas algas é muito curto (9-12 horas), os impactos nestas populações provavelmente são efêmeros (LEE *et al.,* 1987 *apud* SCHOLZ *et al*., 2001).

Da mesma forma, a sensibilidade do zooplâncton varia de acordo com a espécie e o estágio de desenvolvimento. Os ovos e as larvas de peixe são geralmente mais sensíveis à poluição por óleo do que os peixes adultos (IPIECA, 2000b; MOSBECH *et al*., 2000). Embora os ovos e larvas possam sofrer mortalidade causada pela exposição a vazamentos de óleo, existem, relativamente, poucos casos reportados em que o óleo tenha conclusivamente impactado de forma significativa os estoques pesqueiros (HJERMANN *et al*., 2007). Entretanto isso não significa que os estoques pesqueiros não possam ser afetados por vazamentos de óleo. Os estoques podem estar em risco se o vazamento for muito grande, coincidir com períodos de desova ou se o óleo derivar para locais que apresentem espécies com desova restrita a poucas áreas ou em áreas fisicamente restritas (p. ex. baías) (IPIECA, 2000b).

Após o acidente com o navio Arco Merchant, em 1976, por exemplo, foram reportados efeitos diretos no ictioplâncton, incluindo a morte de um número mensurável de larvas nas proximidades do vazamento. Entretanto, por causa do grande número de ovos e larvas que são produzidos anualmente e por muitas espécies possuírem extensas áreas de desova, não foram encontrados efeitos no número da subsequente população de adultos (IPIECA, 2000b).

Segundo TEAL & HOWARTH (1984) sem um estudo intensivo e bem desenvolvido, ninguém saberia ou seria capaz de dar um bom palpite quanto à existência de uma conexão entre o dano causado pela poluição por óleo e o fracasso no recrutamento posterior. Com isso, não é possível definir se as taxas de recrutamento não foram simplesmente um fenômeno natural, ou seja, outro ano no qual o recrutamento foi sem sucesso.

Como a área de estudo está inserida na região tropical, onde a produtividade primária e as taxas de degradação são altas, os ecossistemas são relativamente complexos e os estoques pesqueiros frequentemente desovam por um longo período anual ou durante o ano todo, espera-se que os impactos sobre o ictioplâncton sejam significativamente reduzidos e, portanto seu tempo de recuperação também.

O **Quadro 10.4.2.6** apresenta alguns exemplos de acidentes com vazamento de óleo e os efeitos reportados no plâncton.

Quadro II.10.4.2-6 – *Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre o plâncton.*

Vazamento	Efeitos reportados
1967: Torrey Canyon, Reino Unido. Volume do óleo derramado: 32 milhões de galões de óleo cru.	Sem impacto significativo no plâncton (especialmente nas áreas onde foi usado menos dispersante) (SMITH, 1978 apud CENPES/ PDEDS/AMA, 2014)
1969: Plataforma A, Canal de Santa Barbara, EUA Volume do óleo derramado: 80 a 100mil barris.	Sem impacto significativo no plâncton (STRAUGHAN, 1971 *apud* CENPES/ PDEDS/AMA, 2014).

Continua

Continuação – Quadro II.10.4.2-6

Vazamento	Efeitos reportados
1973: Ap Lei Chau, Honk Kong Volume do óleo derramado: 2000 – 3000 toneladas de óleo diesel.	Sem impacto significativo no plâncton (SPOONER, 1977 *apud* CENPES/ PDEDS/AMA, 2014).
1978: Amoco Cádiz, França Volume do óleo derramado: 1,6 milhões de barris.	Impacto nas áreas mais confinadas (LAUBIER, 1978 *apud* CENPES/ PDEDS/AMA, 2014).
1977: Tsesis, Suécia Volume do óleo derramado: 1000 toneladas de óleo combustível.	Recuperação do zooplâncton cinco dias após o derrame (JOHANSSON *et al*., 1980 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014).
1985: Frota Durban, Hong Kong Volume do óleo derramado: 60 toneladas de óleo combustível.	Sem impacto significativo, no entanto não havia dados pretéritos para comparação (SHIN, 1988 *apud* CENPES/ PDEDS/AMA, 2014).
1996: Sea Empress, Inglaterra Volume do óleo derramado:72 mil toneladas de óleo cru.	Sem impacto significativo no plâncton (WANG *et al*., 1998; BATTEN *et al.,* 1998 *apud* CENPES/ PDEDS/AMA, 2014).
2002: Prestige, Espanha Volume do óleo derramado: mais de 60 mil toneladas de óleo cru.	Sem impacto significativo no plâncton (VARELA *et al*., 2006 *apud* CENPES/ PDEDS/AMA, 2014).

Fonte: NOAA (2010a).

Como pode ser avaliado através do **Quadro II.10.4.2-6**, muitas vezes o impacto no plâncton não é significativo. Isso foi constatado nos seguintes acidentes com vazamento de óleo: Sea Empress no sul do mar da Irlanda (WANG *et al*., 1998; BATTEN *et al.,* 1998 *apud* CENPES/ PDEDS/AMA, 2014), o blowout no canal de Santa Barbara (STRAUGHAN, 1971 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014), o Prestige na Espanha (VARELA *et al*., 2006 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014) e o Frota Urban em Hong Kong (SHIN, 1988 *apud* CENPES/PDEDS/AMA,

2014). Nos dois últimos, os autores constataram que as variações também foram encontradas em outros pontos não atingidos pelo óleo, sendo variações naturais (SHIN, 1988; VARELA *et al*., 2006 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014).

Em outros acidentes foi relatado impacto, no entanto a recuperação do plâncton foi rápida, não afetando as suas populações. No Amoco Cádiz, um mês após o acidente, nas áreas afastadas mais de 6,4km da costa, não foram encontradas diferenças no plâncton da área controle. Porém, em áreas próximas a costa, com menor hidrodinamismo, a recuperação ocorreu apenas no terceiro mês (LAUBIER, 1978 ; DAVENPORT, 1982 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014).

De acordo com SPOONER (1977) *apud* CENPES/PDEDS/AMA (2014), no acidente do Ap Lei Chau em Hong Kong, o plâncton foi impactado, mas não teve nenhum dano significativo com relação à produtividade do sistema, havendo uma rápida reposição do mesmo. Outro estudo que relatou impacto, foi no acidente do Tsesis, na Suécia, em que a biomassa do zooplâncton se recuperou em cinco dias, não havendo alteração na estrutura da comunidade. O estudo mostrou também que houve um aumento da biomassa e produtividade do fitoplâncton após o derrame, o que provavelmente ocorreu em função da diminuição inicial do zooplâncton (JOHANSSON *et al*., 1980 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014).

D. Conclusão

CENPES/PDEDS/AMA (2014) utilizaram nove referências com a finalidade de estabelecer uma faixa de tempo para a recuperação desse componente de valor ambiental. As referências utilizadas englobam oito derrames a partir de navios e dois *blowouts* de plataforma, no período de 1968 a 2006. Em seis deles não foi registrado impacto ou o mesmo não foi significativo (SMITH, 1968; STRAUGHAN, 1971; SHIN, 1988; BATTEN *et al.,* 1988; WANG et al., 1998; VARELA *et al*., 2006 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014) e em dois, o impacto no plâncton foi identificado e o tempo de recuperação foi estimado entre cinco dias a três meses (LAUBIER, 1978; JOHANSSON *et al*., 1980 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014). De acordo com DAVENPORT (1982) *apud* CENPES/PDEDS/AMA (2014) quando o plâncton é afetado, a recuperação ocorre na escala de dias para ambientes

abertos e na escala de meses para ambientes abrigados. Desta forma, CENPES/PDEDS/AMA (2014) sugere o tempo mínimo de cinco dias e máximo de três meses para a recuperação do plâncton, sendo que em muitos casos o impacto decorrente de um derrame de óleo nesses organismos não é significativo. Essa variação entre o tempo mínimo e máximo de recuperação leva em consideração o hidrodinamismo do ambiente analisado, onde ambientes mais expostos possuem tempo de recuperação do plâncton inferior aos ambientes abrigados, sendo relevante ainda a época de ocorrência do vazamento e o tipo de óleo.

No entanto, devido às características de um possível cenário de vazamento, com uma grande extensão da área que pode ser afetada e a possibilidade de toque de óleo na costa, adotou-se para esse estudo, de forma conservadora, o tempo de recuperação de um ano. Também foi levado em consideração o impacto sobre o ictioplâncton, que em um cenário crítico poderia comprometer parcialmente o recrutamento anual de algumas espécies de peixes em locais como estuários e manguezais.

Resumo:

CVA Plâncton: Tempo de Recuperação de 1 ano

- ***CVA Avifauna marinha costeira e CVA Avifauna marinha oceânica***

A. Introdução

Nesse estudo buscou-se mapear separadamente as aves marinhas costeiras e aves marinhas oceânicas, e considerá-los na análise desta ARA, como dois CVAs distintos. É importante esclarecer que a separação desses componentes será feita apenas através do mapeamento.

As referências encontradas sobre tempo de recuperação e impacto de óleo sobre a avifauna marinha não fazem diferenciação entre espécies costeiras e oceânicas (e.g. GERTLER, 1992; EPA, 1999; MOSBECH, 2002; HEUBECK *et al*., 2003; CARTER, 2003; BURGER, 2003; KINGSTON, 2002; WIENS, 2004; IRONS

et al., 2000; EDWARDS & WHITE, 2010; BARROS *et al*., 2014; MORENO *et al.*, 2013).

São encontradas na região 96 espécies de aves que possuem estreita dependência dos ambientes marinhos oceânico e costeiro, distribuídas em 10 ordens e 22 famílias. Dentre as aves marinhas oceânicas, que apresentam principal ocorrência na área, podem ser citados os albatrozes, as pardelas e os petréis. Dentre as aves marinhas costeiras destacam-se atobás, fragatas, batuíras, maçaricos, garças, narcejas, gaivotas e trinta-réis (ALVES *et al*., 2004; DIAS *et al*., 2012; NACINOVIC, 2005; SICK, 1997 e SIGRIST, 2009).

É importante ressaltar que algumas espécies citadas para a região são consideradas ameaçadas de extinção a nível mundial (IUCN, 2014) e/ou nacional (MMA, 2014). No **Quadro II.10.4.2-7**, é possível encontrá-las.

Quadro II.10.4.2-7 – *Espécies de aves encontradas na região ameaçadas de extinção a nível mundial e nacional.*

Espécie	Nome Comum	IUCN (2014)	MMA (2014)
Amazona brasiliensis	*Papagaio-de-cara-roxa*	VU	-
Calidris canutus	Maçarico-de-papo-vermelho	-	CR
Calidris pusilla	Maçarico-rasteirinho	NT	EN
Calidris subruficollis	*Maçarico-acanelado*	NT	VU
Calonectris edwardsii	Bobo-de-cabo-verde	NT	-
Charadrius wilsonia	Batuíra-bicuda	-	VU
Diomedea dabbenena	Albatroz-de-tristão	CR	CR
Diomedea epomophora	Albatroz-real	VU	VU
Diomedea exulans	Albatroz-gigante	VU	CR
Diomedea sanfordi	Albatroz-real-do-norte	EN	EN
Formicivora erythronotos	Formigueiro-de-cabeça-negra	EN	CR
Formicivora littoralis	Formigueiro-do-litoral	EN	EN
Procellaria aequinoctialis	Pardela-preta	VU	VU
Procellaria conspicillata	Pardela-de-óculos	VU	VU
Pterodroma arminjoniana	Grazina-de-trindade	VU	CR
Pterodroma incerta	Grazina-de-barriga-branca	EN	EN
Puffinus griseus	Bobo-escuro	NT	-
Spheniscus magellanicus	Pinguim-de-magalhães	NT	-
Sterna hirundinacea	Trinta-réis-de-bico-vermelho	-	VU
Thalassarche chlororhynchos	Albatroz-de-nariz-amarelo	EN	EN
Thalassarche chrysostoma	Albatroz-de-cabeça-cinza	EN	-
Thalassarche melanophris	Albatroz-de-sobrancelha	NT	-
Thalasseus maximus	Trinta-réis-real	-	EN

CR (Em perigo crítico) - "*Critically endangered*" - Risco extremamente alto de extinção na natureza em futuro imediato.
EN (Em perigo) - "*Endangered*" - Risco muito alto de extinção na natureza em futuro próximo.
VU (Vulnerável) - "*Vulnerable*" - Alto risco de extinção na natureza em médio prazo.
NT (Quase ameaçada) - "*Near Threatened"* - Quando a espécie, tendo sido avaliada, não se enquadra nas categorias acima, porém está perto de ser qualificado como ameaçado em um futuro próximo.
- : Não ameaçado

Vale ressaltar que para a avaliação deste CVA considerou-se principalmente as aves marinhas oceânicas e costeiras que habitam a região litorânea, pois são mais passíveis de serem impactadas por óleo proveniente de um vazamento com origem no mar.

B. Mapeamento

A **Figura II.10.4.2-8** apresenta as áreas de concentração de avifauna marinha costeira nas áreas com probabilidades de chegada de óleo, no cenário de pior caso, tanto no inverno como no verão (a área de ocorrência deste CVA possui possibilidade de chegada de óleo apenas no cenário de pior caso). Essas áreas representam as áreas de agregação reprodutiva que ocorrem em ilhas costeiras. Por esse motivo, será considerado um CVA fixo.

Já as a área de ocorrência das aves marinhas oceânicas se apresenta como um CVA difuso, tendo a mesma área de ocorrência com probabilidades do componente Plâncton apresentada anteriormente nas **Figuras II.10.4.2-5** a **II.10.4.2-7**.

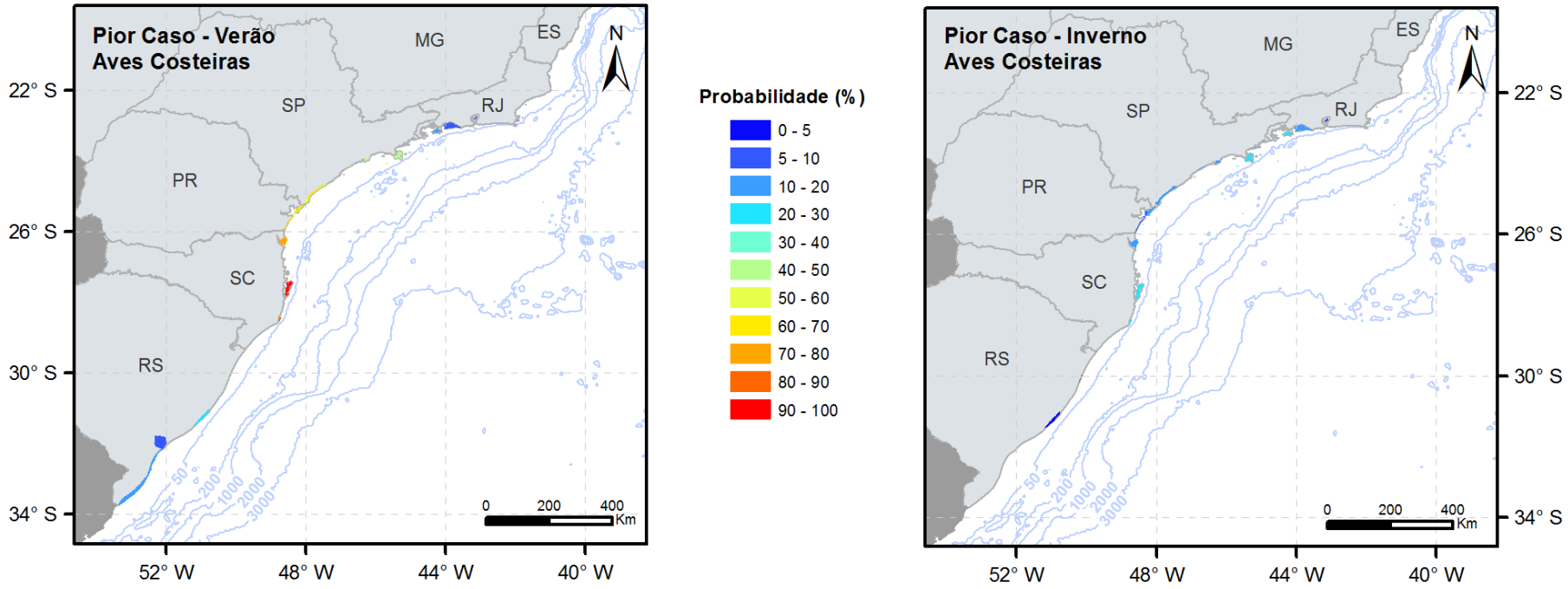


Figura II.10.4.2-8 – *Ocorrência de Avifauna Marinha Costeiras na área com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, pior caso.*

C. Tempos de Recuperação

De todos os grupos impactados por óleo, as aves provavelmente atraem a maior preocupação do público (KINGSTON, 2002). Grandes vazamentos costumam impactar um grande número de aves, que são muito sensíveis, tanto aos efeitos externos quanto internos do óleo cru (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010; HEUBECK *et al*., 2003; ZAFONTE & HAMPTON, 2005).

As aves marinhas são particularmente sensíveis e têm um alto risco de contato com o óleo vazado devido à quantidade de tempo em que ficam sobre - ou perto - da superfície do mar, ou em áreas costeiras afetadas, além de possuírem baixas taxas reprodutivas (EPA, 1999; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010). São também bastante afetadas as populações de aves com um pequeno número de indivíduos, distribuição geográfica restrita ou com espécies ameaçadas (EPA, 1999).

Na maior parte dos acidentes em que há documentação de morte de aves marinhas, o número de aves impactadas tem sido apenas estimado, enquanto que os impactos a nível populacional têm sido dificilmente determinados. Os únicos dados confiáveis são a contagem de carcaças que aparecem no litoral, mas mesmo esse valor é subjetivo e o método possui grandes limitações, uma vez que desconsidera variáveis como intensidade de busca, da acessibilidade da linha de costa e das condições do mar na hora do vazamento (KINGSTON, 2002).

A maior parte das espécies possui alta mobilidade e pode viajar grandes distâncias, tanto para suas áreas de reprodução quanto para encontrar comida. Na ausência de dados precisos e sem conhecimento da estrutura etária e da possível origem das aves envolvidas, é muito difícil predizer ou interpretar tendências populacionais após um acidente com vazamento de óleo (HEUBECK *et al*., 2003).

Os danos causados por incidentes variam com o tipo e volume do óleo, condições ambientais e a área e época do ano onde o acidente ocorreu, mas sempre há consequências ambientais (HEUBECK *et al*., 2003).

- **Contaminação externa dos indivíduos**

O óleo presente na porção externa do corpo das aves é provavelmente o responsável pela maior parte da mortalidade e estresse em aves marinhas após um vazamento de óleo, sendo que os efeitos podem ocorrer mesmo com quantidades muito pequenas na plumagem (e.g. 12.5 ml de óleo pesado) (BURGER, 2003; MOSBECH, 2002). É importante observar que o comportamento das aves marinhas é variável, portanto quanto mais tempo a ave gastar no mar, seja mergulhando para encontrar comida, nadando ou pousada na superfície, mais susceptível ela está à contaminação por óleo no caso de um vazamento. As aves sujas de óleo podem sofrer hipotermia, desidratação, afogamento e fome, e se tornam presas fáceis (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

Entre os efeitos causados pela contaminação externa das aves pode-se citar o colapso das penas e alterações na plumagem, que causam a diminuição do isolamento térmico. A queda das penas também é outro fator a ser considerado, pois pode alterar a cobertura e dificultar severamente a habilidade das aves para voar. A quebra na impermeabilização e no isolamento térmico proporcionado pelas penas pode levar a hipotermia. As penas encharcadas com óleo, por sua vez, provocam uma diminuição ou perda da flutuabilidade, podendo levar ao afogamento por causa do aumento do peso ou da falta de aeração entre as penas. O óleo pode, ainda, irritar a pele, os olhos, a boca e a cavidade nasal, além de inibir o comportamento de procura por alimento como o mergulho e o nado (MOSBECH, 2002; ITOPF, 2010b; BURGER, 2003; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

É importante observar que experimentos de campo mostraram que aves adultas quando contaminadas, mesmo que levemente, podem transferir óleo para os ovos durante a incubação, desse modo diminuindo o sucesso de nascimento (LEWIS & MALECKI, 1984 *apud* MOSBECH, 2002).

Um estudo sobre os efeitos do óleo no comportamento alimentar do maçarico-branco (*Calidris alba*) e da batuíra de bando (*Charadrius semipalmatus*), realizado após um vazamento de óleo na costa atlântica de Nova Jersey, mostrou que o tempo gasto por essas espécies na alimentação diminui quanto maior a presença de óleo em suas penas. Isso ocorre pois aves contaminadas gastam

mais tempo se limpando e ajeitando suas penas do que as não contaminadas. Tal alteração de comportamento aumenta o estresse energético durante a migração. Para espécies que capturam o alimento na água, o aumento da demanda energética é combinado com a redução da habilidade da ave em se alimentar, devido à perda de flutuabilidade das penas encharcadas (BURGER, 1997 *apud* MOSBECH, 2002).

- **Contaminação interna dos indivíduos**

Muitos estudos apresentam efeitos tóxicos do óleo em aves, com resultados variáveis dependendo da composição química, da espécie e da idade do indivíduo (BURGER, 2003). As aves podem ingerir óleo ao realizar a manutenção da plumagem através do alisamento das penas com o bico ou quando se alimentam de presas contaminadas, podendo sofrer efeitos a longo prazo (EPA, 1999; ITOPF, 2010b).

A ingestão de óleo causa envenenamento e intoxicação, além de irritação gastro-intestinal, rompimento da adrenal, níveis anormais de corticosteróides (hormônios de estresse), danos no fígado, disfunção renal, anemia e disfunção da glândula de sal. As células sanguíneas também podem ser destruídas causando distúrbios no sistema imune. Entre os efeitos na reprodução, pode-se citar a redução da habilidade de se reproduzir e do número de ovos previsto, diminuição da fertilidade dos ovos, da espessura da casca, e interrupção do comportamento normal de incubação (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010; BURGER, 2003; MOSBECH, 2002).

O acompanhamento de indivíduos de pato-real (*Anas platyrhynchos*) alimentados com óleo intemperizado proveniente do acidente Exxon Valdez mostrou que não houve interferência significativa sobre a sobrevivência, o crescimento e a reprodução dos mesmos. Os resultados indicaram, porém, que em concentrações extremamente altas (20 g de óleo/kg de alimento) existiram reduções significativas na espessura média e na resistência da casca. Baseando-se nesses resultados e na literatura toxicológica disponível foi possível concluir que os efeitos tóxicos subletais do óleo intemperizado na vida selvagem em

vazamentos como o Exxon Valdez parecem ser bastante improváveis (MOSBECH, 2002).

É importante destacar que pouco se conhece sobre o fato de aves marinhas evitarem intencionalmente áreas com manchas de óleo, contudo evidências encontradas em um experimento realizado na Noruega sugerem fortemente que a espécie fulmar-glacial (*Fulmarus glacialis*) evita se estabelecer na superfície marinha poluída com óleo pesado (LORENTSEN & ANKER-NILSSEN, 1993 *apud* MOSBECH, 2002). Isso pode ser verdade também para outras espécies de aves, entretanto ainda são necessários muitos estudos para que isso seja comprovado.

