
Estudo Complementar para a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 1/ FPSO Cidade de São Paulo

ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

Revisão 00

Junho de 2012

APRESENTAÇÃO

O Desenvolvimento de Produção (DP) para o FPSO Cidade de São Paulo, do qual trata esta Análise e Gerenciamento de Riscos (AGR), está localizada no Bloco BM-S-09, Bacia de Santos, atualmente denominada de Área de Sapinhoá. Essa atividade, que terá como objetivo principal realizar operações de processamento, estocagem e transferência de derivados de petróleo, envolve riscos ambientais que necessitam de avaliação quanto à sua tolerabilidade e à adoção de medidas mitigadoras, bem como medidas para o gerenciamento dos mesmos.

A realização de uma Análise de Riscos Ambientais tem por objetivo a identificação dos possíveis cenários acidentais de vazamentos de produtos e seus respectivos desdobramentos, através da avaliação das consequências sobre o meio ambiente, visando a proposição de medidas de mitigação dos riscos para níveis aceitáveis e para o seu gerenciamento. Como subsídio, serão utilizados dados da Análise Histórica de Acidentes (AHA) e da aplicação da técnica de Análise Preliminar de Perigos (APP).

Este estudo compreende os seguintes capítulos:

1. Descrição das Instalações
2. Análise Histórica de Acidentes Ambientais
3. Identificação dos Cenários Acidentais
4. Avaliação das Conseqüências
5. Cálculo dos Riscos Ambientais
6. Tempo de Recuperação / Tempo de Ocorrência
7. Revisão do Estudo de Análise de Riscos
8. Plano de Gerenciamento de Riscos – PGR

Anexo II.8-1 – Dados de Referência na APR / Planilhas de APR

Anexo II.8-2 – Mapas de Componentes de Valor Ambiental

II.8.1 DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES

A análise de risco engloba a elaboração de uma avaliação dos riscos associados ao Desenvolvimento de Produção (DP) para o FPSO Cidade de São Paulo, localizada no Bloco BM-S-09, Bacia de Santos, atualmente denominada de Área de Sapinhoá.

O desenvolvimento do Piloto de Sapinhoá prevê a utilização do FPSO Cidade de São Paulo que conjugará atividades de processamento primário da produção, de estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores, enquanto que o gás será consumido pela unidade na geração de energia, *gas lift*, re-injeção no reservatório e o excedente escoado via o Gasoduto SAPINHOÁ-LULA.

II.8.1.1 CASCO

O FPSO Cidade de São Paulo possui casco duplo e fundo singelo. O FPSO está dimensionado para atender às necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc), e atende aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora, além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Visando garantir a vida útil do FPSO, necessária a atividade do Piloto de Sapinhoá, foram realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, vento e correnteza, típicas da Bacia de Santos, e estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do casco.

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

II.8.1.2 TANQUES

A estocagem de óleo no FPSO Cidade de São Paulo pode ser realizada em até 12 tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de 1.808.477 bbl (287.525 m³), e conta, ainda, com dois tanques de *slop* com capacidade total 80.887 bbl (12.860 m³).

Além dos tanques citados, o FPSO Cidade de São Paulo possui tanques para lastro, tanques para óleo diesel e tanques para água potável, cujas capacidades encontram-se definidas na **Tabela II.8.1-1**.

Tabela II.8.1-1 - Relação dos tanques do FPSO Cidade de São Paulo.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade	
		m ³	Barris
Tanques de Óleo			
Tanque de Óleo nº 1 Bombordo	Óleo	17.194	108.147
Tanque de Óleo nº 1 Boreste	Óleo	17.168	107.983
Tanque de Óleo nº 2 Boreste	Óleo	25.429	159.943
Tanque de Óleo nº 3 Boreste	Óleo	25.463	160.157
Tanque de Óleo nº 4 Bombordo	Óleo	25.501	160.396
Tanque de Óleo nº 4 Boreste	Óleo	25.463	160.157
Tanque de Óleo nº 5 Bombordo	Óleo	25.501	160.396
Tanque de Óleo nº 5 Boreste	Óleo	25.463	160.157
Tanque de Óleo nº 6 Bombordo	Óleo	25.491	160.333
Tanque de Óleo nº 6 Boreste	Óleo	25.453	160.094
Tanque de Óleo nº 7 Bombordo	Óleo	24.723	155.502
Tanque de Óleo nº 7 Boreste	Óleo	24.676	155.207
Capacidade total de armazenamento de óleo		287.525	1.808.47
Tanque de Água Fora de Especificação – nº 2 Bombordo	Água e Óleo	25.467	160.182

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade	
		m ³	Barris
Tanque de Água Fora de Especificação – nº 3 Bombordo	Água e Óleo	25.501	160.396
Tanque de Slop Bombordo	Água e Óleo	6.435	40.474
Tanque de Slop Boreste	Água e Óleo	6.425	40.412
Tanques de Água de Lastro			
Tanque de Lastro nº 1A Boreste	Água de Lastro	6.334	39.839
Tanque de Lastro nº 1B Boreste	Água de Lastro	5.094	32.040
Tanque de Lastro nº 2A Boreste	Água de Lastro	6.486	40.795
Tanque de Lastro nº 2B Boreste	Água de Lastro	6.492	40.833
Tanque de Lastro nº 3A Boreste	Água de Lastro	6.669	41.946
Tanques Vazios			
Tanque nº 1A Bombordo	Vazio	6.334	39.839
Tanque nº 1B Bombordo	Vazio	5.094	32.040
Tanque nº 2A Bombordo	Vazio	6.486	40.795
Tanque nº 2B Bombordo	Vazio	6.492	40.833
Tanque nº 3A Bombordo	Vazio	6.669	41.946
Tanque nº 3B Bombordo	Vazio	6.669	41.946
Tanque nº 4 Bombordo	Vazio	13.338	83.893
Tanque nº 3B Boreste	Vazio	6.669	41.946
Tanque nº 4 Boreste	Vazio	13.338	83.893
Fore Peak Void T. Central	Vazio	6,763	42.538
E/R VOID T Bombordo	Vazio	374	2.352
E/R VOID T Boreste	Vazio	374	2.352
AFT PEAK VOID T. Central	Vazio	2,049	12.888
Tanques de Óleo Combustível/Diesel			
* Tanque de Combustível nº 1	Óleo	2.015	

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade	
		m ³	Barris
Bombordo	Combustível/Diesel		
* Tanque de Combustível nº 1 Boreste	Óleo Combustível/Diesel	2.050	
* Tanque de Combustível nº 2 Boreste	Óleo Combustível/Diesel	1.559	
* Tanque de Óleo Diesel – Central	Óleo Diesel	328	
Tanque de Óleo Diesel – Bombordo	Óleo Diesel	16	
Tanque de Óleo Diesel – Boreste	Óleo Diesel	16	
Tanques de Óleo Lubrificante			
* Poceto de Óleo Lubrificante	Óleo Lubrificante	56	
* Tanque de Óleo Lubrificante 1	Sedimentação de Óleo Lubrificante	61	
* Tanque Óleo Lubrificante 2	Óleo Lubrificante	61	
* Cilindro 2 Boreste	Óleo Lubrificante	61	
Variados			
TURB OIL STOR.T Bombordo	Efluente Oleoso	2	
A/E L O STOR T. Bombordo	Efluente Oleoso	4	
A/E/L.O. SETT T. Bombordo	Efluente Oleoso	1	
H.F.O.OVERF.T Central	Efluente Oleoso	52	
BILGE HOLD G.T. Central	Efluente Oleoso	55	
WASTE OIL T. Central	Efluente Oleoso	30	
S/TL.O. SUMP T. Bombordo	Borra Oleosa	5	
F.O.SLUDGE T. Bombordo	Borra Oleosa	8	
S.O.SLUDGE T. Bombordo	Borra Oleosa	5	
Tanque de Água Potável	Água	251	

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade	
		m ³	Barris
Bombordo			
Tanque de Água Potável Boreste	Água	102	
Tanque de Água destilada Bombordo	Água	148	

* Tanques utilizados somente durante a navegação

Os tanques de *slop* recebem água proveniente da drenagem do convés, águas de lavagens de tanques, além das águas provenientes das bandejas de drenagem dos equipamentos da produção.

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuem sistemas medidores de nível. Estes tanques são mantidos pressurizados com gás inerte e o teor de oxigênio é monitorado. Este sistema funcionará de forma a prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro têm acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios.

O FPSO Cidade de São Paulo também conta com um sistema de limpeza que funcionará a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. O efluente gerado nestas operações de limpeza será encaminhado aos tanques de *slop*.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e resíduos são individualizados, a fim de evitar o contato entre os diferentes fluidos.

II.8.1.3 SISTEMA DE GÁS INERTE (SGI)

O navio tem uma planta para geração e tratamento de gás inerte baseada na obtenção de gás a partir da caldeira. Durante operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*), um sistema de distribuição e coleta é utilizado para fornecimento de gás inerte e ventilação. Durante o alívio, o gás inerte é fornecido a partir da caldeira de operação para cada tanque de carga.

Uma válvula de controle e uma válvula de *by pass* do sistema de distribuição e coleta controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala de controle. Como redundância, é prevista uma válvula de segurança (PSV) independente na linha de ventilação, visando proteger cada tanque de óleo e tanque de *slop* de qualquer sobrepressão.

II.8.1.4 SISTEMAS DE LASTRO

Durante a transferência de petróleo do FPSO Cidade de São Paulo para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem é reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. A fim de manter a estabilidade e o controle de esforços no FPSO, eventualmente, a bomba de lastro é colocada em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro, dependendo da necessidade operacional. O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas são totalmente independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

Durante o transporte do FPSO Cidade de São Paulo para o Brasil, de forma a reduzir a possibilidade de ocorrer introdução de espécies exóticas, serão implementadas medidas regidas internacionalmente pelo IMO (*International Maritime Organization*).

II.8.1.5 PLANTA DE PROCESSAMENTO DA PRODUÇÃO

A planta de processamento da produção possui os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços. A planta é dividida em módulos, posicionados de acordo com a sequência lógica do processamento dos fluidos da formação. Os módulos de processamento assim como os demais módulos auxiliares estão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário dos fluidos produzidos foi projetada considerando-se as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços da Área de Sapinhoá.

O projeto da planta de processamento permite a separação do óleo, gás e água, tratamento e estabilização do óleo, tratamento de gás e tratamento da água produzida que será descartada ao mar dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA 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 (desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e polieletrólitos).

Os sistemas primários associados com as facilidades de processo de produção de óleo, gás e água no FPSO Cidade de São Paulo são:

- Sistema de Separação e Tratamento de Óleo, Gás e Água;
- Sistema de Tratamento da Água de Injeção;
- Sistema de Fornecimento de Água Industrial;
- Sistema de Tocha e *Vent*;
- Sistema de Geração de Energia;
- Sistema de Transferência de Óleo (*Offloading*);
- Utilidades (Guindaste, Acomodações, Água Potável).

II.8.1.6 SISTEMA DE SEPARAÇÃO E TRATAMENTO DO ÓLEO, GÁS E ÁGUA

O sistema de separação de óleo, água e gás consiste dos seguintes componente.

- Separador de água livre;
- Sistema de aquecimento do óleo;
- Separador de produção;
- Tratadores Eletrostáticos (2 estágios);
- Resfriador de óleo estabilizado;
- Vaso de decantação de líquido;
- Sistema de remoção de H₂S;
- Sistema de desidratação do gás;

- Hidrociclone;
- Flotador;
- Resfriador do sistema de tratamento da água produzida;
- Sistema de tocha.

O FPSO terá capacidade de receber até 15 poços sendo 10 poços produtores de óleo. As outras 5 posições são híbridas e poderão ser interligadas a poços produtores de óleo ou poços injetores de água, gás ou WAG. O dimensionamento da planta considerou os seguintes parâmetros de projeto:

- Processamento total de líquido: 24.000 m³/d (150.000 bpd);
- Processamento total de óleo: 19.100 m³/d (120.000 bpd);
- Processamento total de gás: 5.0 MM m³/d (20°C, 1 atm);
- Processamento total de água produzida: 19.100 m³/d (120.000 bpd).

O óleo proveniente dos poços chega ao FPSO Cidade de São Paulo e recebe inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, anti-incrustante e anti-espumante de forma a aumentar a eficiência do processamento de óleo.

A planta de processo é equipada com um separador de água livre que promove a separação primária do óleo, gás e água, um sistema de aquecimento a montante do pré-tratador eletrostático, que eleva a temperatura a fim de adquirir as propriedades adequadas às melhores condições de processamento no pré-tratador eletrostático, que opera a uma pressão de aproximadamente 8 bar. Em seguida o óleo segue para o segundo estágio de tratamento eletrostático para o enquadramento dos parâmetros água e sal. O óleo é então medido e encaminhado para os tanques de carga para armazenagem. O esquema deste processo é apresentado na **Figura II.8.1-1**.

O gás obtido nos três estágios de separação é encaminhado para a unidade de tratamento do gás, que consiste em um sistema de compressão, desidratação, pré-tratamento para acerto de ponto de orvalho de hidrocarbonetos e sistema de separação de CO₂. O gás tratado é utilizado como combustível, como *gas lift*, exportado e injetado. A exportação é feita

através do gasoduto Sapinhoá - Lula. A corrente de CO₂ separada no processo é comprimida para injeção.

A planta de gás tem por objetivo atender os requisitos necessários para transporte e injeção do gás. A coleta, tratamento e compressão do gás atenderão às seguintes aplicações:

- Transporte para o continente
- Injeção no reservatório;
- Combustível para geração de energia elétrica;
- Utilização em gas lift como método de elevação.

A unidade de tratamento de gás terá a capacidade máxima de 5.000.000 m³/d, nas condições de temperatura de 20°C e de pressão de 1 atm (absoluta). A capacidade de exportação máxima será de 3.250.000 Sm³/d.

O processamento de gás se inicia com a compressão principal, seguindo pela desidratação do gás, ajustando o teor de H₂O a 1ppmv. Após a desidratação, o gás é encaminhado à unidade de ajuste de ponto de orvalho, para retirada de hidrocarbonetos pesados, para então seguir para a remoção de CO₂, cuja especificação é de 5%.

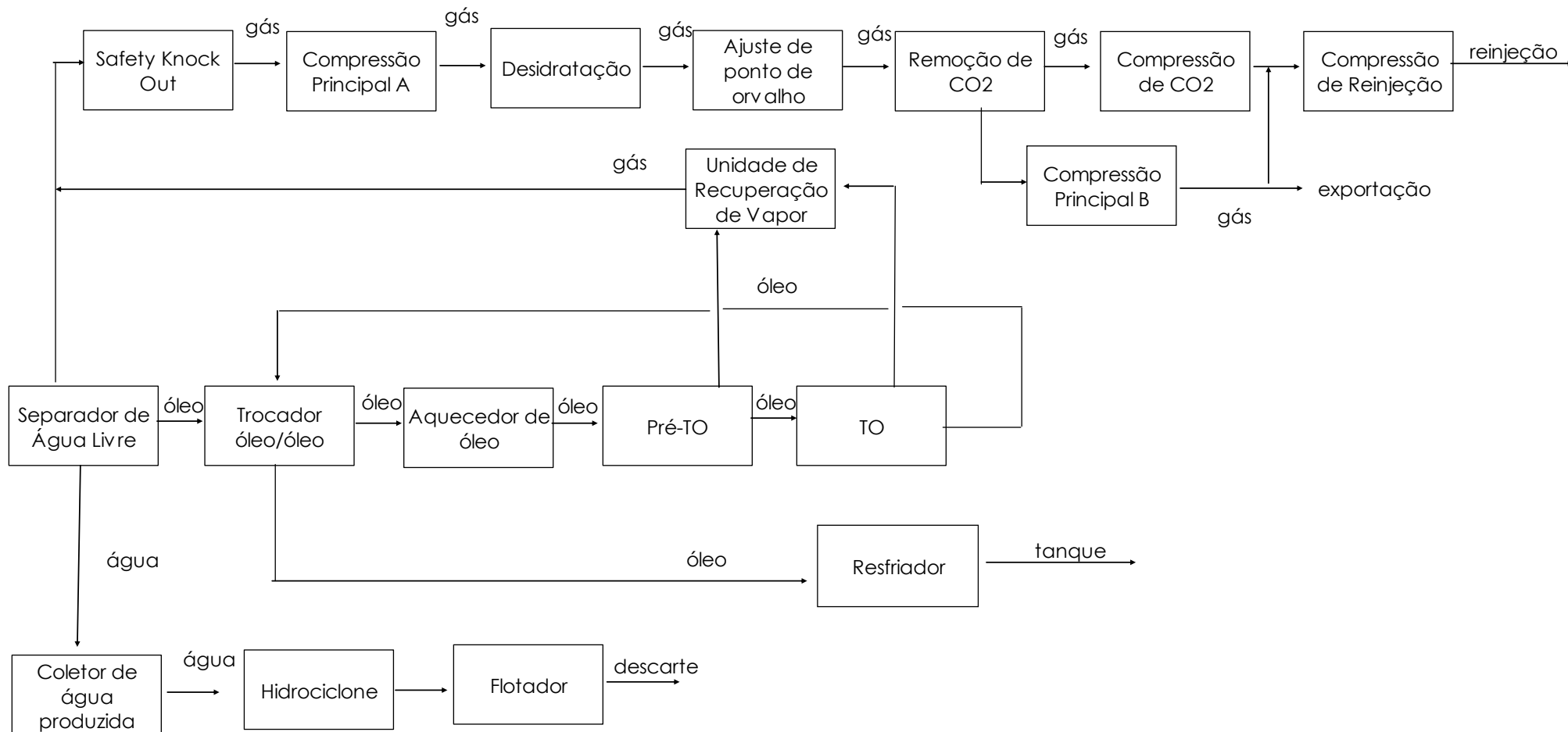


Figura II.8.1-1 – Planta de processo do FPSO Cidade de São Paulo.

II.8.1.7 SISTEMA DE TRATAMENTO DA ÁGUA DE INJEÇÃO

A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar corrosão na tubulação dos poços de injeção, formação de incrustação na tubulação dos poços de produção de óleo, obstrução do meio poroso da rocha-reservatório e proliferação de bactérias sulfato-redutoras, presentes nas rochas-reservatório.

Nos sistemas de água de injeção em reservatórios com grande potencial de incrustação, é necessário que a água captada da superfície do mar passe por uma Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU), cuja função é reduzir o teor de sulfatos na água, de aproximadamente 2700 mg/L (concentração usual para a água do mar) para valores em torno de 100 mg/L evitando assim a precipitação de sais insolúveis de sulfato como $BaSO_4$, $SrSO_4$ e $CaSO_4$.

A partir do sistema de captação e filtragem, a corrente de água será bombeada para os bancos de membranas onde sofrerá uma redução dos sulfatos.

A água utilizada no sistema de tratamento da água de injeção será captada no mar através de bombas de captação e passará pelos seguintes processos:

- a. Processo de filtragem para remoção de sólidos acima de 5 (cinco) μ ;
- b. Processo de dessulfatação para a redução do teor de sulfatos;
- c. Processo de desaeração a vácuo;
- d. Tratamento químico com injeção de biocida e sequestrante de oxigênio filtração para remoção de partículas arrastadas (protege as membranas de remoção de sulfato);

No processo de dessulfatação cerca de 50% da água será permeada e seguirá para saída da SRU, enquanto a outra metade será direcionada para o segundo estágio de membranas, sofrendo o mesmo processo de permeação.

Ao final dos dois estágios, a água dessulfatada, correspondente a aproximadamente 75% do fluxo inicial, seguirá para o sistema de injeção de

água, sendo o restante, o rejeito, correspondente a 25% do total, descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

Após o processo de filtragem é necessário a injeção de inibidor de incrustação (*Vitec 3000*), sequestrante de cloro (*Antichlor*) e o biocida (*RoCide DB-20*) com a finalidade de proteger as membranas da unidade de remoção de sulfatos.

Ressalta-se que o biocida *RoCide DB-20* será utilizado apenas durante as operações de manutenção do sistema, sendo descartado apenas 1 vez por semana ao longo de 1 hora.

O rejeito é basicamente constituído de água do mar concentrada de íons bivalentes, todos estes comuns à água do mar natural, como pode ser observado na **Tabela II.8.1-2**, acrescido do inibidor de incrustação, o sequestrante de cloro e o biocida (que é descartado apenas uma vez por semana durante uma hora).

Tabela II.8.1-2 - Quadro Comparativo entre a água do mar e a água dessulfatada da SRU do FPSO Cidade de São Paulo.

	Água do Mar	Rejeito
Bário (Ba^{+2}) mg/L	<1,0	<1,0
Bicarbonato (HCO_3^-) mg/L	150,0	406,0
Cálcio (Ca^{+2}) mg/L	504,0	1.350,0
Carbonato (CO_3^{-2})	0,0	0,0
Cloreto (Cl) mg/L	21.300,0	29.185,0
Estrôncio (Sr^{+2}) mg/L	9,0	28,0
Ferro (Fe^{+2}) mg/L	< 1,0	< 1,0
Magnésio (Mg^{+2}) mg/L	1.390,0	5.480,0
pH	8,0	7,2
Potássio (K^+) mg/L	226,0	520,0
Salinidade – mg NaCl/L	35.000	48.094,0

	Água do Mar	Rejeito
Sulfato (SO ₄ ⁻²) mg/L	2.834,0	13.185,0
Sódio (Na ⁺) mg/L	11.500,0	13.969,0

Considerando que a unidade ainda não está em funcionamento, foi utilizado de forma comparativa para esta avaliação e para elaboração da modelagem de dispersão do efluente da planta de injeção, o efluente proveniente de um equipamento similar instalado no FPSO Cidade de São Paulo cujas características são apresentadas na **Tabela II.8.1-3**.

Tabela II.8.1-3 – Dosagem de produtos químicos utilizados na SRU.

Produto Químico	Função	Concentração (ppm)
Vitec 3000	Inibidor de incrustação	3
Antichlor	Sequestraste de cloro	15
RoCide DB-20	Biocida	100

Abaixo está apresentado a **Figura II.8.1-2** com o fluxograma de processo da planta de tratamento de água de injeção.

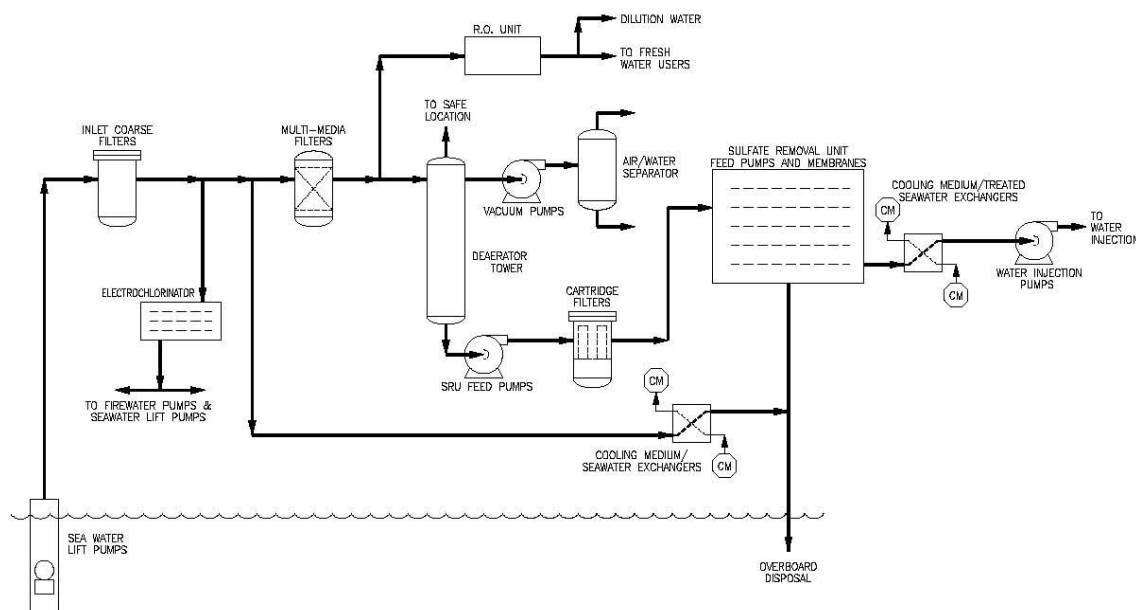


Figura II.8.1-2 - Fluxograma da planta de água de injeção.

A capacidade da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Cidade de São Paulo será de 24.000 m³/dia, produzindo uma vazão de 6.000 m³/d de efluente a ser descartado.

II.8.1.8 SISTEMA DE FORNECIMENTO DE ÁGUA INDUSTRIAL

A água industrial utilizada no FPSO Cidade de São Paulo é captada do mar. O sistema de captação de água do mar é projetado para atender aos subsistemas de combate a incêndio, trocador do sistema fechado de água de resfriamento e água de serviço.

II.8.1.9 SISTEMA DE TOCHA E VENT

A queima de gás na tocha ocorrerá somente durante as partidas, despressurizações do sistema de processamento em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Não haverá queima de gás produzido, pois este será utilizado no sistema de geração de energia do FPSO e o excedente será exportado por meio do Gasoduto SAPINHOÁ-LULA, e a partir

daí, interligando-se a malha de gasodutos até a Plataforma de Mexilhão (PMLX-1) de onde o gás escoará pelo Gasoduto PMLX-1-UTGCA para ser tratado na Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA).

O flare está projetado para queima sob condição de emergência. Este sistema se localiza na proa do FPSO a uma altura de 80 metros do deck principal, 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) para as pessoas e equipamentos. O sistema, constituído por uma única torre vertical com 2 subsistemas muito simples e independentes um de Alta Pressão - HP (maior que 10,3 kgf/cm²) e o outro de Baixa Pressão – LP (menor que 10,3 kgf/cm²). O condensado recuperado pelos dois subsistemas é enviado para o Tanque de Off-Spec. A **Figura II.8.1-3** traz uma representação esquemática do sistema do flare.

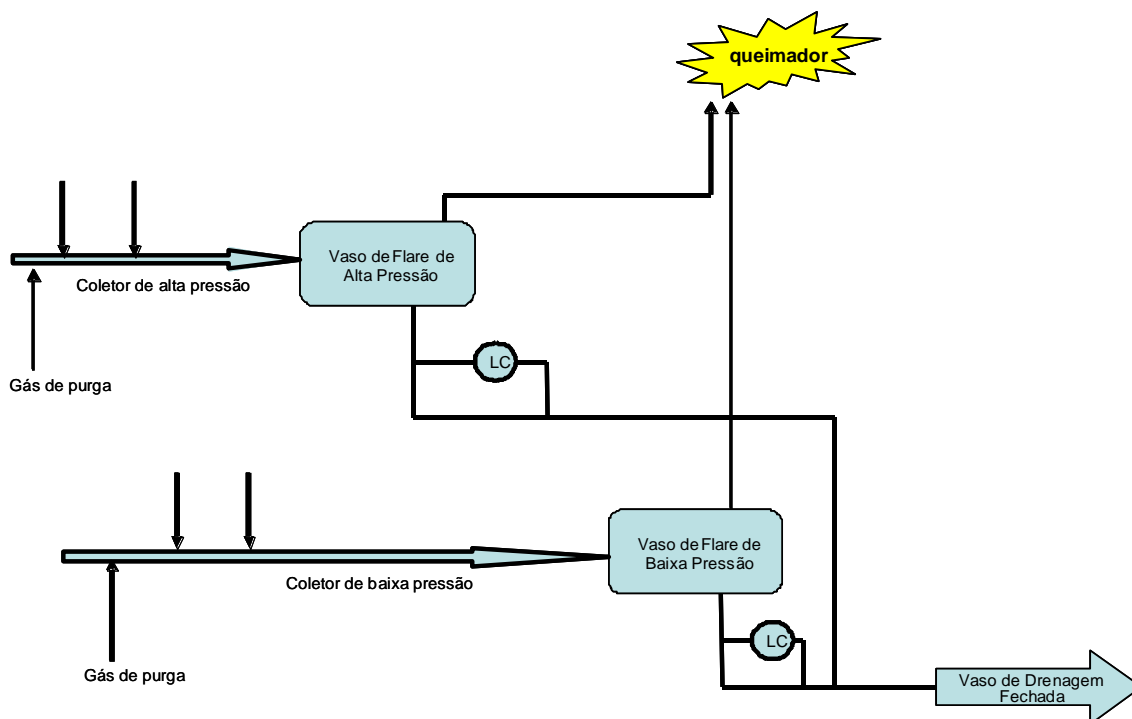


Figura II.8.1-3 - Fluxograma esquemático do Sistema do Flare.

Os Flares serão projetados para as seguintes vazões máximas:

- Flare HP: 5.000.000 m³/dia – Emergência;
- Flare LP: 1.367.400 m³/dia – Emergência.

Além dos sistemas de *flare*, 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.

O Sistema de Tocha foi projetado para queimar todo o gás produzido, caso ocorra parada na planta de processo ou no sistema de escoamento. Durante a operação normal haverá a chama permanente do piloto, com consumo de gás de 3.000 m³/dia.

II.8.1.10 SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA

O sistema de geração de energia do FPSO Cidade de São Paulo consiste de 3 turbo geradores de 28.628 MW cada, bicombustíveis, com consumo estimado de 5.339 m³/mês de diesel e 6.381.484 m³/mês de gás, cada gerador.

Haverá ainda 3 geradores auxiliares a diesel de 1.150 kW cada, com consumo estimado de 159,76 m³/mês, e 1 gerador de emergência de 1.2 MW a diesel com consumo estimado de 106,51 m³/mês.

O FPSO terá uma caldeira principal, instalada na popa do navio, responsável pelo vapor necessário ao acionamento das bombas de *offloading*. Esta caldeira irá operar com consumo estimado de 1.952.640 m³/mês de gás ou 2.627,79 m³/mês de óleo diesel e será equipada com sistema de tratamento de condensado e sistema de abastecimento de água, proveniente do sistema de água doce. Além de uma caldeira de emergência com consumo estimado de 5.075,79 m³/mês de óleo diesel.

O óleo diesel será utilizado somente durante a pré-operação ou em situações de emergência sendo substituídos por gás imediatamente após a estabilização da produção.

II.8.1.11 SISTEMA DE TRANSFERÊNCIA DE ÓLEO (OFFLOADING)

A transferência do óleo do FPSO Cidade de São Paulo para os navios aliviadores será realizada através de mangotes flutuantes. A vazão de transferência de óleo será de 7.400 m³/h.

Para o Piloto de Sapinhoá, está sendo considerado que as operações de alívio ocorrerão sempre que se observar a proximidade do enchimento total dos tanques do navio. A depender do ritmo da produção que estiver ocorrendo, deve-se programar o alívio para ocorrer cerca de 5 dias antes do enchimento dos tanques. Sendo assim, o descarregamento do FPSO para o navio aliviador será feito em aproximadamente 24 horas podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, haver pequenos atrasos ou antecipações destas operações de alívio.

O escoamento do óleo produzido será através de navios aliviadores em alinhamento do tipo *tandem* com o FPSO (**Figura II.8.1-4**), isto é, alinhando popa ou proa do FPSO com a proa do navio aliviador e em ambos existe um sistema de detecção de vazamento. A amarração entre ambas embarcações será feita com um cabo de polipropileno de 21” de diâmetro e denominado de “*hawser*”.

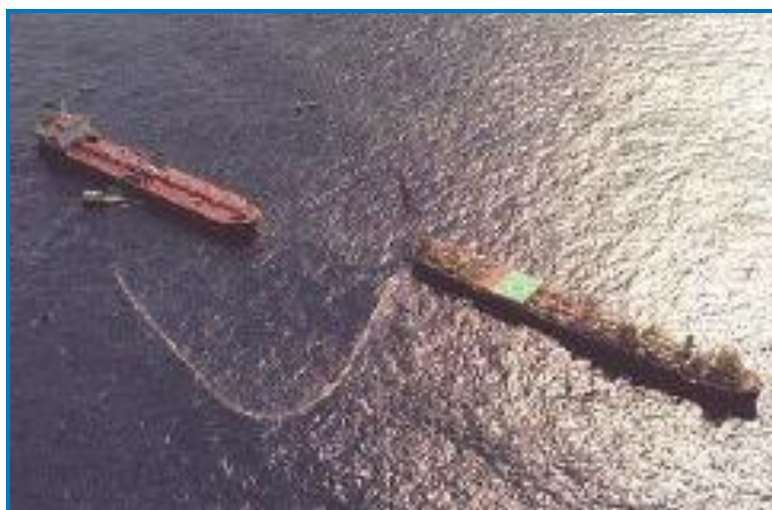


Figura II.8.1-4 - Exemplo de operação de transferência de óleo *in tandem*.

A operação de transferência de óleo (*offloading*) será realizada periodicamente, através de mangotes flutuantes, ficando o navio aliviador a uma distância de cerca de 150 metros do FPSO. O mangote de transferência possui dupla carcaça, classe # 300 e ficará armazenado em carretel. O óleo será bombeado através de uma estação de medição e seguirá para o navio aliviador através de uma mangueira flexível (mangote) de 20” de diâmetro e comprimento de 240 metros.

O procedimento operacional consiste das manobras de amarração, conexão, transferência (*offloading*), desconexão e desamarração sendo que todas as operações são devidamente acompanhadas pelo oficial de náutica, auxiliado por marinheiros de convés a fim de detectar vazamentos no mar.

As operações de amarração e desamarração, por segurança operacional, serão preferencialmente efetuadas à luz do dia e com boa visibilidade, com início previsto para antes do por do sol.

São consideradas como seguras as manobras de amarração até os seguintes limites médios de condições ambientais: ventos - 20 nós, ondas - 3,5 metros e correntes - 2 nós. Finalmente, sob forte chuva e ou tempestade de relâmpago, as operações de transferência serão interrompidas e as demais manobras adiadas ou completadas com muita cautela.

O mangote de *offloading* é equipado em uma extremidade com válvula automática que só pode 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 é instalado nesta extremidade da mangueira para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência.

Para garantir a segurança da operação existem também sensores instalados nos tanques que enviam sinais para um sistema supervisor, que monitora a transferência do óleo. Este controle é realizado através da detecção de vazamentos que se baseia na comparação instantânea das vazões medidas na saída do FPSO e na chegada do navio aliviador, em caso de variações entre os valores, a operação é interrompida imediatamente. Além disso, o nível de óleo dos tanques do navio aliviador é monitorado para evitar o transbordo destes.

Para operação de *offloading*, as embarcações contam ainda com uma câmera equipada com um sensor infravermelho para garantir maior segurança no monitoramento de vazamentos que possam ocorrer nas operações noturnas.

Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados durante a operação, esta é acompanhada permanentemente por uma pessoa em cada estação de *offloading*, garantindo assim a interrupção imediata da transferência de óleo.

A transferência é realizada com o sistema de gás inerte ligado mantendo a pressão de trabalho e teor de O₂ nos tanques em níveis normais de operação e segurança.

Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote passa por um processo de lavagem para remoção do óleo interior. Esse processo consiste no bombeio de água salgada proveniente do tanque *slop* limpo pelo mangote num regime de fluxo turbulento, no sentido do FPSO Cidade de São Paulo para o navio aliviador. A água bombeada para limpeza do mangote é enviada para o *slop tank* do navio aliviador e o mangote, recolhido ao FPSO.

II.8.1.12 GUINDASTES

A embarcação apresenta instalados 2 guindastes:

- Guindaste de Convés, instalado no deck de proa a boreste com capacidade para 15 t e raio de alcance de 20 m;
- Guindaste de Convés, instalado no deck de popa a boreste com capacidade para 15 t e raio de alcance de 22 m.

Um monotrilho será instalado de forma a capacitar a transferência de equipamentos pesados de qualquer módulo do navio para áreas de manutenção e reparo.

II.8.1.13 ACOMODAÇÕES

As acomodações se localizam na popa da embarcação, possuindo capacidade para 120 pessoas.

II.8.1.14 ÁGUA POTÁVEL

O Sistema de Água Potável irá fornecer a água necessária aos usuários em todo FPSO, bem como a água a ser usada no Tratamento Eletrostático, como água de diluição para a remoção da salinidade e enquadramento do óleo às especificações requeridas.

O sistema de água potável do FPSO Cidade de São Paulo é composto por duas unidades de osmose reversa.

II.8.1.15 COMBUSTÍVEIS

Os combustíveis utilizados são: o gás produzido e em caso de emergência o óleo diesel marítimo que será utilizado em caso de emergência e antes da estabilização da produção de gás.

II.8.1.16 ADITIVOS QUÍMICOS DA UNIDADE DE REMOÇÃO DE SULFATOS (SRU)

Os aditivos químicos a serem utilizados na Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) serão o Vitec 3000 (inibidor de incrustação), Antichlor (sequestrante de cloro) e o biocida RoCide DB-20. Ressalta-se que o produto RoCide DB-20 será utilizado somente nas operações de manutenção, sendo descartado durante 1 hora apenas 1 vez na semana. A composição dos químicos estão na **Tabela II.8.1-4**.

Tabela II.8.1-4- Composição dos produtos químicos utilizados na SRU do FPSO Cidade de São Paulo.