- **Efeitos a longo prazo nos indivíduos**

Efeitos a longo prazo são muito difíceis de detectar e monitorar porque as aves podem colocar seus ovos a centenas de milhares de quilômetros do local do acidente. Além disso, os efeitos do óleo podem ser sutis, afetando as populações por longos períodos, diminuindo o sucesso reprodutivo e o recrutamento. Esses efeitos devem contudo ser avaliados, pois, conforme o caso, podem vir a influenciar fortemente no tempo de recuperação de uma população.

Entre os efeitos a longo prazo pode-se citar o atraso na maturação dos ovários em fêmeas, a alteração nos níveis hormonais, a redução na sobrevivência e crescimento de embriões e filhotes nos quais os pais tenham sido externamente contaminados por óleo, a supressão da imunidade e da resistência à doenças, efeitos mutagênicos, interrupção da monogamia (caso um dos pares esteja contaminado e deixe de reproduzir temporariamente) e redução da sobrevivência no inverno após o acidente (BURGER, 2003).

- **Efeitos na População**

O impacto do óleo sobre uma população de aves ocorre em função de dois fatores: grau (i.e. o número inicial de aves mortas) e a duração (i.e. o tempo que a população impactada leva para recuperar a condição pré-vazamento) (ZAFONTE & HAMPTON, 2005).

Para detectar efeitos na população são necessárias informações das espécies envolvidas, sua origem reprodutiva e geográfica, idade e estrutura sexual dos indivíduos que morreram. A composição etária dos indivíduos é importante, pois algumas espécies levam muitos anos até atingir a idade reprodutiva. Se, por exemplo, a maioria das vítimas estiver na idade adulta, um efeito pode ser detectado no próximo período reprodutivo, enquanto que se a maioria for imatura os efeitos podem demorar anos para aparecer (HEUBECK *et al*., 2003).

Uma importante questão que deve ser feita em relação aos impactos sobre as populações é: podem populações se tornar extintas após serem impactadas por um acidente com vazamento de óleo? Exemplos históricos mostram que populações de aves em geral se recuperam a partir de grupos muito pequenos, dificultando que isso ocorra (RYAN & SIEGFRIED, 1994 *apud* MOSBECH, 2002). Entretanto, são relatados casos de extinção de espécies de aves em algumas regiões, principalmente devido à destruição do hábitat e a caça predatória (MOSBECH, 2002).

Um exemplo a ser citado é o caso das populações marginais de papagaios-do-mar na Bretanha. Uma colônia de papagaios-do-mar sofreu grandes perdas devido à combinação de causas naturais e poluição por óleo, após o naufrágio do Amoco Cadiz na costa da Bretanha, tendo que ser repovoada com indivíduos de outras colônias (HOPE JONES *et al*., 1978 *apud* MOSBECH, 2002). Além disso, no sul da Califórnia uma colônia de pombos Guillemot foi dizimada em 1980 principalmente devido ao grande número de vazamentos de óleo que ocorreram na região (PARKER *et al*., 1997 *apud* MOSBECH, 2002).

Adicionalmente, é importante observar que o volume de óleo vazado não está necessariamente correlacionado com o número de aves mortas, uma vez que outros fatores podem possuir efeitos mais fortes, como, por exemplo, a densidade de aves na água no momento do acidente, o comportamento das aves afetadas, a proximidade das colônias e de outras agregações, a direção do vento, a ação das ondas, a temperatura e o tipo do óleo. Contudo, pequenos vazamentos de poucas toneladas podem matar milhares de aves se este ocorrer em uma área com grande concentração de indivíduos (BURGER, 1993).

o ***Recuperação de populações***

Alguns autores estudando acidentes com vazamentos de óleo relataram tempos de recuperação para espécies, entretanto as modelagens matemáticas são, atualmente, as ferramentas mais utilizadas, já que dificilmente são encontrados estudos a longo prazo de populações impactadas.

É difícil determinar o tempo de recuperação de uma população de aves, uma vez que a reposição ou recuperação de uma população não é somente o retorno ao número de indivíduos anterior, mas também de toda a estrutura da população. A dinâmica populacional e a ecologia alimentar de aves marinhas são complexas e informações importantes para modelagens matemáticas ainda são escassas (MOSBECH, 2002).

Como as aves marinhas têm uma alta expectativa de vida, com alta sobrevivência e diferentes expectativas por classe etária, estudos de populações a longo prazo são extremamente necessários para entender e predizer um tempo de recuperação. Além disso, caso uma colônia seja dizimada, a recolonização e a recuperação da população dependerá do tamanho e da localização das colônias vizinhas, bem como da distância alcançada para deslocamentos de indivíduos entre as colônias (meta populações), aspectos sobre os quais existe grande falta de informação (MOSBECH, 2002).

De modo a recuperar uma população, os indivíduos podem tender a usar estratégias que agilizem esse processo, como colocar mais ovos que o habitual, reproduzir-se mais frequentemente ou inserir aves jovens nos grupos reprodutivos. Esses processos podem ajudar, mas mesmo assim a recuperação pode levar muitos anos e irá depender de outros fatores como, por exemplo, o alimento disponível. Embora seja comum que ocorra a perda de indivíduos a curto e médio prazo, existem poucos registros de que vazamentos tenham causado prejuízos a longo prazo nas populações ou declinado permanentemente uma colônia (ITOPF, 2010b).

Atualmente, o estabelecimento de um tempo de recuperação relativamente curto para as populações de aves tem sido justificado pelas boas taxas demográficas (p. ex. taxas de sobrevivência) observados, pela baixa mortalidade aguda e pela flutuação normal no número de indivíduos dentro das populações,

demonstrando a resiliência das espécies. Em contraste, longos tempos de recuperação têm sido prescritos com base em evidências de declínio das populações, na idade tardia da primeira reprodução, no baixo sucesso reprodutivo da maioria das espécies e na grande mortalidade (ZAFONTE & HAMPTON, 2005).

Monitorar a mortalidade e a recuperação através de estudos populacionais pode ser difícil, pois esses estudos inevitavelmente têm erros de medição, algumas vezes maiores que as estimativas de mortalidade aguda, além disso, o monitoramento não mede simultaneamente impacto e condições pré-acidente e a variabilidade ambiental pode dificultar a definição de uma condição pré-acidente estática (ZAFONTE & HAMPTON, 2005).

Em relação às espécies impactadas pelo vazamento com o Exxon Valdez, é muito importante citar o artigo de DAY *et al.* (1996), no qual estudou-se o uso de habitats afetados por óleo por 42 espécies de aves marinhas, dois anos e meio após o acidente. Os autores consideraram a população como recuperada quando já não se podia mais detectar uma relação significativa entre a abundância de espécies e o nível de óleo. Os resultados encontrados mostram que 23 (55%) das 42 espécies estudadas não mostraram impactos negativos iniciais no uso de seu habitat. Das 19 espécies que apresentaram impactos negativos, 13 (68%) mostraram evidências de recuperação dentro dos 2,5 anos de monitoramento. Apenas seis espécies não mostraram clara evidência de recuperação dentro do período estudado, ou seja, menos de 15% das espécies estudadas. A proporção de espécies registradas em campanhas individuais que mostraram impactos negativos diminuiu ao longo do estudo, de 54% na primeira campanha (1989) para 10% na última (1991). Ressalta-se que as espécies que não mostraram sinais de recuperação tendiam a se alimentar na zona entremarés e a ser residentes, sendo que essas características também existiram para algumas espécies que não apresentaram os impactos iniciais. Os autores, portanto, concluem que o vazamento do Exxon Valdez impactou o uso de habitat para quase metade das espécies estudadas, sugerindo efeitos iniciais na adequação de habitat por essas espécies. Entretanto, os impactos persistiram por menos de 2,5 anos para a maioria das espécies afetadas. Essa taxa de recuperação no uso de habitat paralelamente à rápida recuperação da abundância das espécies

(geralmente menor que dois anos) também foi documentada para outras comunidades afetadas pelo óleo (invertebrados da região entremarés, peixes e aves) que foram estudados no Alaska e em outros locais.

Outro exemplo no qual houve recuperação é o da águia americana (*Haliaeetus leucocephalus*), espécie residente e abundante da região costeira da área atingida pelo óleo. Após o vazamento do Exxon Valdez, um total de 151 carcassas foram recuperadas da área atingida, sendo importante considerar que a região fornece habitat permanente e sazonal para cerca de 6000 águias. Foi estimado que, dentro da baía, 250 aves morreram como resultado do vazamento. Adicionalmente à mortalidade direta, a produtividade foi reduzida nas áreas impactadas. Entretanto, os resultados finais mostram que a taxa reprodutiva voltou às taxas pré-vazamento entre 1990 e 1991, e uma vistoria aérea em 1995 indicou que a população tinha retornado ou até excedido os valores pré-vazamento dentro da baía. Em setembro de 1996, o Trustee Council classificou a águia americana como recuperada dos efeitos do vazamento de óleo (EVOSTC, 2010). Portanto, essa espécie se recuperou e pode até ter excedido o número inicial de indivíduos seis anos após o vazamento.

KINGSTON (2002) em seu trabalho acrescenta que estudos após o vazamento com os airos (*Uria aalge*) em sítios reprodutivos atingidos mostraram que o número de indivíduos encontrado foi geralmente similar às estimativas históricas do final dos anos 70, evidenciando a questão da flutuação natural das populações e a boa capacidade de recuperação das espécies de aves. A recuperação rápida dos sítios reprodutivos de airos no Alaska sugere que o número de animais mortos deve ser menor que a estimativa inicial ou que pares reprodutores foram repostos por aves jovens que vieram do oceano (BOERSMA *et al*., 1995 *apud* KINGSTON, 2002).

O uso da modelagem matemática tem sido importante na antecipação dos impactos populacionais causados por vazamentos de óleo através de modelos de simulação. Normalmente, as estimativas feitas indicam tempos de recuperação muito grandes. Entretanto, esses modelos não levam em consideração o crescimento populacional devido à diminuição da competição em uma população impactada (ou seja, em que indivíduos foram mortos), dessa forma o tempo de recuperação provavelmente será menor (MOSBECH, 2002).

A seguir são apresentados estudos em que foram estimados tempos de recuperação para populações de aves após vazamento de óleo.

Conforme dito anteriormente, um dos impactos mais visíveis de acidentes com vazamentos de óleo é o sobre a avifauna. Muitos estudos reportam tais impactos, porém poucos falam de tempo de recuperação. A seguir serão citados alguns desses trabalhos, evidenciando aqueles que citam tempo de recuperação.

Após o acidente com o navio-tanque Exxon Valdez, em 1989, vários estudos sobre tempo de recuperação e impactos foram realizados, uma vez que um dos mais conspícuos efeitos desse acidente foi a morte de um grande número de aves. Dentre esses, pode-se citar o realizado por GERTLER (1992), no qual ele indica que aproximadamente 36.000 aves mortas foram coletadas da área atingida. Segundo o autor, porém, esse valor representaria somente uma pequena porção da mortalidade total de aves, cujas estimativas indicariam, na realidade, entre 260.000 a 580.000, ou mais precisamente entre 350.000 e 390.000 indivíduos mortos durante e imediatamente após o vazamento. Monitoramentos de colônias de aves marinhas foram iniciados em 1989 e continuaram até 1991 buscando determinar se houve diminuição do número de aves marinhas em comparação com os valores encontrados antes do vazamento ou com o número de animais em colônias que não foram atingidas. O airo (*Uria aalge*) foi a espécie mais severamente impactada, com 60 a 70% de mortalidade de aves adultas em fase reprodutiva nas colônias impactadas e completa falha na reprodução em 1989 e 1990. Essa mortalidade já era esperada uma vez que airos adultos se agruparam em antecipação ao período reprodutivo no mesmo momento em que as áreas foram atingidas pelo óleo. A diminuição da densidade de aves em fase reprodutiva, o atraso no início da reprodução e o rompimento da sincronia da reprodução nas colônias afetadas causaram essa completa falha reprodutiva. As colônias de airo não impactadas não apresentaram impacto e tiveram reprodução normal.

GERTLER (1992) também cita em seu trabalho um estudo focado em espécies que utilizam as áreas entremarés e zonas rasas do infralitoral, áreas muito contaminadas pelo óleo. Todas as espécies que vivem nesses ambientes se alimentam de invertebrados como mexilhões e continuam a ficar expostas ao petróleo remanescente através da sua alimentação. Os harlequins (*Histrionicus*

histrionicus), que fazem parte desse grupo, foram as aves mais impactadas pelo vazamento, com cerca de 33% de indivíduos coletados no inverno de 1989-1990 apresentando más condições corporais e cerca de 40% com os tecidos contaminados. Resultados preliminares indicam que o harlequim pode ter sido impactado nas suas áreas reprodutivas.

KINGSTON (2002) complementa essas informações e acrescenta que estudos realizados após o vazamento com os airos em sítios reprodutivos atingidos mostram que o número de indivíduos encontrado foi geralmente similar às estimativas históricas do final dos anos 70, evidenciando a questão da flutuação natural das populações e a boa capacidade de recuperação das espécies de aves. A recuperação rápida dos sítios reprodutivos de airos no Alaska sugere que o número de animais mortos no acidente tenha sido inferior ao número de pares reprodutores repostos em seguida por aves jovens que vieram do oceano (BOERSMA *et al*., 1995 *apud* KINGSTON, 2002).

ESLER *et al*. (2002) também estudando os impactos do acidente Exxon Valdez, apresentaram estudos de recuperação para a população de harlequins (*Histrionicus histrionicus*) entre 1995 e 1998. Foram avaliadas as eventuais limitações como a exposição ao óleo residual, a redução da disponibilidade de comida, limitações demográficas intrínsecas e taxas de crescimento populacional. Concluiu-se que as populações ainda não tinham se recuperado totalmente em 1998 (nove anos após o acidente). Além disso, os efeitos adversos continuam a ser registrados, em contraste com o paradigma convencional de que os efeitos do óleo em populações de aves têm vida curta. As características da história de vida dos harlequins fazem com que a espécie seja particularmente sensível, uma vez que eles se alimentam de organismos bentônicos nas zonas entremarés, passando a maior parte do ano próximos à costa, podendo ser impactados tanto a curto como a longo prazo.

É importante citar também o estudo realizado por BARCELLOS & SILVA (2003) com as aves impactadas após o vazamento de óleo que ocorreu na Baía de Guanabara em 2000, no qual o cormorão (*Phalacrocorax brasilianus*) foi a espécie mais afetada por causa do seu comportamento de mergulho. Entretanto, não foi possível determinar o grau de impacto na população local, pois não existem estudos anteriores sobre a abundância e a distribuição dessas

populações. Esse resultado mostra a necessidade de estudos prévios para a correta avaliação do tempo de recuperação das populações.

D. Conclusão

A variação natural e a enorme gama de fatores que influenciam as estatísticas populacionais de aves tornam difícil avaliar o impacto e a recuperação a um único evento como um vazamento de óleo. Entretanto, existem poucas evidências concretas de que as aves sofrem efeitos a longo prazo em vazamentos.

É importante considerar que a maior parte dos estudos citados se refere a poucas espécies e casos extremos de um único acidente. Além disso, ressalta-se que as espécies que utilizam os ecossistemas para reprodução ou como hábitat já estão apropriadamente resguardadas dentro desses, uma vez que esses componentes (manguezais, estuários e recifes) já possuem tempo de recuperação acima de 10 anos.

A literatura científica apresenta alguns estudos sobre recuperação de populações de aves, Com isso, levando-se em consideração estudos com outras espécies e em locais temperados, adaptando-se à realidade local, considera-se que o tempo de recuperação para a avifauna na região é de 10 anos.

Resumo:

CVA Avifauna Marinha Costeira e CVA Avifauna Marinha Oceânica: Tempo de Recuperação de 10 anos

- ***CVA Peixes***

A. Introdução

A maior parte dos impactos identificados em peixes se refere a acidentes que atingiram a região costeira, sendo os impactos na região oceânica mínimos ou ausentes. A ausência de impactos na região oceânica pode ser justificada pelo fato das espécies serem normalmente capazes de evitar a contaminação física, já que nadam para longe da área contaminada, evitando assim efeitos a longo prazo nas populações locais (MOSBECH *et al*., 2000). Vale ressaltar ainda, que não existe evidência ou informação de nenhum vazamento de óleo que tenha causado a morte de um número suficiente de peixes adultos ou estágios jovens em mar aberto a ponto de afetar significativamente as populações adultas (IPIECA, 2000b; ITOPF, 2004). Isso ocorre principalmente porque em mar aberto as concentrações tóxicas são raramente alcançadas (MOSBECH *et al*., 2000).

Portanto, a ictiofauna próxima à costa sofreria um maior impacto em um vazamento de óleo. Além disso, algumas espécies podem estar mais vulneráveis do que outras devido aos seus hábitos e/ou características biológicas. Por exemplo, espécies demersais em geral, possuem pequenos estoques e áreas de desova e reprodução restritas. Peixes costeiros, principalmente aqueles que vivem associados a fundos consolidados e exibem comportamento territorial, são mais vulneráveis, pois podem ter contato com as frações hidrossolúveis do poluente e de ingestão do produto por conta da contaminação de seus recursos alimentares (LOPES, 2007 *apud* PETROBRAS/MINERAL, 2013). Além disso, os peixes cartilaginosos são mais sensíveis que os peixes ósseos, uma vez que possuem baixa fecundidade, maturidade tardia e crescimento lento.

B. Mapeamento

Considerando que os peixes podem ocorrer em todo o ambiente marinho, em águas costeiras e oceânicas, para o mapeamento do CVA foi considerada toda área com probabilidade de presença de óleo tanto no cenário de inverno como no

de verão, à semelhança do Plâncton apresentado anteriormente (**Figuras II.10.4.2-5** a **II.10.4.2-7**). Por apresentar uma área abrangente de ocorrência, este CVA foi classificado como difuso.

Em função do ambiente em que ocorrem, os peixes podem ser considerados pelágicos, bentônicos ou demersais. A maior parte das espécies comerciais como atuns e dourados é pelágica e vive em profundidades de até 200 m. As espécies bentônicas, por sua vez, são mais sedentárias, vivendo e se alimentando no substrato marinho e incluem peixes como raias e linguados. Por fim, os organismos demersais são mais vágeis, vivendo e/ou se alimentando sobre ou próximo ao fundo (FROESE & PAULY, 1998 *apud* HAIMOIVICI & KLIPPEL, 1999; IPIECA, 2000b).

C. Tempos de Recuperação

Os efeitos de um vazamento de óleo sobre os peixes em determinada área depende de vários fatores, sendo esses fatores, em sua maioria, referentes às condições ecológicas e oceanográficas no momento do acidente. A natureza e a extensão do vazamento, as condições meteorológicas e oceanográficas, a época do ano e os inúmeros aspectos ecológicos, em conjunto, influenciam a extensão do impacto sobre esse grupo (ITOPF, 2004; HJERMANN *et al*., 2007). Com isso, alguns acidentes podem impactar consideravelmente os peixes enquanto outros podem ocasionar pequena ou nenhuma consequência.

Nenhum fator isolado é um parâmetro confiável para predizer ou mensurar o dano, sendo necessário um estudo cuidadoso do incidente para se chegar a conclusões corretas. Dessa forma, uma previsão precisa de tempo de recuperação se torna igualmente difícil (ITOPF, 2004).

Considerando-se a possibilidade de ocorrer um impacto sobre esse componente, assume-se que um vazamento pode impactar os peixes afetando diretamente os organismos ou suas populações.

As formas com que os peixes podem vir a ser impactados em caso de um derramamento significativo de óleo são detalhadas a seguir.

- ***Efeitos diretos sobre os organismos***

  - ***Contaminação Física***

O óleo, dependendo da sua concentração e composição, pode causar inúmeros efeitos fisiológicos e histopatológicos em animais (IPIECA, 2000b; ITOPF, 2004). Os organismos podem incorporar os componentes do óleo em seus tecidos através da água, sedimento ou ingestão de presas contaminadas (EPA, 1999).

Os peixes, por sua vez, normalmente evitam a contaminação física, já que nadam para longe da área contaminada, evitando assim efeitos a longo prazo nas populações locais. Em áreas costeiras onde o óleo pode ficar preso em baías e enseadas, concentrações tóxicas podem ser alcançadas, podendo causar efeitos letais nos peixes (MOSBECH *et al*., 2000). Nesses locais o dano potencial para os organismos é grande, particularmente nas espécies que possuem estoque restrito ou com limitadas áreas de desova (IPIECA, 2000b).

Os componentes do óleo também são improváveis de bioacumular em altas concentrações nos tecidos dos peixes, já que eles são capazes de metabolizar e excretar esses contaminantes (MOSBECH *et al*., 2000).

Os estágios iniciais de vida (ovos e larvas) são os mais sensíveis ao óleo (IPIECA, 2000b). Evidências mostram que o óleo é tóxico para ovos e larvas de peixes podendo afetar sua sobrevivência (SMITH *et al*., 1977; MALLING & HODGINS, 1981; McINTYRE, 1982; BAKER, 1983 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014), no entanto, nem sempre irá resultar em danos às populações ou aos estoques pesqueiros (McINTYRE, 1982; FODRIE, 2014).

Larvas de algumas espécies de peixes expostas ao óleo no vazamento do Exxon Valdez apresentaram um elevado dano genético, grande incidência de deformidades morfológicas, prematuridade e aumento da mortalidade (KOCAN *et al*. 1996, CARLS *et al.* 1999 *apud* FODRIE, 2014). Para espécie que depositam ovos bentônicos ou se alimentam demersalmente, esses danos podem durar por anos, uma vez que o óleo fica retido nos sedimentos, havendo uma liberação lenta (FODRIE, 2014). A exposição ao óleo também pode diminuir o metabolismo e prejudicar o desempenho de natação de juvenis e adultos de algumas espécies

de peixes, podendo posteriormente afetar as taxas de forrageamento e fuga de predadores (CLAIREAUX *et al*. 2004, GRAVATO & GUILHERMINO 2009 *apud* FODRIE, 2014).

O Quadro 10.4.2.8 apresenta alguns exemplos de acidentes com vazamento de óleo e os efeitos reportados para os peixes.

Quadro II.10.4.2-8 – *Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre a pesca e os recursos pesqueiros.*

Vazamento	Efeitos reportados
1969: Blowout do poço Santa Barbara, Califórnia- EUA. Volume de óleo derramado: 4.500-10.500 toneladas de óleo cru.	Efeitos negativos em curto prazo na abundância do bonito e da cavala. Sem efeitos em longo prazo na abundância das espécies pelágicas estudadas.
1976: Argo Merchant, EUA. Volume de óleo derramado: 28.000 toneladas de petróleo venezuelano.	Mortandade de ovos de peixes e redução da densidade de larvas, porém os estoques de peixes estudados entre 1975-1977 não mostraram grandes impactos. O vazamento não ocorreu durante o pico da época de desova. Ocasionalmente foram observados exemplares de peixes e mariscos contaminados.
1977: Tsesis, Mar Báltico, Suécia. Volume de óleo derramado: 1.000 toneladas de óleo combustível médio.	Um mês após o vazamento, arenques foram pescados normalmente nas áreas impactadas pelo óleo. Não foi detectada contaminação nos tecidos. Alguns efeitos na desova foram reportados na primavera seguinte, mas esses podem ter outras causas que não o derrame. Após o desastre foi observado um aumento na mortandade de ovos e larvas de peixes. Apesar de não ter sido observado significativa mortandade de peixes comerciais, a frequência de desovas diminuiu.
1977: Ekofish 'Bravo *blowout*, mar do norte. Volume de óleo derramado: 9.000-13.000 toneladas de óleo cru.	Peixes capturados por arrasto de fundo foram analisados para a presença de hidrocarbonetos. Houve evidências de contaminação em peixes duas semanas após a explosão, mas somente em quantidades reduzidas.

Continua

Continuação – Quadro II.10.4.2-8

Vazamento	Efeitos reportados
1978: Amoco Cadiz. N. Brittany (Bretanha). Volume de óleo derramado: 223.000 toneladas de petróleo do Irã e da Arábia e 4.000 toneladas de combustível.	Muitas toneladas de peixes foram mortas. Cardumes de um ano de solha, linguado e tainha desapareceram das zonas mais afetadas e demonstraram redução de crescimento, fecundidade e recrutamento. A reprodução e o crescimento de peixes de fundo em baías impactadas e anormalidades histopatológicas ficaram evidentes na região anos depois.
1979: Betelgeuse, Bantry Bay, Irlanda. Volume de óleo derramado: Óleo leve cru árabe – explosão pós-vazamento de 18 meses	O badejo e a espadilha desovaram normalmente na primavera. Não houve efeitos adversos sérios nos ovos e larvas das espécies comerciais detectadas.
1980: Bahrain Volume de óleo derramado: Estima-se que 3.300 toneladas chegaram a costa.	Inicialmente, alguns indivíduos mortos de garoupas, xereletes e sardinhas, não houve mortalidade massiva.
1983: Castillo de Bellver, África do Sul. Volume de óleo derramado: 160.000 -190.000 toneladas de óleo cru.	O vazamento se manteve na região oceânica. Impacto aparentemente pequeno nos estoques. Ocorrência e abundância normais de ovos e larvas. O vazamento ocorreu antes da principal temporada de desova.
1989: Exxon Valdez, Alasca, EUA. Volume de óleo derramado: 37.000 toneladas de petróleo.	Após o vazamento “Exxon Valdez”, em uma comparação entre peixes de áreas contaminadas e não contaminadas mostrou-se que as taxas de prevalência e de intensidade do parasitismo foram significativamente mais altas em grupos expostos ao óleo. Houve esforços especiais para proteger a pesca. Alguns cientistas contestam a evidência de dano em longo prazo para a fauna e as populações de peixes locais.
1993: Braer, Nova Escócia, Canadá Volume de óleo derramado: 84.700 toneladas de petróleo, além de até 1.500 toneladas de combustível.	Uma grande variedade de peixes presentes em uma área bem grande contaminou-se com óleo, resultando na imposição de uma Zona de Exclusão de Pesca. O salmão cultivado em gaiolas em águas superficiais não conseguiu escapar da contaminação. Após seis anos, realizaram-se novas análises e percebeu-se que os organismos estavam livres de contaminação. Os efeitos do óleo foram localizados e foram encontrados somente impactos temporários sobre os animais. Considerando o tamanho do derramamento, os impactos ambientais foram surpreendentemente limitados.

Continua

Continuação – Quadro II.10.4.2-8

Vazamento	Efeitos reportados
2010: Macondo, Golfo do México, EUA Volume de óleo derramado: 4,9 milhões de barris de óleo cru.	Alguns estudos apontaram um nível estável ou aumento na densidade de peixes estuarinos após o vazamento de óleo. Outro estudo apontou um declínio temporário (12 meses) na densidade e biomassa de uma espécie de peixe da Família Gobiidae.

Modificado de: IPIECA (2000b); ITOPF (2010a); MOSBECH *et al*. (2000); TEAL & HOWARTH (1984); (FODRIE *et al*., 2014)

Outro estudo que pode ser citado é o realizado por FALL & FIELS (1993) após o acidente com o petroleiro Exxon Valdez, no litoral do Alaska, em 1989. O estudo foi realizado por três anos e foram analisados tecidos de invertebrados e peixes quanto à concentração de hidrocarbonetos.

Estudos realizados após o acidente no Golfo do México verificaram que a densidade de peixes estuarinos se manteve estável (FODRIE & HECK, 2011; ABLE *et al*., 2014 *apud* FODRIE, 2014) , enquanto outro estudo indicou um declínio temporário (durante 12 meses) na densidade e biomassa de peixes da família Gobiidae (MOODY *et al*., 2013).

SÁNCHEZ *et al.* (2006) *apud* CENPES/PDEDS/AMA (2014) constatou que houve uma redução na abundância de uma espécie de linguado que vive em substrato lamoso, no acidente do Prestige. No entanto, após um ano ocorreu uma recuperação significativa.

Em outros casos não houve impacto significativo, mesmo em áreas costeiras sensíveis. Estudos constataram que não houve efeito significativo na abundância de ovos e larvas de peixes após vazamentos de óleo (MOLDAN *et al*., 1985; GRAINGER *et al*., 1984 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014).

Alguns autores ainda atribuem que as variações e tendências na abundância das populações de algumas espécies que ocorrem devido a causas ambientais naturais e à pressão da pesca são mais importantes do que as variações que ocorrem por causa do vazamento de óleo (SÁNCHEZ *et al*., 2006; LANCASTER *et al.,* 1998 *apud* CENPES/PDEDS/AMA, 2014).

D. Conclusão

Os peixes podem ser afetados diretamente por um vazamento de óleo ou indiretamente através dos ecossistemas que os suportam. Entretanto, existe uma grande dificuldade em separar o processo natural do induzido pelo vazamento de óleo na instabilidade das populações e não existe evidência de que algum vazamento de óleo tenha matado um número suficiente de peixes em mar aberto a ponto de afetar a população adulta. O impacto potencial é grande em áreas costeiras com águas abrigadas, particularmente para espécies com áreas de reprodução restritas.

Levando em consideração que não são reportados efeitos do óleo a longo prazo em peixes, o tempo de recuperação desse componente na região é de um ano.

Resumo:

CVA Peixes: Tempo de Recuperação de 1 ano

- ***CVA Cetáceos***

A. Introdução

Na área com probabilidade de presença de óleo, são registradas 35 espécies de cetáceos, sendo 27 odontocetos e oito misticetos (ZERBINI *et al.,* 1999; SICILIANO *et al*., 2006; ENGEL *et al*., 2006; SIMMAM, 2014), o que representa cerca de 75% do total de espécies de cetáceos registrados em águas brasileiras.

Algumas destas espécies são consideradas ameaçadas de extinção no Brasil (MMA, 2014) e/ou no mundo (IUCN, 2014) conforme **Quadro II.10.4.2-9** a seguir.

Quadro II.10.4.2-9 *– Lista de espécies de cetáceos ameçadaos de extinção a nível global (IUCN, 2014) e nacional (MMA, 2014).*

Espécie	Nome Comum	IUCN (2014)	MMA (2014)
Sotalia guianensis	*Boto-cinza*	DD	VU
Pontoporia blainvillei	Toninha	VU	CR

Continua

Continuação – Quadro II.10.4.2-9

Espécie	Nome Comum	IUCN (2014)	MMA (2014)
Physeter macrocephalus	Cachalote	VU	VU
Eubalaena australis	*Baleia-franca-austral*	-	EN
Balaenoptera physalus	Baleia-fin	EN	EN
Balaenoptera musculus	Baleia-azul	EN	CR
Balaenoptera borealis	Baleia-sei	EN	EN
Physeter macrocephalus	Cachalote	VU	VU

[1]Categorias de ameaça:
DD (Dados Insuficientes) - "*Data Deficient*" - Quando não existem dados suficientes para se definir uma característica de risco de extinção para a espécie.
VU (Vulnerável) - "*Vulnerable*" - Alto risco de extinção na natureza em médio prazo.
EN (Em perigo) - "*Endangered*" - Risco muito alto de extinção na natureza em futuro próximo.
CR (Criticamente em perigo) – Risco extremamente alto de extinção na natureza.

A distribuição dessas espécies varia desde águas mais rasas e costeiras (p.e., boto-cinza e toninha) até lâminas d'água superiores a 500 m (misticetos, zifídeos e maior parte dos delfinídeos). Algumas espécies podem ainda se aproximar mais da costa, apenas durante o período reprodutivo, como a baleia-jubarte e a baleia-franca (SICILIANO *et al*., 2006).

Quanto à biologia dos cetáceos é importante observar que o período de gestação da maioria das espécies é de cerca de um ano, só nascendo um filhote por vez, e o período de lactação é altamente variável, podendo chegar a muitos anos em alguns odontocetos (JEFFERSON *et al*., 2008).

Um aspecto relevante da região é o fato de ser rota migratória de baleia-jubarte (*Megaptera novaeangliae*) em sua migração sazonal para o nordeste do Brasil (SICILIANO *et al*., 2006). Segundo FERNANDES (2001) e ZERBINI *et al*. (2006; 2014), indivíduos de baleia-jubarte se aproximam bastante da costa no litoral norte no estado do Rio de Janeiro e no estado do Espírito.

Além disso, na região de Arraial do Cabo ocorre o fenômeno da ressurgência, propiciando a ocorrência de uma área de forrageamento de golfinhos e, possivelmente, criação dos filhotes.

A baleia-franca-do-sul (*Eubalaena australis*), outro misticeto com hábitos migratórios, também pode ser encontrada ocasionalmente em toda região com probabilidade de presença de óleo e sazonalmente no estado de Santa Catarina.

Esses cetáceos migratórios estão presentes na região preferencialmente nos meses de inverno e primavera (SICILIANO *et al*., 2006).

B. Mapeamento

A área de ocorrência de cetáceos nas áreas com probabilidades de presença de óleo, para todos os cenários de vazamento está apresentada nas **Figuras II.10.4.2-5** a **II.10.4.2.7** (Figuras de plâncton), considerando que os cetáceos podem ocorrem em todo ambiente marinho, em águas costeiras e oceânicas. Desta forma foi considerada toda área com probabilidade de presença de óleo no cenário de inverno e verão. Portanto, não representa uma área específica de agregação e sim uma área abrangente de ocorrência, e, por isso, este CVA foi classificado como um CVA difuso, da mesma forma que o apresentado para Peixes, Plâncton, Quelônios e Aves Oceânicas.

C. Tempo de Recuperação

Existem poucos estudos sobre impactos de óleo em cetáceos e praticamente nenhum sobre tempo de recuperação, salvo o realizado com orcas na Baía de Prince William Sound após o acidente com o Exxon Valdez em 1989, que será discutido em detalhes no subitem de Estudos de Caso.

A existência de poucos estudos pode ser explicada, em parte, pelo fato de que as carcaças da maioria das espécies afundam no oceano, impossibilitando a coleta para pesquisa (GUBBAY & EARLL, 1999; MATKIN *et al*., 2008). Em alguns casos, elas até podem flutuar e encalhar na região costeira, porém essa é uma situação mais comum para os animais que vivem nessas regiões, limitando o estudo das outras espécies.

Além disso, as informações são escassas também devido às questões éticas sobre experimentos desnecessários e que causem sofrimento a esses animais (MATKIN *et al*., 2008). Com isso, os dados de vazamentos parecem ser a melhor fonte de informações sobre estudos comportamentais e efeitos fisiológicos (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

As ameaças a uma espécie em particular variam bastante e irão depender do seu comportamento, da sua história de vida e das suas adaptações anatômicas e fisiológicas (St AUBIN, 1992). A composição do óleo e o quanto ele está intemperizado também são fatores importantes para determinar os impactos. Indivíduos atingidos por óleo logo após o vazamento podem ser expostos a mais componentes tóxicos pelo contato direto e ingestão do que indivíduos afetados pelo óleo já intemperizado (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

Alguns estudos sugerem ainda que os cetáceos podem detectar o óleo na superfície da água, e com isso evitá-lo. Isso pôde ser comprovado pelo estudo apresentado por St AUBIN (1992), no qual experimentos com golfinhos nariz-de-garrafa (*Tursiops truncatus*) em cativeiro mostraram que esses animais conseguem detectar visualmente uma lâmina de óleo cru de 1 mm de espessura na superfície da água do mar e evitam ir à superfície em locais onde a água do mar contém uma camada de 1 cm de óleo mineral. O mesmo resultado foi encontrado por SMITH *et al*. (1983).

Estratégias similares têm sido observadas durante outros eventos de vazamento. Por exemplo, o que ocorreu com a população de boto-cinza (*Sotalia guianensis*) residente na Baía de Guanabara, que foi vista deixando a Baía após o incidente com vazamento que ocorreu em 2000. A população foi para mar aberto, retornando antes mesmo que as operações de limpeza estivessem finalizadas (BARCELLOS & SILVA, 2003; SHORT, 2003). Os indivíduos voltaram para as áreas de alimentação e apresentaram comportamentos normais. Vale ressaltar que as áreas de alimentação não foram atingidas por óleo e isso pode justificar as observações feitas (SHORT, 2003).

Entretanto, os comportamentos citados acima contrastam com observações feitas em campo por outros autores, com esses e outros cetáceos que aparentemente nadaram e se comportaram normalmente no meio de manchas de óleo (MATKIN *et al*., 2008; NOAA, 2010b). Durante o vazamento Mega Borg, no Novo México em 1990, foi reportado que indivíduos de um grupo de *Tursiops*, podiam provavelmente detectar a mancha, mas não evitaram o contato com ela, nadando através das áreas com óleo (WURSIG & SMULTEA, 1991). MATKIN *et al*. (2008) também observaram que orcas não tentaram evitar as áreas contaminadas por óleo após o vazamento Exxon Valdez no Alaska.

Isso demonstra que apesar da capacidade de alguns cetáceos em evitar áreas com óleo, o tamanho da mancha, a dependência por comida e uma interação social podem sobrepor essa estratégia de evitação, causando impactos sobre essas espécies. Ressalta-se que isso ocorre, principalmente, em espécies costeiras, que possuem fidelidade a determinadas áreas, lembrando que os impactos sobre estas populações residentes afetariam sua reprodução e saúde, além de comprometer a disponibilidade/captura de alimento e a coesão de grupo. As espécies pelágicas, por sua vez, serão impactadas apenas em suas áreas de reprodução.

Considerando-se que as espécies possam ser atingidas por óleo, espera-se que o impacto sobre os cetáceos não seja tão severo, pois os cetáceos, ao contrário de outros mamíferos marinhos, não dependem da pele para regular sua temperatura corporal (ITOPF, 2010b; EPA, 1999; MOSBECH, 2002). Além disso, a pele dos cetáceos é diferente de qualquer outro mamífero, sendo lisa e com limitadas áreas recobertas com pelos ou superfícies rugosas devido à presença de cracas (St AUBIN, 1992; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

Em misticetos o óleo tende a aderir nessas partes rugosas, pelos e calosidades dos animais, entretanto isso ocorrerá apenas em uma pequena área, não afetando consideravelmente a saúde do animal (St AUBIN, 1992). Nos golfinhos, por sua vez, por não apresentarem pelos nem calosidades o óleo não se fixa na pele (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

St AUBIN (1992) testou o impacto do óleo sobre o tecido epitelial de golfinhos nariz de garrafa em cativeiro, colocando esponjas embebidas em óleo sobre a pele dos animais por cerca de 75 minutos para determinar os efeitos na integridade, crescimento e função das células da epiderme. Os resultados mostraram alguns efeitos histopatológicos, mas após uma semana nenhum efeito no crescimento ou nas outras funções celulares pôde ser detectado a partir das técnicas utilizadas. As condições desse experimento excedem a que cetáceos estariam normalmente expostos na natureza, exceto para animais em locais confinados, normalmente na região costeira. Ainda assim, sem pelo ou pele que retenha óleo, a superfície molhada da pele macia não permite que o óleo se fixe por muito tempo, reduzindo significativamente o efeito na epiderme.

Os danos causados à pele dos cetáceos parecem ser transitórios, entretanto a região dos olhos pode ser bastante afetada em exposições prolongadas (ENGELHARDT, 1983; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010). Além disso, eles também podem inalar óleo ou vapores tóxicos ao subirem para respirar, se alimentar de presas contaminadas ou mesmo ficar cansados devido à ausência de alimentos ou a incapacidade de encontrar comida.

A inalação de porções de óleo, vapores e fumaça é bem provável se os cetáceos subirem à superfície oleada para respirar, principalmente em se tratando de indivíduos jovens (RAAYMAKERS, 1994). Exposições ao óleo desta maneira podem danificar as membranas mucosas, as vias aéreas, congestionar os pulmões, causar enfisema intersticial e até a morte (NOAA, 2010b; AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010). Orcas, por exemplo, são capazes de permanecer submersas por 3 a 10 minutos contínuos, e quando vão à superfície para respirar podem ter nadado por centenas de metros (MATKIN *et al*., 2008).

Os cetáceos podem, ainda, em pânico, ingerir quantidade suficiente de óleo para lhes causar danos severos. Um golfinho estressado, por exemplo, pode se mover mais rapidamente e com isso subir mais frequentemente para respirar, aumentando assim sua exposição ao óleo (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010). A intoxicação aguda por petróleo ainda não está bem estabelecida em cetáceos e não existem estudos de laboratório que tenham estabelecido a mínima quantidade necessária para causar toxicidade (St AUBIN, 1992).

O óleo ingerido poderia causar efeitos tóxicos e disfunção secundária dos órgãos, além de úlcera gastrointestinal e hemorragia (NOAA, 2010b; AUSTRALIAN GOVENMENT, 2010). Entretanto, um levantamento realizado com animais encalhados mostrou baixos níveis de hidrocarbonetos em vários tecidos, mostrando que a eliminação do óleo acumulado parece ser rápida. Os cetáceos têm o potencial para metabolizar óleo devido à presença do Citocromo P-450 no fígado, esse sistema enzimático está envolvido na quebra de compostos de hidrocarbonetos e foi identificado em varias espécies (ENGELHARDT, 1983).

Além da ingestão direta, existe, ainda, a possibilidade de as espécies ingerirem óleo através das suas presas. Entretanto dados publicados sugerem que uma pequena quantidade de óleo que poderia ser ingerida durante a alimentação não é suficiente para causar danos. Além disso, a maior parte das

presas dos cetáceos possui os sistemas enzimáticos necessários para metabolizar hidrocarbonetos de petróleo e não iriam acumular tais frações em seus tecidos, evitando assim a transferência dos componentes tóxicos através da cadeia alimentar (St AUBIN, 1992).

Contudo, a ingestão de óleo representa um diferente tipo de ameaça aos misticetos, que se alimentam utilizando suas cerdas orais. Durante o seu comportamento de alimentação as baleias imergem, pegam grandes quantidades de água e então as expelem, capturando o plâncton e o krill em suas cerdas (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010). Estudos de laboratório têm mostrado que o óleo incrustado entre os fios dessas cerdas restringem a passagem de água, entretanto o fluxo constante com água limpa removeu a maior parte do óleo em menos de 24h e após esse tempo não foram notados efeitos residuais. Dependendo da magnitude do vazamento, a alimentação pode ser interrompida por muitos dias causando diminuição da massa corpórea e trazendo consequências para o desenvolvimento do animal, principalmente para migração e reprodução (St AUBIN, 1992).

Além dos efeitos apresentados acima, pode-se citar também a possibilidade de infecções secundárias por fungos e bactérias devido a deficiências causadas pelos componentes tóxicos do óleo no sistema imune dos animais (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010).

Existem muito poucas evidências documentadas de que populações de cetáceos, principalmente baleias, tenham sido afetadas por vazamentos de óleo, a maior parte dos trabalhos analisa indivíduos separadamente, sem considerar a população como um todo.

A seguir são apresentados alguns estudos de caso em que houve a morte e/ou contaminação de cetáceos por causa de vazamento de óleo. Especial atenção será dada ao caso das populações de orcas em Prince William Sound após o vazamento do Exxon Valdez no Alaska, uma vez que se trata de um caso extremo em que populações pequenas e residentes foram afetadas, sendo esse também o único estudo em que o tema recuperação é tratado.

SHORT (2003) apresentou em seu trabalho dois estudos em que cetáceos foram encontrados mortos após acidentes com vazamentos de óleo, o primeiro foi no canal de Santa Barbara, California, EUA em 1969, no qual 4 golfinhos e 6

baleias foram encontrados mortos (BROWNWELL, 1971), e o outro foi o acidente com o petroleiro Exxon Valdez, no Alaska, EUA, em 1989, onde foram encontrados mortos nas praias da região 26 baleias-cinzentas (*Eschrichtius robustus*), 5 botos (*Phocoena phocoena*), 5 baleias minkes (*Balaenoptera bonaerensis*), 1 baleia fin (*Balaenoptera physalus*) e 3 baleias não identificadas (LOUGHLIN, 1994).

MATKIN *et al*. (2008) apresenta em seu trabalho um estudo realizado com orcas após o vazamento do Exxon Valdez em 1989. Esse estudo apresenta dados de 16 anos de monitoramento após o acidente. Dois grupos foram estudados em detalhes, um grupo residente, chamado de AB, e uma população itinerante, AT1. Ambos os grupos sofreram perdas de 33 a 41%, respectivamente, no ano após o vazamento. O grupo AB perdeu 13 animais, entre machos e fêmeas, tanto juvenis quanto adultos em idade reprodutiva. Essa taxa de mortalidade no ano do vazamento e no ano subsequente foi 18 vezes maior que o número esperado para o mesmo período de tempo, levando-se em conta a estrutura sexual e etária do grupo. O grupo AT1 perdeu nove animais de um total de 22, sendo importante observar que nesse grupo quatro animais foram vistos nadando no óleo (**Figura II.10.4.2-9**) logo após o vazamento, e que nenhum recrutamento foi observado nessa população desde 1984. Até a data da publicação do estudo os autores ainda não haviam observado recuperação nos grupos estudados e concluíram que, mesmo em condições ótimas, os grupos podem levar décadas para se recuperar, particularmente se fêmeas reprodutivas e/ou fêmeas juvenis tenham sido perdidas. Além disso, em um grupo pequeno isolado e ameaçado como o AT1, um evento ambiental de grande magnitude pode levá-los à extinção.