Produto Químico	Função	Concentração (ppm)
Vitec 3000	Inibidor de incrustação	3
Antichlor	Sequestrante de cloro	15
RoCide DB-20	Biocida	100

II.8.1.17 ADITIVOS QUÍMICOS DA PRODUÇÃO

Os aditivos químicos são produtos utilizados na unidade e nas linhas do sistema de coleta e elevação. Ressalta-se que estes produtos não serão descartados diretamente ao mar.

- Inibidor de Hidrato - Etanol;
- Silicone (Anti-Espumante) - DC2-9162, DC2-9145, Polan P JJ Sol;
- Antiincrustante - Polan Coridos 93 P10 DO;
- Desemulsificante - Dissolvan 974, Dissolvan 040, Dissolvan 948, BD-009;
- polieletrólito - Dismulgan V 3377, Bozefloc 635, EC-1353 A;
- Inibidor de parafina - COMESP 2528S, P 124, REPA 61 VOP;
- Sequestrante de H₂S - BD-008-05, Highsorb AL 50, Fongarsorb.T50.

II.8.1.18 ÁGUA DE RESFRIAMENTO

A captação da água salgada do oceano para uso no resfriamento dos equipamentos da planta de processo (motores, equipamentos elétricos, ar condicionado, sistemas de utilidades e produtos).

Desta forma, a vazão de descarte desta água poderá ser no máximo equivalente ao volume de captação. Ressalta-se que essa água percorrerá circuito fechado na unidade, não havendo possibilidade de contaminação com qualquer tipo de produto, mas apenas tendo sua temperatura elevada. Para descarte, todo o sistema foi dimensionado de forma que a temperatura não seja superior a 40°C.

II.8.1.19 ÁGUA DO SISTEMA DE DRENAGEM

O sistema é composto por 3 sub-sistemas:

- Sistema aberto contaminado;

- Sistema aberto não contaminado;
- Sistema fechado.

Sistema aberto contaminado

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto contaminado são geradas na unidade e correspondem às águas de lavagem da planta industrial, da área de armazenamento de insumos combustíveis e do setor de lavagem de peças e equipamentos, associados ainda às águas pluviais que incidem sobre estas áreas e que podem carrear resíduos oleosos. Toda esta água que pode vir a ser contaminada por óleos e graxas é coletada por drenos e sistemas de bandejamento, sendo encaminhada para o tanque de slop sujo.

Caso o efluente tenha nível de TOG acima de 29 ppm a válvula é fechada e o efluente retorna ao sistema para tratamento. O efluente descartado é quantificado através do controle do número de vezes que o volume do tanque é descartado ao mar.

Sistema aberto não contaminado

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto não contaminado são geradas por águas de lavagem e águas pluviais que incidem em áreas sem possibilidade de contaminação por óleo. Esta corrente é encaminhada para o tanque de slop sujo, por gravidade.

Sistema fechado

O sistema fechado de drenagem é composto pelos equipamentos de processo (tanques, trocadores de calor, vasos, etc.) quando da necessidade de sua manutenção. Estes líquidos são bombeados para o tanque de óleo *off-spec*.

II.8.1.20 SISTEMA DE ANCORAGEM

O FPSO Cidade de São Paulo será ancorado na Área de Sapinhoá, em lamina d'água de 2140 metros, por um sistema do tipo *Spread Mooring* que é composto por 24 linhas de ancoragem, divididas em 4 grupos de 6 linhas cada.

Cada uma das linhas é composta de um trecho inferior de amarras, um trecho de cabo de poliéster e um trecho superior de amarra, chamada amarra de superfície. A configuração das linhas de ancoragem é em catenária livre, e os pontos fixos de ancoragem no leito marinho serão feitos por meio de estacas torpedos. A ancoragem do FPSO em sistema *Spread Mooring*, foi dimensionada e testada para operar em condições ambientais extremas (combinação de ventos, ondas e correnteza), sem causar danos a outros equipamentos e instalações submarinas no local.

As tensões de trabalho das 24 linhas instaladas garantem um passeio máximo do FPSO de 7 % da lamina d'água na condição intacta das linhas e 7,5 % na condição de uma linha rompida.

Todas as linhas de ancoragem possuirão dispositivos de monitoramento de tensão permitindo verificação da integridade do sistema de ancoragem como um todo, além disso, este sistema será inspecionado visualmente em frequência não superior a cada 2,5 anos, por meio de ROVs, e com relatórios a serem submetidos à Sociedade Classificadora para manutenção da Classe do FPSO. Vale ressaltar que todo o projeto e instalação do sistema de ancoragem será certificado pela Sociedade Classificadora *American Bureau of Shipping*.

Ressalta-se que na área onde será ancorado o FPSO Cidade de São Paulo, não está prevista a ocorrência hidratos nos sedimentos de leito e subleito raso. Como informação adicional, na instalação do sistema de ancoragem do Projeto do TLD de Sapinhoá não houve ocorrência de hidratos nos sedimentos de leito e sub-leito raso, tendo a atividade ocorrido conforme previsto.

A **Tabela II.8.1-5** apresenta a composição do sistema de ancoragem.

Tabela II.8.1-5 - Sistema de ancoragem do FPSO Cidade de Mangaratiba.

Componente	Descrição	Carga de ruptura
Estaca	Torpedo T-98	

Amarra de fundo	114 mm grau R3	1031 t
Cabo de poliéster	188 mm	1031 t
Amarra de superfície	114 mm grau R3S	1151 t

O processo de fixação do ponto de ancoragem (estaca torpedo - **Figura II.8.1-5**) consiste na descida da estaca até uma profundidade calculada, com um cabo de aço conectado no topo do mesmo, quando então o sistema é liberado caindo por gravidade. A estaca torpedo penetra no solo marinho sendo que o comprimento da estaca que penetra no fundo do mar, e o ângulo de inclinação da estaca são parâmetros a serem monitorados para o aceite da operação.



Figura II.8.1-5 - Estaca do tipo torpedo a ser utilizada na ancoragem.

II.8.1.21 SISTEMAS DE DETECÇÃO, CONTENÇÃO E BLOQUEIO DE VAZAMENTOS

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos foram projetados de forma a atender aos requisitos estatutários (ex.: Requisitos de Bandeira, SOLAS, MARPOL, ISM CODE, ISPS CODE, Classificadora,

Legislação do país, etc), Requisitos do cliente e requisitos internos da Operadora.

Sistema de Segurança e Bloqueio (SSDS)

O Sistema de Segurança e Bloqueio (SSDS) do FPSO Cidade de São Paulo foi desenvolvido com base no API RP 14C (7ª edição, Março de 2001), entre outros determina os requisitos mínimos de segurança para os sistemas de superfície da unidade. Faz parte do processo de execução desse 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 - tem por objetivo identificar as escalas de risco que podem ocorrer durante a operação). O Sistema de Segurança e Bloqueio (SSDS) consiste dos seguintes sistemas integrados:

- Sistema de Gás e Incêndio (FGS);
- Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD);
- Sistema de Bloqueio de Processo (PSD).

Fazem parte do Sistema de Segurança e Bloqueio (SSDS) os equipamentos transmissores, sensores e interruptores manuais, o sistema lógico, as válvulas solenóides de bloqueio e a interface operacional. Todos os elementos do SSDS são completamente dissociados, dos elementos utilizados no Sistema de Controle de Processamento (SCP), tanto do ponto de vista físico como elétrico.

Os sistemas foram desenvolvidos à prova de falhas e de maneira que o SCP não reinicie automaticamente qualquer equipamento quando o iniciador de bloqueio retorne ao modo normal ou a energia seja restaurada. A energia do SSDS é proveniente de duas fontes independentes de energia, sendo uma sobressalente.

O Sistema de Gás e Incêndio (FGS) atende a todo o FPSO e foi desenvolvido obedecendo à critérios da certificadora, entre outros. De maneira geral, o FGS compreende o monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e/ou inflamáveis possam ocorrer.

A detecção desses eventos irá, então, iniciar o alerta dos tripulantes através do sistema público de informação desencadeando uma série de ações que visam minimizar as consequências do evento. Ações de controle encontradas no FGS têm interface direta com o Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança. O FGS consiste de:

- 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, caso necessário;
- Inundação de áreas afetadas com agente extintor de maneira a extinguir o fogo;
- Ativação manual do bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário;
- Permitir imediata e exclusiva operação;
- Efetuar extensos diagnósticos de fornecimento de energia e circuitos elétricos, devido a perda de energia ou falhas;
- Alarmar imediatamente no painel de controle quando da detecção de incêndio;
- Painel central de FGS para o FPSO localizado na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos sub-painéis localizados em outras áreas do FPSO;
- Sub-painel que atende as acomodações localizados 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 Infra-vermelho (IR);
- Alarmes visuais e sonoros.

Sistema Emergencial de Bloqueio

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 emissão de materiais tóxicos, inflamáveis ou explosivos. 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;
- Permite fácil manutenção, reparo e identificação de falhas.

II.8.1.22 SISTEMA DE INCÊNDIO

O FPSO Cidade de São Paulo é protegido por sistemas de incêndio convenientemente localizados em diversas áreas da unidade. Os sistemas são do tipo dilúvio, automaticamente ativados por fusíveis ou manualmente na sala de controle.

O heliponto e a área de *offloading* são protegidos por sistema de extintores de espuma. O maquinário existente no FPSO Cidade de São Paulo, bem como espaços entre os equipamentos são equipados com extintores fixos de CO₂ ou *Water mist*.

O sistema de combate a incêndio compreende 2 bombas, com capacidades de 560 m³/h e 280 m³/h para atender a 100% da demanda requerida no FPSO. A **Tabela II.8.1-6** apresenta os equipamentos para combate a incêndio no FPSO Cidade Angra dos Reis.

Tabela II.8.1-6- Equipamentos utilizados no sistema de combate a incêndio.

Equipamento	Características
Bomba de incêndio #1	1.850 m ³ /h
Bomba de incêndio #2	1.850 m ³ /h
Bomba <i>jockey</i> #1	50 m ³ /h
Bomba <i>jockey</i> #2	50 m ³ /h
Tanque de espuma #1	6000 litros
Tanque de espuma #2	n/a litros
Equipamento de CO ₂ / <i>WATER MIST</i>	Distribuídos na sala de máquinas, sala de bombas, etc.

O sistema de combate a incêndio é composto de:

- 1 - Sistema de Água;
- 2 - Sistema de espuma;
- 3 - Sistema a gás de combate a incêndio;
- 4 - Extintores portáteis;
- 5- Water Mist.

II.8.1.23 SISTEMAS DE MANUTENÇÃO

A unidade FPSO Cidade de São Paulo possui um padrão documentado contendo diversos procedimentos referentes a todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

II.8.1.24 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 Cidade Angra dos Reis. Fazem parte dos recursos de abandono o helicóptero, as baleeiras e os botes salva-vidas. O FPSO Cidade de São Paulo conta com 4 baleeiras com capacidade para 60 pessoas cada, 12 balsas salva-vidas com capacidade para 25 pessoas cada, 1 balsa salva-vidas com capacidade para 20 pessoas e 1 barco resgate para 6 pessoas.

II.8.1.25 SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA DE EMERGÊNCIA

O sistema de geração de energia de emergência do FPSO Cidade de São Paulo consiste de um turbo gerador reserva a diesel de 1.2 MW a diesel com consumo estimado de 106,51 m³/mês.

Esse sistema opera independente do sistema de geração de energia principal, sendo distribuído por cabeamento de emergência dedicado.

II.8.1.26 DRENAGEM

O sistema de drenagem é composto de drenagem aberta e drenagem fechada.

A drenagem fechada é a drenagem manual proveniente dos equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos, sem contato com a atmosfera. Este tipo de drenagem atende aos coletores relacionados à coleta de hidrocarbonetos líquidos de todos os vasos do processo de produção de óleo e gás, quando da necessidade de manutenção destes equipamentos. Assim, estes são despressurizados e os resíduos oleosos encaminhados para o tanque de drenagem fechada. Este sistema é composto dos coletores de drenos fechados, vaso de dreno fechado e bomba do sistema de dreno fechado. O óleo retirado deste dreno é reincorporado à planta de processamento.

A drenagem aberta é dividida entre drenagem aberta de áreas não classificadas e classificadas. Enquanto esta última é a drenagem proveniente

de pisos e skids de áreas que possam oferecer risco de contato com atmosferas explosivas ou vazamento de gás, as áreas não classificadas (áreas seguras) não propiciam ao líquido o contato com atmosferas explosivas ou gás e são provenientes de água da chuva e dilúvio.

Os líquidos da drenagem aberta serão direcionados para o tanque de slop. O gás é ventilado para local seguro, enquanto o líquido oleoso segue para o tanque de drenagem que por gravidade separará a água do óleo. A água oleosa do tanque de drenagem é encaminhada para o sistema separador de água e óleo (SAO). Esse equipamento possui alarme visual e sonoro que avisa caso o TOG no efluente seja superior ao padrão estabelecido de 15 ppm (MARPOL). Caso o efluente tenha nível de TOG acima de 15 ppm a válvula é fechada e o efluente retorna ao sistema para tratamento. O efluente descartado é quantificado através do controle do número de vezes que o volume do tanque é descartado ao mar.

Toda água oleosa com TOG acima de 15 ppm será estocada em tanques de slop, sendo então transferida para os navios aliviadores.

Desta forma, os possíveis vazamentos nos equipamentos da planta de processo são recolhidos nas bandejas (skids) e direcionados por gravidade para o tubulão do sistema de dreno aberto localizado sob a planta de processo, de onde seguem através de linhas providas de sifão para os tanques de slop.

O SAO é submetido a manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção da MODEC, a fim de manter o equipamento operando dentro dos padrões estabelecidos.

II.8.2 ANÁLISE HISTÓRIA DE ACIDENTES AMBIENTAIS

A análise histórica de acidentes é realizada por meio de consulta a bancos de dados, internacionais e nacionais, e por meio de literatura especializada, os quais permitem informações a respeito de acidentes tais como: causas, tipologias acidentais e número de vítimas.

A análise de acidentes passados, suas causas, efeitos e circunstâncias em que ocorreram são de fundamental importância para a identificação de processos e situações propícias a acidentes, facilitando, assim, a implantação de medidas tanto preventivas como corretivas e de intervenção em situações emergenciais.

De forma a possibilitar uma avaliação mais eficaz das referências estudadas, foram consultados bancos de dados relacionados à atividades *offshore*.

Deve-se ressaltar que os bancos de dados consideram somente acidentes relevantes (major hazards), ou seja, ocorrências que geraram consequências de médio e grande porte com repercussões significativas às instalações industriais, patrimônio público e privado, pessoas e meio ambiente, não incluindo pequenos vazamentos de produto.

II.8.2.1 FONTES DE INFORMAÇÕES

Foram utilizados dados de 2 (duas) referências, possibilitando, desta forma, uma maior aferição ou grau de confiabilidade das informações coletadas:

- WOAD – *Wordwilde Offshore Accident Databank* publicado pela DNV Technica;
- PARLOC – *The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines* publicado pelo HSE e *Institute of Petroleum* – IP.

As seções a seguir apresentam um resumo das duas referências utilizadas para a análise histórica de acidentes.

II.8.2.1.1 WOAD - Wordwilde Offshore Accident Databank

Nesta publicação são apresentados dados referentes a três tipos de unidades offshore para os períodos de 1970-1980 e 1980-1997:

- Unidades Móveis;
- Unidades Fixas;
- Outras.

Pelas definições apresentadas nesta referência, as instalações do FPSO foram classificadas como “outras”, classificação esta que inclui unidades flutuantes de estocagem e transferência.

Os dados mais significativos extraídos do WOAD estão apresentados a seguir. Ressalta-se que os dados apresentados nas tabelas foram coletados em nível mundial e foram considerados os períodos mais recentes (1980-1997).

II.8.2.1.1.1 Definições

II.8.2.1.1.1.1 Causas dos Acidentes

As causas de acidentes foram divididas em vinte e uma categorias, conforme relacionadas a seguir:

Falha da âncora: Problemas com a âncora, com a linha da âncora, equipamentos de ancoragem ou guinchos;

Blowout: Fluxo incontrolável de gás, óleo ou outros fluidos do reservatório;

Tombamento: Perda de estabilidade, resultando na completa virada da unidade (emborcar);

Colisão: Contato acidental entre uma unidade da atividade offshore e uma terceira unidade externa;

Contato: Contato acidental entre duas unidades da atividade offshore;

Acidentes com guindaste: Qualquer evento causado por / ou envolvendo guindaste ou outro equipamento para elevação;

Explosão: Explosão

Queda de material: Queda de objetos a partir de guindastes ou outros equipamentos de levantamento de carga. Queda do guindaste, botes salvavidas que acidentalmente caem no mar e homem ao mar estão incluídos;

Incêndio: Incêndio;

Afundamento: Perda de flutuação da instalação;

Encalhe: Contato com o fundo do mar;

Acidente com helicóptero: Acidente com helicóptero no heliponto ou outro lugar da instalação;

Entrada de Água: Alagamento da unidade ou compartimento causando perda de estabilidade / flutuação;

Adernamento: Inclinação incontrolada da unidade;

Falhas das Máquinas: Falha das máquinas de propulsão;

Fora de Posição: Unidade acidentalmente fora da posição esperada ou fora de controle;

Vazamento de Produto: Perda de fluido ou gás para as circunvizinhanças causando poluição ou risco de explosão/incêndio;

Dano estrutural: Falha por quebra ou fadiga de suporte estrutural;

Acidente durante reboque: Quebra ou problemas durante o reboque;

Problema no poço: Problema acidental com o poço;

Outros: Outros eventos não especificados anteriormente.

II.8.2.1.1.1.2 Tipos de Operações

Realizou-se a distribuição do tipo de acidente conforme a operação executada no momento da ocorrência. Seguem dispostas na continuação:

Perfuração - Atividade principal relacionada à perfuração incluindo desenvolvimento e exploração;

Ociosa - Ociosa, parada;

Operação - Atividade de teste, completação, abandono, mobilização, desmobilização ou carregamento;

Produção - Atividade principal relacionada à produção e injeção;

Construção - Unidade em construção;

Suporte - Atividade de suporte, p. ex.: acomodação;

Transferência - Transferência da unidade seja flutuando ou em navio ou barco.

II.8.2.1.1.1.3 Severidade dos Danos

Os danos decorrentes dos acidentes identificados foram classificados em 3 categorias, a saber:

1 - Danos Ocasionados ao Meio Ambiente

Adotou-se a seguinte subdivisão referente aos produtos vazados:

Óleo Cru - Óleo cru e óleo lubrificante;

Óleo e gás - Óleo e gás, ambos para a atmosfera;

Gás - Gás natural, incluindo gás combustível e gás sulfídrico;

Óleo Leve - Óleo combustível aquecido, óleo hidráulico, condensado, metanol, glicol, óleo diesel ou lama a base de óleo;

Produtos Químicos - Produtos químicos, lama a base de água para o mar ou para o ar.

Realizou-se a distribuição conforme a dimensão dos vazamentos segundo o critério apresentado abaixo:

Pequeno - Vazamentos de 0 – 9 toneladas (0 a 11 m³);

Moderado - Vazamentos de 10 – 100 toneladas (12 a 125 m³);

Significante - Vazamentos de 101 – 1000 toneladas (126 a 1250 m³);

Grande - Vazamentos de 1001 – 10.000 toneladas (1251 a 12500 m³);

Muito Grande - Vazamentos > 10.000 toneladas (> 12500 m³).

2 - Danos Ocasionados ao Homem

Os dados extraídos do WOAD permitiram apresentar a distribuição do número de acidentes fatais, considerando-se o tipo de acidente ocorrido nas plataformas.

3 - Danos Ocasionados ao Patrimônio

O Banco de Dados WOAD também apresenta informações sobre a severidade dos danos decorrente de acidentes nas unidades de perfuração. Os danos sofridos pela unidade móvel foram subdivididos de acordo com a seguinte classificação:

Perda Total - Perda total da unidade incluindo perda total da construção do ponto de vista das seguradoras;

Dano Severo - Dano severo para um ou mais módulos da unidade, grandes danos em equipamentos essenciais;

Dano Significativo - Dano sério e significativo para módulo ou área localizada da unidade.

II.8.2.1.1.2 Resultados das Pesquisas

Através da análise dos dados apresentados na **Tabela II.8.2-1** a seguir conclui-se que os tipos de acidentes que representam o maior número de ocorrências nesse tipo de instalação, é o Vazamento de Produto e Danos Estruturais respectivamente.

Tabela II.8.2-1– Tipos de Vazamento.

Tipo de Acidente	Número de Ocorrências
Falha da Âncora	13
Blowout	3
Tombamento	7
Colisão	29
Contato	24
Acidente com guindaste	16
Explosão	6
Queda de Material	6
Incêndio	17
Afundamento	12
Encalhe	14
Acidente com Helicóptero	2
Entrada de Água	5
Adernamento	2
Falha das Máquinas	1

Tipo de Acidente	Número de Ocorrências
Fora de Posição	25
Vazamento de Produto	74
Danos Estruturais	35
Acidente durante reboque	14
Problemas no poço	2
Outros	8

Analisando-se os dados expostos na **Tabela II.8.2-2** apresentada abaixo, conclui-se que aproximadamente 35 % dos acidentes ocorreram nas fases de produção.

Tabela II.8.2-2– Número de Acidentes por Modo de Operação.

Modo de Operação	Número Ocorrências	%
Perfuração	5	2,6
Ociosa	6	3,1
Operação	22	11,2
Produção	69	35,2
Construção	15	7,7
Suporte	45	23,0
Transferência	26	13,3
Outras	8	4,1
Total	196	100,0

Na **Tabela II.8.2-3** que segue apresenta-se à distribuição dos acidentes ocorridos que geraram vazamentos conforme o produto vazado e a dimensão do vazamento considerando todas as unidades móveis.

Tabela II.8.2-3 – Número de Acidentes por Modo de Operação.

Tipo do	Dimensão do Vazamento
---------	-----------------------

Vazamento	Pequeno	Menor	Significante	Grande	Muito Grande	Desconhecida
Óleo Cru	17	12	7	5	-	6
Óleo e Gás	2	1	1	1	-	3
Gás	5	-	-	-	-	9
Óleo Leve	5	1	1	1	-	-
Produtos Químicos	-	1	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-

Interpretando-se os dados expostos na tabela anterior conclui-se que o número de acidentes que ocasionaram vazamentos de grandes dimensões é pouco significativo quando comparado com o número de acidentes com dimensões de vazamento do tipo “Pequeno” e “Menor”.

O óleo cru é o produto que representa a maior incidência de vazamentos decorrentes de acidentes.

Conforme apresentado nos dados anteriores os vazamentos de óleo cru, óleo e gás e óleo leve, cujas dimensões são conhecidas, se pode identificar que, no período analisado (18 anos), 44 % das ocorrências foram de pequenos vazamentos (quantidades inferiores a 9 ton).

II.8.2.1.2 PARLOC - The Update of Loss Containment Data for Offshore Pipelines

O PARLOC – The Update Loss Containment Data for Offshore, desenvolvido por Mott Macdonald e publicado pelo HSE - Health and Safety Executive, Institute of Petroleum - IP e UKOAA – United Kingdom Offshore Operators Association do Reino Unido é um banco de dados com informações coletadas desde o ano de 1996 até o fim do ano de 2000.

As informações extraídas desta publicação referem-se a dados principalmente de linhas de processo de plataformas de exploração e dutos submarinos (com até 5 km de extensão e maiores que 5 km). Ressalta-se que embora as instalações referentes à publicação sejam plataformas, as

informações referentes às taxas de falha de tubulação serão utilizadas no cálculo de frequência das hipóteses acidentais, por retratarem situações referentes principalmente ao ambiente corrosivo nas quais se encontram, produto transportado nas mesmas e as causas naturais associadas aos acidentes.

Este relatório corresponde ao 5º já publicado (anteriormente foram lançadas publicações nos anos de 1990, 1992, 1994 e 1996), sendo analisados um total de 1.567 dutos instalados no Mar do Norte, correspondendo a um universo amostral de 24.837 quilômetros e uma experiência operacional por ano de 328.858 quilômetros de observação.

Os acidentes ocorridos foram analisados e agrupados de acordo com 5 (cinco) principais fatores, os quais foram considerados importantes para a análise da frequência de ocorrência dos cenários acidentais de vazamentos, conforme apresentado a seguir:

- Causa;
- Localização da tubulação afetada (riser, zona de segurança*, ou mid line**);
- Diâmetro da Tubulação;
- Comprimento da Tubulação;
- Produto transportado.

*Zona de segurança referem-se às tubulações com distanciamento menor ou igual a 500 metros a partir da plataforma.

**mid line referem-se às tubulações com distanciamento maior que 500 metros da plataforma.

Ressalta-se que foram reunidas algumas fontes de informação para a verificação dos dados de falha obtidos nesta referência. Tais publicações são listadas a seguir:

- UKOOA Catalogue, 1995;
- UK Health and Safety Executive (HSE) pipeline database, 1992;

- UK Department of Energy (DEn) pipeline records to 1984;
- Norwegian Petroleum Directorate (NPD) pipeline database;
- Subsea Guide and 6th Edition Field Development Guide, published by OPL;
- Pipeline Operators.

II.8.2.1.2.1 Causas dos Acidentes e Localização da Tubulação

As causas dos acidentes foram agrupadas de acordo com o localização do evento acidental. Desta forma, foram considerados 7 (sete) locais de ocorrência dos acidentes, a saber:

- Plataforma;
- Riser;
- Zona de Segurança;
- Mid Line;
- Poço: (até 500 m de um poço submarino);
- Zona Próxima ao Litoral;
- Monobóia.

A **Tabela II.8.2-4** a seguir apresenta a causa dos acidentes registrados por local do vazamento.

Tabela II.8.2-4 – Causas e locais dos acidentes

Causa	Local do Vazamento						
	Plataforma	Riser	Zona de Segurança	Mid Line	Poço	Zona Próxima ao Litoral	Monobóia

Impacto por Âncora	0	0	6	2	0	0	0
Impacto	0	0	1	8	0	0	0
Corrosão	1	5	5	11	4	0	0
Estrutural	0	1	0	0	0	0	0
Material	0	2	4	2	1	0	1
Naturais	0	0	0	0	0	0	0
Outras	0	4	2	4	1	0	0
Total	1	12	18	27	6	0	1

Conforme pode-se observar na tabela acima, a área de tubulação com maior registro de acidentes refere-se à *mid-line* (área com distanciamento maior que 500 metros com relação à plataforma), causado principalmente pelo processo corrosivo e por impactos externos (em sua grande maioria com navios).

Para as tubulações internas à plataforma (foi realizado um comparativo com o FPSO, salva as devidas diferenças) foi registrado apenas 1 (um) acidente, ou seja, os grandes acidentes em tubulações estão associados em grande parte às tubulações de extração e/ou envio de produto e não ao tratamento do mesmo.

II.8.2.1.2.2 Número de Acidentes por Tamanho de Furo

A **Tabela II.8.2-5** a seguir apresenta o levantamento da distribuição do tamanho dos furos e/ou consequências relacionadas às etapa de operação da plataforma.

Tabela II.8.2-5 – Distribuição dos tipos de consequência por operação.

Etapa	Número de Incidentes	Consequências					
		Sem vazamento	Com Vazamento	Vazamento de 0-20 mm	Vazamento de 20-80 mm	Vazamento de 80 mm ou maior	Porte de Vazamento Desconhecido
Operação	248	152	96	56	16	21	3

Parada	17	15	2	0	1	1	0
Construção	66	47	19	2	0	16	1
Antes do Comissio- namento	12	11	1	1	0	0	0
Hidroteste	20	4	16	7	1	7	1
Comissio- namento	3	1	2	0	1	1	0
Total	366	230	136	66	19	46	5

Conforme se pode observar na **Tabela II.8.2-5**, a maioria dos acidentes com tubulação (cerca de 63%) em plataformas não acarreta em vazamento. Dos vazamentos ocorridos, 66 acidentes (49% aproximadamente) são relativos a furos de até 20 mm e 46 acidentes (34% aproximadamente) são furos maiores que 80 mm, podendo se chegar até à ruptura total destas linhas.

II.8.3 IDENTIFICAÇÃO DOS CENÁRIOS AMBIENTAIS

A identificação dos cenários acidentais contempla a etapa de identificação dos perigos associados ao Desenvolvimento de Produção (DP) para o FPSO Cidade de São Paulo, localizado no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

As instalações pertinentes a este sistema são compostas do FPSO, sua interligação ao poço e processo de produção, excluídas as atividades relacionadas à perfuração.

Os perigos foram identificados através da técnica de Análise Preliminar de Perigos – APP, cujo detalhamento está mostrado no **item II.8.3.1**. A partir desta, foram definidas as hipóteses acidentais que serão avaliadas quantitativamente no cálculo de frequências, conforme mostrado no **item II.8.3.2**.

II.8.3.1 ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

II.8.3.1.1 Metodologia

A Análise Preliminar de Perigos (APP) (em inglês *Preliminary Hazard Analysis* - PHA) consiste em uma técnica desenvolvida pelo programa de segurança militar do Departamento de Defesa dos Estados Unidos.

Trata-se de uma técnica estruturada que tem por objetivo identificar os perigos presentes numa instalação, ocasionados por eventos indesejáveis. Normalmente, a APP é utilizada na fase inicial de projeto, embora venha sendo também bastante aplicada em unidades em operação, permitindo uma análise crítica dos sistemas de segurança existentes e a identificação das possíveis hipóteses de acidentes.

A APP focaliza os eventos perigosos cujas falhas têm origem na instalação em análise, contemplando tanto as falhas intrínsecas de equipamentos, de instrumentos e de materiais, incluindo erros humanos.

Na APP são identificados os perigos, suas causas, os efeitos (consequências) e suas respectivas categorias de severidade, sendo apontadas eventuais observações e recomendações pertinentes aos perigos identificados.

Os resultados estão apresentados em uma planilha, inserindo-se categorias de severidade e frequência, constituindo desta forma uma matriz de riscos. Vale ressaltar que as consequências foram analisadas para o meio ambiente.

Os resultados foram apresentados numa planilha modificada da APP, inserindo-se categorias de severidade e frequência, constituindo desta forma uma matriz de Riscos. Além disso, as consequências foram analisadas individualmente para Meio Ambiente. A técnica utilizada, com estas alterações na APP, foi denominada Análise Preliminar de Riscos - APR.

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 de risco utilizados neste trabalho.

A **Figura II.8.3-1** a seguir apresenta a planilha de Avaliação Preliminar de Riscos, cujos campos estão descritos no **item II.8.3.1.2**.

Figura II.8.3-1 – Modelo da Planilha da APP

		Avaliação Preliminar de Riscos						Data:		
		Instalação:						Revisão:		
Título:		Sistema:						Nº do Relatório:		
Subsistema:		Documentos:								
Trecho de Análise:										
Perigo	Causas	Efeitos	Detecção e Salvaguarda	Freq	M.A.		Imagem		Observações (O)/ Recomendações (R)	Cenário
					Sev	Risco	Sev	Risco		

II.8.3.1.2 Definições

- Sistema: Etapa do Processo Analisada;
- Perigo: Evento que define a hipótese acidental e está normalmente associado a uma ou mais condições com potencial de causar danos às pessoas, ao patrimônio ou ao meio ambiente;
- Composição: Substâncias que compõem a corrente descrita na coluna “Perigo” com respectiva porcentagem molar;
- Causas: Fatos geradores dos eventos acidentais descritos na coluna “Perigo”, que geralmente estão associados à ocorrência de falhas intrínsecas em equipamentos ou com a execução de procedimentos errados/inadequados (falhas operacionais/erros humanos);
- Efeitos: Possíveis consequências associadas a um determinado perigo;
- Detecções / Salvaguardas: Meio ou instrumentos de detecção de vazamentos ou das tipologias acidentais provindas dos vazamentos;
- Categoria de Frequência: Frequência de ocorrência das causas dos Perigos identificados. Foram adotadas as categorias sugeridas na Norma da PETROBRAS N-2782 e apresentadas no **Quadro II.8.3-1**;
- Categoria de Severidade: Graduação qualitativa do efeito associado ao cenário acidental, de acordo com a classificação apresentada no **Quadro II.8.3-2**, retirada da Norma PETROBRAS N-2782;
- Categorização do Risco: Relação estabelecida entre os níveis definidos de frequência e consequência de um determinado Risco, de acordo com a matriz de Risco estabelecido na Norma PETROBRAS N-2782 e apresentada no **Quadro II.8.3-3**;
- Observações (O) / Recomendações (R): Observações pertinentes ao risco e respectivos cenários acidentais, sistemas de segurança

existentes ou recomendações para o gerenciamento dos riscos associados;

- Cenário: Número sequencial do perigo identificado nas linhas.

Quadro II.8.3-1 - Categorias de Frequência

Categoria		Frequência	Descrição
A	Extremamente Remota	< 1 em 10 ⁶ anos	Conceitualmente possível, mas extremamente improvável de ocorrer durante a vida útil da Instalação. Não há referências históricas de que isto tenha ocorrido
B	Remota	1 em 10 ⁴ a 1 em 10 ⁶ anos	Não esperado ocorrer durante a vida útil da Instalação, apesar de haver referências históricas.
C	Pouco Provável	1 em 10 ² a 1 em 10 ⁴ anos	Possível de ocorrer até uma vez durante a vida útil da Instalação.
D	Provável	1 por ano a 1 em 10 ² anos	Esperado ocorrer mais de uma vez durante a vida útil da Instalação.
E	Frequente	> 1 por ano	Esperado ocorrer muitas vezes durante a vida útil da Instalação.

Quadro II.8.1-2 - Categorias de Severidade.

Tipo de ambiente (água)	Categoria de severidade	Volume vazado (V) em m ³ , 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 lólicas)	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 lânticas 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

Vale ressaltar que na análise foi considerada a severidade para regiões oceânicas e Grau API do óleo cru na faixa de 17,5 a 35.

Quadro II.8.1-3 – Matriz de Risco

					Categorias de frequência						
			Descrição / características		A	B	C	D	E		
			Pessoas	Patrimônio / continuidade operacional	Meio ambiente (ver Nota 1)	Imagem	Extremamente remota	Remota	Pouco provável	Possível	Frequente
							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 unidades similares	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação
Categorias de Severidade das Consequências	V	Catastrófica	Múltiplas fatalidades intramuros ou fatalidade extramuros (ver Nota 2)	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 (ver Nota 3)	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 da continuidade operacional	Danos insignificantes	Impacto insignificante	T	T	T	T	M

Categoria de Risco	Descrição
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).

II.8.3.1.3 Perigos Identificados

As planilhas da APP preenchidas encontram-se no **Anexo II.8-1**. Os eventos identificados na APP estão associados a liberações de óleo, nos trechos com as condições operacionais semelhantes entre equipamentos.

O **Quadro II.8.3-4** a seguir apresenta as hipóteses acidentais identificadas e classificadas para o meio ambiente, as quais serão quantificadas, do ponto de vista de frequência de ocorrência, na seção seguinte.

Quadro II.8.3 -4– Perigos Identificados

Hipótese	Descrição
1 e 2	Pequena e grande liberação de óleo com gás e água associados desde os poços de extração até o manifold de produção.
3 e 4	Pequena e grande liberação de óleo com gás e água associados desde o manifold de produção até os tanques de carga.
5	Grande liberação de óleo devido a ruptura dos tanques de carga.
6 e 7	Pequena e grande liberação de óleo desde os tanques de carga até o navio aliviador.
8	Liberação de condensado oleoso no sistema de adequação do ponto de orvalho.
9	Grande liberação de condensado oleoso devido a ruptura do tanque <i>Off-Spec</i> .
10 e 11	Liberação de água oleosa desde os estágios de separação da água associada ao óleo até o descarte.
12 e 13	Pequena e grande liberação de produtos químicos desde os tanques de armazenamento até a injeção.
14 e 15	Pequena e grande liberação de óleo diesel desde o recebimento até os tanques de estocagem.
16, 17 e 18	Lideração de QAV desde o armazenamento até o abastecimento de aeronaves.
19	Adernamento do FPSO.
20	Afundamento do FPSO.

II.8.3.2 AVALIAÇÃO DAS FREQUÊNCIAS DE OCORRÊNCIA DOS CENÁRIOS ACIDENTAIS

As hipóteses acidentais identificadas por meio da técnica de APP, relacionadas à vazamentos de produto e classificadas na categoria de severidade crítica para o meio ambiente terão a frequência de ocorrência calculada, de forma a fornecer subsídios quanto à tomada de decisão a respeito dos riscos das mesmas.

A seguir é apresentada a metodologia para o cálculo da frequência de ocorrência destas hipóteses acidentais.

II.8.3.2.1 Metodologia

Para a obtenção da frequência de ocorrência de cada hipótese acidental utilizada identificada, foram somadas as frequências das falhas dos componentes existentes nos trechos estudados, passíveis de sofrerem falhas, gerando liberação dos produtos.

Esse procedimento é equivalente à construção de uma árvore de falhas, na qual o evento topo é um portão “ou” e cujas entradas são as causas relacionadas com as falhas de tubulações, válvulas ou outros componentes associados ao trecho em questão.