Figura II.10.4.2-9 – *Quatro membros do grupo AT1 próximo ao Exxon Valdez menos de 24h após o vazamento.*

Fonte: MATKIN *et al*., 2008

Entretanto, é preciso levar em consideração que MATKIN & SAUTILIS (1997) citam que entre 1985-1986, período anterior ao acidente, seis orcas foram perdidas do grupo AB (residentes), uma taxa de mortalidade cinco vezes maior que o esperado. Com isso, pode-se questionar se essa população já não possuía uma tendência a diminuir, e se outros fatores não poderiam ter atrapalhando a sua recuperação após o vazamento de óleo. Outro estudo que indica que o óleo sozinho pode não ter sido a causa da ausência de recuperação nos grupos de orca foi patrocinado pelo Instituto Exxon Valdez Oil Spill Trustee Council (EVOSTC, 2010) com as orcas da região, no qual a espécie foi examinada para a presença de contaminantes em seus tecidos. Os resultados encontrados indicaram que os indivíduos da população AT1 (transeuntes) carregavam elevados níveis de PCBs, DDT e metabólitos de DDT nos seus tecidos. Entretanto, a presença desses contaminantes não está relacionada ao vazamento de óleo. Além disso, as altas concentrações encontradas são comparáveis aos níveis que causam distúrbios reprodutivos em outros mamíferos marinhos, podendo justificar a ausência de recuperação dessa população.

TAYLOR & PLATER (2001) também estudaram a população residente da baía de Sound durante 26 anos, mesmo antes do acidente com o Exxon Valdez e indicaram que o óleo foi importante para diminuir o tamanho da população, mas não foi o único fator, com o declínio sendo atribuído a diversos impactos de fontes antropogênicas como diminuição dos estoques alimentares, distúrbio por barcos de observadores de baleia e tráfego marítimo. Com isso, não se pode afirmar que a ausência de recuperação da população de orcas de Prince William Sound seja causada simplesmente pelo impacto do Exxon Valdez. Acrescenta-se que MATKIN *et al*. (2008) citam que o fato da população transeunte se alimentar de leões marinhos pode ter influenciado na diminuição do número de indivíduos, pois os leões marinhos são particularmente sensíveis ao óleo e as orcas podem ter se contaminado ao ingerir a presa contaminada. Vale ressaltar que a população de orcas que pode ser encontrada na região de estudo se alimenta primariamente de peixes e golfinhos (SICILIANO *et al*., 2006).

D. Conclusão

Os mamíferos marinhos possuem uma ampla gama de sensibilidade ao óleo, demonstrada pela sua diversidade na morfologia, comportamento e ecologia. Para se estabelecer apropriadamente aos efeitos do petróleo em dada espécie são necessários mais conhecimento sobre a sua história natural e fisiologia, além de mais estudos sobre as características toxicológicas do óleo nesses animais.

Para definir o tempo de recuperação de cetáceos, é importante primeiramente entender se os cetáceos são ou não afetados em um vazamento de óleo. Os estudos ainda são incipientes e contraditórios, sendo as informações mais confiáveis aquelas provenientes de situações reais de acidentes.

Levando-se em consideração as informações apresentadas acima, além do fato de o tempo de recuperação ser definido para a comunidade como um todo, estima-se que o tempo para que a comunidade de cetáceos se recupere aos níveis anteriores ao de um acidente com vazamento de óleo seja de 10 anos.

Apesar de não ser considerada a limpeza dos indivíduos para o cálculo de tempo de recuperação dos animais, vale destacar que capturar e limpar

mamíferos marinhos sujos com óleo geralmente não é possível. Tais procedimentos podem machucá-los mais que o óleo em si (EPA, 1999).

A seguir, serão descritos os Componentes de Valor Ambiental que estão vinculados ao CVA Cetáceos, mas que foram separados por espécies. Ressalta-se que o tempo de recuperação estabelecido para esses é o mesmo estabelecido para o CVA Cetáceos, com excessão do CVA Toninha (*Pontoporia blainvillei*), que apresenta características peculiares que serão apresentadas mais a diante.

A escolha desses CVAs específicos foi motivada pelo fato de existirem populações limitadas , concentradas a determinadas áreas ou com distribuição restrita e que, caso os indivíduos sejam perdidos, o reestabelecimento dessa população dificilmente será feito por indivíduos de populações adjacentes.

É importante considerar, que mesmo que esses componentes sejam avaliados separadamente, eles ainda estão incluídos dentro do CVA Cetáceos.

- ***CVA Boto-cinza (Sotalia guianensis)***

O boto-cinza (*Sotalia guianensis*) é a espécie de odontoceto com maior número de registros ao longo do litoral brasileiro. Contudo, as informações a respeito da espécie ainda são poucas, pois os dados biológicos são coletados de forma oportuna e a maioria dos estudos é desenvolvida em áreas restritas. Devido a esses fatores, a IUCN classifica a espécie como “insuficientemente conhecida” (IUCN, 2014). No Brasil diversos grupos de trabalham estudam o boto-cinza, que é classificado como “Vulnerável” na lista de espécies ameaçadas (MMA, 2014). Além disso, é ainda considerado como uma das espécies prioritárias no Plano de Ação Nacional para Conservação dos Mamíferos Aquáticos do Brasil (MMA/ICMBio, 2011a).

O boto-cinza apresenta hábitos costeiros e encontra-se distribuído amplamente pelo litoral das Américas do Sul e Central, tendo como limites de sua distribuição, ao norte, a Nicarágua, na América Central, e ao sul, o Estado de Santa Catarina, na América do Sul (SIMÕES-LOPES, 1987; CARR & BONDE, 2000). No entanto, DA SILVA (1994) e DA SILVA & BEST (1996) apontam para a possível ocorrência da espécie até Honduras. O boto-cinza pode ser avistado se

deslocando tanto em águas superficiais ao longo da costa quanto em áreas protegidas de bocas de grandes rios, baías e estuários (DA SILVA & BEST, 1996).

Para o boto-cinza, as áreas de ocorrência consideradas no presente estudo foram definidas a partir do documento “Plano de Ação Nacional para Conservação dos Mamíferos Aquáticos - Pequenos Cetáceos” (MMA/ICMBio, 2011a). Sua profundidade máxima de ocorrência foi definida por AZEVEDO *et al.* (2007), que determinaram-na como sendo 35 metros de coluna d’água.

A **Figura II.10.4.2-10** apresenta as áreas de ocorrência de populações de boto-cinza juntamente com as probabilidades de chegada de óleo, no pior cenário previsto, tanto para o inverno quanto para o verão. Ressalta-se que, uma vez que foi considerada nesse levantamento toda área de ocorrência da espécie, o CVA boto-cinza (*Sotalia guianensis*) foi considerado um componente difuso, para o qual foi utilizado a média das probabilidades de toque de óleo na inferência do risco ambiental.

O tempo de recuperação adotado no cálculo da Significância deste CVA é o mesmo adotado para o CVA Cetáceos, que é de 10 anos.

Resumo:

CVA Boto-cinza (*Sotalia guianensis*): Tempo de Recuperação de 10 anos

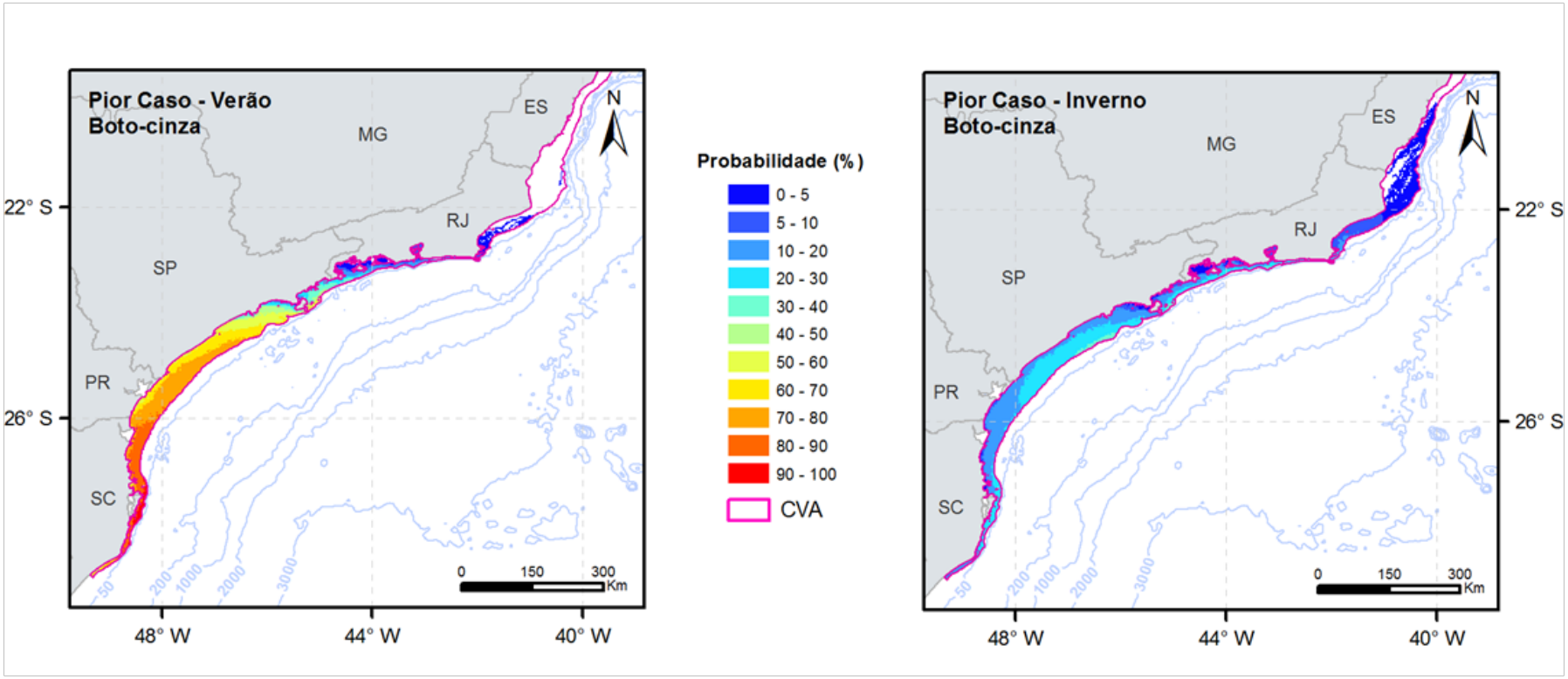


Figura II.10.4.2-10 – *Ocorrência de Boto-Cinza (Sotalia guianensis) na área com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, pior caso.*

- ***CVA Baleia-de-Bryde (Balaenoptera edeni)***

A baleia-de-Bryde (*Balaenoptera edeni*), também chamada de rorqual ou baleia-sardinheira, é uma espécie pouco conhecida mundialmente. Ocorre em águas costeiras e oceânicas em ambos os hemisférios, entre as latitudes de 40ºS e 40ºN (SICILIANO *et al.*, 2006). Não realizam extensos movimentos migratórios, habitando exclusivamente águas tropicais e subtropicais durante todo o ano. Geralmente, são encontradas solitárias ou em pares, mas agregações de até 20 indivíduos podem ser observadas em áreas de alimentação (JEFFERSON *et al*., 2008).

No litoral do Brasil, é relatada a ocorrência de indivíduos em zonas costeiras (SICILIANO *et al*., 2004; CARNEIRO, 2005; GONÇALVES, 2006) e oceânicas (ANDRIOLO *et al*., 2001; GONÇALVES, 2006), sendo a maioria das avistagens em áreas próximas à costa ou associada a ilhas costeiras, e em ambientes de alta produtividade biológica (SICILIANO *et al*., 2006). Na costa sudeste do Brasil, é avistada frequentemente no litoral dos estados do Rio de Janeiro (ZERBINI *et al*., 1997; SICILIANO *et al*., 2004) e São Paulo (SICILIANO *et al*., 2004; GONÇALVES, 2006).

GONÇALVES (2006) observou que as baleias-de-Bryde que ocorrem na região costeira do sudeste do Brasil utilizam o entorno das Unidades de Conservação insulares da costa paulista como áreas de alimentação, principalmente a área do Parque Estadual Marinho da Laje de Santos. Esses indivíduos podem migrar para áreas oceânicas para se reproduzir e cuidar de seus filhotes, uma vez que foram observados comportamentos reprodutivos (inclusive a presença de fêmea com filhote) e comportamentos de interação social (GONÇALVES, 2006).

Existem, ainda, alguns relatos ocasionais de avistagens em outros locais da costa brasileira, como no estado de Santa Catarina, na Reserva Biológica Marinha Arvoredo e na Área de Proteção Ambiental da Baleia Franca (MMA/ICMBio, 2011b) e alguns relatos de encalhes na Bahia, Paraná, Maranhão e Rio Grande do Sul (ZERBINI *et al*., 1997).

As principais ameaças a essa espécie são a redução da disponibilidade de alimento e de habitats, aumento da poluição e do tráfego de embarcações (TARDIN *et al*., 2013). Devido ao fato de ser a espécie de balenopterídeo menos conhecida, a baleia-de-Bryde é classificada pela International Union for Conservation of Nature como “Deficiente em dados” (IUCN, 2014) e “Não Ameaçada” de acordo com o Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção (MMA, 2014).

As áreas de ocorrência de populações de baleia-de-bryde (*Balaenoptera edeni*) com probabilidade de chegada de óleo correspondem às mesmas áreas apresentadas paras o CVA Plâncton (**Figuras II.10.4.2-5** a **II.10.4.2-7**). Como o CVA Baleia-de-bryde foi considerado um componente difuso, para este CVA foi utilizado a média das probabilidades de toque de óleo na inferência do risco ambiental.

O tempo de recuperação adotado no cálculo da Significância deste CVA é o mesmo adotado para o CVA Cetáceos, que é de 10 anos.

Resumo:

CVA Baleia-de-Bryde (*Balaenoptera edeni*): Tempo de Recuperação de 10 anos

- ***CVA Toninha (Pontoporia blainvillei)***

A toninha (*Pontoporia blainvillei*) apresenta distribuição restrita às águas costeiras entre o Espírito Santo e a Região do Prata, na Argentina. Evidências indicam que sua distribuição não é contínua ao longo da costa do Oceano Atlântico Sul Ocidental, havendo um hiato situado entre as localidades de Macaé (RJ) e Ubatuba (SP) e outro ao norte de Atafona (RJ) até o Rio Doce (ES). Normalmente não chegam além da isóbata de 30 m, com alguns registros em águas de até 50 m e a 55 km da costa, mas com uma densidade de animais muito pequena nesses casos (JEFFERSON *et al*., 2008). É um dos menores cetáceos, sendo que indivíduos adultos podem chegar a no máximo 1,75 m de comprimento. Geralmente habita águas mais escuras. Não há evidências de

realização de migrações e pouco se conhece sobre a extensão de seus movimentos diários (SICILIANO *et al.,* 2006).

A toninha é ainda o pequeno cetáceo mais ameaçado no Atlântico Sul Ocidental, devido aos altos níveis de mortalidade acidental em redes de emalhe. Encontra-se em diversas listas de animais ameaçados de extinção, na IUCN (2014) está na categoria “Vulnerável” e no Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção (MMA, 2014) é considerada “Criticamente Ameaçada”, categoria que antecede a extinção.

A área estabelecida para a toninha (*P. blainvillei)* foi determinada a partir do Plano de Ação Nacional para a Conservação do Pequeno Cetáceo – Toninha *Pontoporia blainvillei* (MMA/ICMBio, 2010). Foram delimitadas três áreas de concentração:

1) Norte do Espírito Santo;
2) Norte do Rio de Janeiro;
3) Ubatuba (São Paulo) até o extremo sul do Brasil.

No mapeamento realizado para o presente estudo, a delimitação de profundidade foi até a isóbata de 30 m, uma vez que há concentração de registros até essa profundidade (PINEDO *et al*., 1989; DI BENEDITTO & RAMOS, 2001). A **Figura II.10.4.2-11** apresenta as áreas de ocorrência de *Pontoporia blainvillei* nas áreas com probabilidades de chegada de óleo, no pior cenário previsto, tanto para o inverno quanto para o verão (a área de ocorrência deste CVA possui possibilidade de chegada de óleo apenas para os cenários de pior caso).

É importante ressaltar que, uma vez que apresentam uma distribuição restrita, considerou-se esse componente como fixo para o cálculo do risco. Além disso, considerando o tempo para alcançar a maturidade sexual e gerarem filhotes, período de gestação, intervalos entre nascimentos e ameaça de extinção crítica, será adotado um tempo de recuperação de 15 anos para a toninha.

Resumo:

CVA Toninha (*Pontoporia blainvillei*): Tempo de Recuperação de 15 anos

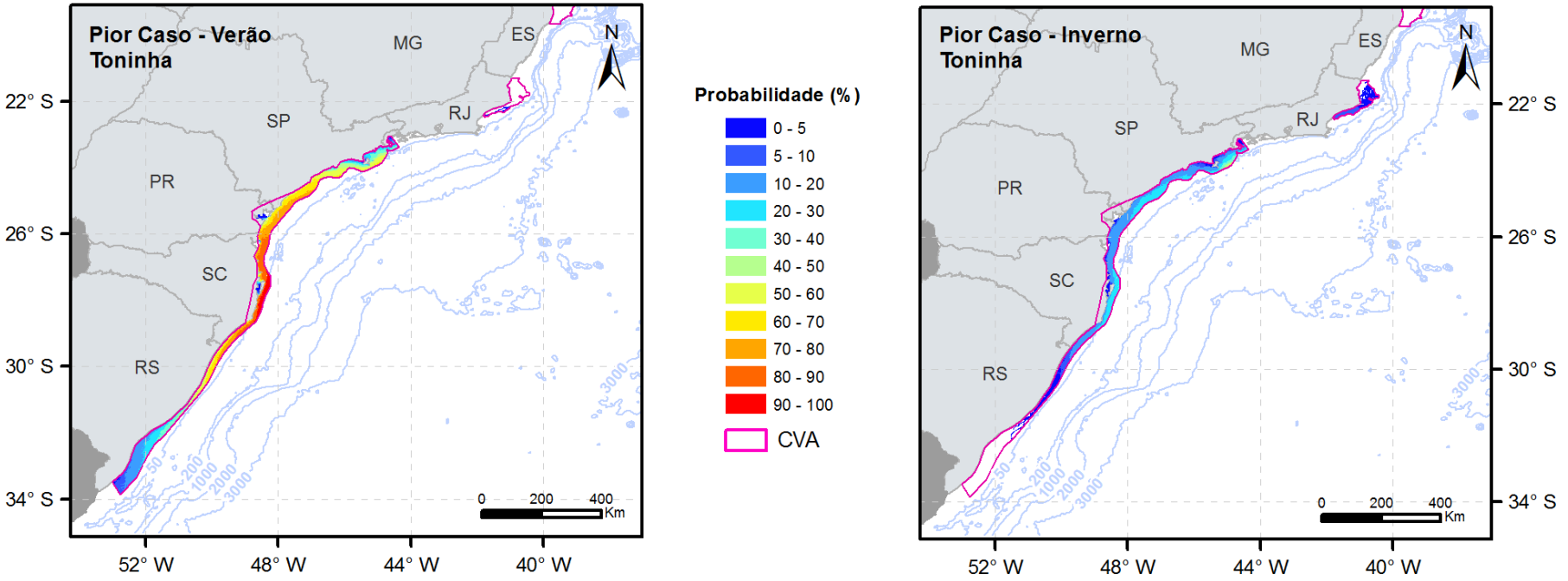


Figura II.10.4.2-11 – *Área de ocorrência de populações de Pontoporia blainvillei (toninha) nas áreas com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, pior caso.*

.

- ***CVA Baleia-franca-austral (Eubalaena australis)***

A baleia-franca-austral (*Eubalaena australis*) é a única espécie da família Balaenidae presente no Hemisfério Sul (SICILIANO *et al*., 2006). Habitam águas oceânicas e costeiras, ocorrendo geralmente entre 20º S e 63° S. Essa espécie apresenta um padrão de migração sazonal característico entre as áreas de reprodução, durante o inverno, e as áreas de alimentação, durante o verão (PROJETO BALEIA FRANCA, 2015).

Os principais sítios reprodutivos localizam-se em áreas costeiras ao sul da Austrália, Mar da Tasmânia e Nova Zelândia, Argentina, Uruguai, Brasil e África do Sul (SICILIANO *et al*., 2006).

No Brasil, as maiores concentrações da espécie são observadas em águas costeiras do litoral do Rio Grande do Sul e Santa Catarina (MMA/ICMBio, 2011b). As principais avistagens são registradas ao longo da Área de Proteção Ambiental da Baleia Franca (APA da Baleia Franca), localizada no litoral sul de Santa Catarina, entre os municípios de Florianópolis e Içara (MMA/ICMBio, 2011b).

A APA da Baleia Franca possui 156.100 hectares, representando a maior área de concentração reprodutiva da espécie no Brasil (IWC/BRASIL, 1999 *apud* QUITO *et al*., 2008; PROJETO BALEIA FRANCA, 2015). As baleias migram das áreas de alimentação para essa região principalmente nos meses de inverno e primavera (SICILIANO *et al*., 2006). A Enseada da Ribanceira/Ibiraquera, localizada dentro dessa APA, vem representando, nos últimos anos, a área de maior concentração de baleias-franca no Brasil, sendo frequentada principalmente por pares de fêmea/filhote (QUITO *et al*., 2008).

Como já abordado anteriormente, baleia-franca-austral é considerada na categoria “Em Perigo” segundo o Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção (MMA, 2014). Essa espécie foi intensamente caçada no Hemisfério Sul entre os séculos XVII e XX, especialmente por apresentar um hábito costeiro nas áreas de reprodução, ser relativamente lenta e apresentar uma espessa camada de gordura (IWC, 1996; 2001 *apud* MMA/ICMBio, 2011b). Atualmente, as principais ameaças enfrentadas pela espécie são colisões com embarcações e emalhamento em artefatos de pesca (IWC, 2001 *apud* MMA/ICMBio, 2011b).

A **Figura II.10.4.2-12** apresenta as áreas de concentração reprodutiva da baleia-franca-austral, juntamente com as probabilidades de chegada de óleo, no pior cenário previsto, tanto para o inverno quanto para o verão. Para o CVA baleia-franca-austral (*Eubalaena australis*) foi considerada, portanto, a área marinha da APA da Baleia Franca e seu entorno, que é uma área restrita. Por isso, este CVA foi considerado um componente fixo, para o qual foi utilizado a maior probabilidade de toque de óleo na inferência do risco ambiental.

O tempo de recuperação adotado no cálculo da Significância deste CVA é o mesmo adotado para o CVA Cetáceos, que é de 10 anos.

Resumo:

CVA Baleia-franca-austral (*Eubalaena australis*): Tempo de Recuperação de 10 anos

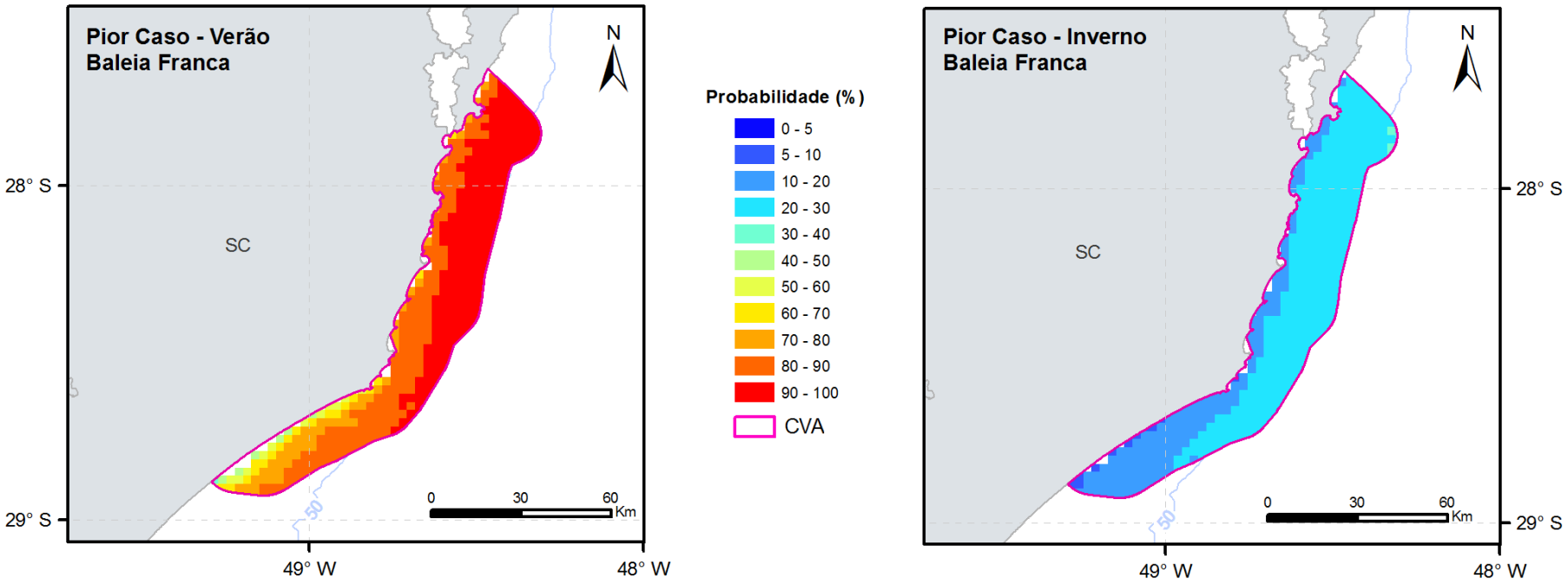


Figura II.10.4.2-12 – *Área de concentração reprodutiva de baleia-franca-austral (Eubalena australis) nas áreas com probabilidades de chegada de óleo, no cenário de inverno, pior caso.*

- ***CVA Pinípedes***

A. Introdução

No Brasil, ocorrem sete espécies de pinípedes (**Quadro II.10.4.2-10**). Todas as espécies são encontradas, também, na área com probabilidade de presença de óleo, destacando-se como ocorrências mais comuns: leão-marinho-do-sul (*Otaria flavescens*), lobo-marinho-do-sul (*Arctocephalus australis*) e lobo-marinho-subantártico (*Arctocephalus tropicalis*), principalmente nos meses de inverno e primavera (SILVA, 2004).

Quadro II.10.4.2-10 – *Pinípedes que podem ocorrer na área e seu grau de ameaça global (IUCN, 2014) e nacional (MMA, 2014).*

Espécie	Nome Comum	IUCN (2014)	MMA (2014)
Família Otariidae			
Otaria flavescens	Leão-marinho-do-sul	LC	Não ameaçado
Arctocephalus australis	Lobo-marinho-do-sul	LC	Não ameaçado
Arctocephalus tropicalis	Lobo-marinho-subantártico	LC	Não ameaçado
Arctocephalus gazella	Lobo-marinho-antártico	LC	Não ameaçado
Família Phocidae			
Mirounga leonina	Elefante-marinho-do-sul	LC	Não ameaçado
Lobodon carcinophagus	Foca-caranguejeira	LC	Não ameaçado
Hydrurga leptonyx	Foca-leopardo	LC	Não ameaçado

Fonte: SILVA (2004).
Categoria de ameaça:
LC (Pouco preocupante) - “Least Concern” - Quando a espécie, tendo sido avaliada, não se enquadra nas categorias acima.

As espécies de pinípedes que ocorrem no Brasil são originárias de colônias reprodutivas localizadas no litoral do Uruguai e da Argentina, utilizando o litoral brasileiro, mais precisamente a costa do estado do Rio Grande do Sul, para descanso bem como ponto de partida para seus deslocamentos alimentares

(CECLIMAR, 2015; NEMA, 2015). Alguns trabalhos indicam a Ilha dos Lobos (Torres/RS) como local de concentração e descanso de das espécies *Otaria flavescens* (leão-marinho-do-sul) e *Arctocephalus australis* (lobo-marinho-do-sul) (MMA, 2002; NEMA, 2015). Já em São José do Norte (RS), a região do Molhe Leste é uma área de reprodução de *O. flavescens* (ESTIMA, 2002; MMA, 2002; NEMA, 2015).

B. Mapeamento

A **Figura II.10.4.2-13** apresenta as áreas de concentração de pinípedes nas regiões com probabilidades de chegada de óleo, no cenário de pior caso, no verão (as áreas de ocorrência deste CVA não possuem possibilidade de chegada de óleo para os cenários de pequeno e médio vazamentos). Para a definição dessas áreas, foram utilizadas informações presentes nas referências NEMA (2015) e ESTIMA (2002).

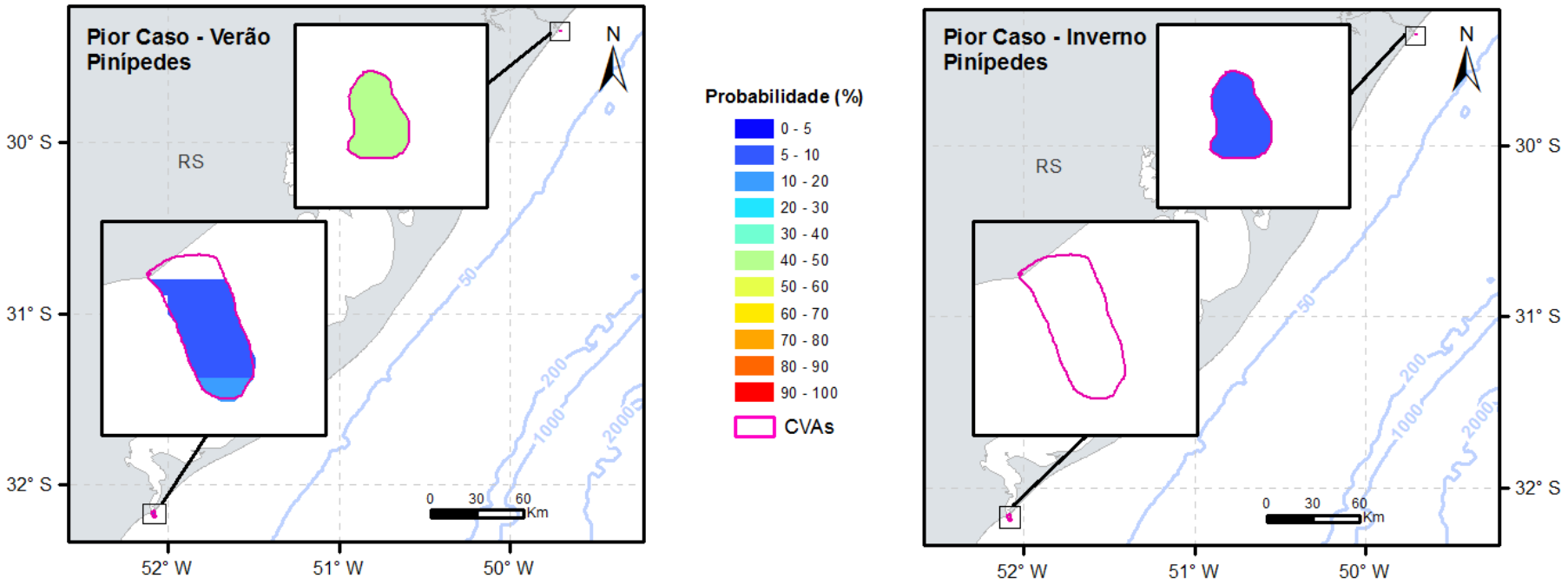


Figura II.10.4.2-13 – *Áreas de concentração de pinípedes na área com probabilidades de chegada de óleo, nos cenários de verão e inverno, pior caso.*

C. Tempo de Recuperação

Os pinípedes são muito vulneráveis a vazamentos de óleo, pois passam grande parte de suas vidas na água ou próximos à sua superfície. Eles precisam emergir de tempos em tempos para respirar e regularmente sobem à terra firme para descansar, formando grandes aglomerações (colônias) nas praias e nos costões rochosos. Dessa forma, diante de um cenário de vazamento de óleo, os pinípedes poderiam ser afetados tanto dentro d'água quanto fora dela (AUSTRALIAN GOVERNAMENT, 2015).

Os pinípedes são fisiologicamente e anatomicamente bem adaptados a detectar a presença de óleo. Possuem uma visão razoavelmente boa, particularmente debaixo d'água, além de um ótimo olfato, reconhecendo seus filhotes através desse sentido (NACHTIGALL, 1986). Por esse fato, alguns autores afirmam que os pinípedes são capazes de evitar o contato com o óleo (AUSTRALIAN GOVERNAMENT, 2015). Contudo, registros de focas, leões-marinhos e lobos-marinhos nadando deliberadamente em manchas de óleo já foram feitos, deixando dúvidas quanto essa afirmação (SPOONER, 1967; REITER, 1981).

Vazamentos de óleo podem ter efeitos sobre os indivíduos ou sobre suas populações, interferindo principalmente nos padrões de comportamento, em especial na relação entre mãe e filhote. Pinípedes particularmente dependem do olfato para o estabelecimento do vínculo materno (SANDEGREN, 1970; FOGDEN, 1970). Filhotes contaminados por óleo podem não ser reconhecidos, como observado por MCMILLAN (1969) na Ilha de São Miguel (Estados Unidos), onde foram observadas fêmeas de leões-marinhos mordendo e perturbando seus filhotes, ou ainda, ignorando suas tentativas de amamentação.

Pinípedes são bem adaptados a viver imersos em águas geladas, utilizando, para isso, características anatômicas e mecanismos fisiológicos para manter a temperatura corporal (GERACI & St. AUBIN, 1988). Dependem de uma espessa camada de gordura subcutânea e, em alguns casos, de grande quantidade de pêlo para manter a temperatura corporal estável. A pele é um ótimo isolante térmico, pois aprisiona o ar e repele a água. O contato da pele com o óleo reduz o

isolamento térmico, removendo o óleo natural que impermeabiliza os pêlos. Esse tipo de contaminação é especialmente preocupante nos filhotes, que ainda não possuem a camada de gordura completamente formada, dependendo muito mais da pelagem para se manterem estáveis (GERACI & St. AUBIN, 1988).

O revestimento por óleo pode, ainda, reduzir ou mesmo impossibilitar os deslocamentos dos pinípedes, como observado por DAVIS & ANDERSON (1976), que relataram o afogamento de filhotes de focas no Golfo de St. Lawrence, leste do Canadá, após um vazamento de óleo. Revestimentos por óleo pesado podem aderir as nadadeiras de filhotes de focas junto a seus corpos, podendo levar ao afogamento ou mesmo o aumento da predação. Além disso, areia e outros detritos podem se aderir aos resíduos de óleo, aumentando o peso corporal e a densidade, acarretando em problemas de empuxo (AUSTRALIAN GOVERNAMENT, 2015). Para indivíduos adultos, o óleo pode impedir movimentos de estruturas mais delicadas, como pálpebras e vibrissas (GERACI & St. AUBIN, 1988).

Os pinípedes apresentam olhos relativamente grandes e salientes, particularmente sensíveis aos efeitos do óleo (GERACI & St. AUBIN, 1988). SMITH & GERACI (1975) realizaram experimentos pra entender os efeitos do óleo em focas. Após colocarem alguns indivíduos na água com óleo cru, depois de alguns minutos de exposição, seus olhos começaram a lacrimejar e alguns indivíduos apresentaram dificuldade em manter os olhos abertos. Após 24 horas, desenvolveram conjuntivite e apresentaram as membranas inchadas, além de abrasões e úlceras na córnea. A inflamação, contudo, desapareceu quando as focas foram colocadas em água limpa. Entretanto, os autores concluíram que uma exposição contínua a esse tipo de contaminante poderia causar danos permanentes (SMITH & GERACI, 1975).

A pele dos pinípedes, apesar de ser menos sensível que as mucosas, também é afetada pelo óleo. Esse componente remove a camada lipídica protetora da pele, penetrando entre as células da epiderme, rompendo as membranas celulares e ocasionando reações inflamatórias (LUPULESCU *et al*., 1973). Apesar dessas mesmas reações serem observadas na natureza em condições normais, ou seja, sem a presença de óleo, GERACI & St. AUBIN

(1988) ressaltam que tais reações podem ocorrer particularmente em espécies que possuem uma pelagem esparsa, como leões-marinhos e morsas.

SALAZAR (2003) relatou a presença de queimaduras na pele de leões-marinhos após o acidente com o Jessica, nas Ilhas Galápagos, em 2001. As queimaduras possivelmente foram ocasionadas pelo contato da pele com o óleo, somada à incidência solar. Queimaduras ocasionadas pela exposição ao óleo foram registradas, também, por LOWRY *et al*. (1994), em Prince William Sound, no Alasca, após o acidente com o Exxon Valdez, em 1989. Os autores associaram esse tipo de ferimento ao um estado mais letárgico dos indivíduos, tornando-os mais suscetíveis a predação por orcas (LOWRY *et al*., 1994; MATKIN *et al*., 2008)

A maioria dos pinípedes não tem por hábito lamber-se ou limpar-se, dessa forma, são menos propensos a ingerir o óleo da superfície da pele. No entanto, uma mãe tentando limpar um filhote oleado pode vir a ingerir certa quantidade de óleo (AUSTRALIAN GOVERNAMENT, 2015). O consumo de presas contaminadas com óleo pode conduzir à acumulação de hidrocarbonetos em tecidos e órgãos (AUSTRALIAN GOVERNAMENT, 2015). Todavia, existem poucos estudos abordando os efeitos da ingestão de óleo em pinípedes. Trabalhos realizados até o momento indicam que esse grupo pode tolerar pequenas quantidades de óleo ingeridas. Em alguns experimentos realizados, foram observadas mudanças no comportamento a nas funções fisiológicas de algumas espécies (GERACI & St. AUBIN, 1988).

Estudos envolvendo os efeitos da inalação de compostos de hidrocarbonetos são ainda mais escassos, sendo os efeitos nocivos relacionados, principalmente, ao sistema respiratório dos indivíduos (GERACI & St. AUBIN, 1988).

Estudos abordando os efeitos de vazamentos de óleo em populações de pinípedes são escassos. A maioria dos estudos existentes aborda de maneira superficial os seus efeitos, e em um curto espaço de tempo.

O **Quadro II.10.4.2.11**, a seguir, apresenta alguns estudos de caso em que houve morte e/ou contaminação de pinípedes devido a vazamentos de óleo. Alguns casos mais específicos, em que foram relatados declínios nas populações de pinípedes, são destacados mais adiante.

Quadro II.10.4.2-11 - *Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre os pinípedes.*

Espécie	Nome Comum
1940: Antartic Ship. Volume do óleo vazado desconhecido.	Inflamações oculares; pele recoberta por óleo.
1949: Ramsay Island Baleeiro desconhecido. Volume do óleo vazado desconhecido.	Dois filhotes recobertos por óleo foram encontrados afogados.
1997: English Channel Torrey Canyon. Volume de óleo derramado: mais de 100.000 toneladas de óleo cru.	Foram obervadas focas nadando nas manchas de óleo. Três focas foram encontradas mortas ou agonizando. Mais de 12 mortes foram confirmadas.
1969: Golfo de St. Lawrence Storage tank. Volume de óleo derramado: 4.000 litros de óleo Bunker C.	10.000 a 15.000 focas recobertas por óleo; o número de mortes não foi estabelecido.
1969: Santa Bárbara, CA. Union Oil. Volume de óleo derramado: mais de 100.000 toneladas de óleo cru.	Diversas focas foram observadas recobertas por óleo, porém, informações sobre mortes devido à contaminação por óleo não foram conclusivas.
1969: N. Dyfed Baleeiro desconhecido. Volume do óleo derramado desconhecido	Quatorze animais oleados; filhotes encontrados mortos.
1970: Chedabucto Bay Sable Is., N.S. Arrow. Volume de óleo derramado: 16 x 10^6 de óleo Bunker C.	Mais de 450 focas oleadas. Vinte e quatro focas foram encontradas mortas, algumas delas com óleo na boca e no estômago.
1970: Alasca Volume de óleo diesel derramado desconhecido.	400 focas exibiram comportamento incomum. Não foram registradas mortes.
1970: Fame Island Volume de óleo diesel derramado desconhecido	Focas encontradas manchadas de óleo; presença de óleo ao redor da boca.
1973: Dutch coast Volume de óleo diesel derramado desconhecido	Cinco focas encontradas oleoadas.
1974: Costa da França. Volume de óleo cru derramado: desconhecido.	Foi encontrado óleo no intestino de focas; 3 focas oleadas.

Continua

Continuação – Quadro II.10.2.4-11

Espécie	Nome Comum
1974: Pembrokeshire Baleeiro desconhecido. Volume de óleo derramado: desconhecido.	Dois filhotes recobertos por óleo foram encontrados afogados. Total de 25 filhotes e 23 adultos oleados.
1977: Greenland USNS Potomac Volume de óleo derramado: 380 toneladas de óleo Bunker C	Dezesseis focas oleadas foram encontradas um mês após o vazamento.
1978: França Amoco Cadiz Volume de óleo derramado: 200.000 toneladas de óleo cru.	Dois de quatro focas mortas cobertas por óleo.
1978: Great Yarmouth, UK Eleni V. Volume de óleo derramado: 24.000 barris.	Vinte focas oleadas.
1978: South Wales Christos Bitas. Volume de óleo cru derramado: 20.000 barris.	Morte de 16 de 23 animais oleados.
1978: Shetland Is., Scotland Esso Bernicia Volume de óleo derramado: 8.800 barris de óleo Bunker C.	Foram observadas focas oleadas.
1979: Latvia Antonio Gramsci. Volume de óleo derramado: 36.500 litros de óleo cru.	Morte de uma foca ocasionada por óleo.
1979: Cabot Str., N.S. Kurdistan. Volume de óleo derramado: 7.500 litros de óleo cru	Foram observadas focas oleadas e encontradas 10 focas mortas cobertas por óleo.
1979: Pribiloff Is., AK F/V Rynyo Maru. Volume de óleo combustível derramado: 2.900 litros.	Foram encontrados alguns animais oleados e alguns filhotes mortos.
1984: Sable Is., N.S. Blowout. Gás condensado.	Foram observadas quatro focas oleadas.

Fonte: GERACI & St. AUBIN, 1988

SALAZAR (2003) estudou as populações de leões-marinhos (*Zalophus wollebaeki*) após o vazamento do Jessica, nas Ilhas Galápagos, em 2001. Após seis meses do vazamento, o autor relatou um declínio na população, em duas das três colônias onde foram observados animais oleados. O autor ressaltou que esse declínio não é comum nas Ilhas Galápagos, visto que o mais comum, atualmente, é um aumento da população em resposta a grande mortalidade que ocorreu entre 1997/98, durante um evento de El Niño. Em outras localidades, onde não foram observados animais oleados, após três meses de monitoramento, foi constatado um aumento na população. SALAZAR (2003) ressalta, ainda, que a despeito do declínio inicial, não foram detectadas maiores mudanças um ano após o desastre, mostrando certa estabilidade populacional.

Outro declínio populacional, mas dessa vez de lobos-marinhos (*Arctocephalus pusillus doriferus*), foi observado em Tanth Island, na Austrália, após o vazamento do Iron Baron, em 1995. Verificou-se que o número de nascimentos reduziu no ano seguinte ao acidente, principalmente nas colônias localizadas mais próximas ao local do vazamento (PEMBERTON, 1998 *apud* SALAZAR, 2003).

Declínios em populações de focas (*Phoca vitulina richardsi*) também foram observados após o acidente com o Exxon Valdez, em Prince William Sound, no Alaska, em 1989 (FROST *et al*., 1999). Os autores fizeram análises após um e oito anos do vazamento (anos de 1990 e 1997) e constataram que ainda havia uma diminuição no número de focas (FROST *et al*., 1999). Contudo, relataram a existência de um declínio populacional anterior ao vazamento, desde 1984, o que dificulta a análise dos efeitos desse vazamento na estrutura das populações de focas da região.

HOOVER-MILLER *et al*. (2001) também analisaram as populações de focas de Prince William Sound, após o vazamento do Exxon Valdez, em relação aos resultados encontrados para a mesma região por FROST *et al*. (1994) e FROST *et al.* (1999). Os autores também constataram um declínio populacional anterior ao vazamento de óleo. Além disso, destacaram que na região são encontradas populações de focas residentes e outras que não apresentam fidelidade ao hábitat, assumindo certo dinamismo entre as populações, o que poderia explicar a

oscilação do número de focas encontrado. Concluem que, de fato, o vazamento de óleo teve impactos sobre as populações de focas da região, mas que estes foram limitados e transitórios (HOOVER-MILLER *et al*., 2001).

LOWRY *et al*. (1994) corroboram com os resultados encontrados por FROST *et al*. (1999) e ressaltaram que 81% das focas encontradas a oeste de Prince William Sound após o vazamento, estavam oleadas. Quatro meses após o vazamento, estimativas sugeriram que 83 a 100% das focas foram drasticamente afetadas pelo óleo em seus locais de descanso em Knight Island, oeste de Prince William Sound (LOWRY *et al*. 1994).

O Instituto Exxon Valdez Oil Spill Trustee Council também ressalta o declínio de populações de focas na região. Estudos de satélite revelaram, ainda, que as focas de Prince William Sound são, em grande parte, residentes durante o ano todo, o que pode ter agravado o impacto sobre suas populações (EVOSTC, 2015). Baseado em contagens anuais de colônias de focas concentradas na região centro-sul de Prince William Sound, o número de focas se estabilizou de 1996 a 2001 e provavelmente aumentou de 2001 a 2005 (EVOSTC, 2015). Considerando a definição de recuperação fornecida pelo Instituto, que está vinculada à estabilização ou crescimento das populações, é possível afirmar que 7 anos após o vazamento as focas estavam recuperadas do impacto do óleo (EVOSTC, 2015).

D. Conclusão

Estudos abordando o tempo de recuperação de pinípedes diante de um cenário de vazamento são escassos, não havendo, na maioria dos casos, um monitoramento em longo prazo. Os estudos sobre os impactos do óleo sobre este grupo faunístico alertam para um declínio populacional nas colônias afetadas, como ressaltado nos parágrafos anteriores. Diferentemente dos cetáceos, que podem ter contato com o óleo apenas no ambiente aquático, e ainda, serem capazes de evitá-lo em alguns casos, os pinípedes podem se contaminar com o óleo tanto no ambiente aquático como no continente, em costões rochosos e praias, onde costumam se concentrar (EPA, 1999). Muitas vezes, apresentam

fidelidade ao hábitat (ex.: locais de reprodução) e inevitavelmente sofrem com a contaminação por hidrocarbonetos.