Vale ressaltar que, de forma conservativa, não foi construída uma árvore de falhas considerando os sistemas de proteção existentes, árvore esta contemplando um portão lógico “e”; o que certamente diminuiria as taxas de falha apresentadas, na medida em que todos os valores calculados seriam reduzidos por um fator correspondente à probabilidade de falha na demanda – PFD dos equipamentos pertencentes ao sistema de segurança voltado para a contenção do inventário vazado nos trechos estudados.

A frequência de cada causa foi obtida multiplicando-se o número de componentes pela respectiva taxa de falha.

Para o cálculo da frequência das hipóteses acidentais, foi consultado o *HSE HEALTH & SAFETY EXECUTIVE. Offshore Hydrocarbon Releases Statistics – Hid Statistics Report HSR 2001 002*, Janeiro 2002, em função deste banco de dados apresentar os dados mais refinados, ou seja, por dimensões dos equipamentos e com distribuição da frequência para diferentes tamanhos de furos em instalações *offshore*.

O **Quadro II.8.3-5** a seguir apresenta as taxas de falha dos componentes consideradas no cálculo das frequências das hipóteses acidentais.

Quadro II.8.3-5 – Referências das Taxas de Falhas Pesquisadas.

Válvulas			
Tipo de válvula	Taxa (oc/ano)	Fonte	Página
Valve, Actuated, Block, D>11" – Taxa Global	8,04E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2 – Pág. 50
Valve, Manual, Block, D>11" – Taxa Global	3,95E-04	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2 – Pág. 56
Linha			
Tipo de Pipework	Taxa – Por Linha (oc/ano)	Fonte	Página
3"<D≤11" - Piping, Stell	5,87E-05	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2 – Pág. 43
D>11" - Piping, Stell*	5,49E-05	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2 – Pág. 43
Trocador de Calor			
Tipo	Taxa (oc/ano)	Fonte	Página
Heat Exchangers	2,92E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2 – Pág. 38
Outros Equipamentos			
Tipo	Taxa (oc/ano)	Fonte	Página
Riser	1,47E-05	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2 - Pág.49
Árvore de Natal Molhada - ANM	4,20E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2 - Pág.58
Crude Oil Storage Tank	2,57E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2 - Pág.35
Pressure Vessel	2,21E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2 - Pág.45
Pumps	3,95E-03	HSE - HSR 2001 002	Tabela 2 - Pág.47

Com base na distribuição dos tamanhos de furos para cada equipamento apresentadas no banco de dados HSE, foi definida a utilização da distribuição dos tamanhos dos furos apresentada no **Quadro II.8.3-6** a seguir.

Quadro II.8.3-6 – Distribuição para os tamanhos de furos

Distribuição HSE	Distribuição Adotada
< 10 mm	Pequenos Vazamentos
10 a 25mm	
25 a 50 mm	
50 a 75 mm	Médios Vazamentos
75 a 100 mm	
>= 100 mm	Grandes Vazamentos
Cenários onde não se aplica “tamanho de furo”	

Conforme observado no quadro anterior, o HSE fornece as porcentagens de ocorrência em diferentes tamanhos de furos. Dessa forma, algumas das faixas apresentadas foram agrupadas, para os portes de vazamentos definidos a serem utilizados, ou seja, pequenos vazamentos, médios vazamentos e grandes vazamentos.

O relatório do HSE fornece os dados das taxas de falha de diversos tipos de equipamentos, detalhando suas características, tais como: o tipo, material, forma de acionamento e range de diâmetro. As taxas de falha são obtidas através da divisão do número de vazamentos pelo número total de registros de cada equipamento, dispostos nas tabelas do referido relatório.

Também foi possível obter a taxa de falha para diversos tamanhos de furo, uma vez que o relatório do HSE detalha os vazamentos por categoria de furo, ou seja, <10 mm, 10 a 25 mm, 25 a 50 mm, 50 a 75 mm, 75 a 100 mm, >= 100 mm e não aplicável (cenários onde não se aplica “tamanho de furo”).

A partir deste detalhamento, o HSE também oferece a porcentagem de ocorrência de vazamentos de cada classe de furos, para que se obtenha a distribuição adequada da frequência.

O **Quadro II.8.3-7** a seguir apresenta as frequências utilizadas, considerando a distribuição de tamanhos de furo apresentada pelo HSE. Para os equipamentos que não possuem frequência de ocorrência para todos os portes de vazamento (por não existir registro de vazamento), será considerada

uma fração de 0,01 ou 1% de probabilidade de ocorrência, sendo este valor descontado da maior frequência de ocorrência por porte de vazamento do equipamento.

Quadro II.8.3-7 - Frequências utilizadas

Equipamento	Taxa de Falha (oc/ano)	Porte do Vazamento	Distribuição HSE	Taxa de falha com a distribuição considerada (oc/ano)
Linha de D>11"	5,49E-05	Grande Vazamento	0,16	8,78E-06
		Médio Vazamento	0,04	2,20E-06
		Pequeno Vazamento	0,8	4,39E-05
Válvula Atuada D>11"	8,04E-04	Grande Vazamento	0,01	8,04E-06
		Médio Vazamento	0,01	8,04E-06
		Pequeno Vazamento	0,98	7,88E-04
Válvula Manual D>11"	3,95E-04	Grande Vazamento	0,01	3,95E-06
		Médio Vazamento	0,18	7,11E-05
		Pequeno Vazamento	0,81	3,20E-04
Aquecedor	2,92E-03	Grande Vazamento	0,08	2,34E-04
		Médio Vazamento	0,01	2,92E-05
		Pequeno Vazamento	0,92	2,69E-03
Bomba	3,95E-03	Grande Vazamento	0,33	1,30E-03
		Médio Vazamento	0,01	3,95E-05
		Pequeno Vazamento	0,66	2,61E-03

Equipamento	Taxa de Falha (oc/ano)	Porte do Vazamento	Distribuição HSE	Taxa de falha com a distribuição considerada (oc/ano)
Vaso de Pressão	2,21E-03	Grande Vazamento	0,67	1,48E-03
		Médio Vazamento	0,11	2,43E-04
		Pequeno Vazamento	0,22	4,86E-04
Tanque de Estocagem de Óleo Cru	2,57E-03	Grande Vazamento	0,12	3,08E-04
		Médio Vazamento	0,38	9,77E-04
		Pequeno Vazamento	0,5	1,29E-03
Riser	1,47E-05	Grande Vazamento	0,01	1,47E-07
		Médio Vazamento	0,01	1,47E-07
		Pequeno Vazamento	0,98	1,44E-05
Árvore de Natal	4,20E-03	Grande Vazamento	0,04	1,68E-04
		Médio Vazamento	0,02	8,40E-05
		Pequeno Vazamento	0,94	3,95E-03

Em relação aos cenários de afundamento e adernamento do FPSO foi utilizado como referência o “*Reference Manual Bevi Risk Assessment*”, 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 assumem 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 a movimentação

de outras embarcações, rota de transportes e características do porto (quando pertinente), por exemplo.

A frequência para esses cenários pode ser obtida pela equação:

$$F = 6,7E-11 \times T \times t \times N$$

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.

No caso do FPSO Cidade de São Paulo estão previstas em torno de 44 operações de *offloading* por ano, sendo que cada operação leva aproximadamente 24 horas para ser concluída. Devido à localização dos poços de extração onde o FPSO irá atuar não fazer parte de rotas de embarcações diversas, a variável T será considerada igual a 1.

O **Quadro II.8.3-8** apresenta a frequência de ocorrência para cada hipótese acidental, considerando os componentes (equipamentos) relacionados ao trecho estudado.

Quadro II.8.3-8 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência Final (oc/ano)
1	Pequena liberação de óleo com gás e água associados desde os poços de extração até o manifold de produção.	Riser	1	1,44E-05	1,44E-05	4,01E-03
		Linha de D>11"	1	4,39E-05	4,39E-05	
		Árvore de Natal	1	3,95E-03	3,95E-03	
2	Grande liberação de óleo com gás e água associados desde os poços de extração até o manifold de produção.	Riser	1	1,47E-07	1,47E-07	1,77E-04
		Linha de D>11"	1	8,78E-06	8,78E-06	
		Árvore de Natal	1	1,68E-04	1,68E-04	
3	Pequena liberação de óleo com gás e água associados desde o manifold de produção até os tanques de carga.	Linha de D>11"	13	4,39E-05	5,71E-04	2,64E-02
		Válvulas atuadas	8	7,88E-04	6,30E-03	
		Válvulas manuais	12	3,20E-04	3,84E-03	
		Trocadores de Calor	3	2,69E-03	8,07E-03	
		Vasos de Pressão	5	4,86E-04	2,43E-03	
		Bombas	2	2,61E-03	5,22E-03	
4	Grande liberação de óleo com gás e água associados desde o manifold de produção até os tanques de carga.	Linha de D>11"	13	8,78E-06	1,14E-04	1,09E-02
		Válvulas atuadas	8	8,04E-06	6,43E-05	
		Válvulas manuais	12	3,95E-06	4,74E-05	
		Trocadores de Calor	3	2,34E-04	7,02E-04	
		Vasos de Pressão	5	1,48E-03	7,40E-03	
		Bombas	2	1,30E-03	2,60E-03	
5	Grande liberação de óleo devido a ruptura dos tanques de carga.	Vasos de Processo	12	3,08E-04	3,70E-03	3,70E-03
6	Pequena liberação de óleo desde os tanques de carga até o navio aliviador.	Linha de D>11"	2	4,39E-05	8,78E-05	4,91E-03
		Válvulas atuadas	2	7,88E-04	1,58E-03	

Quadro II.8.3-8 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência Final (oc/ano)
		Válvulas manuais	2	3,20E-04	6,40E-04	
		Bombas	1	2,61E-03	2,61E-03	
7	Grande liberação de óleo desde os tanques de carga até o navio aliviador.	Linha de D>11"	2	8,78E-06	1,76E-05	1,34E-03
		Válvulas atuadas	2	8,04E-06	1,61E-05	
		Válvulas manuais	2	3,95E-06	7,90E-06	
		Bombas	1	1,30E-03	1,30E-03	
8	Liberação de condensado oleoso devido à falha no sistema de adequação do ponto de orvalho.	Linha de D>11"	1	8,78E-06	8,78E-06	1,49E-03
		Vasos de Pressão	1	1,48E-03	1,48E-03	
9	Grande liberação de condensado oleoso devido a ruptura do tanque <i>Off-Spec.</i>	Vaso de Processo	1	3,08E-04	3,08E-04	3,08E-04
10	Liberação de água oleosa desde os estágios de separação da água associada ao óleo até o descarte.	Linha de D>11"	1	8,78E-06	8,78E-06	5,93E-03
		Vasos de Pressão	4	1,48E-03	5,92E-03	
11	Liberação de água oleosa para o mar acima dos padrões permitidos devido a falha do medidor de TOG.	Instrumento	1	5,26E-05	5,26E-05	5,26E-05
12	Pequena liberação de produtos químicos desde os tanques de armazenamento até a injeção.	Linha de D>11"	1	4,39E-05	4,39E-05	4,39E-05
13	Grande liberação de produtos químicos desde os tanques de armazenamento	Linha de D>11"	1	8,78E-06	8,78E-06	8,78E-06

Quadro II.8.3-8 – Cálculo de Frequência das Hipóteses Acidentais

Hip.	Descrição	Componente	Nº de elementos	Taxa unitária (oc/ano)	Taxa de falha (oc/ano)	Frequência Final (oc/ano)
	até a injeção.					
14	Pequena liberação de óleo diesel desde o recebimento até os tanques de estocagem.	Linha de D>11"	1	4,39E-05	4,39E-05	4,39E-05
15	Grande liberação de óleo diesel desde o recebimento até os tanques de estocagem.	Linha de D>11"	1	8,78E-06	8,78E-06	8,78E-06
16	Pequena liberação de QAV desde o armazenamento até o abastecimento de aeronaves.	Linha de D>11"	1	4,39E-05	4,39E-05	4,39E-05
17 e 18	Grande liberação de QAV desde o armazenamento até o abastecimento de aeronaves causada por falha na linha ou desconexão do mangote.	Linha de D>11"	1	8,78E-06	8,78E-06	8,78E-06
19	Adernamento do FPSO.	FPSO	1	7,08E-08	7,08E-08	7,08E-08
20	Afundamento.	FPSO	1	7,08E-08	7,08E-08	7,08E-08

Conforme se pode notar no cálculo das frequências das hipóteses acidentais anteriormente apresentado, a hipótese com maior frequência de ocorrência, refere-se à hipótese 3 (Pequena liberação de óleo com gás e água associados desde o manifold de produção até os tanques de carga) com frequência de ocorrência de 2,64E-02 oc/ano, ou seja, um acidente a cada 38 anos de operação. Cabe salientar que esse cenário agrega um longo trecho do processo de tratamento do óleo cru até sua estocagem, assim as frequências dos diversos equipamentos ao longo do trecho tendem a se acumular, tornado o cenário bastante conservativo.

Com relação às tubulações de entrada e saída de óleo cru do FPSO, ou seja, as tubulações com maior vulnerabilidade com relação ao meio ambiente, a maior frequência de ocorrência foi na hipótese 1 (Pequena liberação de óleo com gás e água associados desde os poços de extração até o manifold de produção), com frequência de ocorrência de 4,01E-03 oc/ano, ou seja, um acidente a cada 249 anos de operação.

Ressalta-se ainda, todo o conservadorismo dos cálculos, principalmente no que se refere à não amenização das frequências de ocorrência dos cenários acidentais em função dos sistemas de segurança existentes, considerações estas, que certamente garantem uma margem de segurança a respeito da tolerabilidade dos riscos do empreendimento.

II.8.4 AVALIAÇÃO DAS CONSEQUÊNCIAS

Os cenários simulados para esse estudo correspondem a três classes de volumes de derrame, estabelecidos pela Resolução CONAMA N° 398/08: pequeno (8 m³), médio (200 m³) e Volume de Pior Caso (300.000 m³). Para o TLD para o desenvolvimento do Piloto de Sapinhoá, o VPC foi definido como o volume correspondente ao afundamento do FPSO de maior capacidade que irá atuar nas Atividades de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Polo Pré-Sal – Bacia de Santos.

Nas simulações com volume de pior caso, o derrame de todo o volume foi considerado contínuo ao longo de 24 horas (afundamento de unidade), por um período de 31 dias. Enquanto que, nas simulações realizadas com os volumes de pequeno (8,0 m³) e médio (200,0 m³), considerou-se o vazamento de todo o volume de óleo instantaneamente, ou seja, no instante inicial da simulação, por 30 dias. Em função da definição das faixas de volume por ponto, as Hipóteses Acidentais com vazamento para o mar foram agrupadas por ponto, conforme mostra o **Quadro II.8.4-1**.

Quadro II.8.4-1 – Agrupamento das Hipóteses Acidentais por faixa de volume

Fase	Volume	Hipóteses Acidentais
Operação	8 m ³	1;6;9;10;11;14
	200 m ³	4;7;15
	VPC	2;5;19;20

II.8.4.1 MODELAGEM DE DISPERSÃO DE ÓLEO

Esta seção apresenta a síntese dos resultados da “Modelagem do Transporte e Dispersão de Óleo no Mar para a Atividade de Produção e Escoamento de Óleo e Gás do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos” (ASA, 2011) realizado para o TLD do Piloto de Sapinhoá.

Foram realizadas simulações numéricas determinísticas e probabilísticas de dispersão de óleo em três volumes de derrames:

- Pequeno - 8 m³ (vazamento instantâneo);
- Médio - 200 m³ (vazamento instantâneo);
- Volume de Pior Caso (VPC): 300.000 m³ (24 horas)

Vale salientar que o Polo Pré-Sal abrange um polígono, cujos vértices serviram como fronteiras limites para a avaliação de potenciais derrames de óleo na região. A **Figura II.8.4.1-1** apresenta a localização das sub-regiões e dos pontos de risco do Polo Pré-Sal, para a qual foram realizadas as simulações numéricas de potenciais acidentes com derrame de óleo. No **Quadro II.8.4.1-1** estão listadas as coordenadas geográficas dos pontos (DATUM SAD69) e a lâmina d'água local (em metros).

Simulações probabilísticas, determinísticas críticas e determinísticas para condições meteo-oceanográficas mais frequentes foram conduzidas para cenários ambientais que contemplaram o período de verão (janeiro a março) e inverno (junho a agosto).

As **Figuras II.8.4.1-2 a II.8.4.1-31** apresentam os resultados probabilísticos resumidos por faixas de volume, ponto e períodos do ano.

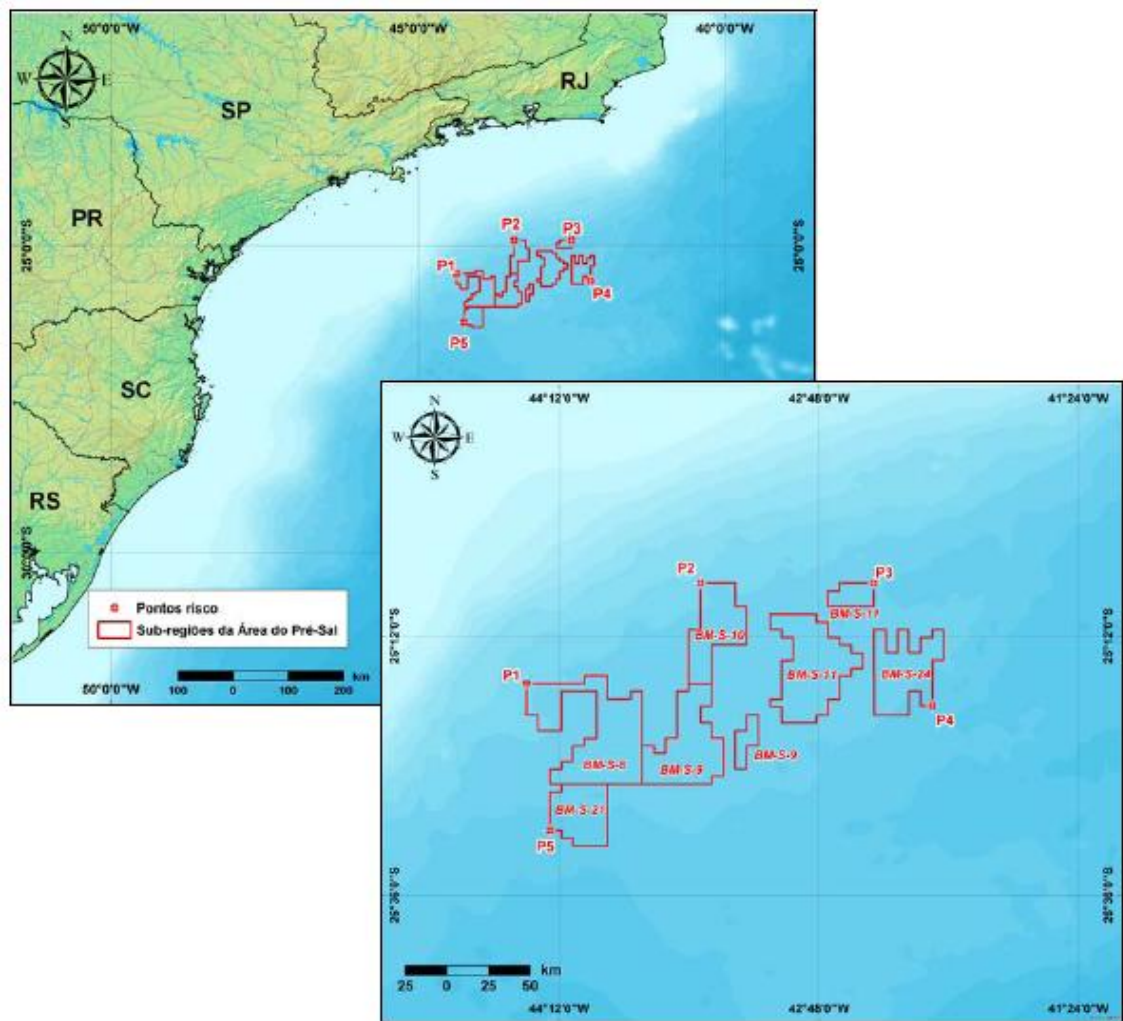


Figura II.8.4.1-1 – Localização dos pontos de risco e sub-regiões do Polo Pré-Sal (ASA, 2011).

Quadro II.8.4.1-1 – Coordenadas (SAD69) dos pontos de risco que delimitam Polo Pré-Sal (ASA, 2011).

Pontos	Sub-Região	Latitude	Longitude	Lâmina d'água (m)*
P1	BM-S-08	25° 27' 25,00" S	44° 22' 29,10" W	~1.900
P2	BM-S-10	24° 54' 53,80" S	43° 26' 13,80" W	~1.730
P3	BM-S-11	24° 54' 52,20" S	42° 30' 06,30" W	~2.160
P4	BM-S-24	25° 34' 50,30" S	42° 11' 15,50" W	~2.200
P5	BM-S-21	26° 14' 57,70" S	44° 15' 02,60" W	~2.400

*Carta Náutica DHN N°01

(1) Pequeno Volume – 8 m³

• **Ponto P1**

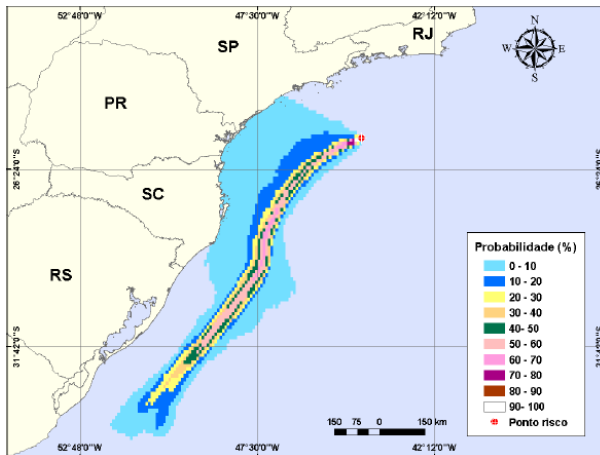


Figura II.8.4.1-2 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

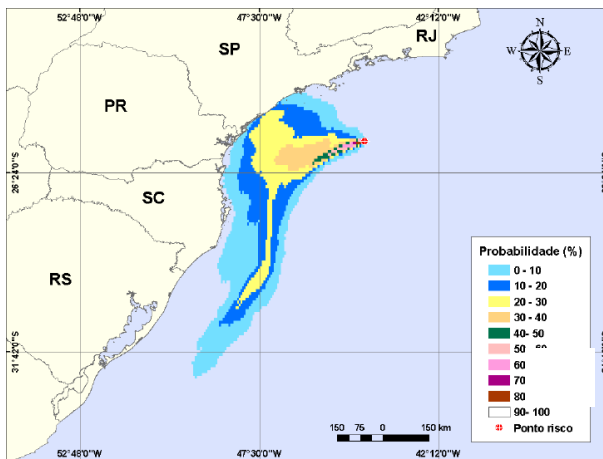


Figura II.8.4.1-3 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P2**

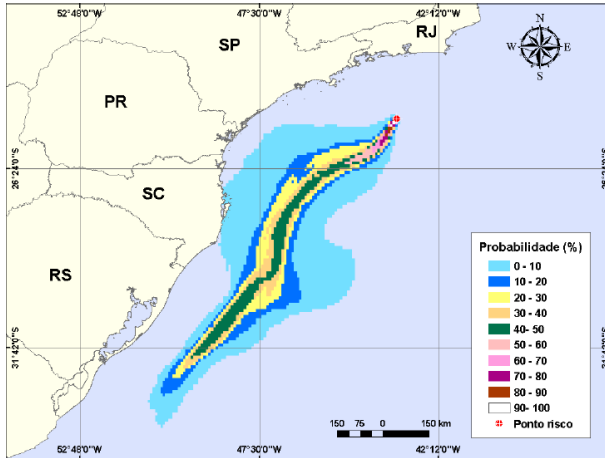


Figura II.8.4.1-4 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

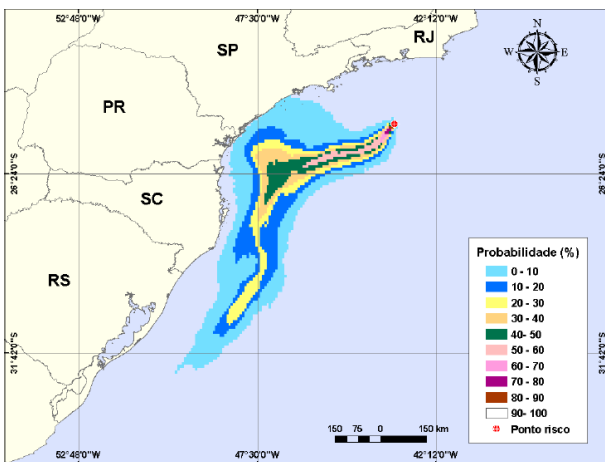


Figura II.8.4.1-5 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P3**

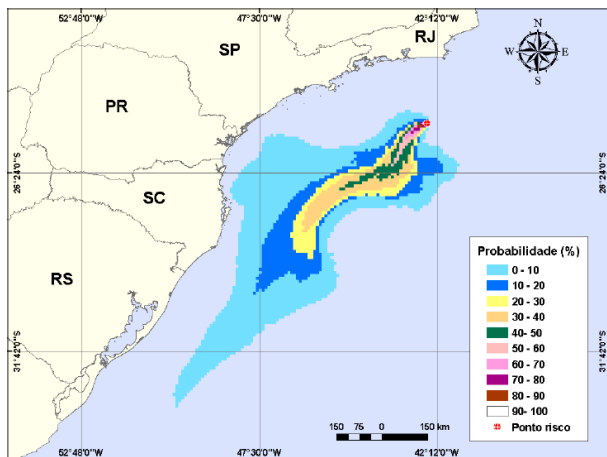


Figura II.8.4.1-6 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

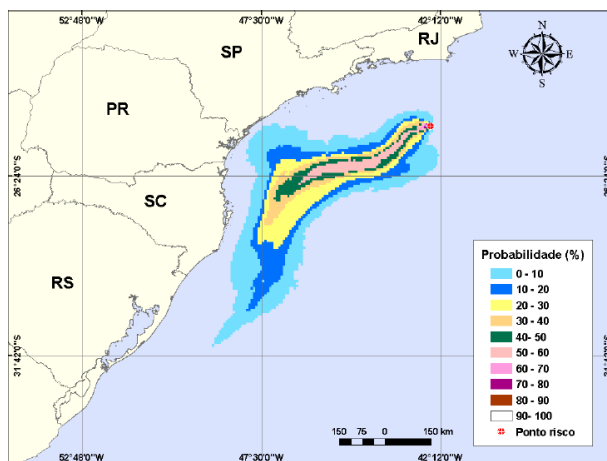


Figura II.8.4.1-7 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P4**

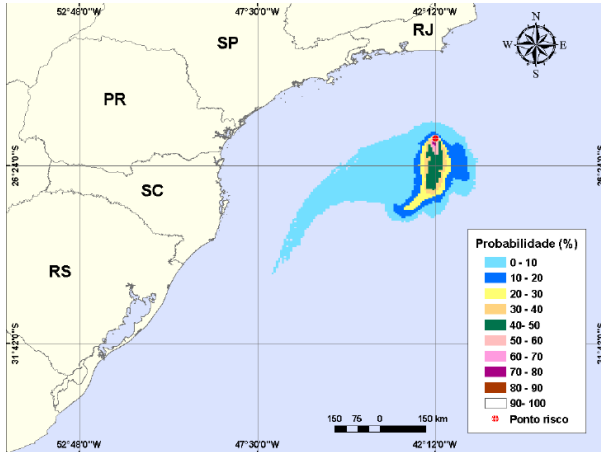


Figura II.8.4.1-8 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

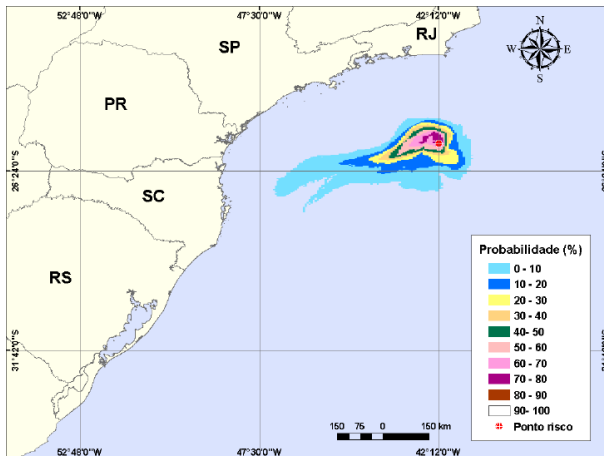


Figura II.8.4.1-9 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P5**

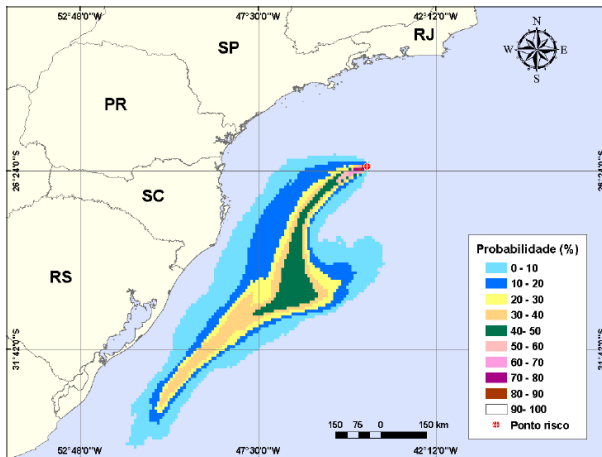


Figura II.8.4.1-10 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m^3 no cenário de verão na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

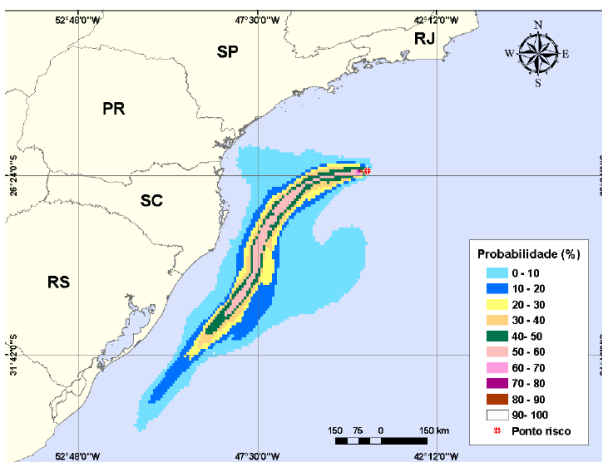


Figura II.8.4.1-11 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m^3 no cenário de inverno na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

(2) Médio Volume – 200 m³

- **Ponto P1**

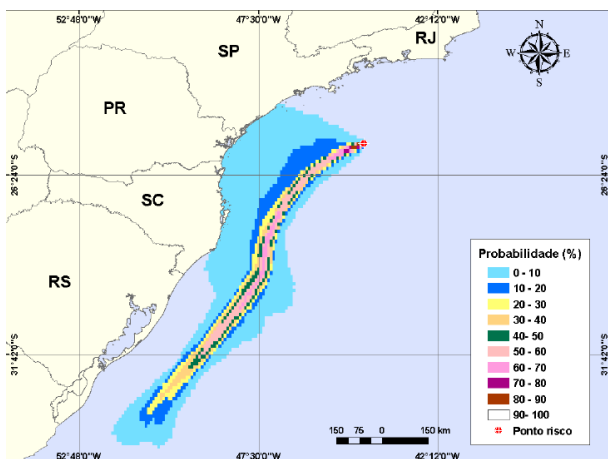


Figura II.8.4.1-12 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

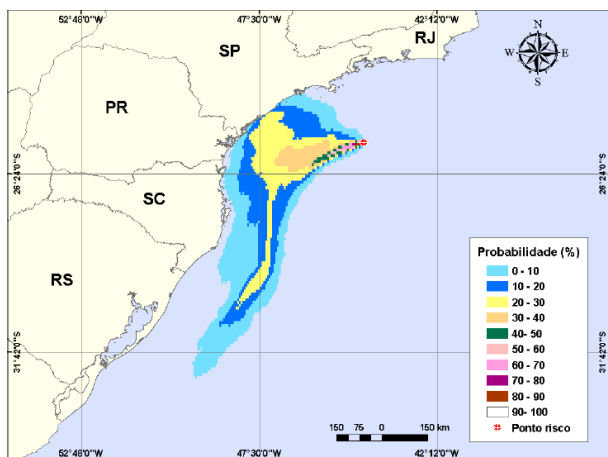


Figura II.8.4.1-13 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): A) Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P2**

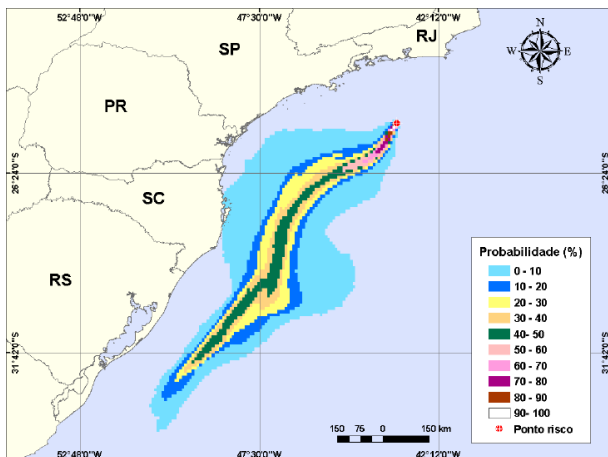


Figura II.8.4.1-14 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

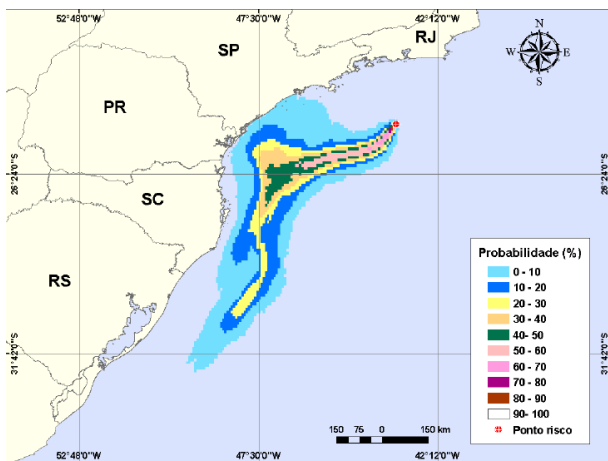


Figura II.8.4.1-15 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P3**

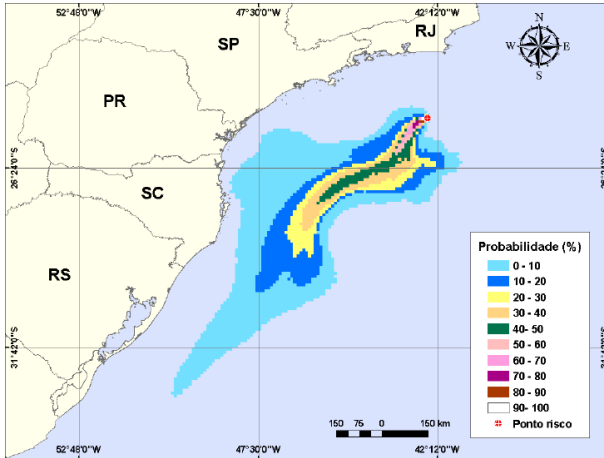


Figura II.8.4.1-16 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

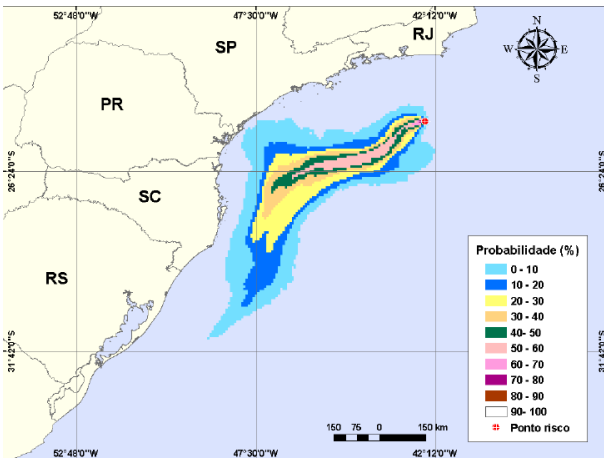


Figura II.8.4.1-17 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P4**

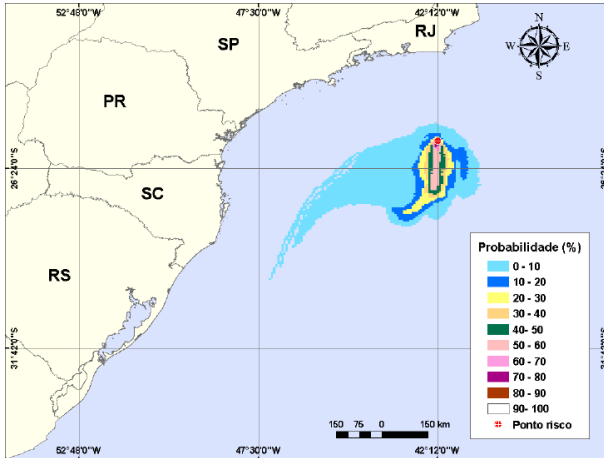


Figura II.8.4.1-18 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

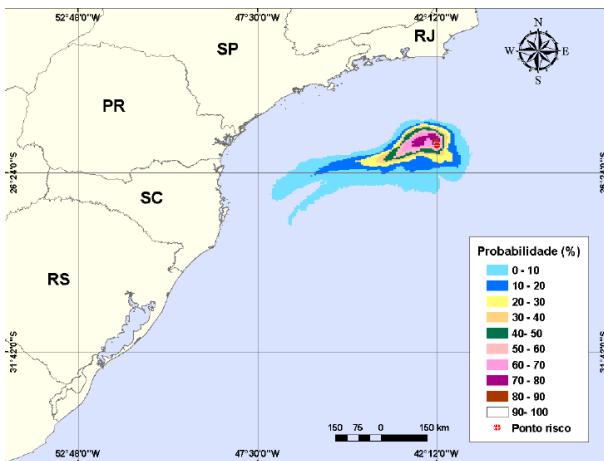


Figura II.8.4.1-19- Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P5**

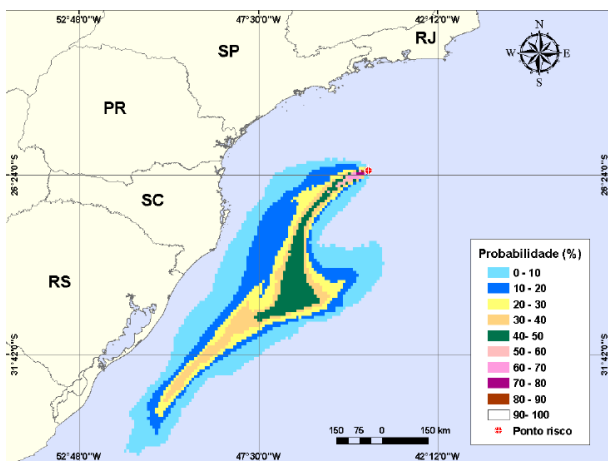


Figura II.8.4.1-20 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

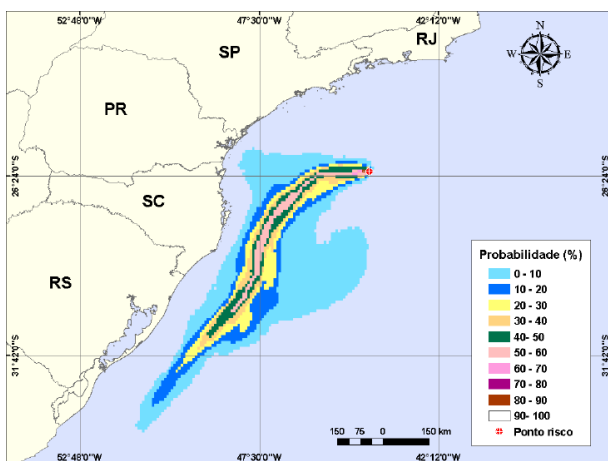


Figura II.8.4.1-21- Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

(3) Volume de Pior Caso (VPC) – 300.000 m³

- **Ponto P1**

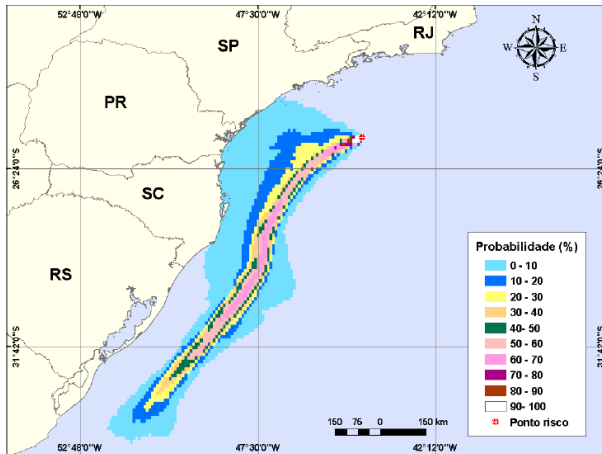


Figura II.8.4.1-22- Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de verão na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