Levando-se em consideração as informações apresentadas acima, verifica-se que após sete anos do vazamento (1989 a 1996), as populações de focas de Prince William Sound começaram a se estabilizar (EVOSTC, 2015). Porém, de acordo com FROST *et al*. (1999), essas mesmas populações não haviam se recuperado oito anos após o vazamento, pois ainda era possível detectar um declínio do número de indivíduos (1989 a 1997). De acordo com EVOSTC (2015), as populações de focas analisadas em Prince William Sound eram, em sua maioria, residentes, o que teria agravado os efeitos do vazamento de óleo sobre elas.

Levando-se em consideração as populações de pinípedes presentes no litoral do Brasil, que utilizam a costa brasileira em grande parte do ano (primavera e inverno), inclusive para reprodução, estima-se que o tempo para que a comunidade de pinípedes se recupere de um acidente com vazamento de óleo seja de 10 anos.

Resumo:

CVA Pinípedes: Tempo de Recuperação de 10 anos

- ***CVA Tartarugas marinhas***

A. Introdução

A região de estudo (áreas com probabilidades de presença de óleo em cenários de inverno e verão, pior caso) pode ser considerada de grande importância biológica para as tartarugas marinhas. As cinco espécies existentes no Brasil são encontradas na região, onde há áreas de concentração para alimentação, crescimento, pontos de desova e corredor migratório (ALMEIDA *et al*., 2011a; ALMEIDA *et al*., 2011b; CASTILHOS *et al*., 2011; MARCOVALDI *et al*., 2011; SANTOS *et al*., 2011).

Todas as espécies presentes na região de estudo são consideradas ameaçadas de extinção mundialmente pela União Internacional para a

Conservação da Natureza - IUCN (IUCN, 2014), bem como nacionalmente pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA) (MMA, 2014). O **Quadro II.10.4.2-12** apresenta as espécies encontradas no litoral da área de estudo e seu status de conservação.

Quadro II.10.4.2-12 – *Lista de espécies de tartarugas marinhas encontradas na área de estudo.*

Espécie	Nome Comum	IUCN (2014)	MMA (2014)
Família Otariidae			
Caretta caretta	Tartaruga-cabeçuda	VU	EN
Chelonia mydas	Tartaruga-verde	VU	EN
Eretmochelys imbricata	Tartaruga-de-pente	EN	CR
Lepidochelys olivacea	Tartaruga-oliva	EN	VU
Dermochelys coriacea	Tartaruga-de-couro	CR	VU

Categorias segundo MMA (2014) e IUCN (2014):
EN - Em perigo – Risco muito alto de extinção na natureza.
VU - Vulnerável - Risco alto de extinção na natureza.
CR – Criticamente em perigo - Risco extremamente alto de extinção na natureza.

A maior parte das tartarugas marinhas atinge a maturidade sexual entre os 20 e 30 anos, embora espécies como a tartaruga-oliva (*Lepidochelys olivavea*) alcancem a maturidade entre 11 e 16 anos. A partir daí, passam a viver em áreas de alimentação, de onde saem apenas na época da reprodutiva, quando migram para as praias na qual nasceram. Estima-se que, de cada mil filhotes, apenas um ou dois atingem a idade adulta, sendo que a maioria acaba por servir de alimento para crustáceos, aves e peixes. O acasalamento ocorre no oceano, em águas profundas ou costeiras, muitas vezes próximas às áreas de desova (PROJETO TAMAR, 2014).

De um modo geral, as áreas de reprodução e desova das tartarugas marinhas no Brasil foram muito reduzidas quando comparadas às áreas no passado (SANTOS *et al*., 2011). A tartaruga-de-couro (*Dermochelys coriacea*), por exemplo, possui como única área de desova regular conhecida no Brasil, o litoral norte do Espírito Santo. Além disso, a população apresenta um número muito baixo de fêmeas (estimada entre 1 e 19 indivíduos) desovando a cada temporada reprodutiva (ALMEIDA *et al*., 2011b).

As áreas de desova da tartaruga-verde (*Chelonia mydas)* concentram-se nas ilhas oceânicas (Ilha da Trindade/ES, Atol das Rocas/RN e Arquipélago de Fernando de Noronha/PE). Esporadicamente, ocorrem ninhos no estado do Espírito Santo (SANTOS *et al*., 2011; ALMEIDA *et al.*, 2011a; PROJETO TAMAR, 2014). Vale ressaltar que as principais áreas de desova de *C. mydas* estão protegidas por Unidades de Conservação Federais (Reserva Biológica do Atol das Rocas e Parque Nacional Marinho de Fernando de Noronha) e uma Municipal (Trindade/ES, que também é área militar da Marinha).

Entre as áreas prioritárias de desova para a tartaruga-cabeçuda (*Caretta caretta*) algumas estão localizadas no norte do Rio de Janeiro (SANTOS *et al*., 2011).

Em relação à tartaruga-oliva (*Lepidochelys olivacea*), o Espírito Santo é uma área secundária de desova, com poucas dezenas de ninhos por temporada (MARCOVALDI *et al*., 2011).

B. Mapeamento

As áreas de ocorrência de tartarugas marinhas nas áreas com probabilidades de chegada de óleo, correspondem às mesmas áreas apresentadas paras o CVA Plâncton (**Figuras II.10.4.2-5** a **II.10.4.2-7**). Considerando que as cinco espécies ocorrem em todo litoral brasileiro, foi considerada como ocorrência toda área com probabilidade de presença de óleo, tanto no verão quanto no inverno. Portanto, essa distribuição abrangente de ocorrência fez com que as tartarugas marinhas fossem classificadas como um CVA difuso.

C. Tempos de Recuperação

As tartarugas marinhas são particularmente sensíveis à contaminação por óleo, uma vez que não possuem o comportamento de evitar águas oleosas, apresentam alimentação indiscriminada e realizam grandes inalações pré-mergulho (SHIGENAKA, 2003, NOAA, 2010b). Entretanto, alguns aspectos de sua morfologia podem diminuir sua chance de mortalidade, por exemplo, a

incapacidade de limpar oralmente seu corpo devido a limitações da sua carapaça e a pouca flexibilidade.

Por serem altamente migratórias, as tartarugas marinhas também são vulneráveis em todos os seus estágios de vida (ovos, recém-nascidos, juvenis e adultos). A severidade, a taxa e os efeitos da exposição irão variar dependendo do estágio de maturidade, sendo que os indivíduos jovens possuem um risco maior que os adultos. As razões para isso são muitas, por exemplo, o mecanismo metabólico que um animal usa para desintoxicar seu organismo pode ainda não estar desenvolvido em um animal juvenil e os estágios iniciais podem conter mais lipídios em seu corpo, no qual muitos contaminantes como hidrocarbonetos de petróleo se ligam (SHINEGAKA, 2003).

Adicionalmente, as tartarugas marinhas podem ser impactadas em suas praias de desova e os ovos podem ser expostos ao óleo durante a incubação, resultando em um aumento potencial da mortalidade dos ovos e/ou a possibilidade de desenvolver defeitos nos recém-nascidos. Os filhotes que emergem dos seus ninhos podem encontrar o óleo na praia ou na água logo que eles começam sua vida no mar (SHINEGAKA, 2003).

A exposição crônica pode não ser letal por si só, mas pode prejudicar a saúde da tartaruga, tornando-a mais vulnerável a outros estresses (SHINEGAKA, 2003).

Não existem muitas informações a respeito da toxicidade do óleo em tartarugas marinhas. Uma vez que todas as espécies se encontram ameaçadas de extinção, os estudos em laboratório se concentram em efeitos subletais que são facilmente revertidos quando tratados, evitando a morte do animal (SHINEGAKA, 2003).

As tartarugas marinhas podem ser expostas aos agentes químicos do óleo de duas maneiras: internamente (comendo ou engolindo óleo, consumindo presas contaminadas ou inalando) ou externamente (nadando no óleo) (SHINEGAKA, 2003).

- ***Efeitos internos***

A ingestão de poluentes pode ser intencional ou acidental. Alguns estudos demonstram que o óleo cru não é percebido pelos quelônios como sendo algo perigoso, portanto não é evitado (GRAMMETZ, 1988). Estudos comportamentais em tartaruga-verde (*Chelonia mydas*) e tartaruga cabeçuda (*Caretta caretta*) não mostraram evidências de que essas espécies detectam e evitam áreas contaminadas ou distinguem o óleo intemperizado (*tarball*[14]) de um item alimentar (LUTZ & LUTCAVAGE, 2010). Além disso, uma vez que esses animais sobem com frequência à superfície para respirar, em um grande vazamento, esses animais podem ser expostos a químicos voláteis durante a inalação (GRAMMETZ, 1988).

A inalação de orgânicos voláteis do óleo pode causar irritação respiratória, dano ao tecido e pneumonia. A ingestão de óleo pode resultar em inflamação gastrointestinal, úlceras, sangramento, diarreia e má digestão. A absorção pela inalação ou ingestão de químicos pode danificar órgãos como o fígado e o rim, resultando em anemia e imunossupressão, ou levar a uma falha reprodutiva e até a morte (SHINEGAKA, 2003).

Vale ressaltar que diferenças na alimentação podem potencialmente influenciar o risco de ingestão de hidrocarbonetos. Por exemplo, tartarugas cabeçudas, que se alimentam primariamente de crustáceos e moluscos, espécies que bioacumulam hidrocarbonetos de petróleo, apresentam mais risco de contaminação que tartarugas de couro, que se alimentam primariamente de cnidários (SHINEGAKA, 2003).

Estudos fisiológicos e clinicopatológicos em tartarugas cabeçudas cronicamente expostas ao óleo mostraram anormalidades nas células epiteliais, alterações nos padrões respiratórios e disfunções nas células sanguíneas. O óleo foi observado agarrado nas narinas, olhos e esôfago superior, e foi encontrado nas fezes. Tartarugas contaminadas tiveram um aumento de até quatro vezes na quantidade de células brancas sanguíneas e uma redução de 50% na quantidade de hemácias. As mudanças celulares na epiderme são uma preocupação em

[14] *Tarballs* são pequenos pedaços, geralmente esféricos, de óleo intemperizado remanescentes de um vazamento. As *Tarballs* são muito persistentes no ambiente marinho e podem se deslocar por centenas de milhas (NOAA, 2010b).

particular, pois isso pode aumentar a susceptibilidade a infecções. Muitos dos danos fisiológicos observados parecem ter sido resolvidos após 21 dias de recuperação, entretanto os efeitos a longo prazo do óleo nas tartarugas se mantém completamente desconhecidos (LUTCAVAGE *et al*., 1995).

Existe uma preocupação particular em relação à contaminação dos ninhos e dos recém-nascidos em praias de desova. Geralmente os ninhos não seriam impactados, uma vez que as tartarugas desovam bem acima da linha de maré alta. Entretanto, os vazamentos podem estar associados a tempestades e marés excepcionais, que podem depositar óleo acima dos níveis normais. Além disso, as fêmeas que vêm à praia para desovar podem contaminar a região próxima aos ninhos (AUSTRALIAN GOVERNMENT, 2010; SHINEGAKA, 2003).

Três importantes fatores afetam o sucesso da desova, temperatura do ninho, troca gasosa e umidade, e o óleo pode, potencialmente, impactar todos esses três fatores, seja interferindo na troca de gases (por exemplo, o óleo nas camadas intersticiais de areia pode evitar a troca de oxigênio entre os ovos e a areia), alterando o balanço hídrico (os ovos precisam estar em área nem tão úmida nem tão seca) ou ainda alterando a temperatura do ninho (mudando a cor e a condutividade termal da areia) (SHINEGAKA, 2003).

Falando especificamente do impacto sobre os ovos, pode-se citar o estudo de PHILLOTT & PARMENTER (2001) *apud* SHINEGAKA (2003) que determinaram que a cobertura por óleo em diferentes porções e diferentes proporções na superfície dos ovos afeta o sucesso de nascimento. Por exemplo, o hemisfério superior do ovo é o principal responsável pela troca de gases com o meio externo durante o início da incubação, se o óleo cobrir suficientemente essa região, isso impedirá a troca de gases, ocorrendo maior mortalidade de embriões.

Em outro estudo, realizado após o *blowout* do poço Ixtoc 1, em 1979, na Baía de Campeche no México, FRITTS & MCGEHEE (1982) coletaram dados de campo e de laboratório sobre o efeito do óleo em ninhos de tartarugas marinhas de uma praia impactada. Nos experimentos de laboratório, onde o óleo cru foi derramado sobre os ninhos durante a última metade do período de incubação, os pesquisadores encontraram um decréscimo significativo na sobrevivência dos embriões. Os ovos sujos de óleo no início da incubação sobreviveram, mas os recém-nascidos desenvolveram deformidades no número de placas (escudos)

corpóreas. O óleo intemperizado, entretanto, parece ter baixo efeito tóxico nos ovos: a areia oleosa coletada de praias um ano após o vazamento não reduziu a sobrevivência dos recém-nascidos ou alterou sua morfologia. Os dados sugerem que a contaminação por óleo em locais com desova de tartarugas poderiam ser mais danosa se o óleo cru vazasse durante uma época de desova. Os mesmos autores (FRITTS & MCGEHEE, 1982) citam que os efeitos mais drásticos de um único evento de vazamento de óleo são provavelmente curtos e causariam danos a apenas um único ano de esforço reprodutivo.

Os recém-nascidos, por sua vez, uma vez que alcançam o mar, estão sujeitos aos mesmos impactos apresentados para os adultos. Entretanto, devido a fatores como tamanho reduzido, baixa mobilidade e natação superficial, eles estão mais propensos à contaminação (SHINEGAKA, 2003). Além dos efeitos diretos, pode-se citar também a possibilidade das praias de desova contaminadas com óleo afetar a capacidade de *imprinting* dos recém-nascidos, que deveriam voltar a essas praias para desovar quando adultos.

- ***Efeitos externos***

Em relação aos efeitos externos pode-se citar a inscrustação por óleo, entretanto todos os efeitos em tartarugas ainda não são bem conhecidos. KELLER & ADAMS (1983) examinando tartarugas impactadas por óleo, notaram que o óleo intemperizado selou a boca e as narinas das tartarugas pequenas. Estas também podem ser imobilizadas e morrerem devido à exaustão quando expostas a grandes quantidades de óleo.

Quando a contaminação é apenas externa, existe a possibilidade de recuperação após a limpeza. SABA & SPOTILA (2003), avaliando a recuperação de tartarugas de água doce contaminadas por óleo, verificaram que o tempo de recuperação variou de 5 a 6 meses, quando os animais foram considerados apresentando comportamento normal e devolvidos à natureza, sendo que 18 das 19 tartarugas capturadas sobreviveram (taxa de 95% de reabilitação).

Em outro estudo MIGNUCCI-GIANNONI (1998) *apud* SABA & SPOTILA (2003) encontraram que tartarugas marinhas reabilitadas (*Chelonia mydas* e *Eretmochelys imbricata*), quando comparadas a aves marinhas, tiveram maiores

chances de sobrevivência após terem sido expostas a um vazamento de óleo em Porto Rico, em 1994. Entretanto, isso não quer dizer que essas tartarugas não tinham óleo residual presente nos seus tecidos após a reabilitação.

Efeitos indiretos também podem afetar as tartarugas marinhas, entre eles podemos citar a perda da sensibilidade olfativa devido à contaminação por agentes químicos voláteis, causando mudanças substanciais no comportamento, uma vez que o sentido do olfato é importante para a orientação e navegação dos indivíduos. Outro efeito que pode ser citado é a diminuição da quantidade de alimento disponível, uma vez que o óleo pode causar a morte de outros animais importantes na dieta das tartarugas.

C. Estudos de caso

Apesar de haver impacto potencial de vazamentos de óleo sobre as tartarugas marinhas, poucos casos de tartarugas e praias de desova contaminadas por óleo foram reportados, sendo a sua maioria na Flórida e no Caribe. Atualmente a maior ameaça às tartarugas não vem do óleo cru, mas de óleo combustível de barcos pesqueiros ancorados ou cargueiros.

O **Quadro II.10.4.2-13** apresenta alguns exemplos de acidentes com vazamento de óleo e os efeitos reportados para as tartarugas marinhas.

Quadro II.10.4.2-13 – *Vazamentos de óleo e seus efeitos sobre as tartarugas marinhas.*

Vazamento	Efeitos reportados
1983: campo de Nowruz, Golfo Pérsico, águas territoriais iranianas. Volume de óleo derramado: 260.000 toneladas de óleo cru.	Foram encontradas 56 tartarugas mortas (*Eretmochelys imbricata* e *Chelonia mydas*), entretanto somente uma parte da costa foi monitorada, portanto o número pode ser maior. BURCHARD (citado em NOAA, 2010b) estima que cerca de 500 tartarugas das duas espécies tenham morrido, representando quase que a total aniquilação da população de tartarugas-de-pente e a maior parte da população da tartaruga-verde. O impacto sobre as áreas de desova é desconhecido.

Continua

Continuação – Quadro II.10.4.2-13

Vazamento	Efeitos reportados
1991: Guerra do Golfo, Golfo Pérsico. Volume de óleo derramado: 700.000 a 900.000 toneladas de óleo cru.	Estima-se que o número de tartarugas marinhas mortas durante os vazamentos da Guerra do Golfo está na gama de dezenas a centenas, mas não foi bem documentada. Uma tartaruga-verde encalhada morta foi necropsiada e continha mais de 4.000 ppm de óleo em seu fígado e 310 ppm no estômago, mas não havia indicação de óleo na parte externa.
1991: Barge Vistabella, Mar do Caribe Volume de óleo derramado: 2.000 toneladas de óleo combustível pesado.	Restos de óleo e *tarballs* atingiram as praias da região, mas apenas uma tartaruga-de-pente foi encontrada com óleo (atribuído ao acidente) em uma praia de Porto Rico.
1993 Barge Bouchard B155 Volume de óleo derramado: 336.000 galões de óleo combustível pesado nº 6.	Áreas de desova e de forrageamento foram atingidas. Tartarugas cabeçudas, as mais comuns, foram impactadas mais severamente: 4 recém-nascidos foram encontrados mortos e 12 vivos, sendo que entre eles 3 indivíduos encontravam-se oleados e os demais estavam perturbados por causa do método utilizado na limpeza. Vários ninhos foram atingidos e muitos filhotes ainda não tinham nascido, 115 ninhos foram marcados como em risco, 96 estavam em praias com óleo e 2 estavam inundados por óleo e tiveram uma taxa de sucesso de nascimento menor que o normal (5% dos ovos, comparado com 50-90% normalmente). No total, 212 recém-nascidos foram mortos e 2.177 foram potencialmente impactados pela exposição ao óleo e atividades de resposta.

Fonte: CEDRE (2011); SHINEGAKA (2003).

Um estudo em especial, realizado após o acidente ocorrido no poço Ixtoc I, no Golfo do México, em 1979, é detalhado a seguir devido à sua importância em relação às conclusões obtidas pelo autor quanto aos impactos gerados sobre as tartarugas marinhas.

HALL *et al.* (1983) analisaram tartarugas marinhas encontradas mortas após o massivo vazamento de óleo do poço Ixtoc I atingir a costa do México em 1979. Por um período de meses de 10.000-15.000 barris de óleo vazaram diariamente do poço no Golfo do México. Os animais foram necropsiados e seus tecidos analisados para resíduos de hidrocarbonetos de petróleo.

No total, sete tartarugas (seis *Chelonia mydas* e uma *Lepidochelys kempi*) foram coletadas durante o episódio de vazamento, algumas foram tratadas e uma foi reintroduzida. Três tartarugas (duas verdes e um jovem Ridley) foram encontradas mortas em Laguna Madre e foram congeladas para determinação da causa da morte. Todas as três tartarugas apresentaram óleo na região externa, sendo que uma o apresentava em grandes quantidades. Entretanto, pelas conclusões do autor, mesmo essa grande quantidade de óleo provavelmente não teria evitado um movimento normal ou sido fatal para as tartarugas. Além disso, aventou-se que algum óleo externo poderia ter se acumulado após a morte.

Em todos os tecidos examinados havia a presença de óleo, entretanto não foram encontradas evidências de que o óleo tivesse causado lesões no trato alimentar ou que tivesse havido aspiração pulmonar. A análise dos indivíduos também demonstrou que existia uma eliminação seletiva de partes desse óleo. Tanto a presença de resíduos em vários tecidos, quanto a eliminação seletiva indicaram que a exposição ao óleo foi crônica, as tartarugas evidentemente não encontraram o óleo por um curto período de tempo antes da morte, mas teriam sido expostas a ele por algum tempo.

A exposição prolongada ao óleo pode ter causado as condições precárias do corpo das tartarugas, talvez perturbando o comportamento alimentar. Em tais condições de fraqueza, as tartarugas podem ter sucumbido a algum componente tóxico do óleo ou algum agente ainda não descoberto. Os exames microscópicos não indicaram a causa da morte.

D. Conclusão

Não se conhece muito sobre o impacto do óleo em tartarugas marinhas, mas muitos aspectos da sua biologia fazem com elas estejam expostas ao risco em potencial (ausência do comportamento de evitação, alimentação indiscriminada em áreas de convergência e grandes inalações antes de mergulhar). Outros comportamentos, entretanto, evitam a sua mortalidade como a incapacidade de limpar oralmente o seu corpo.

As tartarugas marinhas também são vulneráveis em todos os seus estágios de vida (ovos, recém-nascidos, juvenis e adultos), mas o fato da desova das

tartarugas marinhas ocorrer bem acima da linha de maré alta, faz com que em condições normais os ninhos não sejam afetados. Os recém-nascidos, por sua vez, podem ser atingidos ao entrarem em contato com a água.

Surpreendentemente existem poucos registros de quelônios e áreas de desova contaminadas por óleo ou machucadas em resposta a um vazamento de óleo. Atualmente a principal ameaça às tartarugas não vem do óleo cru e sim de vazamentos envolvendo combustíveis de barcos pesqueiros ou de carga. É estimado que apenas 1% dos encalhes de quelônios marinhos estejam associados com petróleo (SHIGENAKA, 2003). No entanto, alguns autores reportam a presença de indivíduos mortos após acidentes com vazamentos.

A ausência de estudos de efeitos populacionais e de tempo de recuperação de populações faz esse item difícil de ser avaliado. Entretanto, levando-se em consideração o potencial de impacto e os danos sobre os indivíduos, além do fato da região não ser área preferencial de desova para as espécies, e que os efeitos mais drásticos de um único evento de vazamento de óleo são provavelmente curtos e causam impactos a apenas um único ano de esforço reprodutivo, considerou-se que o tempo para a população de tartarugas marinhas dessa região obter novamente o número de indivíduos anterior ao vazamento está entre 3 e 10 anos.

A seguir, será descrito o Componente de Valor Ambiental específico, relacionado ao CVA tartarugas-marinhas. Ressalta-se que o tempo de recuperação estabelecido para esse CVA específico é o mesmo estabelecido para o CVA Tartarugas marinhas. A escolha desse componente foi motivada pelo fato de existirem populações com desovas limitadas a determinadas áreas e que caso os indivíduos sejam perdidos, o reestabelecimento dessa população não poderá ser feito por indivíduos de populações adjacentes. Além disso, tais espécies estão ameaçadas de extinção.

Resumo:

CVA Tartarugas Marinhas: Tempo de Recuperação de 10 anos

- ***Considerações Finais***

O **Quadro II.10.4.2-14** apresenta um resumo das informações apresentadas no item II.10.4.2, mostrando qual o valor foi utilizado para o cálculo da Significância e a classificação quanto à distribuição (fixo/difuso). Para os CVAs classificados como difusos, a área mapeada equivale à toda área com probabilidade de presença de óleo, tanto no verão quanto no inverno, no cenário de pior caso. No caso dos CVAs fixos, áreas específicas foram mapeadas. Para os ecossistemas, foram consideradas sua áreas de ocorrência na costa. Já para as comunidades biológicas foram consideradas as áreas de agregação reprodutiva.

Quadro II.10.4.2-14 – *Tempo de recuperação dos componentes ambientais ao óleo.*

Componentes	***Valor usado para o cálculo da Significância***	***Classificação quando à distribuição***
Manguezais	25 anos	Fixo
Praias arenosas (expostas e abrigadas)	3 anos	Fixo
Costões rochosos	5 anos	Fixo
Marismas	7 anos	Fixo
Plâncton	1 ano	Difuso
Aves Marinhas Costeiras	10 ano	Fixo – Ilhas costeiras
Aves Marinhas Oceânicas	10 anos	Difuso
Peixes	1 ano	Difuso
Cetáceos	10 anos	Difuso
Boto-cinza (*Sotalia guianensis*)	10 anos	Difuso
Baleia-de-bryde (*Balaenoptera edeni*)	10 ano	Difuso
Toninha (*Pontoporia blainvillei*)	15 anos	Fixo – Norte do ES, Norte do RJ e Ubatuba (SP) até RS
Baleia-franca-austral (*Eubalena australis*)	10 ano	Fixo – APA da Baleia Franca
Pinípedes	10 anos	Fixo – Ilha dos Lobos e Molhe Leste
Tartarugas marinhas	10 anos	Difuso

II.10.5. Cálculo dos Riscos Ambientais

II.10.5.1 - Probabilidade dos Componentes à Presença de Óleo

Considerando os resultados da modelagem de óleo e os componentes (CVAs) ambientais identificados, calculou-se a probabilidade de cada componente ambiental ser atingido por óleo.

Para cada CVA mapeado foram extraídos os resultados (probabilidade de presença de óleo) do cruzamento da área de concentração/ocorrência do CVA com as probabilidades de chegada de óleo, para os seis cenários avaliados, a fim de que a probabilidade individual de interação com óleo de cada CVAs, em cada um dos cenários, fosse inferida.

O cálculo da probabilidade de um dado CVA de distribuição dispersa (Peixes, Plâncton, Quelônios, Aves Oceânicas, Cetáceos, Baleia-de-Bryde e Boto-cinza) ser atingido considera a média ponderada das probabilidades de toque em relação à área de ocorrência potencial atingida. No caso dos CVAs considerados sem mobilidade/costeiros (Costões Rochosos, Manguezais, Marismas, Praias, Toninha, Baleia Franca, Pinípedes e Aves Costeiras), utilizou-se a maior probabilidade de toque encontrada, conforme orientação da CGPEG/DILIC/IBAMA.

- ***CVA – Costões Rochosos***

Os resultados referentes ao CVA – Costões Rochosos, para os cenários em que houve probabilidade de presença de óleo é apresentado no **Quadro II.10.5.1-1.**

Como a área representativa do componente é relativamente pequena, optou-se por apresentar os resultados de probabilidade considerando uma zona de amortecimento (buffer) de 800 m ao redor do CVA para as figuras para melhorar a visualização dos resultados.

O CVA Costões Rochosos só apresenta probabilidade de ser atingido pelo óleo nos vazamentos de pior caso (cenários 5 e 6), sendo as probabilidades maiores no cenário de verão, com máximo de 91,6%. Embora as probabilidades

seja altas, o tempo mínimo de chegada de óleo no CVA é superior a 6 dias em ambos os cenários.

Quadro II.10.5.1-1 - *Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Costões Rochosos, em cada cenário.*

Costões Rochosos				
Cenário	**Cenário Sazonal**	**Volume Vazado (m^3)**	**Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)**	**Tempo Mínimo de Toque (dias)**
1	Verão	8	-	-
2	Inverno	8	-	-
3	Verão	200	-	-
4	Inverno	200	-	-
5	Verão	Pior caso	91,60	6,38
6	Inverno	Pior caso	38,60	11,02

- ***CVA - Manguezais***

Os resultados referentes ao CVA – Manguezais, para os cenários em que houve probabilidade de presença de óleo é apresentado no **Quadro II.10.5.1-2**.

Como a área representativa do componente é relativamente pequena, optou-se por apresentar os resultados de probabilidade com uma zona deamortecimento (buffer) de 600 m ao redor do CVA para as figuras.

Por ser costeiro, o CVA Manguezas, só apresenta probabilidade de toque nos cenários de pior caso, 5 e 6. Destes, a maior probabilidade é encontrada no verão, 76,8%, no litoral norte de Santa Catarina. O menor tempo de chegada de óleo no CVA é de cerca de 6 dias.

Quadro II.10.5.1-2 - *Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Manguezais, em cada cenário.*

Manguezais				
Cenário	**Cenário Sazonal**	**Volume Vazado (m^3)**	**Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)**	**Tempo Mínimo de Toque (dias)**
1	Verão	8	-	-
2	Inverno	8	-	-
3	Verão	200	-	-
4	Inverno	200	-	-
5	Verão	Pior caso	76,80	6,30
6	Inverno	Pior caso	24,00	15,52

- ***CVA - Marismas***

Os resultados referentes ao CVA – Marismas, para os cenários em que houve probabilidade de presença de óleo é apresentado no **Quadro II.10.5.1-3.**

No cenário de pior caso, verão, há probabilidade do CVA ser atingido pelo óleo na costa do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina, sendo o maior valor neste último, de 79,6%. No inverno, somente o trecho do CVA presente em Santa Catarina apresenta probabilidade de toque, de 15%. O tempo mínimo de chegada do óleo ao CVA é de pelo menos 25 dias em ambos os cenários.

Quadro II.10.5.1-3 – *Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Marismas, em cada cenário.*

Marismas				
Cenário	**Cenário Sazonal**	**Volume Vazado (m3)**	**Probabilidade Máxima de Presença de óleo (%)**	**Tempo Mínimo de Toque (dias)**
1	Verão	8	-	-
2	Inverno	8	-	-
3	Verão	200	-	-
4	Inverno	200	-	-
5	Verão	Pior caso	79,60	25,37
6	Inverno	Pior caso	15,00	32,51

- ***CVA - Praias***

Os resultados referentes ao CVA – Praias, para os cenários em que houve probabilidade de presença de óleo é apresentado no **Quadro II.10.5.1-4.**

Como a área representativa do componente é relativamente estreita, optou-se por apresentar os resultados de probabilidade considerando um (*buffer*) de 800 m ao redor do CVA.

Assim como nos demais CVAs costeiros apresentados, o CVA Praias só apresenta probabilidade de toque de óleo nos cenários de pior caso, com máximo de 91% no verão em Florianópolis (SC). No inverno, o máximo é de 36,6% em praias de Arraial do Cabo. O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA é superior a 6 dias.

Quadro II.10.5.1-4 – *Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Praias, em cada cenário.*

Praias				
Cenário	**Cenário Sazonal**	**Volume Vazado (m^3)**	**Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)**	**Tempo Mínimo de Toque (dias)**
1	Verão	8	-	-
2	Inverno	8	-	-
3	Verão	200	-	-
4	Inverno	200	-	-
5	Verão	Pior caso	91,00	6,38
6	Inverno	Pior caso	36,60	11,02

Assim como nos demais CVAs costeiros apresentados, o CVA Praias só apresenta probabilidade de toue de óleo nos cenários de pior caso, com máximo de 91% no verão em Florianópolis (SC). No inverno, o máximo é de 36,6% em praias de Arraial do Cabo.

O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA é superior a 6 dias.

- ***CVAs – Peixes, Plâncton, Quelônios, Aves Oceânicas, Cetáceos e Baleia-de-Bryde***

Os resultados referentes aos CVAs – Peixes, Plâncton, Quelônios, Aves Oceânicas, Cetáceos e Baleia-de-Bryde são apresentados em conjuntos, para cada um dos cenários avaliados, por estes CVAs apresentarem mesma área de ocorrência, que engloba toda a região com probabilidade de presença de óleo (**Quadro II.10.5.1-5)**.

Os cenários de volume pequeno (8 m³) e médio (200 m³) apresentaram probabilidades ponderadas abaixo de 3%, com pouca diferença entre os cenários sazonais de verão e inverno. Nos cenários de pior caso, a maior probabilidade ponderada é encontrada no verão, com 37,35%.

O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA foi o mesmo para todos os cenários, em torno de 1 hora, devido ao fato dos pontos de vazamento estarem localizados dentro do componente.

Quadro II.10.5.1-5 - *Probabilidade ponderada de presença e tempo mínimo de chegada de óleo nos CVAs – Peixes, Plâncton, Quelônios, Aves Oceânicas, Cetáceos e Baleia-de-Bryde, em cada cenário.*

Cenário	Cenário Sazonal	Volume Vazado (m^3)	Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)
1	Verão	8	1,51
2	Inverno	8	1,42
3	Verão	200	1,96
4	Inverno	200	2,53
5	Verão	Pior caso	37,35
6	Inverno	Pior caso	31,46

- ***CVA - Boto cinza***

Os resultados referentes ao CVA – Boto-cinza, para os cenários em que houve probabilidade de presença de óleo é apresentado no **Quadro II.10.5.1-6**.

O CVA só apresenta probabilidade de ser atingido pelo óleo nos cenários de pior caso. A região do CVA com probabilidade de ser atingida pelo óleo se

estende de Santa Catarina até o estado do Rio de Janeiro, no verão, e até o Espírito Santo, no inverno. A maior probabilidade ponderada foi calculada para o cenário de verão, com 55,83%. O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA variou de 5,9 a 8,3 dias.

Quadro II.10.5.1-6 - *Probabilidade ponderada de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Boto-cinza, em cada cenário.*

Boto-cinza				
Cenário	**Cenário Sazonal**	**Volume Vazado (m^3)**	**Probabilidade Ponderada de Presença de Óleo (%)**	**Tempo Mínimo de Toque (dias)**
1	Verão	8	-	-
2	Inverno	8	-	-
3	Verão	200	-	-
4	Inverno	200	-	-
5	Verão	Pior caso	55,83	5,9
6	Inverno	Pior caso	14,68	8,3

- ***CVA - Toninha***

Os resultados referentes ao CVA – Toninha, para os cenários em que houve probabilidade de presença de óleo, é apresentado no **Quadro II.10.5.1-7**.

O CVA apresenta probabilidade de toque apenas nos cenários de pior caso. No verão, as probabilidades mais altas (acima de 60%) são observadas entre a costa dos estados de São Paulo e do Rio Grande do Sul, e a probabilidade máxima é de 93,4%. No inverno não são observadas probabilidades acima de 60%, sendo os maiores valores no litoral norte de São Paulo.

O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA é de pelo menos 7,5 dias no cenário de verão.

Quadro II.10.5.1-7 - *Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Toninha, em cada cenário.*

Toninha				
Cenário	**Cenário Sazonal**	**Volume Vazado (m^3)**	**Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)**	**Tempo Mínimo de Toque (dias)**
1	Verão	8	-	-
2	Inverno	8	-	-
3	Verão	200	-	-
4	Inverno	200	-	-
5	Verão	Pior caso	93,40	7,50
6	Inverno	Pior caso	56,20	13,79

- ***CVA – Baleia Franca***

Os resultados referentes ao CVA – Baleia Franca para os cenários onde houve presença de óleo, é apresentado no **Quadro II.10.5.1-8**.

O CVA só apresenta probabilidade de presença de óleo nos cenários de pior caso. Em ambos os cenários (5 e 6), toda a área de ocorrência de baleias francas pode ser atingida pelo óleo , porém com probabilidades elevadas no verão, com metade do CVA com valores acima de 90%. No entanto, o tempo mínimo de chegada de óleo no componente, mesmo no verão, é superior a 19 dias.

Quadro II.10.5.1-8 - *Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Baleia Franca, em cada cenário.*

Baleia Franca				
Cenário	**Cenário Sazonal**	**Volume Vazado (m^3)**	**Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)**	**Tempo Mínimo de Toque (dias)**
1	Verão	8	-	-
2	Inverno	8	-	-
3	Verão	200	-	-
4	Inverno	200	-	-
5	Verão	Pior caso	93,20	19,96
6	Inverno	Pior caso	30,80	26,79

- ***CVA – Pinípedes***

Os resultados referentes ao CVA – Pinípedes para os cenários que apresentam probabilidade de chegada de óleo é apresentado no **Quadro II.10.5.1-9.**

O CVA, por ter distribuição restrita na costa brasileira, apresenta probabilidade apenas nos cenários de pior caso, com 45,6% de probabilidade máxima de chegada de óleo no verão e tempo mínimo de 29,2 dias, também observado no verão.

Quadro II.10.5.1-9 - *Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Pinípedes, em cada cenário.*

Pinípedes				
Cenário	**Cenário Sazonal**	**Volume Vazado (m^3)**	**Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)**	**Tempo Mínimo de Chegada de Óleo (dias)**
1	Verão	8	-	-
2	Inverno	8	-	-
3	Verão	200	-	-
4	Inverno	200	-	-
5	Verão	Pior caso	45,6	29,2
6	Inverno	Pior caso	7,4	41,6

- ***CVA – Aves Costeiras***

Os resultados referentes ao CVA – Aves Costeiras, para os cenários onde houve toque de óleo, é apresentado no **Quadro II.10.5.1-10.**

No cenário de pior caso, verão, são observadas as maiores probabilidades, com máximo de 91,4% em Florianópolis (SC), enquanto no inverno as maiores probabilidades (acima de 30%) são observadas em ilhas do Rio de Janeiro e São Paulo. O tempo mínimo de chegada de óleo no CVA é em torno de 6 dias.

Quadro II.10.5.1-10 - *Probabilidade máxima de presença e tempo mínimo de chegada de óleo no CVA – Aves Costeiras, em cada cenário.*

Aves Costeiras				
Cenário	**Cenário Sazonal**	**Volume Vazado (m^3)**	**Probabilidade Máxima de Presença de Óleo (%)**	**Tempo Mínimo de Toque (dias)**
1	Verão	8	-	-
2	Inverno	8	-	-
3	Verão	200	-	-
4	Inverno	200	-	-
5	Verão	Pior caso	91,40	6,33
6	Inverno	Pior caso	36,40	8,88

II.10.5.2 - Probabilidade de presença de óleo e Risco Ambiental por Componente de Valor Ambiental (CVA)

Com base no somatório das frequências de ocorrência dos cenários acidentais de contaminação ambiental (obtidas através das árvores de falhas e árvores de eventos desenvolvidas para os cenários identificados nas APRs) e nas probabilidades de presença de óleo, em cada CVA, os Riscos Ambientais inerentes a cada CVA, em cada faixa de volume e cenário sazonal, conforme descrito no item Metodologia foram calculados, através da fórmula:

$$RA(x) = F_{total\text{-}y} \times Prob(x)$$

.O resultado do somatório das frequências encontradas, considerando o volume de óleo vazado, é apresentado no **Quadro II.10.5.2-1**, a seguir. Destaca-se que, tais valores tiveram origem no Quadro II.10.3.1-8 (somatório das frequências de ocorrência das hipótese acidental com vazamento de óleo para o mar nas atividades de TLD e SPAs do Bloco de Libra, para cada faixa de volume), item II.10.3.5.

Quadro II.10.5.2-1 - *Somatório das frequências de ocorrência dos cenários acidentais para cada faixa de volume.*

Faixa de Volume Vazado (m^3)	Somatório da Frequência de Ocorrência dos Cenários Acidentais
≤ 8	2,54E-02
> 8 e ≤ 200	1,19E-02
> 200 e ≤ 275.160	1,02E-04

Considerando os resultados da modelagem de óleo e os componentes (CVAs) ambientais identificados, calculou-se a probabilidade de cada componente ambiental ser atingido por óleo.

Para cada CVA mapeado foram extraídos os resultados (probabilidade de presença de óleo) do cruzamento da área de concentração/ocorrência do CVA com as probabilidades de chegada de óleo, para os seis cenários avaliados, a fim de que a probabilidade individual de interação com óleo de cada CVAs, em cada um dos cenários, fosse inferida.

Ressalta-se que para os CVAs de distribuição dispersa (Peixes, Plâncton, Quelônios, Aves Oceânicas, Cetáceos, Baleia-de-Bryde e Boto-cinza) foi considerada a média ponderada das probabilidades de toque em relação à área de ocorrência potencial atingida. No caso dos CVAs considerados sem mobilidade/costeiros (Costões Rochosos, Manguezais, Marismas, Praias, Toninha, Baleia Franca, Pinípedes e Aves Costeiras), utilizou-se a maior probabilidade de toque encontrada, conforme orientação da CGPEG/DILIC/IBAMA.

As probabilidades de presença de óleo encontradas por CVA em cada faixa de volume e cenário sazonal, e os valores de Risco Ambiental associados são apresentados no **Quadro II.10.5.2-2**, a seguir.

Quadro II.10.5.2-2 – *Probabilidade de presença de óleo e Risco Ambiental por Componente de Valor Ambiental (CVA), período Sazonal, Volume Vazado.*

	Período Sazonal	*Verão*	*Inverno*	*Verão*	*Inverno*	*Verão*	*Inverno*
	Volume Vazado (m^3)	*8*	*8*	*200*	*200*	*275.160*	*275.160*
	Somatório das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais	*2,54E-02*	*2,54E-02*	*1,19E-02*	*1,19E-02*	*1,02E-04*	*1,02E-04*
Probabilidade (%)	**Costões Rochosos**	-	-	-	-	91,60	38,60
	Praias	-	-	-	-	91,00	36,60
	Manguezais	-	-	-	-	76,80	24,00
	Marismas	-	-	-	-	79,60	15,00
	Peixes	1,51	1,42	1,96	2,53	37,35	31,46
	Plâncton	1,51	1,42	1,96	2,53	37,35	31,46
	Quelônios	1,51	1,42	1,96	2,53	37,35	31,46
	Cetáceos	1,51	1,42	1,96	2,53	37,35	31,46
	Baleia-de-Bryde	1,51	1,42	1,96	2,53	37,35	31,46
	Baleia Franca	-	-	-	-	93,20	30,80
	Boto-cinza	-	-	-	-	55,83	14,68
	Toninha	-	-	-	-	93,40	56,20
	Pinípedes	-	-	-	-	12,60	-
	Aves Costeiras	-	-	-	-	91,40	36,40
	Aves Oceânicas	1,51	1,42	1,96	2,53	37,35	31,46
Risco Ambiental	**Costões Rochosos**	NA	NA	NA	NA	9,38E-05	3,95E-05
	Praias	NA	NA	NA	NA	9,32E-05	3,75E-05
	Manguezais	NA	NA	NA	NA	7,87E-05	2,46E-05
	Marismas	NA	NA	NA	NA	8,15E-05	1,54E-05
	Peixes	3,87E-04	3,63E-04	2,30E-04	2,97E-04	3,83E-05	3,22E-05
	Plâncton	3,87E-04	3,63E-04	2,30E-04	2,97E-04	3,83E-05	3,22E-05
	Quelônios	3,87E-04	3,63E-04	2,30E-04	2,97E-04	3,83E-05	3,22E-05
	Cetáceos	3,87E-04	3,63E-04	2,30E-04	2,97E-04	3,83E-05	3,22E-05
	Baleia-de-Bryde	3,87E-04	3,63E-04	2,30E-04	2,97E-04	3,83E-05	3,22E-05
	Baleia Franca	NA	NA	NA	NA	9,54E-05	3,15E-05
	Boto-cinza	NA	NA	NA	NA	5,72E-05	1,50E-05
	Toninha	NA	NA	NA	NA	9,57E-05	5,76E-05
	Pinípedes	NA	NA	NA	NA	4,67E-05	7,58E-06
	Aves Costeiras	NA	NA	NA	NA	9,36E-05	3,73E-05
	Aves Oceânicas	3,87E-04	3,63E-04	2,30E-04	2,97E-04	3,83E-05	3,22E-05

Para uma melhor visualização dos resultados, na **Figura II.10.5-1** é apresentado um gráfico do Risco Ambiental por cenário de vazamento para todos os CVAs.

Os maiores Riscos Ambientais estão associados aos cenários de volume pequeno e médio (8 m³ e 200 m³) em função das frequências de Risco Operacional, duas ordens de grandeza maiores que a frequência do vazamento de pior caso. No entanto, os CVAs de distribuição mais costeira não apresentam probabilidade de toque de óleo nestes cenários. Além disso, os CVAs que possuem probabilidade de serem atingidos por vazamentos de 8 m³ apresentam probabilidades ponderadas baixas (<3%), resultando assim em Riscos Ambientais que chegam no máximo a $3{,}87 \times 10^{-4}$ nos CVAs Peixes, Plâncton, Quelônios, Aves Oceânicas, Cetáceos e Baleia-de-Bryde no cenário de volume pequeno, verão. O menor Risco Ambiental foi de $7{,}58 \times 10^{-6}$ no CVA Pinípedes no cenário de pior caso, inverno.