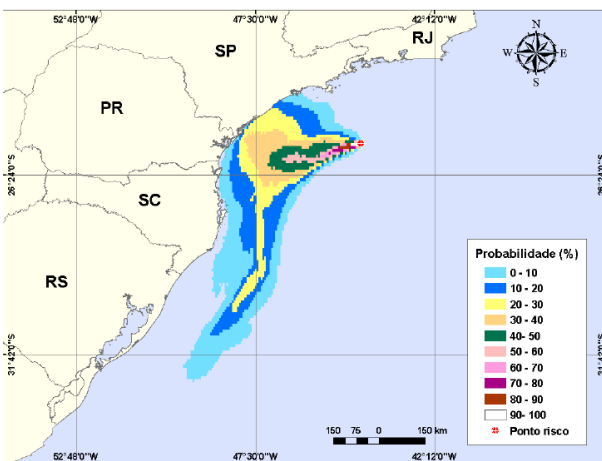


Figura II.8.4.1-23 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de inverno na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P2**

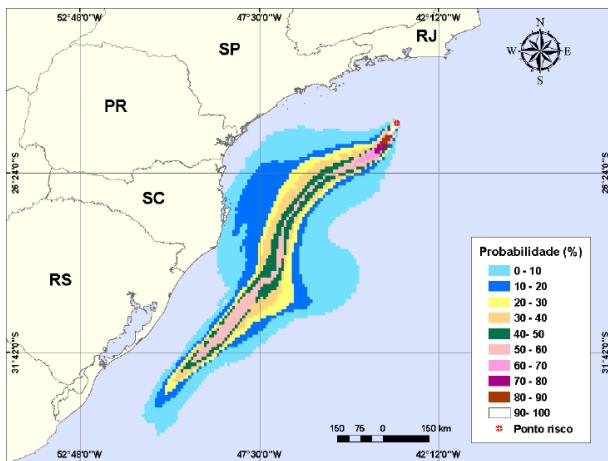


Figura II.8.4.1-24 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de verão na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

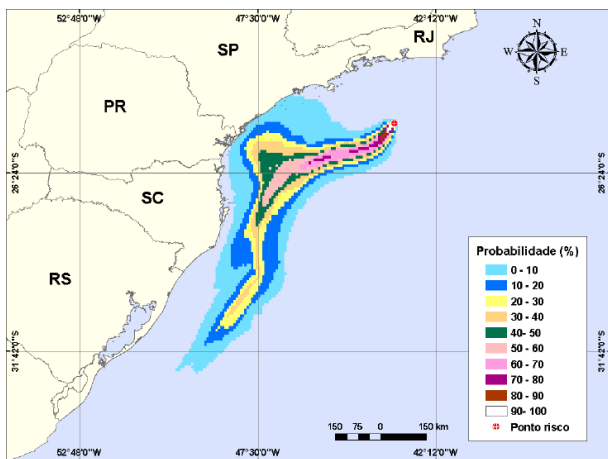


Figura II.8.4.1-25 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de inverno na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P3**

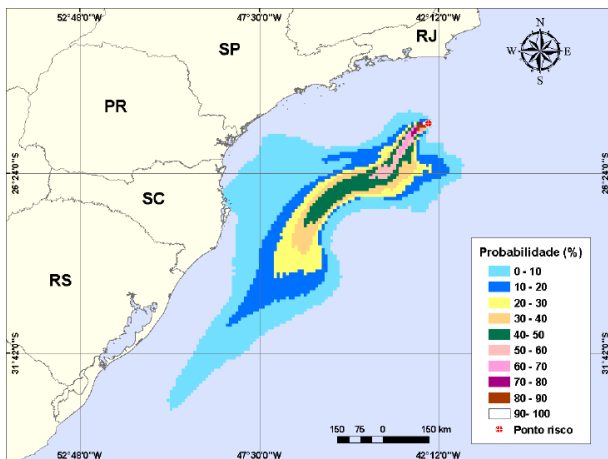


Figura II.8.4.1-26 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de verão na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

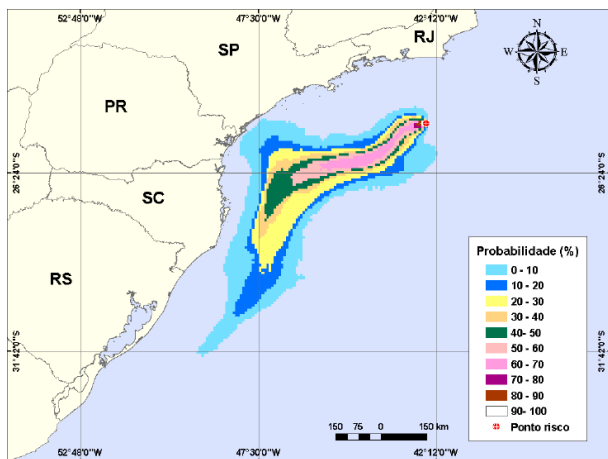


Figura II.8.4.1-27 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de inverno na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P4**

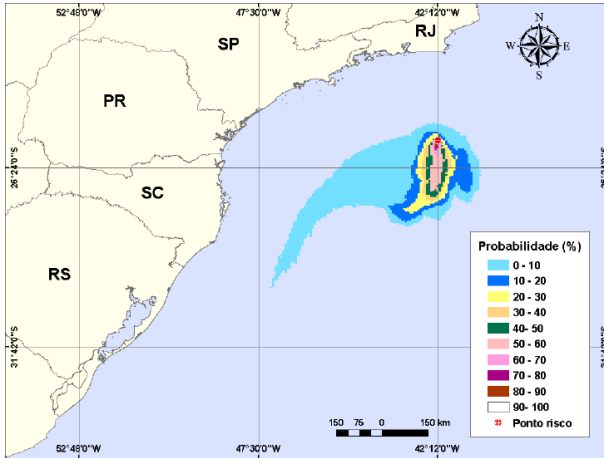


Figura II.8.4.1-28 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de verão na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

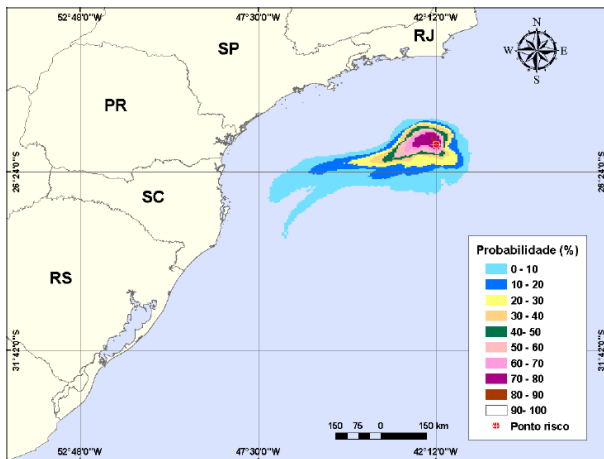


Figura II.8.4.1-29 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de inverno na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

- **Ponto P5**

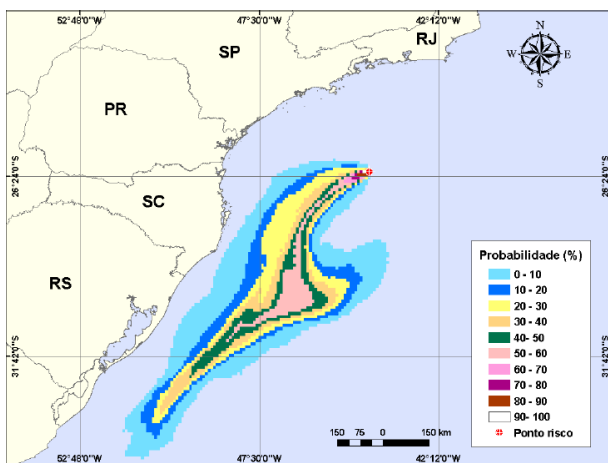


Figura II.8.4.1-30 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de verão na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

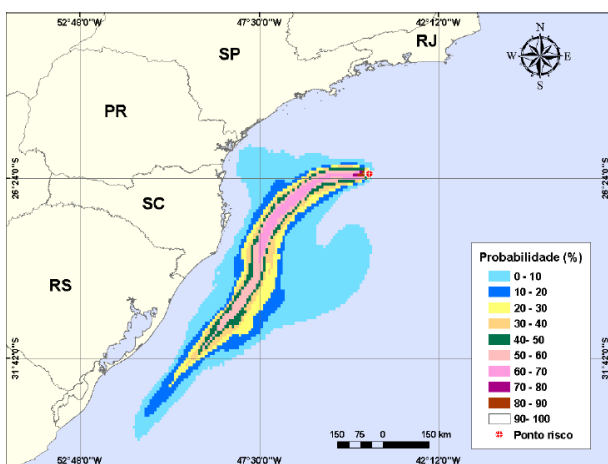


Figura II.8.4.1-31 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de inverno na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

Os resultados das simulações probabilísticas mostraram que, no verão, a probabilidade de toque para os cinco pontos do Pólo Pré-Sal se estende até uma

região mais ao sul, num trecho de, aproximadamente, 1.888,2 km compreendido entre os municípios costeiros de Peruíbe (SP) e Laguna (SC). Já no inverno, as simulações alcançaram uma região um pouco mais ao norte, num trecho de, aproximadamente, 311,1 km do Guarujá (SP) até Guaraqueçaba (SC). Essa extensão de toque relaciona-se principalmente aos cenários simulados para o BM-S-8 (P1) e BM-S-10(P2).

Em condições de verão, não há probabilidade de toque na costa para os cenários simulados a partir dos pontos de risco localizados nas sub-regiões dos blocos BM-S-24 (P4) e BM-S-21 (P5). Para o Bloco BM-S-11 (P3) apenas o cenário com volume de pior caso apresentou probabilidade de toque na costa. Em condições de inverno, observa-se que também não há probabilidade de toque na costa para os cenários simulados a partir dos pontos das sub-regiões dos blocos BM-S-11 (P3) e BM-S-24 (P4) e BM-S-21 (P5).

As maiores probabilidades de toque na costa foram calculadas para o período de inverno (24%), no Município de Iguape (SP). No verão, a probabilidade de toque em toda sua extensão foi igual ou inferior a 10%. O menor tempo de toque na costa ocorreu na Ilha da Queimada Grande, pertencente o Município de Itanhaém (SP), com 382 horas, durante o verão. No inverno, a Laje de Santos pertencente ao Município de Santos (SP), apresentou o menor tempo de toque (419 horas).

Os resultados das simulações dos cenários determinísticos críticos mostraram que o maior volume final de óleo que chega à costa foi de 69.916,0 m³ para o verão e 104.880,0 m³ para o inverno, volumes estes resultantes dos cenários de derrame a partir do ponto de risco localizado na sub-região do BM-S-10 (P2) e BM-S-8 (P1), respectivamente. Ainda com relação aos cenários determinísticos críticos, no geral, observa-se que a evaporação é o principal processo responsável pela redução da massa de óleo nas simulações realizadas.

Nos cenários determinísticos para as condições meteorológicas e oceanográficas mais frequentes, observa-se que não houve toque na costa tanto para o período de verão quanto para inverno. No verão, a menor distância da costa foi de, aproximadamente, 130 km do Município de Florianópolis (SC). No inverno, a menor distancia da costa foi de, aproximadamente, 105 km também do Município de Florianópolis (SC).

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

a) Análise de Vulnerabilidade Ambiental

A vulnerabilidade de determinado fator é definida em função da sua potencialidade em responder adversamente à ocorrência de um evento impactante, avaliando-se sua sensibilidade (características intrínsecas do fator que tornam necessária sua conservação ou preservação) e o grau de ocorrência do evento (baixa, média e alta).

Em consonância com a seção 3 do Anexo II da Resolução CONAMA Nº 398/08, a análise de vulnerabilidade avalia os efeitos dos incidentes de poluição por óleo sobre a segurança da vida humana e o meio ambiente nas áreas passíveis de serem atingidas por estes vazamentos, levando em consideração a probabilidade do óleo atingi-las e a sensibilidade das mesmas ao óleo.

Vale salientar que a Análise de Vulnerabilidade subsidia a definição dos Componentes com Valor Ambiental (CVA), com os respectivos Tempos de Recuperação, necessários para o Cálculo dos Riscos e Avaliação da Tolerabilidade.

b) Identificação dos Componentes com Valor Ambiental a partir dos recursos ambientais vulneráveis

Conforme citado anteriormente, as áreas identificadas como passíveis de serem atingidas por nafta e diesel, tanto em porção oceânica quanto costeira, foram avaliadas de acordo com a seção 3 do Anexo II da Resolução CONAMA 398/08, (Análise de Vulnerabilidade).

A partir daí, foram identificados e definidos os **Componentes com Valor Ambiental**, compreendendo recursos ambientais com presença significativa numa área vulnerável à poluição por óleo. Os critérios utilizados para seleção dos CVAs 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.

Para a área do TLD do Piloto de Sapinhoá (Bacia de Santos), foram identificados 12 (doze) Componentes com Valor Ambiental passíveis de serem atingidos por acidente com óleo, conforme listagem abaixo:

- 1) PLÂNCTON;
- 2) QUELÔNIOS;
- 3) CETÁCEOS – BALEIA JUBARTE;
- 4) CETÁCEOS – BALEIA FRANCA;
- 5) CETÁCEOS – BOTOS CINZA E TONINHAS;
- 6) PEIXES OCEÂNICOS;
- 7) PEIXES COSTEIROS;
- 8) PRAIAS ARENOSAS;
- 9) COSTÕES ROCHOSOS;
- 10) MANGUEZAIS;
- 11) ESTUÁRIOS;
- 12) AVES MARINHAS.

Estes foram os mais representativos para a área potencialmente afetada, apresentando maior sensibilidade ambiental. Para cada um dos 12 (doze) CVAs listados, foi estimado ainda o tempo de recuperação após ser afetado pela presença de óleo. A metodologia utilizada baseou-se no levantamento de dados da literatura científica e de relatórios técnicos, buscando informações sobre os impactos de derrames de óleo e o tempo de recuperação das comunidades biológicas do ambiente marinho e dos ecossistemas costeiros de transição.

Vale salientar que a recuperação biológica de um ecossistema danificado por um derramamento de óleo começa logo que a toxicidade ou outras propriedades prejudiciais do óleo tenham diminuído a um nível tolerável aos organismos de colonização mais robustos (Baker *et al.*,1990). Contudo, o estado ao qual um

ambiente volta após o dano é normalmente imprevisível. A recolonização dependerá da época do ano, da disponibilidade de formas recolonizadoras, interações biológicas e fatores climáticos, entre outros.

Quando se trata da recuperação de um componente ecossistêmico, pressupõe-se a retomada de seu estado anterior, após este componente estar sob efeitos de um distúrbio e em uma condição degradada, iniciando-se esta retomada a partir do momento em que o agente estressor é removido ou atenuado. Uma plena recuperação consiste no fato de que as comunidades e suas populações tenham retornado a um estado de “pré-impacto”, semelhante ao anterior em termos de estrutura e função, considerando-se os componentes de diversidade (riqueza e composição específica, equitatividade e abundância de espécies) para avaliação dentro de um espectro de flutuações naturais (Elliott *et al*, 2008).

De fato, as consequências de um vazamento de óleo podem variar desde uma categoria menor até grave, acarretando em danos para organismos e ameaças para ecossistemas e comunidades biológicas locais ou regionais. Cabe ressaltar ainda que essas consequências são diretamente relacionadas às propriedades físico-químicas dos produtos vazados.

Para que um risco seja classificado como tolerável, o tempo de recuperação do componente ambiental deverá ser insignificante em comparação com o tempo de ocorrência do dano, sendo classificado de acordo com o **Quadro II.8.4.2-1** a seguir:

Quadro II.8.4.2-1 - Classificação dos Componentes Ambientais segundo seu tempo de recuperação.

Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
0,1 - 1 ano	Menor
1 - 3 anos	Moderada
3 - 10 anos	Considerável
> 10 anos	Grave

Fonte: TR CGPEG/DILIC/IBAMA.

De uma forma geral, a identificação dos CVAs fornece o embasamento para o cálculo dos riscos ambientais (**Capítulo II.8.5**) e a estimativa dos tempos de

recuperação para a avaliação da tolerabilidade do risco aos danos sofridos pelo derrame de óleo (**Capítulo II.8.6**).

Nos itens a seguir, apresenta-se a descrição detalhada de cada CVA, de modo a entender a sua importância, critérios de seleção, locais de ocorrência, probabilidades de toque para os cenários de vazamento de nafta e diesel e o seu tempo de recuperação. A partir das características que definem cada CVA, utilizou-se o seguinte agrupamento:

- **CVAs Difusos:** ocorrem dispersos ao longo da área potencialmente afetada, considerando-se as faixas de probabilidade da presença de diesel ou nafta como a área limite (Plâncton, Quelônios, Cetáceos e Peixes);
- **CVAs Fixos:** aqueles identificados pela sua presença, de forma pontual, na região de estudo (Praias Arenosas, Costões Rochosos, Manguezais, Estuários e Aves Marinhas);

Vale salientar que esse agrupamento será tem caráter didático, uma vez que o cálculo do risco (**Capítulo II.8.5**) e a Avaliação de Tolerabilidade (**Capítulo II.8.6**) serão realizados para cada CVA, individualmente.

II.8.4.2.1 (1) Plâncton

A seleção do Plâncton como CVA se deve, entre outros fatores, ao fato de, após um determinado derrame de óleo atingir o ambiente marinho e afetar a coluna d'água, esses organismos são os primeiros a serem expostos (API, 1985). O plâncton apresenta uma taxa de mortalidade natural muito alta devido à sua natureza ecológica (Howarth, 1988). Esta estratégia natural permite que este componente ambiental apresente uma grande resiliência frente a acidentes com derrames de óleo no mar (IPIECA, 2000).

Um importante aspecto diretamente relacionado aos possíveis danos sobre as populações planctônicas, particularmente ao ictioplâncton, é aquele relacionado a época de reprodução dos estoques pesqueiros. Caso um acidente com vazamento de

óleo ocorra em épocas de desova, os danos para as populações pesqueiras podem ser mais intensos (IPIECA, 2000).

Ovos e estágios larvais são mais vulneráveis a poluição por óleo do que a população adulta, pois são estágios meroplânctônicos encontrados nas superfícies dos oceanos, e podem ser afetados diretamente por vazamentos (API, 1985). Muitas das espécies pelágicas comercialmente importantes apresentam grande capacidade e fertilidade reprodutiva, com milhões de ovos em uma única desova, sendo realizadas em extensas áreas (IPIECA, 2000). Contudo, uma pequena porção destes atinge a forma adulta, sendo que o restante entra na cadeia trófica dos oceanos ou simplesmente morre. Além disso, o número de juvenis recrutados varia a cada ano, e dessa variação depende o quantitativo do estoque a ser explorado pelas pescarias. Vários fatores afetam o recrutamento, dentre eles as condições oceanográficas e ecológicas (IPIECA, 2000).

Em estudos realizados durante o acompanhamento de vários vazamentos de óleo, reportados em IPIECA (2001), foram verificados efeitos diretos sobre as populações planctônicas, incluindo a mortalidade de organismos na área afetada pelo vazamento. Em geral, o plâncton tende a se recuperar em curto prazo, visto sua elevada taxa reprodutiva. Em certos casos, ovos e larvas de peixes podem ser afetados, reduzindo temporariamente o número de recrutas no estoque pesqueiro (IMO, 1997). Além disso, tais organismos apresentam ciclo de vida muito curto e, impactos de larga escala, como modificação da estrutura da comunidade, não têm sido reportados para o plâncton (Scholz *et al.*, 2001).

Assim, devido às características ecológicas deste componente ambiental, o tempo de recuperação do plâncton pode variar de **alguns dias** a no máximo **1 ano**, dependendo do tamanho do vazamento, da coincidência com as épocas de desova (peixes) e de características físicas das áreas de desova afetadas, no caso de áreas costeiras.

Dessa forma, adotou-se um tempo de recuperação de **06 meses (0,5 anos)** e como este CVA é difuso, haja visto que esses organismos ocorrem ao longo de toda a área afetada por um possível vazamento, para fins do cálculo de risco foram usados os contornos de probabilidades de toque de óleo, suas respectivas áreas e a média ponderada das probabilidades (**Quadros II.8.4.2-2 a II.8.4.2-4**). As áreas de toque

nesse CVA com os contornos de probabilidade modelados estão representadas nos **Mapas 1 a 10**, todos eles constantes no **Anexo II.8-2** desta AGR.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Plâncton	0,5 anos	Menor

Quadro II.8.4.2-2 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Plâncton nos pontos P1 e P2 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (km ²)											
	P1						P2					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	152.346,7	155.663,1	141.803,4	76.312,1	78.261,7	70.623,3	163.829,8	160.995,9	137.930,1	101.084,5	99.671,8	91.891,8
20%	36.850,5	33.630,6	38.644,1	46.611,6	51.070,1	45.048,8	39.605,8	36.528,7	58.069,2	42.361,7	43.994,9	42.030,1
30%	15.365,8	14.505,5	21.446,0	36.477,2	30.034,4	31.212,2	27.998,0	31.875,8	29.266,4	22.849,2	21.579,1	24.482,9
40%	10.043,1	10.005,3	10.709,3	11.034,1	10.898,5	18.939,1	19.780,3	22.189,8	24.641,7	14.626,3	13.927,9	16.027,2
50%	10.520,7	8.740,9	10.382,1	1.534,3	2.070,5	10.255,9	23.217,2	22.316,1	22.842,1	12.976,6	11.598,5	13.816,3
60%	11.822,0	12.411,4	14.973,4	743,2	888,7	3.316,3	2.161,6	2.215,5	17.108,1	4.547,6	5.615,9	10.227,8
70%	2.856,2	4.163,1	8.481,8	446,4	296,5	919,5	929,7	1.226,5	1.918,6	308,4	763,3	5.163,5
80%	442,0	347,6	628,9	148,9	49,4	613,3	620,5	844,1	880,8	247,1	176,6	2.369,5
90%	0,0	260,9	269,6	198,5	98,9	358,0	388,4	384,7	722,0	123,7	176,7	375,1
100%	353,8	261,0	629,6	99,3	197,8	358,2	233,4	231,1	723,9	123,7	117,9	501,3

Área Total	240.601,0	239.989,5	247.968,3	173.605,6	173.866,6	181.644,6	278.764,7	278.808,2	294.102,8	199.248,8	197.622,6	206.885,6
Prob. (Média Ponderada) (%)	19,2	19,2	21,8	19,7	19,3	23,1	19,8	20,2	23,5	20,7	20,7	24,5

Quadro II.8.4.2-3 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Plâncton nos pontos P3 e P4 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P3						P4					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	171.972,9	163.391,3	163.209,0	88.234,6	87.995,4	88.262,5	78.402,9	79.518,3	80.727,7	47.449,1	48.607,0	49.497,6
20%	47.436,5	51.982,6	54.325,6	36.458,2	36.955,8	34.805,7	15.157,2	12.975,4	16.508,9	13.694,8	14.813,5	16.299,1
30%	19.479,0	21.442,5	28.024,1	28.782,4	29.313,3	32.173,9	6.298,8	6.532,6	7.560,1	6.794,1	6.825,5	9.497,9
40%	19.050,4	17.585,9	17.496,2	14.079,6	15.891,7	14.426,5	3.453,9	3.243,6	3.685,6	3.817,4	3.331,5	4.624,3
50%	7.851,7	10.142,3	17.307,4	12.171,3	12.033,0	16.456,6	5.260,5	3.502,5	4.094,5	3.393,5	3.736,9	3.920,9

60%	1.866,0	1.662,6	4.091,2	10.091,9	9.075,4	9.935,6	719,7	3.245,2	4.268,4	2.969,6	2.399,8	3.579,9
70%	680,8	749,5	1.225,5	159,0	262,9	8.454,1	156,4	195,7	514,9	2.289,2	2.635,0	2.193,0
80%	426,0	333,6	438,6	159,1	52,6	241,5	156,6	130,6	171,8	1.440,5	1.871,0	2.853,1
90%	170,5	166,9	351,1	53,0	0,0	181,2	94,0	98,0	275,0	92,2	318,9	365,6
100%	170,6	250,6	175,7	53,0	105,2	362,5	31,4	65,3	103,2	55,3	42,5	146,2
Área Total	269.104,2	267.707,7	286.644,3	190.242,1	191.685,2	205.300,1	109.731,7	109.507,2	117.910,0	81.995,8	84.581,5	92.977,5
Prob. (Média Ponderada) (%)	17,2	17,7	19,3	22,5	22,5	25,3	16,0	16,3	17,4	21,2	21,5	22,9

Quadro II.8.4.2-4 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Plâncton no ponto P5 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)					
	P5					
	Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	116.327,0	116.060,6	115.227,8	138.727,8	132.969,2	136.847,7

20%	60.823,9	62.883,7	44.044,1	34.382,6	34.519,8	34.739,7
30%	31.676,0	34.396,0	43.444,8	18.082,6	22.185,5	22.186,9
40%	31.018,1	25.665,9	29.006,3	13.534,3	14.041,0	14.620,1
50%	23.536,4	22.807,0	24.747,2	14.240,3	15.322,6	13.360,6
60%	1.052,3	977,2	18.732,2	12.019,2	9.706,7	13.443,1
70%	451,4	527,0	698,5	200,4	264,6	9.557,7
80%	225,8	225,9	466,1	66,8	0,0	208,1
90%	150,6	75,4	310,8	133,7	132,3	277,4
100%	150,7	150,7	233,3	66,8	132,3	277,4
Área Total	265.412,1	263.769,4	276.911,0	231.454,6	229.274,0	245.518,8
Prob. (Média Ponderada) (%)	22,2	21,8	25,3	20,0	20,2	22,5

II.8.4.2.2 (2) Quelônios

A seleção do CVA quelônios se deve aos critérios de inclusão na lista de espécies endêmicas ou ameaçadas de extinção; de interesse nacional ou internacional; e importância ecológica, pois constituem importantes componentes dos ecossistemas marinhos, cuja conservação é fundamental.

O maior fator de risco para estes animais reside no fato de que, segundo a literatura, tartarugas não apresentam comportamento “evasivo”, ou seja, não evitam o óleo na água (Odell e MacMurray, 1986, Shigenaka, 2003, NOAA, 2010). Então, em casos de derrames de grande volume em áreas de ocorrência pode haver a inalação de compostos voláteis gerando efeitos fisiológicos subletais (impactos crônicos) aos sistemas respiratório, digestivo e imunológico, além de alterações sanguíneas e nas glândulas de sal, principalmente em juvenis, que ficam mais tempo na superfície (NOAA, 2003).

Estudos indicam que a exposição ao óleo pode ter vários efeitos adversos sobre as tartarugas, incluindo respostas tóxicas pela inalação de vapor, ingestão e irritação da mucosa, e interferências com a osmorregulação e a reprodução, pela redução do sucesso de eclosão (Van Fleet e Pauly, 1987; Fritts e McGehee, 1982; Lutz e Lutcavage, 1989; Shigenaka, 2003).

Segundo Lutcavage et al (1995), a exposição ao óleo em espécies adultas pode ocorrer principalmente nas áreas do pescoço e nadadeiras, necessitando de uma a duas semanas para a recuperação. Como a recuperação da pele e descamação da mucosa pode levar até 21 dias, a susceptibilidade do animal à infecção aumenta significativamente. Outro fator diagnóstico da contaminação do animal por óleo se dá pelo aumento significativo dos glóbulos brancos do sangue após o terceiro dia de exposição, alcançando valor quatro vezes maior em comparação aos níveis normais. Essa tendência de aumento se mantém durante mais de uma semana.

A temperatura da areia da praia também influencia o desenvolvimento e o comportamento das tartarugas marinhas. Hays et al. (2001) determinaram que diferenças sutis na cor da areia ou no albedo (razão entre a energia solar refletida por um objeto e a energia solar recebida por ele) podem afetar significativamente temperaturas sub-superficiais. Por conta da determinação da proporção macho/fêmea

em tartarugas ser dependente da temperatura, alterações no albedo poderiam potencialmente modificar a razão sexual dos filhotes. Até mesmo recobrimentos leves por óleo que não penetrem diretamente nos ovos poderiam assim afetar a distribuição de gêneros na população.

Vale salientar que os filhotes de tartaruga passam um tempo maior na superfície do mar do que os adultos e, por isso, o risco de exposição a manchas de óleo flutuantes também é maior. Em relação à nidificação e à eclosão dos ovos, um derramamento de óleo pode ter consequências graves (ou insignificante em algumas situações) para uma população de tartarugas marinhas.

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 que essas espécies detectam e evitam áreas contaminadas ou distinguem o óleo intemperizado (*tarball*) de um item alimentar (Lutz e Lutcavage, 1989). Além disso, uma vez que esses animais sobem com frequência à superfície para respirar, em um grande vazamento esses animais podem ser expostos a compostos químicos voláteis durante a inalação (Grammetz, 1988).

Mesmo se as tartarugas marinhas apresentassem o comportamento de evitar o contato direto com derrames de óleo, a ingestão de alimento contaminado já seria um tipo de exposição direta, e a redução da disponibilidade de alimento seria uma rota de exposição indireta.

As consequências da exposição crônica ao óleo na forma de ingestão de pelotas de piche ainda não estão claras, mas existem algumas evidências de que essa ocorrência, sozinha ou combinada a outros materiais estranhos, pode comprometer seriamente a saúde das tartarugas marinhas.

Estudos de Troeng & Chaloupka (2007) apontaram que a remigração das tartarugas marinhas pode ocorrer em ciclos de 2 a 3 anos, podendo estar relacionado a compensação reprodutiva devido a declínios populacionais históricos, disponibilidade de suprimento alimentar de maior qualidade, condições ambientais favoráveis e curtas distâncias para os locais de alimentação. Vale salientar que um

intervalo de remigração mais curto também pode representar uma resposta à alta mortalidade dos adultos e não uma maior disponibilidade de alimentos.

Considerando a região como área de ocorrência não reprodutiva e que não há na literatura dados sobre tempos de recuperação específicos para quelônios, foi feita inferência dos impactos sobre a sua população baseando-se nos aspectos fisiológicos e ecológicos (movimentos migratórios e alimentação) e ponderando-se o tempo de recuperação com uma estimativa de crescimento populacional anual. Embora não haja dados quantitativos de mortes disponíveis relativos ao estoque populacional, supondo-se uma pequena mortalidade de indivíduos na área (de no máximo 10%) e considerando-se uma taxa de crescimento anual populacional conservadora de 15% (Heppell *et al.*, 2005), pode-se fazer uma estimativa direta de cerca 3 a 5 anos para a recuperação populacional, ponderando ainda o tempo de recuperação em relação ao intervalo de 3 anos entre as desovas. Assim, devido à falta de dados disponíveis na literatura, adotou-se o tempo de recuperação máximo de **3 anos**.