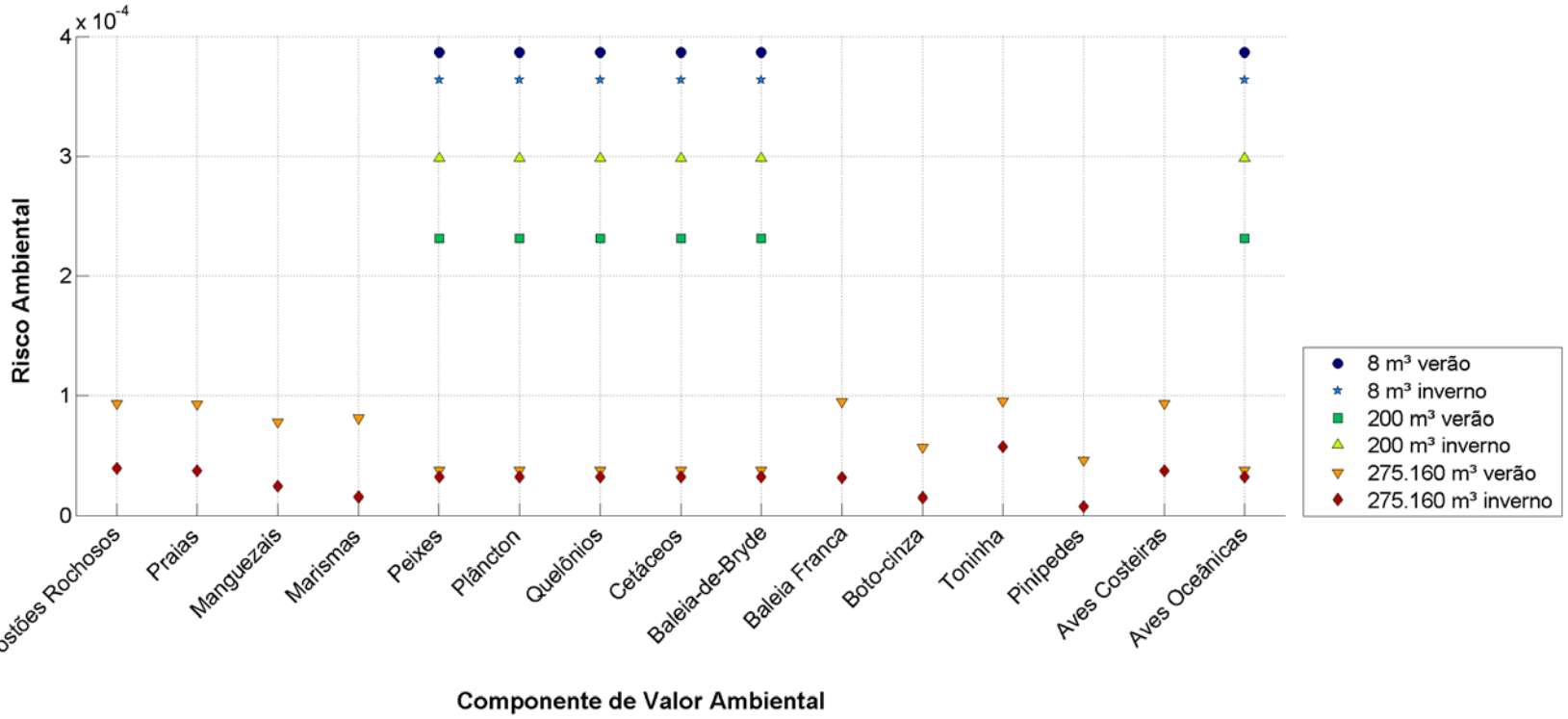


Figura II.10.5-1 – *Risco Ambiental de todos os Componentes de Valor Ambiental para cada cenário de vazamento.*

II.10.6. Relação de Tempo de Recuperação / Tempo de Ocorrência

Foi calculada a razão entre o Tempo de Recuperação (Trec) de cada CVA e o Tempo de Ocorrência do dano ambiental (obtido pelo inverso do Risco Ambiental, RA, associado a cada faixa de volume vazado, em cada cenário sazonal), conforme especificado no item Metodologia. Esta razão é definida como Índice de Significância e é obtida por:

$$\text{Índice de Significância \% (x)} = 100 \times \frac{\text{T}_{\text{rec(x)}}}{1/\text{ RA(x)}}$$

Com esse cálculo é possível estabelecer se o Tempo de Recuperação de um CVA pode ser considerado insignificante quando comparado ao Tempo de Ocorrência de vazamentos de determinado volume e cenário sazonal.

Cabe ressaltar que, apesar do Tempo de Recuperação ser classificado em categorias estabelecidas, para o cálculo da Significância são necessárias referências numéricas. Sendo assim, foram estabelecidos valores para cada categoria - para aquelas que possuem definição de extremos, como as de consequência Moderada (1-3 anos) e Considerável (3-10 anos), foi utilizado o valor máximo das faixas estabelecidas, conforme justificado no item II.10.4.2 deste documento - Identificação, Mapeamento e Tempo de Recuperação dos Componentes com Valor Ambiental.

O resumo com as classes de Tempo de Recuperação determinadas para cada CVA, assim como os valores utilizados nos cálculos de significância são apresentados no **Quadro II.10.4.2-14.**

Para a definição do Tempo de Ocorrência utilizou-se o espaço de tempo entre eventos de vazamento de óleo no mar que, potencialmente, causariam danos a um determinado CVA. Ele é apresentado em anos e, conforme já mencionado, corresponde ao inverso do valor do Risco Ambiental e representa o tempo necessário para que um evento capaz de atingir o CVA ocorra.

O **Quadro II.10.6-1** apresenta os Tempos de Ocorrência de cada evento, por CVA, bem como os resultados referentes à Significância percentual aos riscos, considerando os cenários de vazamento.

Quadro II.10.6-1 – *Significância percentual e Tempo de Ocorrência de um evento por Componente de Valor Ambiental (CVA), Cenário Sazonal e Volume vazado.*

	Período Sazonal	*Verão*	*Inverno*	*Verão*	*Inverno*	*Verão*	*Inverno*
	Volume Vazado (m3)	*8*	*8*	*200*	*200*	*275.160*	*275.160*
	Somatório das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais	*2,54E-02*	*2,54E-02*	*1,19E-02*	*1,19E-02*	*1,02E-04*	*1,02E-04*
Significância (%)	**Costões Rochosos**	NA	NA	NA	NA	0,047	0,020
	Praias	NA	NA	NA	NA	0,028	0,011
	Manguezais	NA	NA	NA	NA	0,197	0,061
	Marismas	NA	NA	NA	NA	0,057	0,011
	Peixes	0,039	0,036	0,023	0,030	0,004	0,003
	Plâncton	0,039	0,036	0,023	0,030	0,004	0,003
	Quelônios	0,387	0,363	0,230	0,297	0,038	0,032
	Cetáceos	0,387	0,363	0,230	0,297	0,038	0,032
	Baleia-de-Bryde	0,387	0,363	0,230	0,297	0,038	0,032
	Baleia Franca	NA	NA	NA	NA	0,095	0,032
	Boto-cinza	NA	NA	NA	NA	0,057	0,015
	Toninha	NA	NA	NA	NA	0,143	0,086
	Pinípedes	NA	NA	NA	NA	0,047	0,008
	Aves Costeiras	NA	NA	NA	NA	0,094	0,037
	Aves Oceânicas	0,387	0,363	0,230	0,297	0,038	0,032
Tempo de Ocorrência (anos)	**Costões Rochosos**	NA	NA	NA	NA	10659,7	25296,1
	Praias	NA	NA	NA	NA	10730,0	26678,4
	Manguezais	NA	NA	NA	NA	12713,9	40684,5
	Marismas	NA	NA	NA	NA	12266,7	65095,3
	Peixes	2581,2	2756,1	4344,0	3365,6	26142,3	31040,6
	Plâncton	2581,2	2756,1	4344,0	3365,6	26142,3	31040,6
	Quelônios	2581,2	2756,1	4344,0	3365,6	26142,3	31040,6
	Cetáceos	2581,2	2756,1	4344,0	3365,6	26142,3	31040,6
	Baleia-de-Bryde	2581,2	2756,1	4344,0	3365,6	26142,3	31040,6
	Baleia Franca	NA	NA	NA	NA	10476,7	31702,2
	Boto-cinza	NA	NA	NA	NA	17489,9	66496,7
	Toninha	NA	NA	NA	NA	10454,3	17374,2
	Pinípedes	NA	NA	NA	NA	21412,9	131949,9
	Aves Costeiras	NA	NA	NA	NA	10683,0	26825,0
	Aves Oceânicas	2581,2	2756,1	4344,0	3365,6	26142,3	31040,6

A partir da análise dos resultados de significância apresentados no quadro acima, é possível estabelecer se o Risco Ambiental é considerado tolerável do ponto de vista ambiental, ou seja, se o Tempo de Recuperação do CVA é insignificante em comparação ao Tempo de Ocorrência do dano.

A **Figura II.10.6-1** apresenta um gráfico da significancia de cada Componente, por cenário de vazamento.

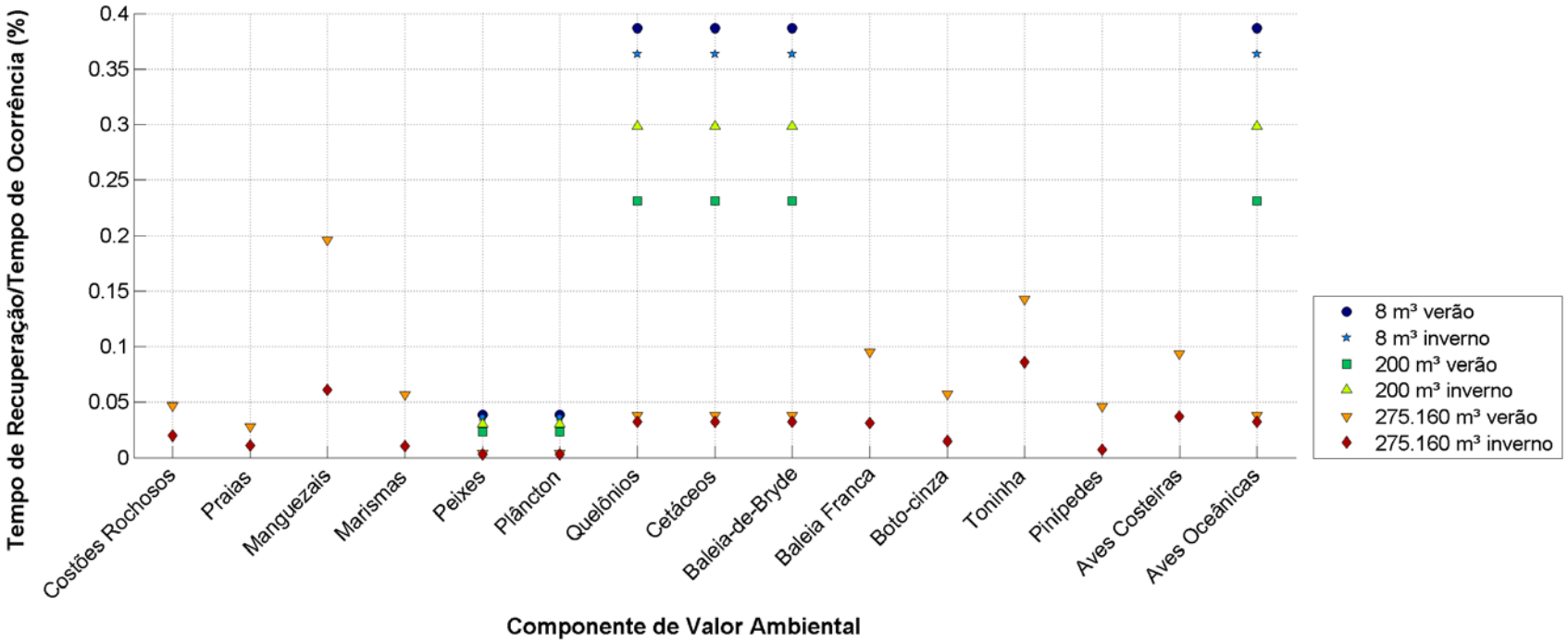


Figura II.10.6-1 – *Significância de cada Componente de Valor Ambiental, para cada cenário de vazamento de óleo.*

Dentre os cenários e CVAs avaliados, observa-se que todas as Siginificâncias ficaram abaixo de 0,4%,com os maiores valores observados para o cenário 1 (8 m³, verão) nos CVAs Quelônios, Cetáceos, Baleias-de-Bryde e Aves Oceânicas, porque, entre os CVAs que podem ser atingidos pelo óleo neste cenário (cuja frequência de Risco Operacional é maior), estes são os que possuem o maior Tempo de Recuperação, de 10 anos. Esta Significância está associada ao menor Tempo de Ocorrência, de 2.581,2 anos, porém este é 258 vezes superior ao Tempo de Recuperação destes CVAs.

Nos CVAs Peixes e Plâncton, embora o Risco Ambiental seja o mesmo dos CVAs já citados, a relação Tempo de Significância é consideravelmente menor devido a recuperação rápida que estes componentes possuem (1 ano).

Entre os CVAs costeiros, que só apresentam probabilidade de toque de óleo nos cenários de pior caso (onde a frequência de Risco Operacional é baixa), a maior Significância é de cerca de 0,2% no CVA Manguezais devido ao Tempo de Recuperação de 25 anos,

A partir dos percentuais da Significância observados, conclui-se que o empreendimento é pouco significativo para os CVAs avaliados.

II.10.7 – Revisão do Estudo de Análise de Riscos

Uma vez que os Riscos Ambientais encontrados foram considerados insignificantes para essa região e tipo de atividade, não será necessário revisar o estudo de análise de riscos.

II.10.8 - Plano de Gerenciamento de Riscos

O termo Gerenciamento de Riscos é utilizado para caracterizar o processo de identificação, avaliação e controle de riscos. Um Plano de Gerenciamento de Riscos contempla um conjunto de ações, técnicas e administrativas, que têm por objetivo prevenir, reduzir e controlar os riscos, bem como manter uma instalação

operando dentro de padrões de segurança considerados toleráveis ao longo de sua vida útil.

Considerando que o risco é uma função da frequência de ocorrência dos possíveis acidentes e dos danos (consequências) gerados por estes eventos indesejados, a redução dos riscos numa instalação ou atividade perigosa pode ser conseguida por meio da implementação de medidas que visem tanto reduzir as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas), como as suas respectivas consequências (ações mitigadoras).

Assim, de modo geral, um Plano de Gerenciamento de Riscos deve contemplar informações de segurança; política de análise e revisão de riscos; gerenciamento de mudanças; garantia da integridade de sistemas críticos (Programa de Manutenção e Inspeção); procedimentos operacionais de parada e partida; política de capacitação e treinamento; gestão de terceiros; investigação de incidentes; plano de emergência e auditorias.

O FPSO Pioneiro de Libra está em processo de conversão no estaleiro Jurong, em Cingapura, e será operado pelo consórcio Odebrecht Oil & Gas e TK FPSO (OOGTK), afretado para o desenvolvimento das atividades de TLD e SPAs do bloco de Libra. Desta forma, o Plano de Gerenciamento de Risco ainda está em elaboração e está apresentado em caráter preliminar no **Anexo II.10.8-1**.

O **Quadro II.10.8-1** apresenta as medidas preventivas e mitigadoras para as hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos - APP (**item II.10**).

Quadro II.10.8-1 *– Observações e recomendações identificadas na APP do TLD e SPAs do bloco de Libra, na Bacia de Santos, por hipótese acidental identificada.*

Hipóteses Acidentais	Observação (O) / Recomendação (R)		Descrição
01, 02, 03, 06, 07, 08, 09, 10, 11, 16, 17, 20 e 21.	O1	Em caso de vazamento de óleo para o mar, o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia correspondente será acionado – PEVO-BS.	Elaborar o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Santos – PEVO-BS, contemplando as hipóteses acidentais identificadas na análise preliminar de perigos APP e treinar os envolvidos.
01, 02, 03, 04, 05, 06, 07, 08, 09, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18 e 19.	O2	Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos foram projetados de forma a atender aos requisitos estatutários (códigos, normas e legislação do país).	Seguir os requisitos estatutários para os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos.
01	O3	Em caso de *blowout*, hidratos serão injetados no poço.	Injetar hidratos no poço na ocorrência de *blowout* para dificultar / impedir o escoamento do óleo.
01	O4	As Válvulas DHSV e BOPW são barreiras independentes do tipo falha fechada (segura).	Acionar as válvulas DHSV e BOPW em caso de ocorrência de *blowout,* de modo a fechar o poço e impedir o fluxo indesejável de óleo.
02, 03, 04, 05, 06, 07, 08, 09, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18 e 19.	O5	Existência de programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas e procedimentos operacionais.	Inserir os equipamentos estáticos (dutos, *risers*, vasos, tanques, conexões, etc.), rotativos (bombas, compressores, etc.) e instrumentos de controle no sistema de programação e controle de inspeção periódica. Inserir os equipamentos rotativos (bombas, compressores, etc.) e instrumentos de controle no sistema de programação e controle da manutenção preventiva.
02, 03, 04 e 05.	O6	Existência de programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, etc.).	Realizar a inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança, conforme periodicidade estabelecida no programa existente, de forma a garantir a sua correta funcionalidade.
02 e 03.	O7	Antes do início das operações, serão realizados testes de estanqueidade do *riser*.	Seguir o procedimento dos testes de estanqueidade do *riser*, previamente ao início das operações.
04, 05, 06, 07, 08, 09 e 16.	O8	Existência de Plano de Emergência Individual - PEI, no caso de derramamento de óleo a bordo.	Elaborar o Plano de Emergência Individual PEI da Unidade Marítima contemplando as hipóteses acidentais identificadas na análise preliminar de perigos (APP) e treinar os envolvidos.

Continua

Continuação – Quadro II.10.8-1

Hipóteses Acidentais	Observação (O) / Recomendação (R)		Descrição
04, 05 e 06.	O9	Todas as áreas críticas das unidades de produção são contidas com anteparas metálicas (trincanizes), que evitam que qualquer vazamento de óleo interno vá para o mar.	Garantir a existência de anteparas metálicas (trincanizes) em todas as áreas críticas das unidades de produção.
04, 05 e 06.	O10	Existência de sistema de dilúvio automaticamente ativado por sensores de chama ou manualmente na sala de controle.	Acionar o sistema de dilúvio (automaticamente, por meio de sensores, ou manualmente na sala de controle), em caso de ocorrência de incêndio.
04, 05 e 06.	O11	O sistema de combate a incêndio é composto pelos sistemas de água, espuma, gás de combate a incêndio e extintores portáteis.	Acionar o sistema de combate a incêndio em caso de ocorrência de incêndio.
04, 05, 06, 07, 08 e 09.	O12	Existência de rotina de inspeção de NR-13 garantindo a integridade dos equipamentos.	Seguir a rotina de inspeção, conforme NR-13, de modo a garantir a integridade dos equipamentos utilizados.
06, 09, 14, 15, 16, 17 e 21.	O13	Existência de monitoramento por radar da área de exclusão no entorno da unidade e comunicação entre embarcações.	Monitorar por radar a área de exclusão no entorno da unidade e realizar comunicação entre embarcações, impedindo a aproximação indevida de embarcações.
07 e 08.	O14	O acoplamento do mangote possui desengate rápido para rápida liberação em caso de emergência.	Garantir que o mangote de transferência utilizado possua sistema de desengate rápido.
07, 08 e 21.	O15	Existência de procedimento para aproximação de embarcações.	Seguir o procedimento para aproximação de embarcações, de modo a garantir uma aproximação segura, evitando colisões entre embarcações.
07 e 08.	O16	Ao final das transferências, os mangotes são preenchidos com água.	Preencher os mangotes de transferência com água ao final das operações de transferência, de modo a evitar vazamentos de óleo a partir dos mangotes.
07 e 08.	O17	Existência de PEI das embarcações.	Acionar o Plano de Emergência das embarcações em caso de vazamento de óleo a bordo.
07 e 08.	O18	Navios aliviadores com DP2.	Garantir que os navios aliviadores empregados na atividade sejam dotados de sistema de posicionamento DP2, fornecimento uma maior segurança à operação.

Continua

Continuação – Quadro II.10.8-1

Hipóteses Acidentais	Observação (O) / Recomendação (R)		Descrição
09,	O19	O tanque está posicionado no centro do navio. Dessa forma, a possibilidade de uma colisão afetar o tanque de *slop* é menor que os tanques de carga.	-
10 e 11.	O20	O Projeto prevê que a água não enquadrada seja conduzida para o tanque de *offspec* (7.530,8 m³).	Garantir que a água não enquadrada seja direcionada para o tanque *offspec.*
12 e 13.	O21	Os tanques de Produtos químicos são providos de *vents* para escape de gases.	Garantir que os tanques de produtos químicos possuam *vents* para o escape de gases.
12, 13, 18 e 19.	O22	Há certificação dos contentores de produtos químicos e eslingas de transporte.	Garantir que os contentores de produtos químicos e eslingas de transporte utilizados estejam de acordo com a certificação específica.
12, 13	O23	As operações com guindaste são permitidas apenas em condições meteoceanográficas favoráveis.	Verificar as condições meteoceanógraficas antes da realização das operações com guindaste e não realizar estas operações caso as condições meteoceanógraficas não sejam favoráveis.
16.	O24	As operações de transferência de óleo são permitidas apenas em condições meteoceanográficas favoráveis.	Verificar as condições meteoceanógraficas antes da realização das operações de transferência e não realizar estas operações caso as condições meteoceanógraficas não sejam favoráveis.
16.	O25	Os cenários de ruptura dos tanques de diesel e lubrificante já estão contemplados pelo cenário de ruptura dos tanques de carga (mesmo grau API e volume maior). Não serão criadas APPs exclusivas para cada cenário.	Verificar as APPs referentes ao cenário de ruptura dos tanques de carga para o caso de ruptura dos tanques de óleo diesel e lubrificante.
18 e 19.	O26	Existência de plano de manutenção que contempla o sistema de QAV.	Seguir o plano de manutenção do sistema de QAV para garantir o seu correto funcionamento.
20	O27	As operações de voo são permitidas apenas em condições meteoceanográficas favoráveis.	Verificar as condições meteoceanógraficas antes da realização das operações de voo e não realizar estas operações caso as condições meteoceanógraficas não sejam favoráveis.

Continua

Continuação – Quadro II.10.8-1

Hipóteses Acidentais	Observação (O) / Recomendação (R)		Descrição
20	O28	Existência de treinamento específico para tripulação dos helicópteros.	Realizar treinamento específico para a tripulação dos helicópteros, garantindo que toda a tripulação esteja apta a voar em helicópteros.
20	O29	Existência de treinamento da EMCIA (Equipe de manobra e combate a incêndio de Aviação).	Realizar o treinamento de EMCIA, de modo a garantir que os envolvidos estejam aptos a realizar as ações de manobra e combate a incêndio de aviação.

II.10.9 - Considerações finais

Para a Análise e Gerenciamento de Risco Ambiental do bloco de Libra, na Bacia de Santos, foram utilizadas os resultados integrados da modelagem de óleo de três pontos de vazamento em seis cenários sazonais.

A frequência de Risco Operacional foi maior nos cenários de volume pequeno (8m³), seguida pela de volume médio (200 m³) e, por último, pela do volume de pior caso (275.160 m³), que chega a ser duas ordens de grandeza menor que a primeira. Muitos CVAs, por terem distribuição costeira, só apresentaram probabilidade de toque de óleo nos cenários de pior caso. Entre os componentes que apresentaram probabilidade de toque nos cenários de volume pequeno (cujo risco operacional é maior), a média ponderada foi inferior a 2%, resultando em Riscos Ambientais e Índices de Significância percentuais baixos. Todas as Significâncias foram inferiores a 0,4%, sendo maior no cenário de 8 m³, verão, para os CVAs Quelônios, Cetáceos, Baleias-de-Bryde e Aves Oceânicas, e o Tempo de Ocorrência para todos os CVAs e cenários foi pelo 258 vezes maior que o Tempo de Recuperação dos CVAs.

Ressalta-se que foram utilizados preceitos bastante conservadores neste estudo, desde os Tempos de Recuperação adotados para as comunidades possíveis de serem impactadas ao fato do cálculo da Significância levar em consideração apenas a probabilidade de chegada de óleo no CVA, o que leva a uma possível extrapolação dos resultados por não considerar fatores como volume e o tempo de residência do óleo no ambiente.

A partir dos percentuais de Significância observados, conclui-se que o empreendimento, levando em consideração os procedimentos de segurança operacional, não é significante quando avaliados os componentes de valor ambiental presentes na área do empreendimento.