Para fins de cálculo de risco deste CVA, de caráter difuso, definiu-se uma área de ocorrência a partir de dados de monitoramento de rotas do Projeto TAMAR¹ nos estados do Sul e Sudeste, onde as tartarugas-marinhas podem ocorrer desde regiões litorâneas até a plataforma marinha, em isóbatas da ordem de 2.500 metros. Nesse cálculo, será utilizada a interseção dos contornos de probabilidades de óleo em cada faixa com a área de ocorrência dos quelônios, além da média ponderada das probabilidades (**Quadros II.8.4.2-5 a II.8.4.2-7**). A presença deste CVA dentro da área afetada por óleo está representada nos **Mapas 11 a 20**, no **Anexo II.8-2** desta AGR.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Quelônios	3 anos	Moderada

¹ <http://tamar.org.br/interna.php?cod=335>

² Disponível em: <http://www.baleiajubarte.org.br/baleiajubartev02/portugues/jubarte/distribuicao.aspx>

Quadro II.8.4.2-5 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Quelônios nos pontos P1 e P2 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P1						P2					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	147.500,8	150.404,0	135.948,9	74.433,6	76.248,6	66.942,2	110.790,8	107.809,5	82.701,0	99.859,6	98.503,4	89.881,7
20%	36.850,5	33.630,6	38.303,7	46.611,6	51.070,1	45.048,8	36.808,1	32.009,0	51.656,2	42.361,7	43.994,9	42.030,1
30%	15.365,8	14.505,5	21.446,0	36.477,2	30.034,4	31.212,2	27.998,0	31.729,8	28.049,3	22.849,2	21.579,1	24.482,9
40%	10.043,1	10.005,3	10.709,3	11.034,1	10.898,5	18.939,1	19.780,3	22.189,8	24.641,7	14.626,3	13.927,9	16.027,2
50%	10.520,7	8.740,9	10.382,1	1.534,3	2.070,5	10.255,9	23.217,2	22.316,1	22.842,1	12.976,6	11.598,5	13.816,3
60%	11.822,0	12.411,4	14.973,4	743,2	888,7	3.316,3	2.161,6	2.215,5	17.108,1	4.547,6	5.615,9	10.227,8
70%	2.856,2	4.163,1	8.481,8	446,4	296,5	919,5	929,7	1.226,5	1.918,6	308,4	763,3	5.163,5
80%	442,0	347,6	628,9	148,9	49,4	613,3	620,5	844,1	880,8	247,1	176,6	2.369,5
90%	0,0	260,9	269,6	198,5	98,9	358,0	388,4	384,7	722,0	123,7	176,7	375,1
100%	353,8	261,0	629,6	99,3	197,8	358,2	233,4	231,1	723,9	123,7	117,9	501,3
Área Total	235.755,1	234.730,4	241.773,3	171.727,1	171.853,5	177.963,4	222.928,0	220.956,0	231.243,7	198.023,9	196.454,2	204.875,4
Prob. (Média Ponderada) (%)	19,4	19,4	22,1	19,8	19,4	23,4	22,2	22,7	26,8	20,7	20,8	24,7

Quadro II.8.4.2-6 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Quelônios nos pontos P3 e P4 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P3						P4					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	137.695,5	131.757,4	128.692,5	85.467,8	85.456,7	84.932,1	47.177,6	46.655,0	48.245,2	41.184,6	42.031,3	43.654,8
20%	41.225,7	43.156,3	46.839,5	36.458,2	36.800,2	34.686,7	7.095,8	6.487,3	7.474,3	11.634,4	12.273,0	13.652,4
30%	13.733,8	15.984,2	21.108,8	28.782,4	29.313,3	32.173,9	3.948,6	4.180,3	4.677,0	4.680,1	5.703,4	7.215,2
40%	15.273,8	14.628,1	13.801,6	14.079,6	15.891,7	14.426,5	2.522,0	2.562,9	2.732,0	3.707,0	3.204,2	4.357,2
50%	7.263,5	8.579,7	14.020,7	12.171,3	12.033,0	16.456,6	4.199,7	2.627,1	3.208,4	3.338,2	3.715,7	3.775,0
60%	1.866,0	1.662,6	4.091,2	10.091,9	9.075,4	9.935,6	594,8	2.692,4	3.447,3	2.969,6	2.399,8	3.579,9
70%	680,8	749,5	1.225,5	159,0	262,9	8.454,1	156,4	195,7	480,6	2.289,2	2.635,0	2.193,0
80%	426,0	333,6	438,6	159,1	52,6	241,5	156,6	130,6	171,8	1.440,5	1.871,0	2.853,1
90%	170,5	166,9	351,1	53,0	0,0	181,2	94,0	98,0	275,0	92,2	318,9	365,6
100%	170,6	250,6	175,7	53,0	105,2	362,5	31,4	65,3	103,2	55,3	42,5	146,2
Área Total	218.506,1	217.268,8	230.745,1	187.475,3	188.990,9	201.850,7	65.977,0	65.694,7	70.814,6	71.391,2	74.194,7	81.792,3
Prob. (Média Ponderada) (%)	17,5	17,9	19,6	22,7	22,7	25,6	16,9	17,6	18,8	22,0	22,4	23,6

Quadro II.8.4.2-7 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Quelônios no ponto P5 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)					
	P5					
	Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	72.405,1	71.646,8	69.728,3	91.735,4	86.834,3	86.114,2
20%	46.850,2	48.691,9	31.713,7	32.849,1	33.065,8	32.289,1
30%	21.155,7	24.374,6	33.102,9	18.082,6	22.058,8	21.921,3
40%	25.061,0	20.424,1	21.141,8	13.534,3	14.041,0	14.620,1
50%	19.390,9	18.804,4	19.201,3	14.240,3	15.322,6	13.360,6
60%	1.052,3	977,2	16.031,0	12.019,2	9.706,7	13.443,1
70%	451,4	527,0	698,5	200,4	264,6	9.557,7
80%	225,8	225,9	466,1	66,8	0,0	208,1
90%	150,6	75,4	310,8	133,7	132,3	277,4
100%	150,7	150,7	233,3	66,8	132,3	277,4
Área Total	186.893,5	185.898,2	192.627,6	182.928,6	181.558,4	192.068,9
Prob. (Média Ponderada) (%)	23,6	23,2	27,1	22,6	22,8	25,8

II.8.4.2.3 Cetáceos

Os cetáceos foram selecionados como CVA pelo fato de se encaixarem tanto no critério de interesse nacional ou internacional, pois são citados grupos que perfazem grandes rotas de migração extrapolando o litoral brasileiro, quanto no critério de importância ecológica por constituírem componentes dos ecossistemas marinhos, cuja conservação é fundamental. Também por esses motivos, as principais espécies ocorrentes na região de estudo, baleia-jubarte (*Megaptera novaeangliae*), baleia-franca (*Eubalena australis*), boto-cinza (*Sotalia guianensis* e *S. fluviatilis*) e toninhas (*Pontoporia blainville*), serão tratadas como CVAs distintos.

Registros bibliográficos sobre os efeitos de vazamentos de óleo em indivíduos ou populações de mamíferos marinhos são inexistentes. Contudo, é notório que os principais efeitos adversos para mamíferos marinhos estão ligados mais à inalação de vapores quando sobem à tona para respirar do que à ingestão de óleo pelo animal (IMO, 1997).

Alguns estudos sugerem que os cetáceos podem detectar o óleo na superfície da água e com isso evitar exposição/contato e ainda possuem uma epiderme impermeável ao óleo. Todavia, em casos severos é cogitada a possibilidade de inalação de compostos voláteis, e conseqüentemente possíveis efeitos fisiológicos sub-letais (St Aubin, 1992).

Apesar da capacidade de alguns cetáceos em evitar áreas com óleo, outros fatores como a necessidade de se alimentar ou em manter uma interação social podem sobrepor essa estratégia de evitar o contato com o óleo. Isto pode ocorrer principalmente em espécies costeiras, que possuem fidelidade a determinadas áreas, lembrando que os impactos sobre estas populações, se residentes, afetariam sua reprodução, além de comprometer a disponibilidade/captura de alimento, coesão de grupo e afetar a saúde dos animais (Wursig & Smultea, 1991).

No Brasil, mais especificamente na Baía de Guanabara (ambiente confinado), após o derrame de óleo bruto em 2000, a população de golfinhos residentes foi registrada de volta ao local habitualmente ocupado (Barcellos *et al.*, 2003) em 3 semanas, e sem sinais de alterações, que em teoria seria o tempo para que a

população de botos-cinza e golfinhos volte a utilizar os recursos (espaço e alimento) da área.

Considerando a capacidade de detecção de óleo na água e de fuga da área afetada, estima-se um tempo de recuperação de 20 dias (Barcellos *et al.*, 2003; Ridoux *et al.*, 2004) a 6 meses, a depender da persistência do produto na superfície na água. No entanto, em função da possibilidade de efeitos fisiológicos e da falta de dados disponíveis na literatura, considerou-se uma faixa de tempo de recuperação de 3 a 10 anos, ainda que, segundo French-McCay (2009), os cetáceos não sejam considerados um grupo sensível, pois apresentam baixa perspectiva de mortalidade por óleo. Diante do exposto, de forma conservativa, ponderou-se por um tempo de **10 anos** (limite superior da faixa).

Para fins do cálculo de risco deste CVA, de caráter difuso, foram consideradas as interseções entre áreas de ocorrência das principais espécies de cetáceos (baleia-jubarte, baleia-franca, boto-cinza e toninhas) e os contornos de probabilidade de dispersão de óleo, suas respectivas áreas e a média ponderada das probabilidades. Este detalhamento, para cada espécie citada anteriormente, será apresentado a seguir.

(3) Cetáceos – Baleia Jubarte

Para definição da área de ocorrência da baleia jubarte, utilizou-se dados do Instituto Baleia Jubarte², que indicam que a migração entre as áreas de alimentação e reprodução desta espécie ocorre em direção às baixas latitudes (águas tropicais próximas à linha do Equador), sempre no período de inverno. Para as populações que se reproduzem em águas brasileiras, existem registros de avistagens e enalhes de baleia-jubarte ao longo de praticamente toda a costa, mas a maior concentração ocorre em direção ao Banco de Abrolhos (limite entre os estados do Espírito Santo e Bahia). Partindo desses princípios, definiu-se uma área de maior possibilidade de ocorrência dessa espécie, margeando o litoral dos estados do Sul-Sudeste, em direção ao Banco de Abrolhos.

² Disponível em: <http://www.baleiajubarte.org.br/baleiajubartev02/portugues/jubarte/distribuicao.aspx>

No cálculo do risco, conforme detalhado anteriormente, será utilizada a interseção dos contornos de probabilidades de óleo em cada faixa com a área de ocorrência das baleias-jubarte, além da média ponderada das probabilidades (**Quadros II.8.4.2-8 a II.8.4.2-10**). A presença deste CVA dentro da área afetada por óleo está representada nos **Mapas 21 a 30**, no **Anexo II.8-2** desta AGR.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Cetáceos – Baleia-Jubarte	10 anos	Moderada

Quadro II.8.4.2-8 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Cetáceos – Baleia-Jubarte nos pontos P1 e P2 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P1						P2					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Prob. (Média Ponderada) (%)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quadro II.8.4.2-9 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Cetáceos – Baleia-Jubarte nos pontos P3 e P4 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P3						P4					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	591,5	661,8	1.131,5	0,0	0,0	0,0	6.344,5	7.420,2	7.165,1	4.628,1	4.775,7	4.212,0
20%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4.182,2	3.123,5	3.763,8	2.303,7	2.355,4	2.385,0
30%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	93,8	97,8	240,0	1.548,7	1.253,5	1.679,6
40%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	480,4	382,8	780,3
50%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	295,5	233,9	561,2
60%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	37,0	0,0	122,0
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	48,8
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	591,5	661,8	1.131,5	0,0	0,0	0,0	10.620,5	10.641,5	11.168,9	9.293,4	9.001,2	9.788,7
Prob. (Média Ponderada) (%)	10,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	14,1	13,1	13,8	18,8	17,7	21,5

Quadro II.8.4.2-10 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Cetáceos – Baleia-Jubarte no ponto P5 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)					
	P5					
	Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Prob. (Média Ponderada) (%)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

II.8.4.2.4 (4) Cetáceos – Baleia Franca

A partir de informações do Instituto Baleia Franca³, os registros históricos de ocorrência das baleias francas austrais dão como área principal de ocorrência a faixa entre os 20° e os 64° de latitude Sul, muito embora a recente confirmação de sua ocorrência no Banco dos Abrolhos pelo Projeto Baleia Jubarte, portanto ao Norte de 18° S, indique a possibilidade de seu aparecimento sazonal ainda mais próximo ao Equador do que se reconhece tradicionalmente como a distribuição habitual da espécie. As principais avistagens são registradas ao longo da Área de Proteção Ambiental da Baleia Franca, localizada no litoral Sul de Santa Catarina, entre os municípios de Florianópolis e Içara.

Sendo assim, a área de maior ocorrência dessa espécie foi definida como a plataforma continental dos estados do Sul-Sudeste (isóbata de 200 metros, aproximadamente). Para o cálculo do risco será utilizada a interseção dos contornos de probabilidades de óleo em cada faixa com a área de ocorrência das baleias-franca, além da média ponderada das probabilidades (**Quadros II.8.4.2-11 a II.8.4.2-13**). A presença deste CVA dentro da área afetada por óleo está representada nos **Mapas 31 a 40**, no **Anexo II.8-2** desta AGR.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Cetáceos – Baleia-Franca	10 anos	Considerável

³ Disponível em: http://www.baleiafranca.org.br/abaleia/abaleia_distribuiacao.htm

Quadro II.8.4.2-11 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Cetáceos – Baleia-Franca nos pontos P1 e P2 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P1						P2					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	103.162,4	103.654,0	93.527,1	41.206,6	41.605,0	34.150,1	70.548,9	69.892,4	50.417,4	56.659,0	54.212,4	52.045,8
20%	20.854,0	19.518,4	25.037,3	30.654,0	34.443,8	26.828,4	6.466,4	5.405,1	30.904,4	20.081,2	21.396,1	19.407,5
30%	3.913,7	3.511,2	10.133,1	27.874,2	23.563,3	24.310,8	2.350,8	2.555,0	3.463,0	9.637,8	10.459,6	10.633,7
40%	1.296,6	1.358,1	2.440,9	9.155,4	8.680,4	17.159,0	302,6	0,0	781,7	9.904,6	10.074,9	9.292,0
50%	778,5	508,8	1.138,5	297,2	1.330,8	8.420,7	0,0	0,0	0,0	7.944,6	7.390,4	10.459,7
60%	346,7	428,4	880,5	99,0	246,7	2.193,4	0,0	0,0	0,0	122,9	408,9	6.683,0
70%	604,1	595,8	967,2	0,0	0,0	306,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	373,4
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	102,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	130.956,1	129.574,8	134.124,7	109.286,4	109.870,1	113.471,0	79.668,6	77.852,5	85.566,5	104.350,0	103.942,3	108.895,2
Prob. (Média Ponderada) (%)	13,1	13,0	15,0	20,6	20,4	25,3	11,5	11,4	14,7	19,7	20,0	23,4

Quadro II.8.4.2-12 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Cetáceos – Baleia-Franca nos pontos P3 e P4 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P3						P4					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	51.888,8	52.055,6	59.369,7	36.459,7	37.399,4	37.447,1	0,0	0,0	0,0	2.300,0	2.521,5	3.688,8
20%	578,9	243,0	937,5	10.771,1	10.682,1	9.553,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30%	0,0	0,0	0,0	8.288,9	8.171,3	8.854,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40%	0,0	0,0	0,0	4.693,0	5.130,6	5.767,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50%	0,0	0,0	0,0	2.296,2	1.554,0	6.243,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	52.467,7	52.298,5	60.307,2	62.508,9	62.937,4	67.867,4	0,0	0,0	0,0	2.300,0	2.521,5	3.688,8
Prob. (Média Ponderada) (%)	10,1	10,0	10,2	18,1	17,7	20,2	0,0	0,0	0,0	10,0	10,0	10,0

Quadro II.8.4.2-13 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Cetáceos – Baleia-Franca no ponto P5 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)					
	P5					
	Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	44.975,8	43.997,5	45.504,6	47.391,4	43.792,4	47.431,0
20%	7.987,4	8.399,4	9.760,6	9.363,0	10.237,3	12.039,4
30%	70,4	70,4	2.269,8	3.670,6	4.280,3	4.353,7
40%	0,0	0,0	0,0	2.489,9	2.592,7	3.193,8
50%	0,0	0,0	0,0	2.083,5	3.167,8	2.651,7
60%	0,0	0,0	0,0	2.817,5	2.208,8	2.508,5
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.112,7
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	53.033,7	52.467,2	57.535,0	67.816,0	66.279,2	74.290,8
Prob. (Média Ponderada) (%)	11,5	11,6	12,5	16,9	17,6	18,9

II.8.4.2.5 (5) Cetáceos – Boto-Cinza e Toninhas

Segundo dados do Projeto Boto-Cinza⁴, essa espécie é dividida em duas subespécies (marinha e fluvial), sendo a marinha aquela de maior representatividade para esse estudo, já que pode ocorrer na região litorânea, a partir de Florianópolis-SC, para o norte, especialmente na Baía de Sepetiba-RJ. Também importante, o boto toninha, ocorre desde o Espírito Santo, até o sul do país, também em regiões próximas à costa.

Assim, delimitou-se uma área de possibilidade de ocorrência dessas espécies, abrangendo a região próxima à costa dos estados do Sul-Sudeste (aproximadamente 100 metros da costa). Para o cálculo do risco será utilizada a interseção dos contornos de probabilidades de óleo em cada faixa com a área de ocorrência dessas espécies, além da média ponderada das probabilidades (**Quadros II.8.4.2-14 a II.8.4.2-16**). A presença deste CVA dentro da área afetada por óleo está representada nos **Mapas 41 a 50**, no **Anexo II.8-2** desta AGR.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Cetáceos – Boto-Cinza e Toninhas	10 anos	Considerável

⁴ <http://www.projotobotocinza.com.br/distribuicao.htm>

Quadro II.8.4.2-14 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Cetáceos – Boto-Cinza e Toninhas nos pontos P1 e P2 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P1						P2					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	26.140,6	25.441,1	26.223,5	11.628,0	11.347,6	10.938,4	7.983,1	7.531,4	8.247,1	10.814,3	10.951,4	12.687,5
20%	0,0	0,0	0,0	2.795,1	3.233,3	3.599,5	0,0	0,0	708,6	123,3	352,6	1.438,5
30%	0,0	0,0	0,0	2.943,8	2.783,7	4.526,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	62,5
40%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	563,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	26.140,6	25.441,1	26.223,5	17.366,9	17.364,6	19.628,2	7.983,1	7.531,4	8.955,6	10.937,6	11.304,0	14.188,5
Prob. (Média Ponderada) (%)	10,0	10,0	10,0	15,0	15,1	17,3	10,0	10,0	10,8	10,1	10,3	11,1

Quadro II.8.4.2-15 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Cetáceos – Boto-Cinza e Toninhas nos pontos P3 e P4 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P3						P4					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	753,7	492,2	3.275,4	1.163,9	1.154,7	2.531,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
20%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	753,7	492,2	3.275,4	1.163,9	1.154,7	2.531,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Prob. (Média Ponderada) (%)	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quadro II.8.4.2-16 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Cetáceos – Boto-Cinza e Toninhas no ponto P5 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)					
	P5					
	Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	0,0	0,0	304,2	134,4	0,0	695,6
20%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	0,0	0,0	304,2	134,4	0,0	695,6
Prob. (Média Ponderada) (%)	0,0	0,0	10,0	10,0	0,0	10,0

II.8.4.2.6 (6) Peixes Oceânicos

A escolha do CVA Peixes Oceânicos deve-se à inserção do mesmo tanto pelo critério de importância ecológica como pelo socioeconômico, com a incorporação aos estoques pesqueiros que são utilizados pelas comunidades atuantes na região, e ainda por ser o estágio de vida mais sensível ao óleo.

Os vazamentos de óleo de grande porte geralmente causam perdas para as atividades pesqueiras de um modo geral. Considerando que as atividades serão realizadas em área oceânica, onde a principal atividade é a pesca de espécies pelágicas, as quais não são afetadas de forma catastrófica para a sua população devido a sua natureza ecológica, as atividades pesqueiras teriam um impacto maior somente no caso do vazamento atingir as regiões costeiras.

Os peixes oceânicos possuem mecanismos que podem auxiliar na sua recuperação relativamente rápida, devido ao simples fato de estarem em diversos lugares ao mesmo tempo. Assim, devido à sua elevada mobilidade, os peixes de água oceânica exibem baixa vulnerabilidade ao óleo porque deixam as áreas contaminadas em busca de locais livres de poluentes (IPIECA, 1991). Sendo assim, caso exista uma área afetada, somente alguns exemplares da população estarão sujeitos ao impacto, não afetando desta forma a população e as atividades pesqueiras que delas dependem. Dessa forma, considerou-se uma faixa de tempo de recuperação de 1 a 3 anos para esse CVA, adotando-se, de forma conservativa, um tempo de **2 anos** (valor médio da faixa).

Considerando que as principais espécies relacionadas a esse CVA habitam a plataforma oceânica, adotou-se como área de ocorrência a região acima da isóbata de 200 metros. Para o cálculo do risco será utilizada a interseção dos contornos de probabilidades de óleo com esta área de ocorrência, além da média ponderada das probabilidades (**Quadros II.8.4.2-17 a II.8.4.2-19**). A presença deste CVA dentro da área afetada por óleo está representada nos **Mapas 51 a 60**, no **Anexo II.8-2** desta AGR.

Quadro II.8.4.2-17 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Peixes Oceânicos nos pontos P1 e P2 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P1						P2					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	53.882,9	57.216,0	52.361,6	37.548,8	39.093,9	38.994,2	99.180,3	97.866,5	91.422,5	47.578,1	48.747,6	42.016,0
20%	21.266,8	18.628,2	15.671,5	17.277,5	18.958,7	19.678,8	36.641,5	34.121,4	32.172,3	23.906,6	23.917,0	24.556,6
30%	14.174,3	13.245,9	16.312,4	10.166,2	7.107,4	8.107,8	27.165,3	31.124,4	27.928,5	14.487,6	11.986,2	14.643,9
40%	9.697,9	9.411,1	9.918,8	3.461,0	3.597,7	2.187,2	19.780,3	22.189,8	24.563,6	5.758,1	5.247,8	7.845,6
50%	10.175,8	8.486,5	9.943,1	1.534,3	1.233,0	2.752,8	23.217,2	22.316,1	22.842,1	6.502,6	5.667,1	4.468,1
60%	11.822,0	12.326,5	14.534,8	743,2	888,7	1.888,1	2.161,6	2.215,5	17.108,1	4.547,6	5.615,9	4.848,8
70%	2.856,2	4.163,1	8.394,1	446,4	296,5	919,5	929,7	1.226,5	1.918,6	308,4	763,3	5.163,5
80%	442,0	347,6	628,9	148,9	49,4	613,3	620,5	844,1	880,8	247,1	176,6	2.369,5
90%	0,0	260,9	269,6	198,5	98,9	358,0	388,4	384,7	722,0	123,7	176,7	375,1
100%	353,8	261,0	629,6	99,3	197,8	358,2	233,4	231,1	723,9	123,7	117,9	501,3
Área Total	124.671,9	124.346,7	128.664,6	71.624,2	71.522,1	75.857,9	210.318,3	212.520,1	220.282,3	103.583,5	102.416,1	106.788,5
Prob. (Média Ponderada) (%)	26,2	26,1	29,7	18,9	18,1	20,4	22,8	23,3	26,7	22,0	22,0	26,3

Quadro II.8.4.2-18 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Peixes Oceânicos nos pontos P3 e P4 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P3						P4					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	127.741,2	119.080,4	111.978,5	53.929,9	52.432,9	53.265,9	78.402,9	79.518,3	80.727,7	45.769,8	46.757,8	46.870,0
20%	47.436,5	51.982,6	54.155,2	26.621,7	27.456,4	25.605,6	15.157,2	12.975,4	16.508,9	13.694,8	14.813,5	16.299,1
30%	19.479,0	21.442,5	28.024,1	21.798,0	22.592,6	24.798,3	6.298,8	6.532,6	7.560,1	6.794,1	6.825,5	9.497,9
40%	19.050,4	17.585,9	17.496,2	11.210,4	12.730,6	9.731,1	3.453,9	3.243,6	3.685,6	3.817,4	3.331,5	4.624,3
50%	7.851,7	10.142,3	17.307,4	10.553,6	10.789,9	12.471,4	5.260,5	3.502,5	4.094,5	3.393,5	3.736,9	3.920,9
60%	1.866,0	1.662,6	4.091,2	10.091,9	9.075,4	9.935,6	719,7	3.245,2	4.268,4	2.969,6	2.399,8	3.579,9
70%	680,8	749,5	1.225,5	159,0	262,9	8.454,1	156,4	195,7	514,9	2.289,2	2.635,0	2.193,0
80%	426,0	333,6	438,6	159,1	52,6	241,5	156,6	130,6	171,8	1.440,5	1.871,0	2.853,1
90%	170,5	166,9	351,1	53,0	0,0	181,2	94,0	98,0	275,0	92,2	318,9	365,6
100%	170,6	250,6	175,7	53,0	105,2	362,5	31,4	65,3	103,2	55,3	42,5	146,2
Área Total	224.872,6	223.396,8	235.243,4	134.629,7	135.498,5	145.047,2	109.731,7	109.507,2	117.910,0	80.316,5	82.732,4	90.349,8
Prob. (Média Ponderada) (%)	18,6	19,3	21,4	24,8	24,9	28,0	16,0	16,3	17,4	21,5	21,8	23,3

Quadro II.8.4.2-19 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Peixes Oceânicos no ponto P5 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)					
	P5					
	Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	78.462,4	79.191,7	75.847,6	95.866,2	93.604,9	93.655,5
20%	57.441,5	58.862,0	38.639,5	27.319,0	26.362,5	25.204,4
30%	31.676,0	34.396,0	42.757,3	15.851,1	19.129,3	19.048,0
40%	31.018,1	25.665,9	29.006,3	12.227,4	12.485,0	12.238,4
50%	23.536,4	22.807,0	24.747,2	13.456,4	14.221,2	12.070,0
60%	1.052,3	977,2	18.732,2	10.443,6	8.277,2	12.490,2
70%	451,4	527,0	698,5	200,4	264,6	8.126,8
80%	225,8	225,9	466,1	66,8	0,0	208,1
90%	150,6	75,4	310,8	133,7	132,3	277,4
100%	150,7	150,7	233,3	66,8	132,3	277,4
Área Total	224.165,1	222.878,8	231.438,7	175.631,4	174.609,4	183.596,2
Prob. (Média Ponderada) (%)	24,3	23,8	28,0	21,7	21,7	24,5

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Peixes Oceânicos	2 anos	Moderada

II.8.4.2.7 (7) Peixes Costeiros

A escolha do CVA Peixes Costeiros deve-se ao potencial impacto à ictiofauna quando da aproximação do óleo das regiões costeiras, principalmente devido às espécies demersais, que geralmente contam com pequenos estoques e áreas de desova e reprodução restritas.

Os peixes de águas costeiras, sobretudo os que vivem associados a fundos consolidados - corais, rochas, que exibem comportamento territorial são mais vulneráveis, pois têm maior oportunidade de contato com as frações hidrossolúveis do poluente ou através da ingestão do produto pela contaminação de seus recursos alimentares (Lopes, 2007). Dessa forma, considerou-se uma faixa de tempo de recuperação de 1 a 3 anos para esse CVA, adotando-se, de forma conservativa, um tempo de **3 anos (limite superior da faixa)**.

Considerando que as principais espécies relacionadas a esse CVA habitam a zona nerítica, situada desde a região litorânea até a quebra da plataforma continental, adotou-se como área de ocorrência a região até a isóbata de 200 metros. Para o cálculo do risco será utilizada a interseção dos contornos de probabilidades de óleo com esta área de ocorrência, além da média ponderada das probabilidades (**Quadros II.8.4.2-20 a II.8.4.2-22**). A presença deste CVA dentro da área afetada por óleo está representada nos **Mapas 61 a 70**, no **Anexo II.8-2** desta AGR.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Peixes Costeiros	3 anos	Moderada

Quadro II.8.4.2-20 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Peixes Costeiros nos pontos P1 e P2 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P1						P2					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	103.162,4	103.654,0	93.527,1	41.206,6	41.605,0	34.150,1	70.548,9	69.892,4	50.417,4	56.659,0	54.212,4	52.045,8
20%	20.854,0	19.518,4	25.037,3	30.654,0	34.443,8	26.828,4	6.466,4	5.405,1	30.904,4	20.081,2	21.396,1	19.407,5
30%	3.913,7	3.511,2	10.133,1	27.874,2	23.563,3	24.310,8	2.350,8	2.555,0	3.463,0	9.637,8	10.459,6	10.633,7
40%	1.296,6	1.358,1	2.440,9	9.155,4	8.680,4	17.159,0	302,6	0,0	781,7	9.904,6	10.074,9	9.292,0
50%	778,5	508,8	1.138,5	297,2	1.330,8	8.420,7	0,0	0,0	0,0	7.944,6	7.390,4	10.459,7
60%	346,7	428,4	880,5	99,0	246,7	2.193,4	0,0	0,0	0,0	122,9	408,9	6.683,0
70%	604,1	595,8	967,2	0,0	0,0	306,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	373,4
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	102,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	130.956,1	129.574,8	134.124,7	109.286,4	109.870,1	113.471,0	79.668,6	77.852,5	85.566,5	104.350,0	103.942,3	108.895,2
Prob. (Média Ponderada) (%)	13,1	13,0	15,0	20,6	20,4	25,3	11,5	11,4	14,7	19,7	20,0	23,4

Quadro II.8.4.2-21 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Peixes Costeiros nos pontos P3 e P4 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)											
	P3						P4					
	Verão			Inverno			Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	51.888,8	52.055,6	59.369,7	36.459,7	37.399,4	37.447,1	0,0	0,0	0,0	2.300,0	2.521,5	3.688,8
20%	578,9	243,0	937,5	10.771,1	10.682,1	9.553,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30%	0,0	0,0	0,0	8.288,9	8.171,3	8.854,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
40%	0,0	0,0	0,0	4.693,0	5.130,6	5.767,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
50%	0,0	0,0	0,0	2.296,2	1.554,0	6.243,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
60%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	52.467,7	52.298,5	60.307,2	62.508,9	62.937,4	67.867,4	0,0	0,0	0,0	2.300,0	2.521,5	3.688,8
Prob. (Média Ponderada) (%)	10,1	10,0	10,2	18,1	17,7	20,2	0,0	0,0	0,0	10,0	10,0	10,0

Quadro II.8.4.2-22 – Áreas dos contornos de probabilidade de presença de óleo para o CVA Peixes Costeiros no ponto P5 e as respectivas probabilidades ponderadas.

Probabilidade	Áreas (Km ²)					
	P5					
	Verão			Inverno		
	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10%	44.975,8	43.997,5	45.504,6	47.391,4	43.792,4	47.431,0
20%	7.987,4	8.399,4	9.760,6	9.363,0	10.237,3	12.039,4
30%	70,4	70,4	2.269,8	3.670,6	4.280,3	4.353,7
40%	0,0	0,0	0,0	2.489,9	2.592,7	3.193,8
50%	0,0	0,0	0,0	2.083,5	3.167,8	2.651,7
60%	0,0	0,0	0,0	2.817,5	2.208,8	2.508,5
70%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.112,7
80%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Área Total	53.033,7	52.467,2	57.535,0	67.816,0	66.279,2	74.290,8
Prob. (Média Ponderada) (%)	11,5	11,6	12,5	16,9	17,6	18,9

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Manguezais	20 anos	Considerável

II.8.4.2.8 (8) Praias arenosas

A escolha de praias arenosas como um CVA se deve pelos critérios de importância ecológica, uma vez que a biodiversidade existente mantém o equilíbrio da cadeia trófica, principalmente com relação à disposição de recursos alimentares.

As praias sedimentares ao longo do litoral da região sudeste e sul variam de moderadamente expostas a expostas, possuindo na sua maioria areia na sua composição. As comunidades bentônicas associadas às praias arenosas suportam uma cadeia de organismos muito rica, a qual pode ser afetada por um vazamento de óleo que chegue a costa. Esta comunidade abriga exemplares de moluscos, crustáceos e invertebrados em geral que são a base da cadeia trófica de vários organismos. As praias arenosas também são utilizadas pelos quelônios para sua reprodução e pela população humana para lazer e extrativismo (IPIECA 2000c).

Eventualmente esses ambientes são colonizados temporariamente por espécies visitantes, migratórias, em períodos reprodutivos, como aves e tartarugas marinhas, as quais nidificam na franja de supralitoral de praias brasileiras, nestes períodos, as praias adquirem sensibilidade especial (Lopes, 2007). Segundo API (1985), o óleo tende a permanecer por poucas semanas nas praias de alta energia, enquanto em praias abrigadas e terraços lamosos pode permanecer durante décadas.

Nas praias de areia grossa a penetração do óleo pode superar 25 centímetros de profundidade no sedimento, fazendo com que o tempo de permanência seja mais elevado. O grau de penetração depende também das características do óleo. O sedimento frouxo dessas praias dificulta operacionalmente a limpeza e retirada do óleo (Lopes, 2007).

Já nas praias de areia fina, pelas condições intrínsecas desses ambientes, a penetração do óleo no sedimento é baixa, permanecendo nas camadas superficiais. Em quantidades maiores, o óleo pode recobrir grandes extensões de areia, constituindo um pavimento asfáltico sobre ela (MICHEL; HAYES, 1992). Nestes

ambientes, a biota é consideravelmente rica, complexa, e sensível ao óleo, representada tanto pela epifauna como pela infauna/endofauna. A maior parte da biota concentra-se na camada superficial do sedimento (Lopes, 2007).

Desta forma, pode-se ter um tempo de recuperação variando entre 3 e 10 anos, dependendo principalmente da granulometria da praia afetada, da exposição à energia de ondas e dos volumes que atingem as locações. Neste caso adotou-se, de forma conservativa, o valor de **5 anos** (média da faixa acima mencionada) para o tempo de recuperação.

Como este CVA é fixo, para o cálculo do risco foi verificada a presença das praias arenosas na área de estudo e as probabilidades delas serem atingidas pela presença de óleo (**Quadro II.8.4.2-23**). As áreas de toque estão representadas nos **Mapas 71 a 76**, todos eles constantes do **Anexo II.8-2** desta AGR.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Praias Arenosas	5 anos	Moderada

Quadro II.8.4.2-23 - Lista dos pontos do CVA Praias Arenosas atingidos pela presença de óleo nos pontos P1 a P3. Ressalta-se que não há toque na costa para os pontos P4 e P5

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
1	Pernambuco	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Vila Caiçara	-	-	-	4	6	8	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-
3	Praia Grande	-	-	-	5	8	9	-	-	-	1	2	2	-	-	-	-	-	-
4	Orla dos Coqueiros	1	-	-	6	10	11	-	-	-	2	3	3	-	-	-	-	-	-
5	Costão, Três Marias, Stella Maris, Oasis, Belmira Noves, Convento e Tapirema	1	1	1	10	12	16	-	-	-	1	3	3	-	-	-	-	-	-
6	Guarau	1	1	1	16	15	19	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
7	Una	1	1	2	20	15	17	-	-	-	1	2	1	-	-	-	-	-	-
8	Rio Verde	1	1	2	22	19	24	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-
9	Barra do Ribeira	1	2	2	13	20	25	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
10	Leste/ Varela	2	1	2	12	9	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Fora (Ilha Comprida)	3	2	2	12	10	19	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
12	Pontal	3	3	3	1	4	5	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-
13	Itacuruca	3	3	3	3	4	5	-	-	-	1	-	4	-	-	-	-	-	-
14	Ipanema	3	3	3	3	6	12	-	-	-	-	1	4	-	-	-	-	-	-
15	Cambriu	3	4	3	4	2	12	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
16	Laje	4	3	2	4	2	6	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
17	Barra do Araripira	4	4	3	2	1	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
18	Barra do Superagui	2	2	3	-	1	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Vila das Peças	2	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Farol	2	4	4	-	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	Praia Grande	2	4	4	-	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
22	Encantadas	2	3	4	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
23	Pontal do Sul	2	3	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
24	Shangri-la	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
25	Ipanema	-	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
26	Praia de Leste	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
27	Matinhos	1	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
28	Caioba	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
29	Mansa de Caioba	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
30	Caieiras	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
31	Brejatuba	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
32	Coroados	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
33	Barra do Saí	1	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
34	Itapema do Norte	1	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
35	Itapoa	1	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	Pontal	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Itaguaçu	1	2	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	Prainha (da Saudade)	1	2	4	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	Praia Grande	2	1	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Ervino	1	1	4	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	Picama	1	1	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	Salina	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	Praia da Península	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	Pedras Brancas e Pedras Negras	1	1	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	Piçarras	1	1	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	Quilombo	3	2	5	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
47	Vermelha	3	4	7	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48	Meia Praia	4	2	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
49	Brava	4	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	Camboriú	4	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
51	Taquaras	4	5	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-
52	Meia Praia	5	6	9	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Bombinhas	5	6	9	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-
54	Porto da Vovó	5	7	9	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-
55	Zimbros (Morrinhos)	5	7	10	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
56	Canto dos Ganchos	1	7	8	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	Balneário do Estreito	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	Comprida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
59	Praia de Fora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	Beira Mar Norte	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	Santo Antônio	5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62	Sambaqui	5	1	9	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
63	Daniela	5	7	9	-	-	-	3	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
64	Ponta das Canas	9	9	10	-	-	-	6	4	7	-	-	-	-	-	1	-	-	-
65	Ingleses	10	9	10	-	-	-	6	4	7	-	-	-	-	-	1	-	-	-
66	Santinho	10	9	10	-	-	-	6	4	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
67	Moçambique	10	7	9	-	-	-	6	3	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
68	Campeche	3	1	3	-	-	-	3	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
69	Matadeiro	2	3	3	-	-	-	1	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70	Solidão	3	3	4	-	-	-	3	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
71	Sonho	-	3	3	-	-	-	3	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
72	Ribeirão da Ilha	3	3	3	-	-	-	3	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
73	Pinheira	3	3	3	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
74	Guarda do Embau	3	3	4	-	-	-	1	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
75	Siriu	3	2	3	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76	Garopaba	3	4	4	-	-	-	1	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
77	Silveira	3	3	4	-	-	-	1	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
78	Barra	3	3	3	-	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
79	Praia do Luz	3	3	4	-	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
80	Barra de Ibiraquera	3	3	4	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
81	Ribanceira	3	3	4	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
82	Praia da Vila	3	3	3	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
83	Itapiruba	3	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
84	Baleia (Pedra do Frade)	2	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	Molhes	3	1	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
86	Teresa	3	2	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
87	Ipoa (Ilhota)	3	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
88	Prainha	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
89	Cardoso	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

II.8.4.2.9 (9) Costões Rochosos

Os costões rochosos foram selecionados como CVA já que se relacionam ao critério de importância ecológica, uma vez que abriga um vasto número de espécies importantes para manter o equilíbrio da cadeia trófica, fornecendo recursos alimentares para diversos organismos (Lamparelli, 1998). Também se relacionam ao critério de importância para população, já que nestas áreas são realizadas, eventualmente, atividades extrativistas pelas populações residentes, cujos recursos são diretamente aproveitados através do consumo, ou então vendidos para o comércio local.

A resposta do CVA costões rochosos à presença do óleo irá depender da toxicidade, viscosidade, quantidade e duração do contato, aliado à sensibilidade dos organismos que habitam o costão. Desta forma, em média o tempo de recuperação para este CVA é de 2 anos (Gilfillan, *et al.*, 2001; IPIECA, 1995), estando relacionada principalmente por serem os costões rochosos ambientes de alta energia (ação hidrodinâmica das ondas e marés) e a composição da biota associada, uma vez que estas espécies apresentam um potencial considerável para o restabelecimento de suas populações (IPIECA, 1995).

Como este CVA é fixo, para o cálculo do risco foi quantificada presença/ausência de costões rochosos na área de estudo e as probabilidades de serem atingidos pelo óleo (**Quadro II.8.4.2-24**). As áreas de toque estão representadas nos **Mapas 77 a 82**, todos eles constantes do **Anexo II.8-2** desta AGR.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Costões Rochosos	2 anos	Moderada

Quadro II.8.4.2-24 - Lista dos pontos do CVA Costões Rochosos atingidos pela presença de óleo nos pontos P1 a P3. Ressalta-se que não há toque na costa para os pontos P4 e P5

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1	Ponta Grossa	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Pt. Sto Amaro	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Guarujá	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Pt. Galhetas	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Ilha da Moela	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Mounduba	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Guaiúba	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	São Vicente	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Prainha	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Pamapuã	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Itaquitanduva	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Praia Grande	-	-	-	2	4	5	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
13	Cibratel	1	-	-	6	10	11	-	-	-	2	3	3	-	-	-	-	-	-
14	Canto	1	1	1	9	9	19	-	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-
15	Prainha	1	1	1	9	15	19	-	-	-	1	2	2	-	-	-	-	-	-
16	Ilha Peruíbe	1	1	1	9	15	19	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-
17	Guaruzinho	1	1	1	16	15	19	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
18	Ilha Guaraú	1	1	2	16	15	19	-	-	-	1	2	3	-	-	-	-	-	-
19	Brava	1	1	1	16	15	19	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
20	Juquiá	1	1	1	16	15	19	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
21	Deserta	1	1	1	13	10	22	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-
22	Caramborê	1	1	1	13	10	22	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-
23	Pt. Grajaúna	2	1	2	22	19	25	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-
24	Pt. Juréia	1	1	1	22	14	24	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-
25	Itacolomy	1	1	2	21	19	24	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
26	Pt Ipanema	3	3	3	3	4	5	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-
27	Ilha Bom Abrigo	3	4	3	8	11	19	-	-	-	1	2	5	-	-	-	-	-	-
28	Cambriú	3	4	3	4	2	12	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
29	Pt. Cambriú	4	4	3	4	2	12	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
30	Ilha Cambriú	4	4	3	4	2	12	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
31	Laje	4	3	3	1	2	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Ilha das Palmas	2	2	4	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	Ilha Galheta	4	3	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	Prainha	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	Caieiras	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	M. Cristo	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	Ilha Saí	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	Ilha Itapeva	1	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
39	Forte	1	2	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	Ilha dos Veados	3	2	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
41	Ilha Velha	3	2	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	Ilha da Paz	3	2	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	Ilha Jaribatuba	1	2	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
44	Prainha	1	2	4	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
45	Ilha do Norte	2	1	4	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	Ilha do Porto	2	1	4	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
47	Ilha Rema	2	1	4	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48	Ilha do Sul	2	1	4	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
49	Ilha dos Remédios	2	1	4	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	Ilha das Araras	2	1	4	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
51	Barra Velha	2	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
52	Grant	2	1	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	Ilha Feia	3	1	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
54	Cabeçudas	4	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
55	Camboriú	4	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
56	Pt. Laranjeiras	4	5	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	Lajeado	4	5	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	Pt. Taquaras	4	5	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
59	Pt. Lobos ou das Pedras	6	5	7	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
60	Pt. Coqueiro	6	5	7	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	Pt. Boqueirão	6	5	7	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
62	Pt. Mata de Camboriú	6	5	7	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
63	Pt. CorreMar	6	5	7	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
64	João da Cunha	5	6	9	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	1	-	-	-
65	Pt. Bombas	8	6	9	-	-	-	3	1	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-
66	Ilha do Arvoredo	10	9	10	-	-	2	5	3	7	-	-	-	-	-	1	-	-	-
67	Ilha Deserta	10	9	10	-	-	2	6	3	7	-	-	-	-	-	1	-	-	-
68	Pt. Tijuquinhas	5	3	7	-	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
69	Pt. Pacheco	5	3	7	-	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70	Ilha Mata Fome	10	9	10	-	-	1	6	4	8	-	-	-	-	-	1	-	-	-
71	Ilha do Badejo	10	9	10	-	-	1	6	4	8	-	-	-	-	-	1	-	-	-
72	Ilha das Aranhas	10	9	10	-	-	1	6	4	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
73	Ilha do Xavier	8	4	6	-	-	-	6	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
74	Ilha Campeche	3	3	3	-	-	-	5	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
75	Pt. Felicidade	4	3	3	-	-	-	5	2	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76	Pt. Grossa	4	3	3	-	-	-	5	2	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
77	Ilha Irmã de Dentro	3	4	4	-	-	-	3	2	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
78	Ilha Irmã do Meio	3	4	4	-	-	-	3	2	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
79	Ilha Irmã de Fora	3	4	4	-	-	-	3	2	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
80	Ilha Moleques do Sul	4	6	8	-	-	-	5	3	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
81	Ilha do Coral	4	3	4	-	-	-	3	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-
82	Ilha Ouvidor	3	3	3	-	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
83	Ilha Batuta	3	3	4	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
84	Santana de Fora	3	3	4	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	Ilha das Araras	3	3	3	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
86	Ilha dos	3	2	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
	Lobos																		
87	Cabo de Santa Marta	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

II.8.4.2.10 (10) Manguezais

A seleção dos manguezais como CVA se deve, entre outros fatores, à adequação do mesmo ao critério de importância ecológica, pois as florestas de mangue caracterizam-se como um grande berçário natural, tanto das espécies características deste ambiente, bem como de outros organismos que migram para as áreas costeiras durante a fase reprodutiva (IPIECA, 1993). Além disso, participam na exportação de matéria orgânica para cadeias alimentares adjacentes, sendo o material excedente da produção do mangue considerado muito importante para a produção pesqueira (IPIECA, 1993).

Outro ponto relevante atribuído à seleção deste CVA é o atendimento ao critério de importância para população, em virtude do uso do manguezal como fonte de diversos recursos diretos (extração de madeira) e indiretos (captura de crustáceos, moluscos e peixes).

O tempo de recuperação dos manguezais, após contaminação por óleo, depende da quantidade de óleo inicial e residual, bem como dos danos que resultem de esforços de limpeza. Se os manguezais só forem ligeiramente contaminados e houver muito pouco ou nada de óleo no substrato, a recuperação provavelmente se dará dentro de 1 ano. Em casos de contaminação elevada, a recuperação só se iniciará após a toxicidade do óleo cair abaixo dos níveis limiares, o local se estabilizar quanto à estrutura para que os novos recrutados sobrevivam e cresçam, que pode chegar a anos. A recuperação é dependente também da idade da floresta contaminada (Monteiro, 2003).

As etapas da recuperação final do impacto para um mangue contaminado por óleo podem ser descritas segundo os efeitos agudos e crônicos (NOAA, 2002). Na fase aguda, após a contaminação por óleo (entre 0-30 dias), pode-se observar a desfolhação e morte de pequenos mangues e a perda de raízes aéreas. Os efeitos crônicos (1 mês-1 ano) são a desfoliação e a morte de mangues de tamanhos médios e dano aos tecidos das raízes aéreas. No período que segue (1-5 anos) pode-se observar a morte de mangues maiores e a perda de raízes aéreas contaminadas pelo óleo. Neste período também pode haver recrescimento de novos mangues e a recolonização de áreas por novas mudas. A exposição crônica de 1-10 anos deve reduzir a sobrevivência de mudas, causar morte ou crescimento reduzido de árvores

jovens que colonizam o lado contaminado, e pode causar uma reduzida queda de detritos e de reprodução. Dependendo da gravidade, a recuperação completa poderá levar mais que 10 anos (NOAA, 2002).

Dados presentes na literatura científica sobre recuperação de florestas de mangue após terem sido atingidas por diversos tipos de óleo (pesados a leves), em vários locais do mundo, revelam um tempo de recuperação muito amplo (Ellison *et al.*, 1999; Burns *et al.*, 1993; Burns & Codi, 1998; Lewis, 1983, 1979; Lamparelli *et al.* 1997; Wardrop *et al.*, 1997; Nadeau & Bergquist 1977, Gilfillan *et al.* 1981; Duke *et al.* 1997; Garrity *et al.* 1994; Ballou & Lewis 1989; Wilkinson *et al.* 2001; Levings *et al.* 1995, 1997; Hoff, 2002; Teas *et al.* 1989; Munoz *et al.* 1997; Michel, 2001; Getter *et al.* 2003; Duke *et al.* 1999; Soares, 2006). Considerando somente os dados reais observados e apresentados por estas referências, o tempo de recuperação deste CVA variou de 4 a 25 anos. Ressalta-se que a grande maioria dos vazamentos reportados era de óleos pesados.

Assim, segundo estudos apresentados, podemos estimar um tempo médio entre **10 a 20 anos** para recuperação deste ambiente, com base principalmente no tempo de recuperação das árvores de mangue, que são os fatores vulneráveis de maior sensibilidade associados a este CVA. Neste caso adotou-se, de forma conservativa, o valor máximo de **20 anos** (limite superior da faixa acima mencionada) para o tempo de recuperação.

Como este CVA é fixo, para o cálculo do risco foi verificada a presença de manguezais na área de estudo e as probabilidades de serem atingidos pelo óleo vazado (**Quadro II.8.4.2-25**). As áreas de toque nesse CVA pelos contornos de probabilidade modelados estão representadas nos **Mapas 83 a 88**, todos eles constantes no **Anexo II.8-2** desta AGR.

Quadro II.8.4.2-25 - Lista dos pontos do CVA Manguezal atingidos pela presença de óleo nos pontos P1 a P3. Ressalta-se que não há toque na costa para os pontos P4 e P5.

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1	Baía de Santos	-	-	-	1	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Rio Itanhaém	1	-	-	5	10	11	-	-	-	2	2	2	-	-	-	-	-	-
3	Rio Preto	1	1	1	9	9	14	-	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-
4	Rio Pequerê	1	1	1	13	10	19	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
5	Rio Una	1	1	1	6	15	22	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-
6	Rio Verde	1	1	1	22	19	24	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-
7	Rio Ribeira do Iguape	2	1	2	19	15	21	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
8	Canal do Mar Pequeno	1	2	2	2	7	11	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
9	Baía de Trapandé	3	3	3	1	1	5	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
10	Rio Araripira	4	4	3	1	1	8	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
11	Baía dos Pinheiros	4	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Baía de Guaratuba	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC
13	Rio Bocamaré	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Barra do Saí	1	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Baía de São Francisco ou Babitonga	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Canal do Linguado	2	-	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	Península	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	Rio Lagoa do Furado	1	2	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	Ribeirão Gravatá	4	2	5	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	Rio Itajaí-Açu	-	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	Balneário Camboriú	4	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	Rio Perequê	5	6	9	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Rio Tijucas	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Rio Biguaçu	5	1	7	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC	8 m³	200 m³	VPC
25	Florianópolis – Baía Norte	5	7	9	-	-	-	3	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	Florianópolis – Baía Sul	2	1	3	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	Lagoa da Conceição	6	7	9	-	-	-	5	3	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	Rio Cubatão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29	Rio da Madre	3	2	4	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	Lagoa de Ibiraquera / Quintino	3	3	4	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	Entrada da Barra	3	1	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

II.8.4.2.11 (11) Estuários

Os estuários foram selecionados como CVA por serem especialmente sensíveis e servirem como berçário de muitas espécies de peixes, crustáceos e invertebrados em geral, muitos deles base da cadeia produtiva. Dentre os sistemas costeiros, os estuários têm um interesse especial, já que funcionam como pólo de atração da atividade humana e, nas suas margens, desenvolveram-se algumas das maiores áreas metropolitanas do mundo (Moulin, 2003).

Fatores como a salinidade e o tipo de substrato constituem o fator físico-químico mais condicionante para a distribuição ecológica dos organismos estuarinos. De forma geral, o habitat estuarino não representa uma simples sobreposição de fatores marinhos e terrestres, mas um conjunto individualizado, com os seus fatores físicos, químicos e biológicos próprios, constituindo um meio altamente produtivo para as espécies que nele penetram vindas do mar ou dos rios. O número de espécies presentes nos estuários é, regra geral, menor que o número de espécies presentes nos sistemas de água doce ou no mar. Efetivamente, a diversidade tende a declinar dos extremos para o interior dos estuários.

De acordo com Schaeffer-Novelli (1990), os derramamentos de óleo atuam diretamente sobre os ecossistemas, afetando seus componentes orgânicos, vegetais e animais e, indiretamente, pela interferência em processos como fotossíntese, respiração e ciclagem de minerais.

As perturbações crônicas ou “estresse crônico” (persistentes e contínuas podem provocar efeitos pronunciados e prolongados nas comunidades biológicas, principalmente no caso de substâncias químicas (Poffo, 2008). O prejuízo ecológico é mais severo se o acidente ocorrer na costa ou estuário, já que estas áreas são mais vulneráveis e de relevante importância socioeconômica (Maldonato et.al., 1987) a exemplo dos manguezais, considerados como “berçário da vida marinha”, onde há condições favoráveis para sobrevivência não só dos primeiros estágios de vida como de todo o ciclo de algumas espécies de moluscos, crustáceos e peixes.

Outro aspecto a ser considerado é a deposição de hidrocarbonetos no fundo do estuário. De acordo com Milanelli (1994), a bioacumulação nestes ambientes com contaminação crônica, nos quais os poluentes permanecem disponíveis por longos

períodos, atua como um fator efetivo de concentração de petróleo. Assim, O entendimento da dinâmica sedimentar dentro da região estuarina (transporte e deposição dos sedimentos finos) é essencial para o conhecimento do destino final dos contaminantes, uma vez que os mesmos apresentam a característica de serem adsorvidos pelas partículas sedimentares finas. Portanto, o estudo do transporte e deposição dos sedimentos finos em regiões estuarinas se apresenta como imprescindível para um gerenciamento ambiental completo das zonas costeiras de sedimentação atual (Moulin, 2003).

Segundo Crapéz (2001), a recuperação do ecossistema estuarino após um derrame de óleo se dá em um período entre 3 e 10 anos, tendo como principais indicadores a recuperação das populações de ostras e moluscos. Assim, classificou-se como tempo de recuperação para os estuários, de forma conservativa, o horizonte de **10 anos**.

Como este CVA é fixo, para o cálculo do risco foi quantificada presença/ausência de estuários na área de estudo e as probabilidades de serem atingidos pelo óleo (**Quadro II.8.4.2-26**). As áreas de toque estão representadas nos **Mapas 83 a 88**, todos eles constantes do **Anexo II.8-2** desta AGR.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Estuários	10 anos	Considerável

Quadro II.8.4.2-26 - Lista dos pontos do CVA Estuários atingidos pela presença de óleo nos pontos P1 a P3. Ressalta-se que não há toque na costa para os pontos P4 e P5

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
1	Baía de Santos	-	-	-	1	2	3	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
2	Rio Itanhaém	1	-	-	5	10	11	-	-	-	2	2	2	-	-	-	-	-	-
3	Rio Preto	1	1	1	9	9	19	-	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-
4	Rio Pequerê	1	1	1	16	15	19	-	-	-	1	1	3	-	-	-	-	-	-
5	Rio Una	1	1	1	6	15	22	-	-	-	1	2	1	-	-	-	-	-	-
6	Rio Verde	1	1	1	21	19	24	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	-	-
7	Rio Ribeira do Iguape	2	1	2	12	9	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Baía de Trapandé	3	3	3	3	4	5	-	-	-	1	-	4	-	-	-	-	-	-
9	Rio Araripira	4	2	3	2	1	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
10	Baía dos Pinheiros	4	2	3	-	1	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Baía de Paranaguá 1	2	2	3	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
12	Baía de Paranaguá 2	4	3	4	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
13	Baía de Guaratuba	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
14	Rio Bocamaré	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
15	Baía de São Francisco ou Babitonga	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
16	Canal do Linguado	2	1	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
17	Rio Piçarras	1	2	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
18	Ribeirão Gravatá	4	2	5	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
19	Rio Itajaí-Açu	4	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
20	Balneário Camboriú	4	5	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
21	Rio do Pequerê	5	6	9	-	-	-	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	
22	Rio Tijucas	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
23	Rio Biguaçu	5	1	7	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	
24	Lagoa da Conceição	6	7	9	-	-	-	5	3	6	-	-	-	-	-	-	-	-	
25	Lagoa de Ibiraquera	3	3	4	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC	8	200	VPC
26	Lagoa do Santo Antônio / Imaruí	3	2	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature: Domingos Fernandes]
Técnico Responsável

II.8.4.2.12 (12) Aves Marinhas

A escolha de aves marinhas como CVA se deve principalmente aos critérios de interesse nacional ou internacional, pois são citados grupos de espécies migratórias e de importância ecológica, por constituírem componentes dos ecossistemas marinhos, cuja conservação é fundamental.

As aves constituem os recursos biológicos mais vulneráveis a derrames de óleo (IMO, 1997). As aves banhadas por óleo normalmente morrem, e seu tratamento é complicado, pois depende de especialistas e de locais adequados (IPIECA, 1991). Segundo IMO (1997), a sensibilidade das aves ao óleo reside em vários aspectos, como a contaminação das penas que ocasiona a perda da capacidade de isolamento térmico do animal e também dificulta sua capacidade de alçar voo e conseqüentemente de se alimentar, além da possibilidade do animal ingerir o poluente pela contaminação dos recursos alimentares ou na tentativa de limpar as penas atingidas. A ingestão do óleo pode ser fatal dependendo da quantidade e do tipo ingerido.

As espécies de aves diferem quanto à vulnerabilidade do impacto do derramamento de óleo em função do seu comportamento, distribuição e reprodução. Fato é que aves marinhas costeiras que mergulham têm maior risco de exposição ao óleo, porque elas regularmente entram na água para se alimentar.

Embora a mortalidade de aves aquáticas vulneráveis a derrames de óleo bruto seja bem documentada na literatura científica, a estimativa do número de aves afetadas por óleo em um derrame é altamente especulativa, o tamanho do derrame pouco tem a ver com o número de aves atingidas e há poucas evidências de efeitos em longo prazo sobre as aves (Kingston, 2002; Heubeck, 1995; Burger 1993).

Apesar dos inúmeros estudos sobre os efeitos agudos e crônicos sobre as populações de aves marinhas atingidas por derrames, são poucos os trabalhos que tentaram inferir sobre o tempo de recuperação destas populações (NRC, 1994). Há estudos que mencionam a persistência de alguns efeitos crônicos por um período de até 9 anos.

O tempo de recuperação deste CVA irá depender de vários fatores tais como: época do ano, tipo e quantidade de óleo derramado, espécies mais atingidas, existência de áreas adjacentes para refúgio e reprodução, bem como também das

ações de contingência implementadas e conseqüentemente do sucesso da limpeza das aves. Ressalta-se que o tipo de produto é crucial na determinação da mortalidade relacionada à hipotermia, em função da propriedade de aderência às penas, típica dos óleos pesados.

Para este CVA, estimou-se um tempo de recuperação entre **1 e 3 anos** para os eventos relacionados ao cenário de risco com provável vazamento de óleo, sendo adotado o tempo de recuperação de **3 anos** (limite superior da faixa).

Considerando as áreas de concentração das aves marinhas, este CVA foi classificado como fixo. Para o cálculo do risco foi verificada a presença destas áreas de concentração na área de estudo e as probabilidades das mesmas serem atingidas por óleo (**Quadro II.8.4.2-27**). As áreas de toque estão representadas nos **Mapas 83 a 88**, todos eles constantes do **Anexo II.8-2** desta AGR.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Conseqüência
Aves Marinhas	3 anos	Moderada

Quadro II.8.4.2-27 - Lista dos pontos do CVA Aves Marinhas atingidos pela presença de óleo nos pontos P1 a P3. Ressalta-se que não há toque na costa para os pontos P4 e P5

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
1	Mongaguá (Praia Grande)	-	-	-	5	7	9	-	-	-	1	2	2	-	-	-	-	-	-
2	Itanhaém	1	-	1	7	11	12	-	-	-	2	3	3	-	-	-	-	-	-
3	Peruíbe (Praia do Costão)	1	1	1	10	11	16	-	-	-	1	3	3	-	-	-	-	-	-
4	Peruíbe (Praia do Guarau)	1	1	1	9	9	19	-	-	-	1	2	2	-	-	-	-	-	-
5	Itapoá (Praia do Pontal)	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Itajaí (Meia Praia)	4	2	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Itajaí (Praia Brava)	4	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Bombinhas (Praia de Bombinhas)	8	6	9	-	-	-	3	1	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-
9	Ilha do Arvoredo	9	8	10	1	-	1	5	3	6	-	-	-	-	-	1	-	-	-

Nº	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE TOQUE (%)																	
		P1						P2						P3					
		Verão			Inverno			Verão			Inverno			Verão			Inverno		
		8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC	8 m ³	200 m ³	VPC
10	Ilha Moleques do Sul	4	6	8	-	-	-	5	3	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Resumo Geral

No **Quadro II.8.4.2-28** a seguir é apresentado um resumo dos 12 (doze) CVAs selecionados com os respectivos tempos de recuperação.

Quadro II.8.4.2-28 - *Resumo dos Componentes de Valor Ambiental (CVAs) selecionados e seus respectivos tempos de recuperação com as referências utilizadas nesta estimativa.*

Nº	CVA	TEMPO DE RECUPERAÇÃO ADOTADO	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS
1	Plâncton	0,5 anos	<ul style="list-style-type: none"> • API, 1985; • Howarth, 1998; • IPIECA, 2000; • IPIECA, 2001; • IMO, 1997; • Scholz <i>et al.</i>, 2001;
2	Quelônios	5 anos	<ul style="list-style-type: none"> • Fritts e McGehee, 1982; • Grammetz, 1988; • Hays et al (2001); • Heppell <i>et al.</i>, 2005; • Lutcavage, 1995; • Lutz e Lutcavage, 1989; • NOAA, 2003; • NOAA, 2010; • Odell e MacMurray, 1986; • Shigenaka, 2003; • Troeng & Chaloupka (2007).
3	Cetáceos – Baleia-Jubarte	10 anos	<ul style="list-style-type: none"> • Barcellos et al., 2003; • French-McCay, 2009; • IMO, 1997; • Instituto Baleia-Franca, 2001; • Instituto Baleia-Jubarte, 2011; • Projeto Boto-Cinza, 2011; • Ridoux et al., 2004; • Wursig & Smultea, 1991.
4	Cetáceos – Baleia-Franca		
5	Cetáceos – Boto-Cinza e Toninhas		
6	Peixes Oceânicos	2 anos	<ul style="list-style-type: none"> • IPIECA, 1991;
7	Peixes Costeiros	3 anos	<ul style="list-style-type: none"> • Lopes, 2007.
8	Praias Arenosas	5 anos	<ul style="list-style-type: none"> • API, 1985; • IPIECA, 2000; • Lopes, 2007;

Nº	CVA	TEMPO DE RECUPERAÇÃO ADOTADO	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS
			<ul style="list-style-type: none"> • MICHEL; HAYES, 1992.
9	Costões Rochosos	2 anos	<ul style="list-style-type: none"> • Gilfillan, <i>et al.</i>, 2001; • IPIECA, 1995; • Lamparelli, 1998.
10	Manguezais	20 anos	<ul style="list-style-type: none"> • Ballou & Lewis 1989; • Burns & Codi, 1998; • Burns et al., 1993; • Duke et al. 1997; • Duke et al. 1999; • Ellison et al., 1999; • Garrity et al. 1994; • Getter et al. 2003; • Gilfillan et al. 1981; • Hoff, 2002; • IPIECA, 1993; • Lamparelli et al. 1997; • Levings et al. 1995, 1997; • Lewis, 1983, 1979; • Michel, 2001; • Monteiro, 2003; • Munoz et al. 1997; • Nadeau & Bergquist 1977; • NOAA, 2002; • Soares, 2006; • Teas et al. 1989; • Wardrop et al, 1997; • Wilkinson et al. 2001.
11	Estuários	10 anos	<ul style="list-style-type: none"> • Crapéz (2001); • Maldonato et.al., 1987; • Milanelli (1994); • Moulin, 2003; • Poffo, 2008; • Schaeffer-Novelli (1990).
12	Aves Marinhas	3 anos	<ul style="list-style-type: none"> • Burger 1993; • Heubeck, 1995; • IMO, 1997; • IPIECA, 1991; • Kingston, 2002; • NRC, 1994

II.8.5 CÁLCULO DOS RISCOS AMBIENTAIS

O Risco Ambiental é a frequência de um determinado componente de valor ambiental – CVA ser atingido por um determinado derramamento de óleo no mar decorrente de um conjunto de cenários ambientais.

II.8.5.1 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A metodologia utilizada foi baseada em estudos realizados por NORSOK (1998) e desenvolvida em discussões multidisciplinares entre os técnicos da empresa consultora.

O cálculo do risco ambiental foi efetuado atendendo aos seguintes parâmetros:

- Componente ambiental ameaçado, que tenha sido classificado com valor ambiental: 12 CVAs;
- Faixa de volume da modelagem da dispersão de óleo: 8, 200 m³ e VPC;
- Pontos de vazamento: P1 a P5, vértices do polígono que abrange a área do pré-sal
- Sazonalidade: Estações de Verão e Inverno.

O risco ambiental é dado pelo produto do somatório das frequências de todos os cenários acidentais que tenham vazamento de volumes na faixa considerada pela probabilidade do componente ambiental ser atingido. A fórmula que expressa o risco ambiental é expressa abaixo:

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

Onde:

$RA_{comp(x)}$ \Rightarrow Risco ambiental de um componente ambiental ser atingido por um determinado volume de óleo;

n \Rightarrow Número de cenários acidentais onde o óleo vazado atinge um dado componente ambiental.

f \Rightarrow Frequência estimada do cenário acidental.

$p(x)$ \Rightarrow Probabilidade do componente ambiental ser atingido por um determinado volume de óleo.

Assim, para efetuar o cálculo do risco ambiental de cada componente, é necessária a determinação do valor de cada variável da fórmula apresentada anteriormente, através da sequência metodológica ilustrada na **Figura II.8.5.1-1**. As principais etapas para obtenção dos dados serão descritas a seguir.

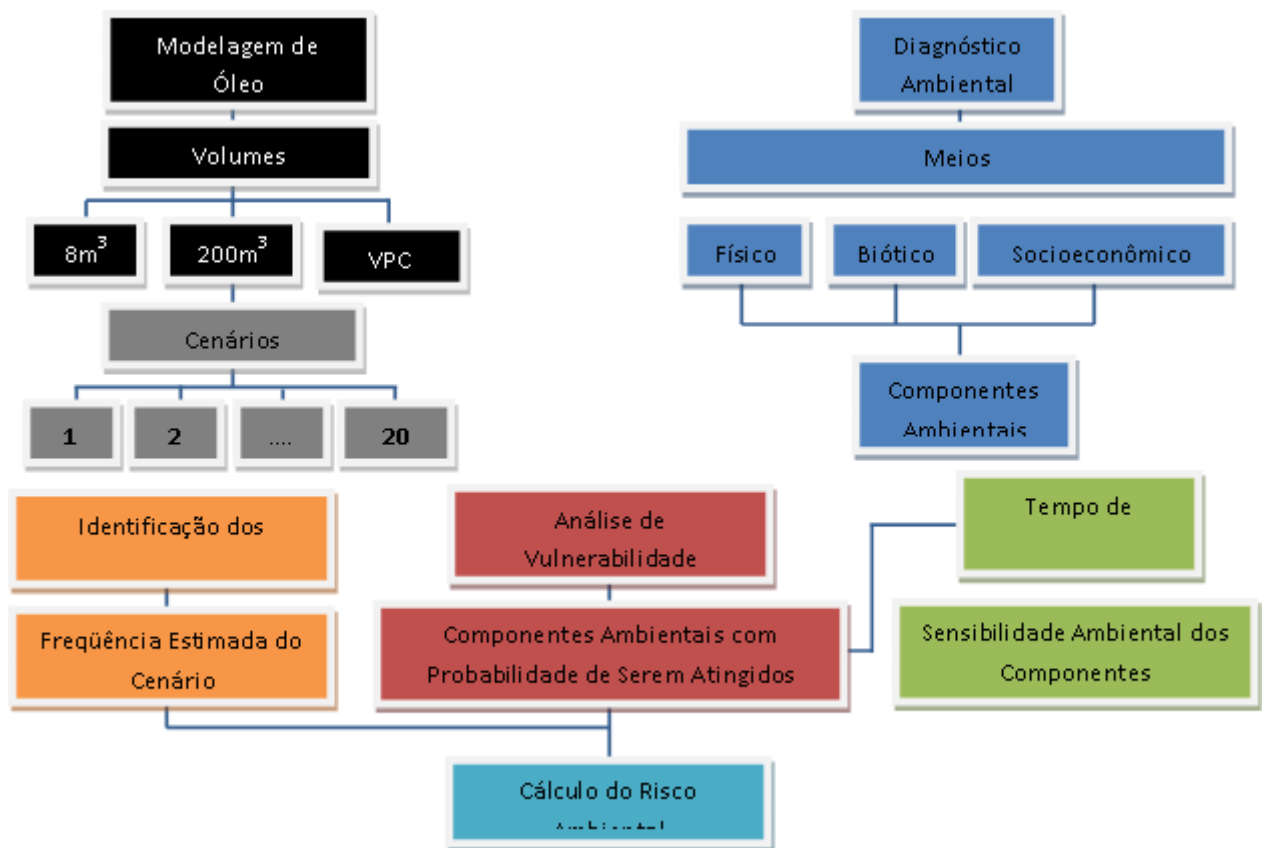


Figura II.8.5.1-1 - Etapas para o cálculo do Risco Ambiental

Inicialmente, dentre todos os componentes ambientais identificados a partir do diagnóstico ambiental e análise de vulnerabilidade, aqueles que foram classificados com valor ambiental para o cálculo do risco estão no **Quadro II.8.5.1-1**.

Quadro II.8.5.1-1 – Componentes ambientais classificados com valor ambiental.

Nº	Componentes com Valor Ambiental	Caráter
1	Plâncton	Difuso
2	Quelônios	
3	Cetáceos – Baleia Jubarte	
4	Cetáceos – Baleia Franca	
5	Cetáceos – Botos Cinza e Toninhas	
6	Peixes Oceânicos	
7	Peixes Costeiros	
8	Praias Arenosas	Fixo
9	Costões Rochosos	
10	Manguezal	
11	Estuários	
12	Aves Marinhas	

Na sequência, foram utilizados os resultados da modelagem por ponto (P_1 a P_5), pelas três faixas de volume ($8m^3$, $200m^3$ e VPC) e por sazonalidade (**verão e inverno**). A partir daí, os dados foram processados dentro de uma plataforma SIG, gerando mapas com as probabilidades de presença acidental de diesel e nafta no mar para cada uma das situações modeladas (**item II.8.4-1 do Capítulo II.8-4**).

Os cenários acidentais passíveis de causar derrame de óleo no mar foram levantados, primeiramente, pela descrição dos sistemas associados ao **FPSO Cidade de São Paulo** e, posteriormente, pela reunião de APP. A partir dos cenários levantados, inicialmente de forma qualitativa, foram identificados aqueles classificados como críticos para o meio ambiente, os quais foram quantificados, do ponto de vista de frequência de ocorrência.

Para o cálculo do risco, foram somadas as frequências dos cenários acidentais dentro da mesma faixa de volume para, na sequência, efetuar o produto com as probabilidades de toque nos CVAs, oriundos da modelagem de óleo. Esse somatório está apresentado no **Quadro II.8.5.1-2**.

Quadro II.8.5.1-2 – Somatório das frequências por faixa de volume

Fase / Ponto	Faixa de Volume	Hipóteses Acidentais	∑ frequências
Operação (P ₁ a P ₅)	8 m ³	1;6;9;10;11;14	1,53E-02
	8 a 200 m ³	4;7;15	1,22E-02
	VPC	2;5;19;20	3,88E-03

A fórmula anteriormente apresentada foi derivada em função dos fatores inerentes à atividade. Assim, o cálculo do risco na operação do **FPSO Cidade de São Paulo** foi realizado por ponto (**P₁ a P₅**) e por volume vazado (**8m³, 200m³, VPC**). Nesse cálculo, também considerou-se fatores referentes à sazonalidade (**verão e inverno**), onde cada um das estações, com 06 meses de duração cada, representa 50% do valor do risco ambiental, totalizando um ano. Assim, os valores das frequências de ocorrência por sazonalidade e por faixa de volume, foram assim obtidos:

$$RA_{(CVA \text{ Ver\~{a}o}) (Px) (Vx)} = \left(\sum f(Px)(Vx) \right) \times Pp(\text{Ver\~{a}o})(Px)(Vx) * 0,5$$

$$RA_{(CVA \text{ Inverno}) (Px) (Vx)} = \left(\sum f(Px)(Vx) \right) \times Pp(\text{Inverno})(Px)(Vx) * 0,5$$

$$RA_{(CVA \text{ Total}) (Px) (Vx)} = RA_{(CVA \text{ Ver\~{a}o}) (Px) (Vx)} + RA_{(CVA \text{ Inverno}) (Px) (Vx)}$$

onde:

$RA_{(CVA \text{ Ver\~{a}o}) (Px) (Vx)}$ Risco Ambiental do CVA no Verão em um ponto (Px) na faixa de volume (Vx);

$RA_{(CVA \text{ Inverno}) (Px) (Vx)}$ Risco Ambiental do CVA no Inverno em um ponto (Px) na faixa de volume (Vx);

$RA_{(CVA \text{ Total}) (Px) (Vx)}$ Risco Ambiental do CVA no ponto (Px) na

faixa de volume (V_x);

$\sum f(P_x)(V_x)$ Somatório das frequências estimadas do(s)
cenário(s) acidental (is) por ponto (P_x) faixa de
volume (V_x)

$p(\text{Verão})(P_x)(V_x) * 0,5$ Probabilidade do componente ambiental ser
atingido no verão em um ponto (P_x) por um
determinado volume de óleo (V_x)

$p(\text{Inverno})(P_x)(V_x) * 0,$ Probabilidade do componente ambiental ser
atingido no inverno em um ponto (P_x) por um
determinado volume de óleo (V_x)

(P_x) Pontos de Risco (P_1 a P_5)

(V_x) Faixas de Volume Vazado ($8m^3$, $200m^3$ e VPC)

Ressalta-se ainda que, para os CVAs de caráter fixo o cálculo do risco considerou a maior probabilidade de toque óleo no CVA, a partir dos valores apresentados no **Capítulo II.8-4**. Essa metodologia foi empregada para os CVAs Praias Arenosas, Costões Rochosos, Manguezais, Estuários e Aves Marinhas).

Já para os CVAs difusos, de caráter disperso na área potencialmente afetada, utilizou-se para o cálculo do risco ambiental a média ponderada das probabilidades de toque de óleo em relação à área de ocorrência atingida. Esse método foi aplicado aos CVAs Plâncton, Quelônios, Cetáceos (Baleia-Jubarte, Baleia Franca, Boto-Cinza e Toninhas) e Peixes (Oceânicos e Costeiros).

Na sequência (**Quadros II.8.5.1-3 a II.8.5.1-14**), são apresentados os resultados do cálculo do risco por CVA afetado, considerando a fase de operação do **FPSO Cidade de São Paulo**, volume vazado, ponto de risco e sazonalidade.

(1) Plâncton**Quadro II.8.5.1-3 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Plâncton (Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo)**

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade Ponderada (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	19,20%	19,70%	1,46E-03	1,50E-03	2,97E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	19,20%	19,30%	1,18E-03	1,18E-03	2,36E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	21,80%	23,10%	4,23E-04	4,48E-04	8,70E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	19,80%	20,70%	1,51E-03	1,58E-03	3,09E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	20,20%	20,70%	1,24E-03	1,27E-03	2,50E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	23,50%	24,50%	4,56E-04	4,75E-04	9,31E-04
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	17,20%	22,50%	1,31E-03	1,72E-03	3,03E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	17,70%	22,50%	1,08E-03	1,38E-03	2,46E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	19,30%	25,30%	3,74E-04	4,90E-04	8,65E-04
P ₄	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	16%	21,20%	1,22E-03	1,62E-03	2,84E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	16,30%	21,50%	9,98E-04	1,32E-03	2,32E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	17,40%	22,90%	3,37E-04	4,44E-04	7,81E-04
P ₅	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	22,20%	20,00%	1,69E-03	1,53E-03	3,22E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	21,80%	20,20%	1,34E-03	1,24E-03	2,57E-03

	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	25,30%	22,50%	4,90E-04	4,36E-04	9,27E-04
--	-----------------------------------	----------	--------	--------	----------	----------	----------

Observação

* Probabilidades ponderadas conforme cálculo apresentado nos Quadros II.8.4.2-2 a II.8.4.2-4 (Capítulo II.8-4);

(2) Quelônios**Quadro II.8.5.1-4 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Quelônios (Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo)**

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade Ponderada (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	19,40%	19,80%	1,48E-03	1,51E-03	2,99E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	19,40%	19,40%	1,19E-03	1,19E-03	2,38E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	22,10%	23,40%	4,28E-04	4,54E-04	8,82E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	22,20%	20,70%	1,69E-03	1,58E-03	3,27E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	22,70%	20,80%	1,39E-03	1,27E-03	2,66E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	26,80%	24,70%	5,20E-04	4,79E-04	9,98E-04
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	17,50%	22,70%	1,33E-03	1,73E-03	3,07E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	17,90%	22,70%	1,10E-03	1,39E-03	2,49E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	19,60%	25,60%	3,80E-04	4,96E-04	8,76E-04
P ₄	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	16,90%	22,00%	1,29E-03	1,68E-03	2,97E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	17,60%	22,40%	1,08E-03	1,37E-03	2,45E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	18,80%	23,60%	3,64E-04	4,58E-04	8,22E-04
P ₅	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	23,60%	22,60%	1,80E-03	1,72E-03	3,52E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	23,20%	22,80%	1,42E-03	1,40E-03	2,82E-03

	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	27,10%	25,80%	5,25E-04	5,00E-04	1,03E-03
--	-----------------------------------	----------	--------	--------	----------	----------	----------

Observação

* Probabilidades ponderadas conforme cálculo apresentado nos Quadros II.8.4.2-5 a II.8.4.2-7 (Capítulo II.8-4);

(3) Cetáceos – Baleia-Jubarte

Quadro II.8.5.1-5 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Cetáceos – Baleia-Jubarte
(Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo)

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade Ponderada (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	10,00%	0,00%	7,63E-04	0,00E+00	7,63E-04
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	10,00%	0,00%	6,12E-04	0,00E+00	6,12E-04
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	10,00%	0,00%	1,94E-04	0,00E+00	1,94E-04
P ₄	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	14,10%	18,80%	1,08E-03	1,43E-03	2,51E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	13,10%	17,70%	8,02E-04	1,08E-03	1,89E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	13,80%	21,50%	2,68E-04	4,17E-04	6,84E-04
P ₅	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00

	V_{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
--	----------------------------	----------	-------	-------	----------	----------	----------

Observação

* Probabilidades ponderadas conforme cálculo apresentado nos Quadros II.8.4.2-8 a II.8.4.2-10 (Capítulo II.8-4);

(4) Cetáceos – Baleia-Franca**Quadro II.8.5.1-6 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Cetáceos – Baleia-Franca
(Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo)**

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade Ponderada (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	13,10%	20,60%	9,99E-04	1,57E-03	2,57E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	13,00%	20,40%	7,96E-04	1,25E-03	2,05E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	15,00%	25,30%	2,91E-04	4,90E-04	7,81E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	11,50%	19,70%	8,77E-04	1,50E-03	2,38E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	11,40%	20,00%	6,98E-04	1,22E-03	1,92E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	14,70%	23,40%	2,85E-04	4,54E-04	7,39E-04
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	10,10%	18,10%	7,70E-04	1,38E-03	2,15E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	10,00%	17,70%	6,12E-04	1,08E-03	1,70E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	10,20%	20,20%	1,98E-04	3,92E-04	5,89E-04
P ₄	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	10,00%	0,00E+00	7,63E-04	7,63E-04
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	10,00%	0,00E+00	6,12E-04	6,12E-04
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	0,00%	10,00%	0,00E+00	1,94E-04	1,94E-04
P ₅	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	11,50%	16,90%	8,77E-04	1,29E-03	2,17E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	11,60%	17,60%	7,10E-04	1,08E-03	1,79E-03

	V_{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	12,50%	18,90%	2,42E-04	3,66E-04	6,09E-04
--	----------------------------	----------	--------	--------	----------	----------	----------

Observação

* Probabilidades ponderadas conforme cálculo apresentado nos Quadros II.8.4.2-11 a II.8.4.2-13 (Capítulo II.8-4);

(5) Cetáceos – Botos-Cinza e Toninhas

**Quadro II.8.5.1-7 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Botos-Cinza e Toninhas
(Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo)**

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade Ponderada (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	10,00%	15,00%	7,63E-04	1,14E-03	1,91E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	10,00%	15,10%	6,12E-04	9,25E-04	1,54E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	10,00%	17,30%	1,94E-04	3,35E-04	5,29E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	10,00%	10,10%	7,63E-04	7,70E-04	1,53E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	10,00%	10,30%	6,12E-04	6,31E-04	1,24E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	10,80%	11,10%	2,09E-04	2,15E-04	4,25E-04
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	10,00%	10,00%	7,63E-04	7,63E-04	1,53E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	10,00%	10,00%	6,12E-04	6,12E-04	1,22E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	10,00%	10,00%	1,94E-04	1,94E-04	3,88E-04
P ₄	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
P ₅	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	10,00%	0,00E+00	7,63E-04	7,63E-04
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00

	V_{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	10,00%	10,00%	1,94E-04	1,94E-04	3,88E-04
--	----------------------------	----------	--------	--------	----------	----------	----------

Observação

* Probabilidades ponderadas conforme cálculo apresentado nos Quadros II.8.4.2-14 a II.8.4.2-16 (Capítulo II.8-4);

(6) Peixes Oceânicos

Quadro II.8.5.1-8 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Peixes Oceânicos (Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo)

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade Ponderada (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	26,20%	18,90%	2,00E-03	1,44E-03	3,44E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	26,10%	18,10%	1,60E-03	1,11E-03	2,71E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	29,70%	20,40%	5,76E-04	3,95E-04	9,71E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	22,80%	22,00%	1,74E-03	1,68E-03	3,42E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	23,30%	22,00%	1,43E-03	1,35E-03	2,77E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	26,70%	26,30%	5,18E-04	5,10E-04	1,03E-03
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	18,60%	24,80%	1,42E-03	1,89E-03	3,31E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	19,30%	24,90%	1,18E-03	1,52E-03	2,71E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	21,40%	28,00%	4,15E-04	5,43E-04	9,58E-04
P ₄	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	16,00%	21,50%	1,22E-03	1,64E-03	2,86E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	16,30%	21,80%	9,98E-04	1,34E-03	2,33E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	17,40%	23,30%	3,37E-04	4,52E-04	7,89E-04
P ₅	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	24,30%	21,70%	1,85E-03	1,66E-03	3,51E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	23,80%	21,70%	1,46E-03	1,33E-03	2,79E-03

	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	28,00%	24,50%	5,43E-04	4,75E-04	1,02E-03
--	-----------------------------------	----------	--------	--------	----------	----------	----------

Observação

* Probabilidades ponderadas conforme cálculo apresentado nos Quadros II.8.4.2-17 a II.8.4.2-19 (Capítulo II.8-4);

(7) Peixes Costeiros**Quadro II.8.5.1-9 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Peixes Costeiros (Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo)**

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade Ponderada (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	13,10%	20,60%	9,99E-04	1,57E-03	2,57E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	13,00%	20,40%	7,96E-04	1,25E-03	2,05E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	15,00%	25,30%	2,91E-04	4,90E-04	7,81E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	11,50%	19,70%	8,77E-04	1,50E-03	2,38E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	11,40%	20,00%	6,98E-04	1,22E-03	1,92E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	14,70%	23,40%	2,85E-04	4,54E-04	7,39E-04
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	10,10%	18,10%	7,70E-04	1,38E-03	2,15E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	10,00%	17,70%	6,12E-04	1,08E-03	1,70E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	10,20%	20,20%	1,98E-04	3,92E-04	5,89E-04
P ₄	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	10,00%	0,00E+00	7,63E-04	7,63E-04
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	10,00%	0,00E+00	6,12E-04	6,12E-04
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	0,00%	10,00%	0,00E+00	1,94E-04	1,94E-04
P ₅	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	11,50%	16,90%	8,77E-04	1,29E-03	2,17E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	11,60%	17,60%	7,10E-04	1,08E-03	1,79E-03

	V_{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	12,50%	18,90%	2,42E-04	3,66E-04	6,09E-04
--	----------------------------	----------	--------	--------	----------	----------	----------

Observação

* Probabilidades ponderadas conforme cálculo apresentado nos Quadros II.8.4.2-20 a II.8.4.2-22 (Capítulo II.8-4);

(8) Praias Arenosas

Quadro II.8.5.1-10 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Praias Arenosas (Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo). Ressalta-se que não há toque na costa para os pontos P4 e P5.

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade de Toque (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	10,00%	22,00%	7,63E-04	1,68E-03	2,44E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	9,00%	20,00%	5,51E-04	1,22E-03	1,78E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	10,00%	25,00%	1,94E-04	4,85E-04	6,78E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	6,00%	2,00%	4,58E-04	1,53E-04	6,10E-04
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	4,00%	3,00%	2,45E-04	1,84E-04	4,29E-04
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	8,00%	4,00%	1,55E-04	7,75E-05	2,33E-04
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	1,00%	0,00%	1,94E-05	0,00E+00	1,94E-05

Observação

* Maior valor de probabilidade de toque no referido CVA - Quadro II.8.4.2-23 (Capítulo II.8-4);

(9) Costões Rochosos

Quadro II.8.5.1-11 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Costões Rochosos (Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo). Ressalta-se que não há toque na costa para os pontos P4 e P5.

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade de Toque (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	10,00%	22,00%	7,63E-04	1,68E-03	2,44E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	9,00%	19,00%	5,51E-04	1,16E-03	1,71E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	10,00%	25,00%	1,94E-04	4,85E-04	6,78E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	6,00%	2,00%	4,58E-04	1,53E-04	6,10E-04
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	4,00%	3,00%	2,45E-04	1,84E-04	4,29E-04
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	8,00%	3,00%	1,55E-04	5,82E-05	2,13E-04
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	1,00%	0,00%	1,94E-05	0,00E+00	1,94E-05

Observação

* Maior valor de probabilidade de toque no referido CVA - Quadro II.8.4.2-24 (Capítulo II.8-4);

(10) Manguezais

Quadro II.8.5.1-12 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Manguezais (Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo). Ressalta-se que não há toque na costa para os pontos P3, P4 e P5 neste CVA.

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade de Toque (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	6,00%	0,00%	4,58E-04	0,00E+00	4,58E-04
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	7,00%	0,00%	4,29E-04	0,00E+00	4,29E-04
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	9,00%	6,00%	1,74E-04	1,16E-04	2,91E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	5,00%	2,00%	3,81E-04	1,53E-04	5,34E-04
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	3,00%	2,00%	1,84E-04	1,22E-04	3,06E-04
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	6,00%	3,00%	1,16E-04	5,82E-05	1,74E-04

Observação

* Maior valor de probabilidade de toque no referido CVA - Quadro II.8.4.2-25 (Capítulo II.8-4);

(11) Estuários

Quadro II.8.5.1-13 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Estuários (Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo). Ressalta-se que não há toque na costa para os pontos P4 e P5.

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade de Toque (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	6,00%	21,00%	4,58E-04	1,60E-03	2,06E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	7,00%	19,00%	4,29E-04	1,16E-03	1,59E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	9,00%	24,00%	1,74E-04	4,65E-04	6,40E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	5,00%	2,00%	3,81E-04	1,53E-04	5,34E-04
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	3,00%	2,00%	1,84E-04	1,22E-04	3,06E-04
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	6,00%	4,00%	1,16E-04	7,75E-05	1,94E-04
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00

Observação

* Maior valor de probabilidade de toque no referido CVA - Quadro II.8.4.2-26 (Capítulo II.8-4);

(12) Aves Marinhas

Quadro II.8.5.1-14 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Aves Marinhas (Fase de Operação FPSO Cidade de São Paulo). Ressalta-se que não há toque na costa para os pontos P4 e P5.

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade de Toque (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
P ₁	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	9,00%	10,00%	6,86E-04	7,63E-04	1,45E-03
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	8,00%	11,00%	4,90E-04	6,74E-04	1,16E-03
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	10,00%	19,00%	1,94E-04	3,68E-04	5,62E-04
P ₂	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	5,00%	2,00%	3,81E-04	1,53E-04	5,34E-04
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	3,00%	3,00%	1,84E-04	1,84E-04	3,67E-04
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	7,00%	3,00%	1,36E-04	5,82E-05	1,94E-04
P ₃	8 m ³ HAs (1;6;9;10;11;14)	1,53E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	200 m ³ HAs (4;7;15)	1,22E-02	0,00%	0,00%	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
	V _{PC} HA (2;5;19;20)	3,88E-03	1,00%	0,00%	1,94E-05	0,00E+00	1,94E-05

Observação

* Maior valor de probabilidade de toque no referido CVA - Quadro II.8.4.2-27 (Capítulo II.8-4);

II.8.6 TEMPO DE RECUPERAÇÃO / TEMPO DE OCORRÊNCIA

II.8.6.1 METODOLOGIA

Para se avaliar se um risco ambiental é tolerável ou não, leva-se em consideração o tempo de recorrência do dano, dado pelo cálculo do risco ambiental para cada Componente de Valor Ambiental – CVA passível de toque de óleo com alta vulnerabilidade e o tempo de recuperação do componente ambiental ameaçado.

Assim, a avaliação da tolerabilidade dos riscos é feita através do índice de tolerabilidade (IT). Este índice, que é expresso em valores percentuais, é a razão entre o tempo de recorrência do dano ambiental e o tempo de recuperação do componente ambiental vulnerável a um potencial derramamento de óleo. O cálculo é feito a partir da seguinte fórmula:

$$IT = \frac{T_{rca}}{T_{rr}} * 100$$

Onde:

IT: Índice de Tolerabilidade (%);

T_{rca}: Tempo de recuperação do CVA vulnerável (tempo);

T_{rr}: Tempo de recorrência do risco ambiental (T_{rr} = 1/ RA_{CVA}) (tempo).

Essa abordagem parte do seguinte princípio fundamental definido pela NORSOK Standard (1998, Anexo C p.82):

A recuperação que se segue após um dano ambiental para os recursos mais vulneráveis deve ser insignificante em relação ao período esperado entre as ocorrências destes danos.

Assim, definiu-se como critério de tolerabilidade o nível de “insignificância” máximo de 10% para cada CVA (NORSOK Standard, 1998, Anexo C). Ao se adotar esse nível de insignificância, considera-se tolerável a ocorrência a cada cinco anos de um dano menor, cujo tempo de recuperação

médio do CVA vulnerável seja de 0,5 anos. Um dano grave, com tempo de recuperação do CVA de 20 anos, pode ser tolerado uma vez a cada 200 anos (**Quadro II.8.6.1-1**).

Quadro II.8.6.1-1 - Limites de frequência aceitáveis para as categorias de conseqüência, segundo uma taxa de recuperação média considerando um índice de aceitabilidade de 10% (NORSOK, 1998).

Categoria de Conseqüência	Taxa de Recuperação	Média do Tempo de Recuperação	Limite de Frequência Aceitável
Menor	1 mês – 1 ano	0,5 anos	< 1 evento por 5 anos
Moderada	1 – 3 anos	2 anos	< 1 evento por 20 anos
Considerável	3 – 10 anos	5 anos	< 1 evento por 50 anos
Grave	> 10 anos	20 anos	< 1 evento por 200 anos

A partir do limite estabelecido como nível de insignificância, foram estabelecidas classes de tolerabilidade em função de faixas de valores percentuais de IT conforme pode ser observado no **Quadro II.8.6.1-2**, a seguir.

Quadro II.8.6.1-2 - Classificação de Tolerabilidade dos Riscos Ambientais em função do Índice de tolerabilidade.

Classificação	Faixa de Valores
Insignificante	$IT \leq 10\%$
Moderado	$10\% < IT \leq 20\%$
Intolerável	$IT \geq 20\%$

Esse critério de classificação define duas “retas-guia”, a partir dos dois valores de índice de Tolerabilidade (10 e 20%), tendo como base a NORSOK (1998) publicada pela *Norwegian Technology Centre*. Assim, formam-se três regiões distintas, apresentadas na **Figura II.8.6.1-1** e descritas a seguir:

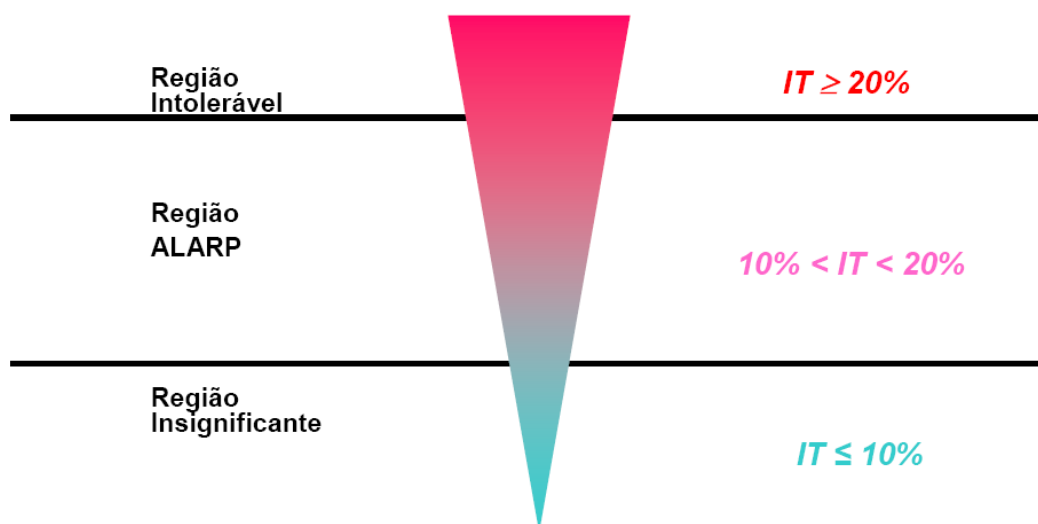
- **Região Insignificante ($IT \leq 10\%$):** onde todos os eventos localizados nesta região possuem um Índice de Tolerabilidade

considerado tolerável não necessitando de medidas preventivas e/ou mitigadoras para a sua redução;

- **Região Intolerável ($IT \geq 20\%$):** onde todos os eventos localizados nesta região possuem um Índice de Tolerabilidade considerado inaceitável, logo necessitando a implantação de medidas preventivas e/ou mitigadoras para a sua redução;
- **Região ALARP (*As Low As Reasonably Practicable* - $10\% < IT < 20\%$):** localizada entre as duas retas-guia, para os eventos localizados nesta região deverão ser propostas medidas preventivas/mitigadoras, e estas medidas deverão ser avaliadas do ponto de vista de “custo versus benefício” e o risco reduzido tanto quanto praticável.

Figura II.8.6.1-2 – Exemplo ilustrativo do Critério de Tolerabilidade.

CRITÉRIO DE TOLERABILIDADE DO RISCO AMBIENTAL



II.8.6.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO E RESULTADOS OBTIDOS

O Índice de Tolerabilidade (IT) de cada CVA foi calculado conforme metodologia descrita no item anterior e nos tempos de recuperação definidos no **Capítulo II.8.4**. O **Quadro II.8.6.2-1** apresenta a síntese dos ITs por pontos de risco, destacando apenas os valores do Risco Total, apresentados nos quadros do **Capítulo II.8.5 (Quadros II.8.5.1-3 a II.8.5.1-14)**.

Quadro II.8.6.2-1 – Síntese do cálculo do Índice de Tolerabilidade (%) para os Componentes com Valor Ambiental, por fase do empreendimento, produto vazado e ponto de vazamento

Nº	CVA	Tempo de Recuperação Adotado	Ponto de Risco	Faixa de Volume	Risco Ambiental	Índice de Tolerabilidade (%)
1	Plâncton	0,5 anos	P ₁	8m ³	2,97E-03	0,15
				200m ³	2,36E-03	0,12
				V _{PC}	8,70E-04	0,04
			P ₂	8m ³	3,09E-03	0,15
				200m ³	2,50E-03	0,13
				V _{PC}	9,31E-04	0,05
			P ₃	8m ³	3,03E-03	0,15
				200m ³	2,46E-03	0,12
				V _{PC}	8,65E-04	0,04
			P ₄	8m ³	2,84E-03	0,14
				200m ³	2,32E-03	0,12
				V _{PC}	7,81E-04	0,04
			P ₅	8m ³	3,22E-03	0,16
				200m ³	2,57E-03	0,13
				V _{PC}	9,27E-04	0,05
2	Quelônios	3 anos	P ₁	8m ³	2,99E-03	1,49
				200m ³	2,38E-03	1,19
				V _{PC}	8,82E-04	0,44
			P ₂	8m ³	3,27E-03	1,64
				200m ³	2,66E-03	1,33
				V _{PC}	9,98E-04	0,50
			P ₃	8m ³	3,07E-03	1,53
				200m ³	2,49E-03	1,24
				V _{PC}	8,76E-04	0,44
			P ₄	8m ³	2,97E-03	1,48
				200m ³	2,45E-03	1,22
				V _{PC}	8,22E-04	0,41
			P ₅	8m ³	3,52E-03	1,76
				200m ³	2,82E-03	1,41

Nº	CVA	Tempo de Recuperação Adotado	Ponto de Risco	Faixa de Volume	Risco Ambiental	Índice de Tolerabilidade (%)
3	Cetáceos – Baleia Jubarte	10 anos	P ₁	V _{PC}	1,03E-03	0,51
				8m ³	0,00E+00	0,00
				200m ³	0,00E+00	0,00
			P ₂	V _{PC}	0,00E+00	0,00
				8m ³	0,00E+00	0,00
				200m ³	0,00E+00	0,00
			P ₃	V _{PC}	0,00E+00	0,00
				8m ³	7,63E-04	0,76
				200m ³	6,12E-04	0,61
			P ₄	V _{PC}	1,94E-04	0,19
				8m ³	2,51E-03	2,51
				200m ³	1,89E-03	1,89
			P ₅	V _{PC}	6,84E-04	0,68
				8m ³	0,00E+00	0,00
				200m ³	0,00E+00	0,00
4	Cetáceos – Baleia Franca	10 anos	P ₁	V _{PC}	0,00E+00	0,00
				8m ³	2,57E-03	2,57
				200m ³	2,05E-03	2,05
			P ₂	V _{PC}	7,81E-04	0,78
				8m ³	2,38E-03	2,38
				200m ³	1,92E-03	1,92
			P ₃	V _{PC}	7,39E-04	0,74
				8m ³	2,15E-03	2,15
				200m ³	1,70E-03	1,70
			P ₄	V _{PC}	5,89E-04	0,59
				8m ³	7,63E-04	0,76
				200m ³	6,12E-04	0,61
			P ₅	V _{PC}	1,94E-04	0,19
				8m ³	2,17E-03	2,17
				200m ³	1,79E-03	1,79
5	Cetáceos – Boto Cinza e Toninhas	10 anos	P ₁	V _{PC}	6,09E-04	0,61
				8m ³	1,91E-03	1,91
				200m ³	1,54E-03	1,54
			P ₂	V _{PC}	5,29E-04	0,53
				8m ³	1,53E-03	1,53
				200m ³	1,24E-03	1,24
			P ₃	V _{PC}	4,25E-04	0,42
				8m ³	1,53E-03	1,53
				200m ³	1,22E-03	1,22
				V _{PC}	3,88E-04	0,39

Nº	CVA	Tempo de Recuperação Adotado	Ponto de Risco	Faixa de Volume	Risco Ambiental	Índice de Tolerabilidade (%)
			P ₄	8m ³	0,00E+00	0,00
				200m ³	0,00E+00	0,00
				V _{PC}	0,00E+00	0,00
			P ₅	8m ³	7,63E-04	0,76
				200m ³	0,00E+00	0,00
				V _{PC}	3,88E-04	0,39
6	Peixes Costeiros	2 anos	P ₁	8m ³	3,44E-03	0,69
				200m ³	2,71E-03	0,54
				V _{PC}	9,71E-04	0,19
			P ₂	8m ³	3,42E-03	0,68
				200m ³	2,77E-03	0,55
				V _{PC}	1,03E-03	0,21
			P ₃	8m ³	3,31E-03	0,66
				200m ³	2,71E-03	0,54
				V _{PC}	9,58E-04	0,19
			P ₄	8m ³	2,86E-03	0,57
				200m ³	2,33E-03	0,47
				V _{PC}	7,89E-04	0,16
			P ₅	8m ³	3,51E-03	0,70
				200m ³	2,79E-03	0,56
				V _{PC}	1,02E-03	0,20
7	Peixes Oceânicos	3 anos	P ₁	8m ³	2,57E-03	0,77
				200m ³	2,05E-03	0,61
				V _{PC}	7,81E-04	0,23
			P ₂	8m ³	2,38E-03	0,71
				200m ³	1,92E-03	0,58
				V _{PC}	7,39E-04	0,22
			P ₃	8m ³	2,15E-03	0,65
				200m ³	1,70E-03	0,51
				V _{PC}	5,89E-04	0,18
			P ₄	8m ³	7,63E-04	0,23
				200m ³	6,12E-04	0,18
				V _{PC}	1,94E-04	0,06
			P ₅	8m ³	2,17E-03	0,65
				200m ³	1,79E-03	0,54
				V _{PC}	6,09E-04	0,18
8	Praias Arenosas	5 anos	P ₁	8m ³	2,44E-03	1,22
				200m ³	1,78E-03	0,89
				V _{PC}	6,78E-04	0,34

Nº	CVA	Tempo de Recuperação Adotado	Ponto de Risco	Faixa de Volume	Risco Ambiental	Índice de Tolerabilidade (%)
			P ₂	8m ³	6,10E-04	0,31
				200m ³	4,29E-04	0,21
				V _{PC}	2,33E-04	0,12
			P ₃	8m ³	0,00E+00	0,00
				200m ³	0,00E+00	0,00
				V _{PC}	1,94E-05	0,01
9	Costões Rochosos	2 anos	P ₁	8m ³	2,44E-03	0,49
				200m ³	1,71E-03	0,34
				V _{PC}	6,78E-04	0,14
			P ₂	8m ³	6,10E-04	0,12
				200m ³	4,29E-04	0,09
				V _{PC}	2,13E-04	0,04
			P ₃	8m ³	0,00E+00	0,00
				200m ³	0,00E+00	0,00
				V _{PC}	1,94E-05	0,004
10	Manguezal	20 anos	P ₁	8m ³	4,58E-04	0,92
				200m ³	4,29E-04	0,86
				V _{PC}	2,91E-04	0,58
			P ₂	8m ³	5,34E-04	1,07
				200m ³	3,06E-04	0,61
				V _{PC}	1,74E-04	0,35
11	Estuários	10 anos	P ₁	8m ³	2,06E-03	2,06
				200m ³	1,59E-03	1,59
				V _{PC}	6,40E-04	0,64
			P ₂	8m ³	5,34E-04	0,53
				200m ³	3,06E-04	0,31
				V _{PC}	1,94E-04	0,19
			P ₃	8m ³	0,00E+00	0,00
				200m ³	0,00E+00	0,00
				V _{PC}	0,00E+00	0,00
12	Aves Marinhas	3 anos	P ₁	8m ³	1,45E-03	0,43
				200m ³	1,16E-03	0,35
				V _{PC}	5,62E-04	0,17
			P ₂	8m ³	5,34E-04	0,16
				200m ³	3,67E-04	0,11
				V _{PC}	1,94E-04	0,06
			P ₃	8m ³	0,00E+00	0,00
				200m ³	0,00E+00	0,00
				V _{PC}	1,94E-05	0,01

II.8.6.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS E CONCLUSÕES

Analisando-se os resultados dos Índices de Tolerabilidade anteriormente apresentados para a Fase de Operação do FPSO Cidade de São Paulo comparativamente com Critério de Tolerabilidade definido, observa-se que:

- Nenhum CVA atingiu a Região Intolerável ou a Região ALARP;
- Os Índices de Tolerabilidade calculados para todos os CVAs ficaram na Região Insignificante ($IT \leq 10\%$), o que classifica o Risco Ambiental do **FPSO Cidade de São Paulo** como plenamente aceitável;
- O maior Índice de Tolerabilidade da Fase de Operação foi encontrado para o **CVA Cetáceos – Baleia-Franca** (P1, $8m^3$), da ordem de 2,37%, ou seja, muito inferior ao critério definido ($IT \leq 10\%$).

II.8.7 REVISÃO DO ESTUDO DE ANÁLISE DE RISCOS

Os resultados do Estudo de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, a partir do Cálculo do Risco Ambiental e do Índice de Tolerabilidade, para o Teste de Longa Duração (TLD) para o desenvolvimento do Piloto de Sapinhoá, Bacia de Santos, através da operação do **FPSO Cidade de São Paulo**, mostraram que os riscos ficaram compreendidos na **Região Insignificante** ($IT \leq 10\%$). Sendo assim, o **Risco Ambiental** desse projeto foi classificado como **plenamente aceitável** frente ao critério adotado.

Assim, em função da tolerabilidade obtida, não se fez necessária a revisão do Estudo de Análise de Riscos do **FPSO Cidade de São Paulo**.

II.8.8 PLANO DE GERENCIAMENTO DE RISCOS – PGR

O termo Gerenciamento de Riscos é utilizado para caracterizar o processo de identificação, avaliação e controle de riscos. O 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 esses eventos indesejados, a redução dos riscos numa instalação ou atividade perigosa pode ser conseguida por meio da implementação de medidas que visem reduzir tanto as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas) quanto as suas respectivas consequências (ações mitigadoras).

Assim, de modo geral, um Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) contempla, entre outros, os seguintes tópicos:

- Informações de segurança de processo;
- Política de análise e revisão de riscos;
- Procedimentos e ações necessárias para o correto gerenciamento;
- Definição de atribuições;
- Garantia da integridade de sistemas críticos (Programa de Manutenção e Inspeção);
- Procedimentos operacionais incluindo partida e parada;
- Política de capacitação e treinamento;
- Gestão de contratação de terceiros;
- Registro e investigação de incidentes;
- Gerenciamento de mudanças;
- Sistema de permissão para trabalho;
- Cronograma para implantação/acompanhamento das ações propostas;
- Procedimentos de emergência.

Medidas para Gerenciamento dos Riscos

As medidas de redução dos riscos são sugeridas, prioritariamente, para os eventos cujos riscos são considerados como inaceitáveis. Estas medidas visam à redução da probabilidade de ocorrência e/ou a magnitude de potenciais consequências das hipóteses acidentais identificadas.

São apresentadas as medidas com o objetivo de aumentar a confiabilidade operacional da atividade, além de permitir a melhor forma de administração do risco para cada perigo identificado no estudo de Análise de Risco e controle do projeto de produção.

As tabelas a seguir mostram as medidas para cada uma das hipóteses, e a descrição contendo as informações de procedimentos e ações a serem executadas.

A **Tabela II.8.8-1** apresenta as medidas para cada uma das hipóteses acidentais identificadas na Análise Preliminar de Perigos – APP, e a descrição contendo as informações de procedimentos e ações a serem executadas.

Tabela II.8.8-1 – Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras			
	Observação (O)		Recomendação (R)	
1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20	(O1)	Seguir programa de manutenção e inspeção de equipamentos	(R1)	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.
1, 2	(O2)	Seguir programa de testes dos sistemas de segurança (DHSV / ANM)	(R2)	Realizar os testes nos sistemas de segurança (DHSV / ANM) conforme periodicidade estabelecida em procedimento, para garantir a sua funcionalidade.
1, 2, 19, 20	(O3)	O3) Sistema de ancoragem <i>Spread Mooring</i> , dimensionada para operar em condições ambientais extremas;	(R3)	Garantir que a falta de uma das linhas de ancoragem não comprometa o posicionamento do FPSO.
1, 2, 19, 20	(O4)	Há rotina de inspeção do sistema de ancoragem por meio de ROVs	(R4)	Garantir a inspeção do sistema de ancoragem por meio de ROVs
3, 4, 8, 9	(O5)	Sistema de dilúvio, automaticamente ativados por fusíveis ou manualmente na sala de controle	(R1)	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.
3, 4, 8, 9	(O6)	O sistema de incêndio é composto pelos sistema de água, espuma, gás de combate a incêndio e extintores portáteis	(R6)	Incluir o sistema de incêndio no sistema de programação e controle de inspeção periódica.

Tabela II.8.8-1 – Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras (continuação)

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Observação (O)		Recomendação (R)
5, 6, 7	(O7)	Acionar Plano de Emergência Individual (PEI) da Unidade Marítima e, se necessário, o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo da Área Geográfica da Bacia de Santos (PEVO-BS)	(R8) 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.
6, 7, 19, 20	(O8)	Operação de offloading devidamente acompanhada por oficiais de náutica	(R8) Seguir o procedimento de treinamento e competência, realizar treinamentos e reciclagens necessários para a função.
8, 9, 10, 11, 12, 13	(O9)	Seguir procedimento de calibração da PSV	(R9) Calibrar, periodicamente, as PSVs (válvulas de segurança) dos equipamentos pressurizados.
10, 11, 12, 13	(O10)	Seguir procedimento para descarte de água fora de especificação	(R1) 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.
12, 13	(O11)	Os tanques de produtos químicos são providos de vents para escape de gases	(R1) 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.
12, 13	(O12)	As operações com guindaste são permitidas apenas sob condições meteoceanográficas favoráveis	(R10) Seguir o procedimento operacional existente.

Tabela II.8.8-1 – Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras (continuação)

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras			
	Observação (O)		Recomendação (R)	
12, 13	(O13)	Contentores de produtos químicos. certificados	(R1)	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.
14, 15	(O14)	Existência de procedimento de recebimento de óleo diesel.	(R10)	Seguir o procedimento operacional existente.
19, 20	(O15)	As manobras de amarração e desamarração são preferencialmente efetuadas à luz do dia e com boa visibilidade	(R10)	Seguir o procedimento operacional existente.
19, 20	(O16)	O acoplamento do mangote possui desengate rápido para rápida liberação em caso de emergência;	(R1)	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.
19, 20	(O17)	Seguir procedimento de monitoramento das proximidades do FPSO	(R11)	Monitorar a região nas proximidades do FPSO, de forma a identificar e informar a aproximação de outras embarcações que possam colocar em risco a sua integridade.
19, 20	(O18)	Redundância do sistema de lastro	(R12)	Garantir a redundância do sistema de manutenção da estabilidade do FPSO.

Tabela II.8.8-1 – Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras (continuação)

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
	Observação (O)		Recomendação (R)
1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20	(O19)	Seguir Procedimento de Gestão de Mudanças	(R13) Seguir o procedimento de gestão de mudanças quando da realização de mudanças nas instalações, produtos e insumos necessários ao processo produtivo.
1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20		Seguir Procedimento de treinamento e competência	(R14) Seguir o procedimento de treinamento e competência para definir as qualificações mínimas, por função, e os treinamentos e reciclagens necessários para as funções operacionais da Unidade Marítima.
5, 6, 7, 19, 20		Seguir o Plano SOPEP	(R15) Seguir o Plano SOPEP, utilizando os equipamentos nele previstos para conter e recolher qualquer vazamento de óleo a bordo do FPSO.
1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20		Seguir Procedimento de Permissão de Trabalho	(R16) Seguir o procedimento de permissão de trabalho para todos os serviços não cobertos pelos procedimentos operacionais existentes.

Segue um breve descritivo dos principais elementos do Plano de Gerenciamento de Riscos aplicável às atividades a serem realizadas pelo FPSO *Cidade de São Paulo* durante o Desenvolvimento de Produção no Bloco BM-S-09, Área de Sapinhoá.

Introdução

Este documento descreve os elementos-chave da filosofia de operações da MODEC INTERNATIONAL LLC., empresa responsável pela plataforma FPSO *Cidade de São Paulo*. Será usado durante as fases de projeto e operações como diretriz para assegurar uma abordagem consistente às atividades desta Unidade.

Sistema de Gestão

As diretrizes para todas as atividades da MODEC INTERNATIONAL LLC., incluindo as políticas, os procedimentos, os métodos de trabalho, os roteiros, a alocação de responsabilidade etc. são mantidas e controladas dentro do Sistema de Gestão da empresa.

Este sistema foi desenvolvido para assegurar a conformidade com os requerimentos das normas ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001.

Através do uso destas normas e do fiel cumprimento do Sistema de Gestão, a MODEC INTERNATIONAL garante:

- Respeito às legislações e aos requerimentos aplicáveis;
- Entrega do produto de acordo com os contratos, assegurando assim a qualidade requerida;
- Trabalho mais eficiente e uniforme, devido ao uso de métodos e ferramentas estabelecidas;
- Condução do negócio de maneira segura, com foco na saúde e na conservação do meio ambiente e dos seus ativos;
- Melhoria contínua do desempenho em todas as áreas, incluindo SMS.

A meta da MODEC INTERNATIONAL é assegurar que o Sistema de Gestão do FPSO *Cidade de São Paulo* consiga a uniformidade nos procedimentos e a simplificação da manutenção do sistema.

Política de Qualidade, Segurança, Meio Ambiente, Saúde e Responsabilidade Social da MODEC INTERNATIONAL LLC.

A MODEC INTERNATIONAL LLC. possui a política de atender aos contratos estabelecidos e aprimorar, continuamente, o seu sistema de gestão e a prestação de serviços, em exploração e produção de petróleo e/ou gás na plataforma continental brasileira. A empresa também realiza o transporte de hidrocarbonetos em águas nacionais e internacionais, provendo condições de trabalho seguras e saudáveis para seus colaboradores, prestadores de serviços e comunidades locais. Tais condições são garantidas através de uma prática de operação não poluidora que elimine ou minimize seus aspectos ambientais significativos (principalmente vazamentos de óleo), e do cumprimento de regras, leis, regulamentos nacionais e internacionais, padrões e diretrizes aplicáveis.

São objetivos da Companhia:

- Proporcionar práticas seguras nas operações de suas unidades e um ambiente de trabalho seguro;
- Estabelecer procedimentos de proteção à vida para os riscos significativos identificados;
- Priorizar o atendimento aos requisitos dos clientes com o propósito de aumentar a satisfação dos mesmos com os produtos e serviços da empresa;
- Melhorar, continuamente, as técnicas de gerenciamento de segurança do pessoal alocado na base e a bordo das unidades, incluindo a preparação para emergências que dizem respeito à segurança e ao meio ambiente.
- Ser uma empresa socialmente responsável;
- Agir preventivamente eliminando ou minimizando impactos adversos e riscos relacionados à segurança, ao meio ambiente, à saúde das pessoas e à qualidade dos seus produtos e serviços;
- Atuar administrativamente visando melhorar, continuamente, a eficácia do seu sistema de gestão de QSMS.

Para o alcance desses objetivos, a empresa:

- Mantém altos padrões de conscientização de segurança, disciplina pessoal e responsabilidade individual, através do acesso a um sistema documentado e amplo de treinamento;
- Promove a participação efetiva do colaborador em ações visando a melhoria da segurança, da proteção ao meio ambiente, da saúde e da qualidade dos seus produtos e serviços;
- Mantém os colaboradores informados sobre os riscos potenciais que possam afetá-los, ou afetar a unidade e o meio ambiente, através da divulgação de documentos pertinentes;
- Garante a consistência dos procedimentos operacionais através de um sistema de verificação interna de documentos e atividades;
- Contribui para a construção de uma sociedade mais justa e saudável;
- Verifica continuamente, as regras, leis e regulamentos obrigatórios, códigos e diretrizes pertinentes às unidades e suas operações;
- Realiza análises críticas periódicas para verificação do grau de atendimento aos requisitos especificados pelos clientes e pela empresa, incluindo a correção dos eventuais desvios identificados.

É esperado de todos os colaboradores o cumprimento com os regulamentos e procedimentos de qualidade, segurança, prevenção à poluição e saúde.

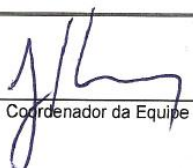
Requerimentos

Existem três categorias de requerimentos aplicáveis às operações da MODEC INTERNATIONAL: requerimentos estatutários, requerimentos contratuais da PETROBRAS e os procedimentos internos da companhia.

Cada projeto fará uma revisão dos requerimentos pertinentes à fase operacional, incluindo o impacto de legislação nova.

Requerimentos estatutários

- País da Bandeira: Todas as Unidades em operação tem uma bandeira e, conseqüentemente, são operadas de acordo com os requerimentos


Coordenador da Equipe
Técnico Responsável

do país da bandeira. Especificamente, duas convenções da IMO (*International Convention for the Safety of Life at Sea - SOLAS* e *International Convention for the Prevention of Pollution from Ships - MARPOL*), em conjunto com os dois códigos associados (*International Safety Management Code - ISM Code* e *International Ship and Port Facility Security Code - ISPS Code*), são diretamente responsáveis pela operação segura das Unidades da empresa. Assim, todas as Unidades da MODEC INTERNATIONAL seguem os relevantes regulamentos do país da bandeira e obterão os certificados exigidos por aquele país;

- Regras de Classificação: As Unidades da MODEC INTERNATIONAL são classificadas e operadas de acordo com as regras da classificação;
- Estado Costeiro: Durante a fase operacional da Unidade, a legislação estabelecida pela Marinha do Brasil se aplicará.

Requerimentos da PETROBRAS

Os contratos de Serviço e de Afretamento da PETROBRAS definem alguns requerimentos específicos de SMS, além dos requerimentos normais relacionados com o tipo de operação a ser realizada.

Todas as medidas necessárias para o cumprimento desses requerimentos serão implementadas.

Requerimentos Internos e Normas Definidas

A MODEC INTERNATIONAL possui requerimentos internos que são aplicáveis a todas as suas operações, com procedimentos continuamente atualizados durante as atividades. Os requerimentos podem ser encontrados no Sistema de Gestão da companhia, sendo definidos através das políticas, objetivos e metas e procedimentos de trabalho da Empresa.

Elementos para Assegurar as Operações Seguras

Gestão de Risco

Várias medidas são adotadas para identificar os diversos riscos existentes neste tipo de atividade, especialmente nas áreas de segurança, meio ambiente e saúde, e para minimizá-los durante a operação da Unidade. As ferramentas de avaliação de risco foram desenvolvidas e incluídas no sistema de gestão da MODEC INTERNATIONAL.

Gestão de Segurança

Vários métodos e roteiros de trabalho são adotados com o intuito de reduzir o risco operacional nas atividades, incluindo:

- Práticas seguras de trabalho, tais como;
 - Sistema de Permissão para Trabalho (PT);
 - Análise de Risco, incluindo a avaliação do risco das atividades definidas através do levantamento dos aspectos e impactos;
 - Uso de Equipamentos de Proteção Individual (EPI);
 - Diálogos de segurança, que são reuniões diárias sobre segurança, meio ambiente e saúde (DDSMS);
 - Reuniões Operacionais Diárias;
 - Aplicação do cartão “Evitar”, que avalia as condições comportamentais, os riscos, ferramentas e equipamentos, os procedimentos e a qualidade do meio ambiente.
- Procedimentos e métodos desenvolvidos para operações chave, tais como:
 - Operações de movimentação de carga
 - Atividades em espaços confinados
 - Trabalhos a quente
 - Trabalhos com energias remanescentes (eletricidade, pressão)
 - Trabalhos em altura;

Os Supervisores do FPSO *Cidade de São Paulo* são especialmente responsáveis pelos procedimentos e práticas mencionados acima. Todavia, a empresa entende que a segurança é uma responsabilidade da gerência de linha e, em última análise, de cada empregado da MODEC INTERNATIONAL.

Gestão do Meio Ambiente

A MODEC INTERNATIONAL está comprometida com a minimização / prevenção de poluição, com a redução do volume de resíduos e com a diminuição do consumo de recursos tais como material, combustível e energia. As operações a bordo serão conduzidas de acordo com os regulamentos da MARPOL e com os termos da Avaliação dos Impactos Ambientais, item II.6 deste EIA, que é preparada antes do início das operações.

A prevenção da poluição por petróleo é de máxima prioridade em todas as operações do FPSO *Cidade de São Paulo*. Desta forma, adotam-se procedimentos e práticas detalhados para assegurar que cada processo seja planejado, implementado e monitorado. Vazamentos de óleo não são aceitáveis. No caso de ocorrência de um vazamento, o pessoal a bordo da Unidade está plenamente capacitado para combater eventos de menor porte com o uso dos equipamentos presentes na plataforma. Os vazamentos de maior vulto precisam da ajuda das equipes terrestres e, são de responsabilidade da PETROBRAS, que deverá acionar o Plano de Emergência Individual (PEI) da Unidade Marítima e, se necessário, o Plano de Área da Bacia de Santos (PEVO-BS).

A Gestão do Meio Ambiente implementada pela MODEC INTERNATIONAL em suas unidades segue as diretrizes da norma ISO 14001 e contempla:

- Gestão de Resíduos: segregação dos resíduos de forma adequada e dedicação a reduzir esses resíduos;
- Conscientização dos perigos relacionados com o manuseio de produtos químicos, dispondo das fichas de segurança (FISPQs), e dedicação a diminuir o uso de produtos nocivos;
- Manutenção de um registro de emissões de gases;

- Gases instrumentais na Depleção da Camada de Ozônio: metas de minimizar o uso dos gases de efeito estufa no FPSO *Cidade de São Paulo*.

Gestão da Saúde Ocupacional

A Gestão da Segurança e da Saúde Ocupacional no FPSO *Cidade de São Paulo* será executada de acordo com OHSAS 18001 e prevê:

- Estabelecimento de uma Comissão Interna de Prevenção de Acidentes (CIPA) a bordo da Unidade. A CIPA se reunirá uma vez por mês para discutir as questões de SMS aplicáveis à atividade;
- Existência de serviço de enfermagem a bordo da unidade, e disponibilidade de médico em terra, que pode acionar, junto ao médico da PETROBRAS, o resgate aero-médico para a retirada de pessoas enfermas do FPSO *Cidade de São Paulo*. O FPSO *Cidade de São Paulo* possui uma sala com estoque de remédios e equipamentos de primeiro socorro;
- Disponibilização de equipe de primeiros socorros, devidamente treinada para assistir ao Técnico de Enfermagem em situações de emergência;
- Controle de substâncias perigosas e monitoramento de seu uso;
- Estabelecimento de roteiros e programação de limpeza de forma a assegurar a devida higienização a bordo. São implementados roteiros de limpeza e de lavanderia e especial ênfase é dada à manipulação e preparação de alimentos. Inspeções regulares de higiene são conduzidas pelo Técnico de Enfermagem;
- Estabelecimento de um bom ambiente de trabalho, principalmente durante as operações, para proporcionar o bem-estar dos empregados;
- Treinamento dos trabalhadores em manuseio de cargas e materiais, prevenindo possíveis danos à coluna vertebral.

Gestão de Segurança Patrimonial

A política de segurança patrimonial das Unidades e das instalações da MODEC INTERNATIONAL visa evitar o acesso não autorizado e/ou a introdução de armas e de outros dispositivos ou substâncias perigosas.

Os aspectos de segurança patrimonial da Unidade são avaliados em função do planejamento de suas operações e da localização, e os resultados desta avaliação servem de base para o plano de segurança patrimonial. Este plano visa informar todos a bordo dos eventuais riscos pessoais e materiais relacionados com atos criminais ou terroristas, e estabelecer medidas no sentido de prevenir o acesso de estranhos e evitar a introdução de armas ou de dispositivos perigosos a bordo da Unidade.

Adicionalmente, o FPSO *Cidade de São Paulo* possui:

- Plano de Proteção de ISPS para a Unidade;
- Oficial de Segurança a bordo da embarcação;
- Oficial Coordenador Exclusivo de Segurança, lotado na Matriz;
- Equipe de Resposta às Emergências na Matriz.

As medidas de segurança estão em constante avaliação. Se ocorrer qualquer mudança significativa na situação de segurança do país onde a unidade estiver operando, será conduzida uma reunião de segurança para discutir o nível de alerta para as medidas a serem tomadas.

Garantia de Competência e de Treinamento

A manutenção dos níveis de competência entre o pessoal terrestre e marítimo é essencial à operação segura e efetiva das Unidades. Esta manutenção é conseguida através de:

- Requerimentos definidos de competência para todas as posições, tanto terrestres, quanto marítimas;
- Oficiais devidamente certificados em todas as posições marítimas que exijam responsabilidade;
- Foco não somente na formação, como também na experiência prévia.

Além das competências, concentramos no treinamento do pessoal. Para o pessoal alocado em suas Unidades, a MODEC INTERNATIONAL oferece vários tipos de treinamento:

- Programa de treinamento no exterior para determinadas funções.
- Indução e treinamento de familiarização / prático para toda a tripulação.
- Treinamentos obrigatórios constantes dos contratos.

Sistema de Gerenciamento de Mudanças

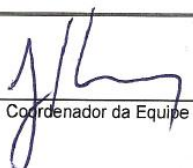
Modificações na operação, fluidos de processo, produtos químicos, procedimentos normas internas, instalações ou pessoal são avaliadas e gerenciadas para assegurar que os riscos operacionais, de segurança, saúde e meio ambiente oriundo destas modificações permaneçam em níveis aceitáveis. Modificações na legislação e em regulamentos são refletidos nas instalações e práticas operacionais para assegurar a manutenção conformidade.

Todas as modificações na planta e equipamentos são tratadas no Procedimento de Modificações da MODEC INTERNATIONAL. Este procedimento indica ações necessárias para aprovação da modificação. Estes procedimentos devem ser seguidos para aprovação, a modificação proposta tanto em terra como em offshore.

Superintendente de Operações é responsável pela revisão de segurança para cada modificação proposta. O OIM é responsável por informar e obter aprovação da Autoridade Certificadora.

Uma vez que a modificação tenha sido aprovada, uma empresa será indicada para proceder a modificação. Esta empresa deverá então assegurar que todos os procedimentos e desenhos serão atualizados para refletir as modificações e que todas as pessoas envolvidas tomarão conhecimento das modificações.

Gestão de Manutenção


Coordenador da Equipe
Técnico Responsável

O objetivo de um programa de manutenção é o de manter, de uma maneira econômica e consistente com as intenções declaradas pela Política de QSMS da empresa, a Unidade e sua tripulação protegidas contra todos os riscos desnecessários relacionados às suas operações.

Gestão de Equipamentos e Sistemas

De um modo geral, todos os sistemas operacionais, bem como os equipamentos de segurança são submetidos a manutenções preventivas e planejadas. Estas manutenções visam à substituição e à otimização da vida útil de determinados componentes críticos dos equipamentos, prevenindo a ocorrência de falhas operacionais inesperadas, o que poderia levar a uma situação perigosa envolvendo a segurança da tripulação e da Unidade além da poluição do meio ambiente.

O FPSO *Cidade de São Paulo* possui planos de manutenção que são controlados e que foram estabelecidos sobre um sistema computadorizado (*software*) denominado AMOS, o qual é configurado para assegurar que a manutenção seja realizada de maneira planejada pontual. Este sistema está instalado em todas as estações de supervisão relevantes. Manutenções Preventivas e Corretivas são controladas pelo Sistema.

O AMOS também provê um programa de planejamento (cronograma) para o teste de todos os equipamentos, inclusive dos equipamentos e sistemas de reserva que não estão em uso contínuo, de maneira a promover a confiabilidade de tais equipamentos e sistemas identificados. Isto inclui, mas não é limitado ao Gerador de Emergência, aos sistemas de baterias de reserva e às bombas de incêndio de emergência.

O sistema recebe as informações de acordo com os requisitos dos Planos, Regras, Regulamentos e Recomendações dos Fabricantes.

O sistema AMOS também é usado para controlar a disponibilidade das peças sobressalentes e controlar a emissão de Requisições de Material (MRs).

Cadastro de Planos de Manutenção

O Cadastro de Planos de Manutenção indica os tipos de manutenção desenvolvidas e o que significam, o momento em que devem ser realizadas, suas periodicidades, e como devem ser planejadas e executadas.

Manutenção Preventiva

As manutenções preventivas são imputadas no sistema AMOS de duas maneiras:

– *Para equipamentos novos:*

Toda manutenção é programada no sistema de acordo com os manuais fornecidos pelo fabricante, seguindo rigorosamente as frequências indicadas no manual.

– *Para equipamentos usados:*

Toda manutenção é programada no sistema conforme as orientações do operador do equipamento, de acordo com a experiência adquirida com a utilização do mesmo. A frequência, neste caso, é informada pelos operadores, tomando como base o desgaste do equipamento e alterando as frequências informadas no manual.

– *Manutenção Corretiva*

São manutenções que ocorrem inesperadamente e que podem ser sanadas de duas maneiras:

Manutenção existente no sistema:

Caso o problema apresentado esteja descrito no sistema, isto é, seja uma manutenção preventiva que ocorra fora do período programado, pode-se reportar esta manutenção na data de ocorrência e informar que foi uma manutenção corretiva.

Manutenção não existente no sistema:

Neste caso reporta-se diretamente ao sistema como manutenção não programada no equipamento, ficando registrada, no histórico do equipamento, esta manutenção.

Resposta às Emergências

A Unidade tem uma Organização de Resposta às Emergências a bordo, e o Plano de Emergência Individual (PEI) foi elaborado pela PETROBRAS para a Unidade. O pessoal recebe o treinamento inicial e, em seguida, participa de uma série de exercícios simulados para atender ao PEI a cada 3 (três) meses e 1 (uma) vez por semana para atender ao Cronograma de Simulados de Emergência.

Existe, também uma Equipe de Resposta às Emergências alocada na matriz da MODEC INTERNATIONAL, composta do líder e dos responsáveis pela mídia, equipes locais, seguradoras / autoridades, registro dos eventos, localidade e recursos. Além da equipe de emergência, outra equipe responsável pelos contatos e cuidados com os familiares foi estabelecida e treinada.

Atividades de Medição e Controle

A MODEC INTERNATIONAL executará os serviços de acordo com o requerido pela PETROBRAS e pelas autoridades, através do uso de uma equipe treinada e competente, e da aplicação de soluções técnicas e métodos de trabalho. Tais mecanismos serão aplicados de acordo com os procedimentos da MODEC INTERNATIONAL, sempre em conformidade com a legislação pertinente. A manutenção dos níveis de qualidade será confirmada através de várias atividades de medição e controle.

Tratamento de Acidentes, Quase-Acidentes e Não-Conformidades

Todos os acidentes, quase-acidentes e não-conformidades serão registrados na planilha de monitoramento da MODEC INTERNATIONAL. As causas imediatas e básicas dos acidentes serão identificadas e as medidas corretivas colocadas em prática.

Relatórios

Serão preparados relatórios mensais de SMS, contendo os dados estatísticos de segurança e de disposição de resíduos, cada um com o formato padrão de acordo com a PETROBRAS. Os relatórios mensais incluirão os resultados obtidos, que são comparados com os Indicadores do Plano de Melhoria de Fornecedores (PMDF).

Atividades de Supervisão

As atividades de supervisão incluem auditorias, inspeções e visitas a serem conduzidas pela MODEC INTERNATIONAL e por terceiros, visando confirmar que as operações estão sendo executadas de acordo com as normas estipuladas.

As atividades de supervisão executadas pela Unidade são:

- O Coordenador da Unidade Marítima, o Técnico de Segurança e os Supervisores de bordo conduzirão inspeções de SMS. Durante estas inspeções, cada Supervisor apresentará a sua área e relatará sobre os acidentes, quase-acidentes e outras questões de SMS relacionadas com a sua área;
- O Técnico de Enfermagem conduzirá inspeções quinzenais de higiene.

Além do pessoal alocado na própria Unidade, a Matriz também conduz várias auditorias, inspeções, verificações e visitas à Unidade. Os requerimentos mínimos anuais são estipulados em:

- 01 (uma) auditoria do sistema de gestão interna;
- 01 (uma) inspeção de SMS a cada 3 (três) meses;
- 01 (uma) auditoria de Segurança Patrimonial;

- 01 (uma) inspeção técnica (sistemas marítimos, superfície ou manutenção);
- 02 (duas) visitas do Gerente de Operações da MODEC INTERNATIONAL.

As atividades de supervisão conduzidas por terceiros incluem:

- Inspeções e auditorias de Classe;
- Inspeções e auditorias do país da bandeira;
- Inspeções e auditorias da PETROBRAS;
- Inspeções e auditorias da Marinha;
- Inspeções de órgão competente, ligadas à operação de heliponto;
- Auditoria de re-certificação.

Melhorias

Sistema de Melhorias da MODEC INTERNATIONAL

No Sistema de Gestão existe um procedimento de comunicação e investigação de acidentes que, além de permitir o reporte de acidentes, serve como ferramenta para melhorias e recebe os Relatórios de Anomalias emitidos pela PETROBRAS.

Depois de descobertas as causas do acidente, são definidas medidas corretivas para evitar a ocorrência de outros acidentes similares e para melhorar os padrões de excelência.

Avaliação dos fornecedores

A MODEC INTERNATIONAL dispõe de um sistema de avaliação dos principais fornecedores, com registro em banco de dados, para fornecer um *feedback* sistematizado em relação a entregas e aprimorar a qualidade e a confiabilidade dos fornecedores.

Satisfação do Cliente

Com o intuito de melhorar o seu desempenho, a MODEC INTERNATIONAL realiza o acompanhamento dos Boletins de Avaliação de Desempenho do Cliente e busca oferecer o devido tratamento aos itens informados pela PETROBRAS.

Revisão pela Gerência

A alta administração da empresa anualmente tem a responsabilidade de acompanhar e analisar criticamente o sistema, para assegurar sua contínua adequação e eficácia.

O Gerente de QSMS / RA apresenta as informações relativas ao SMS (indicadores, necessidades etc.) em reuniões gerenciais, para avaliá-las, tomar as decisões pertinentes, e verificar se os objetivos iniciais foram atingidos (Política, Objetivos e Metas, Programas etc.).

A reunião de análise crítica é presidida pela gerência geral com a participação das demais gerências das bases, podendo o gerente de base (escritório local da PETROBRAS) participar da mesma através de *conference call* ou e-mail ou fax.

A análise crítica pela administração indica a possível necessidade de mudanças na política, objetivos, metas e outros elementos do Sistema, à luz dos resultados das auditorias de SMS, mudanças de circunstâncias e o compromisso com a melhoria contínua. Recomenda-se que as reuniões de análise crítica incluam os seguintes tópicos de entrada e saída:

Análise Crítica pela Direção – Entradas

- Resultados de auditorias (internas e externas) e das avaliações do atendimento aos requisitos legais e outros subscritos pela empresa;
- *Feedback* das partes interessadas, internas e externas, incluindo reclamações;
- Desempenho de SMS (nível de atendimento aos objetivos e metas);
- Situação das investigações de acidentes/incidentes, ações corretivas e preventivas;

- Acompanhamento das ações preventivas e corretivas e de reuniões de análise crítica anteriores;
- Mudanças que possam afetar o SMS (garantia da contínua adequação do SMS em relação às mudanças de condições e informações, incluindo desenvolvimentos em requisitos legais e outros relacionados aos aspectos de SMS);
- Recomendações para melhorias.

Análise Crítica pela Direção – Saídas

Registro de ações relativas a quaisquer decisões e ações relacionadas à:

- Melhoria da eficácia do SMS e seus processos;
- Melhoria do produto / processo relacionadas aos requisitos do cliente;
- Melhoria na Política de QSMS, objetivos e metas;
- Necessidade de recursos.

Objetivos e Metas

Para o controle e monitoramento dos impactos significativos destes processos foram estabelecidos Objetivos e Metas de SMS. Estes são monitorados através de indicadores de desempenho visando implementar as ações necessárias para atingir os resultados planejados e a melhoria contínua dos processos.

A MODEC INTERNATIONAL mantém uma planilha de objetivos e metas em SMS, com o seguinte conteúdo mínimo:

- Objetivo: propósito global decorrente da Política de QSMS que a empresa se propõe a atingir, sendo quantificada sempre que possível;
- Meta: requisito de desempenho detalhado e mensurável, resultante dos objetivos;
- Indicadores;
- Responsável;
- Prazos.

Registros de SMS

O objetivo principal dos Registros de SMS é assegurar que todas as informações necessárias para evidenciar a conformidade dos produtos e processos com os requisitos de SMS especificados, sejam registradas, arquivadas, prontamente acessíveis e recuperáveis. A metodologia para arquivamento e manutenção dos registros de SMS, bem como as responsabilidades referentes a esses registros, estão definidas em procedimento interno da empresa. A sistemática para controle dos registros de SMS inclui a determinação dos prazos durante os quais os diferentes registros devem ser mantidos em arquivo no setor, bem como o controle de acesso e a proteção destes registros.

Organização da MODEC INTERNATIONAL

A operação do FPSO *Cidade de São Paulo* é coordenada por um gerente de operações a partir do escritório de base, do qual a Unidade recebe apoio administrativo e de logística.

O Coordenador da Unidade Marítima mantém um estreito contato com o Gerente de Operações, que, por sua vez, possui interface com o Gerente de Operação da PETROBRAS responsável pela atividade. A comunicação entre a MODEC INTERNATIONAL e a PETROBRAS é realizada através da fiscalização do contrato e através de reuniões periódicas entre o Gerente de Operação da MODEC INTERNATIONAL e o Gerente de Operações da PETROBRAS.

O organograma do FPSO *Cidade de São Paulo* pode ser visualizado na **Figura II.8.8-1.**

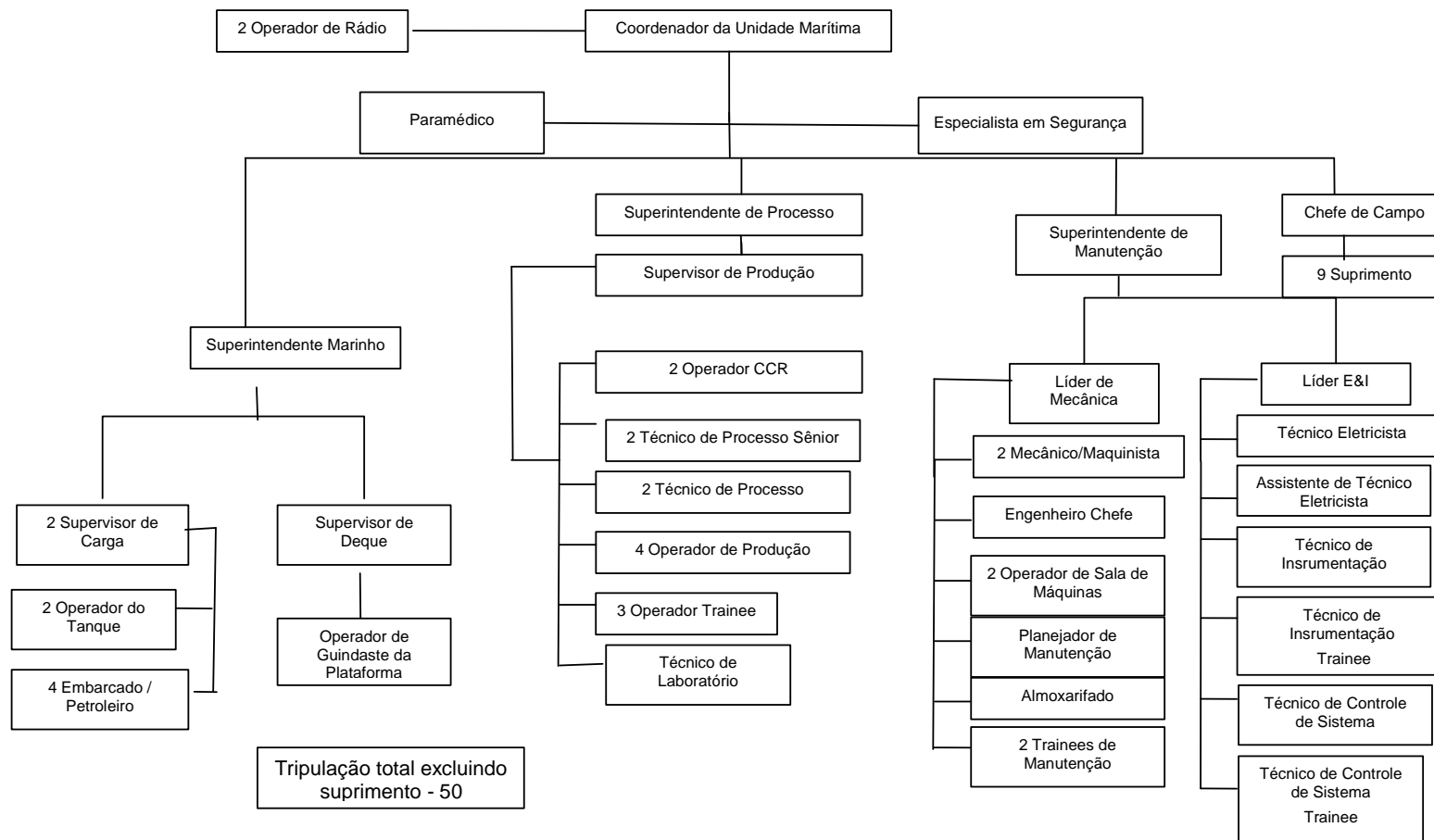


Figura II.8.8-1 - Organograma do FPSO Cidade de São Paulo

✓ *Offshore Installation Manager (Coordenador da Unidade Marítima)*

Principais funções da posição:

- Planejar e coordenar com os Superintendentes todas as atividades de produção e manutenção de modo a alcançar as metas de produção;
- Garantir a implementação do Sistema de Segurança da Companhia ou seja, cumprir com a legislação, políticas da empresa, normas e procedimentos, controlar o cumprimento por todos os outros funcionários;
- Promover uma cultura de segurança, onde todo o pessoal deva compreender as Operações de Caso de Segurança e operar rigorosamente de acordo com esta;
- Assegurar a aplicação da permissão de trabalho;
- Certificar-se que toda a documentação e certificação está em ordem e atualizada;
- Facilitar relações construtivas de trabalho entre todos os funcionários, incentivando a comunicação aberta, tanto vertical quanto lateralmente;
- Promover a formação de equipe, treinamento e desenvolvimento e para garantir que o Sistema de Competência da empresa progrida;
- Certificar-se que os exercícios regulares de resposta à emergência são realizados em conformidade com os regulamentos;
- Assegurar o cumprimento das obrigações previstas nos Acordos Coletivos do FPSO;
- Fornecer relatórios pertinentes aos representantes da PETROBRAS como por suas exigências;

Funções de segurança críticas

- Assumir a responsabilidade e liderar a Organização de Resposta à Emergência em eventos de emergência;
- Atuar como coordenador central no caso de um incidente grave no local da instalação;

- Estar presença na Sala Central para supervisionar as operações críticas, particularmente em caso de emergência ou situação crítica de segurança consideradas necessárias.

✓ *Superintendente Marinho*

Principais funções da posição:

- Aconselhar o Coordenador da Unidade Marítima em todas as atividades marítimas relacionadas;
- Gerenciar e dirigir o trabalho do pessoal marinho:
 - Operações de bordo durante as operações de atracação, carregamento e descarregamento de navios de abastecimento;
 - Conexão e desconexão de navios aliviadores;
 - Carga e operações de lastro.
- Garantir que todas as operações marítimas relacionadas serão executadas dentro dos parâmetros estabelecidos pelas autoridades reguladoras, incluindo procedimentos de conexão e desconexão de bóias e conectores de fluidos de produção.
- Responsabilidade pela integridade estrutural da embarcação e manutenção em relação aos sistemas marinhos.
- Certifique-se de folhas de estabilidade tensões diárias, incluindo casco estão preparados.
- Assegurar-se que todos os registos dos equipamentos de elevação e de certificação estão atualizados.
- Cooperar com outros departamentos.
- Certifique-se que todo o pessoal da marinha e o pessoal envolvidos nas operações sob controle do Departamento de Marinha:
 - São fornecidos com informação adequada e apropriada;
 - Realizar o seu trabalho de maneira segura e responsável;
 - Atender aos requisitos e disposições dos sistemas de gestão MODEC.
- Assumir as responsabilidades de vice Coordenador da Unidade Marítima.

- Participar no efetivo monitoramento, auditoria e revisão dos sistemas e procedimentos de gestão, e contribuir para o seu desenvolvimento quando necessário.
- Certifique-se que todo o pessoal marinho está familiarizado com as políticas SMS da MODEC e siga o Plano de Controle de Poluição do FPSO.
- Garantir que é realizada a gestão de risco departamental - identificação de perigos e controle de riscos, e realizar auditorias de áreas específicas de risco, conforme solicitado pelo Coordenador da Unidade Marítima.
- Participar da investigação de acidentes e incidentes formulando relatórios e fornecendo ações corretivas, quando necessário.

Funções de segurança críticas:

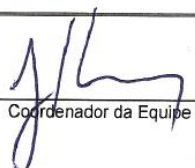
- Coopearar o Coordenador da Unidade Marítima com conselhos e informações em caso de emergência e auxiliar na coordenação da resposta de emergência.
- Atuar como controlador de Incidentes de acordo com a Organização do Plano de Resposta à Emergência.
- Se responsabilizar pelos sistemas de segurança marítima e de segurança.
- Assumir o comando e levar a bordo a Organização de Resposta à Emergência em evento que o Coordenador da Unidade Marítima está incapacitado durante uma emergência.

✓ *Supervisor de Produção*

Principais funções:

- Responsável pela supervisão de mudança de equipe de produção e outros contratados.
- Garantir a operação segura e eficiente da planta de processo, sistemas e equipamentos associados, durante o turno e para garantir handovers adequados durante a mudança de turno.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

- Otimizar a produção conforme as instruções do Superintendente de Processos.
- Monitorar e controlar todos os equipamentos de processo relacionado através da FCS e outros painéis de controle durante o turno.
- Assegurar a comunicação eficaz com o Superintendente de Processos e dentro do Departamento de Produção.
- Fornecer ao pessoal de produção e prestadores de serviços com informações suficientes e adequados, conforme indicado pelo Superintendente de Processos.
- Elaboração de relatórios diários e semanais, conforme necessário.
- Certificar-se que todo o pessoal envolvido nas operações sob o controle do Departamento de Produção realiza o trabalho de maneira segura e responsável, em conformidade com:
 - Sistema de Segurança MODEC e sistemas de gestão empresarial;
 - Procedimentos de operações de produção;
 - O FPSO Plano de Gerenciamento de Resíduos.
- Assegurar que todos os funcionários:
 - Estão familiarizados com as políticas SMS da MODEC;
 - Compreender suas funções de resposta a emergências;
- Participar de um acompanhamento eficaz dos sistemas de gestão , quando necessário;
- Ajudar com planos para anual I & T.

Funções de segurança críticas:

- Fornecer o Superintendente de Processos e ao Coordenador da Unidade Marítima todas as informações durante uma emergência e ajudar com a resposta de emergência conforme os procedimentos e instruções.
- Realizar o Operador de Ativos dentro do sistema PTW.
- Certifique-se que os isolamentos estão em conformidade com a filosofia e sistema de isolamento MODEC PTW.

✓ *Superintendente de Manutenção*

Funções principais:

- Responsabilidade técnica para todos os sistemas mecânicos e elétricos, com exceção da produção de alta tensão e sistemas de distribuição, que são da responsabilidade do Responsável Elétrica (RPE).
- Gerenciar, administrar e controlar a instalação do Sistema Informatizado de Manutenção Planejada (MMS), garantindo:
 - As tarefas serão atribuídas à vários funcionários responsáveis;
 - Planta e equipamentos são mantidas nos mais altos padrões adequados;
 - Rotinas de teste e inspeção exigidas pelo sistema de Manutenção Planejada estão concluídas;
 - A classe FPSO é mantida;
 - Todas as entradas e as mudanças de rotinas para o MMS são feitas de acordo com os procedimentos de controle de mudanças.
- Maximizar a capacidade da planta e equipamentos e controle das peças de reposição.
- Supervisionar a manutenção elétrica em conjunto com o RPE.
- Gerenciar o monitoramento de máquinas para garantir a conformidade com os parâmetros operacionais.
- Gerenciar e controlar a reparação de máquinas e equipamentos após possíveis falhas.
- Ser responsável pela manutenção estrutural da instalação.
- Gerenciar abastecimento, garantindo:
 - Estoques adequados de óleos, graxas e de consumo de água doce em todos os momentos;
 - Operações de abastecimento de combustível são realizados em conformidade com as normas e regulamentos;
 - Qualidade e quantidade de combustíveis recebidas estão em conformidade com os procedimentos;
 - Óleos lubrificantes em uso são testados regularmente, de acordo com as regras.

- Certifique-se que os empreiteiros de manutenção estão sendo geridos de forma segura e eficaz.
- Cooperar com o Coordenador da Unidade Marítima e outros departamentos, garantindo a consciência de atividades de manutenção.
- Certificar-se que todo o pessoal de manutenção, empreiteiros de serviços e do pessoal envolvidos nas operações sob o controle do Departamento de Manutenção:
 - Estão munidos de informação adequada e apropriada;
 - Realizar o seu trabalho de maneira segura e responsável;
 - Atender aos requisitos e disposições dos sistemas de gestão Modec, incluindo os procedimentos de operações de produção.
- Participar de um acompanhamento eficaz, auditoria e revisão dos sistemas e procedimentos de gestão, e contribuir para o seu desenvolvimento quando necessário.
- Assumir as responsabilidades de vice-Coordenador da Unidade Marítima.
- Assegurar que todo o pessoal de manutenção:
 - Estão familiarizados com a política SMS da MODEC;
 - Compreender suas funções de resposta a emergências;
 - Está ciente e seguir o Plano de Gerenciamento de Resíduos FPSO.
- Realizar gestão de risco departamental - identificação de perigos e controle de riscos.
- Participar na investigação de acidentes e incidentes, formular relatórios e fornecer ações corretivas, quando apropriado;
- Preparar relatórios de manutenção diária, semanal e mensal.
- Monitorar e controlar o Departamento de Manutenção.
- Prepare-se para traçar planos para as atividades rotineiras e não rotineiras.

Funções de segurança críticas

- Gerenciar a manutenção e registros de elementos críticos de segurança, e garantir padrões de desempenho exigidos pelo regime de verificação com relação a máquinas e equipamentos sejam atendidas.
- Fornecer ao Coordenador da Unidade Marítima conselhos e informações em caso de emergência e auxiliar na coordenação da resposta de emergência.
- Assumir a responsabilidade por operações de segurança em departamentais críticos, por exemplo, abastecimento de óleo combustível:
 - Autorização para Autoridade de Área para a autorização de trabalho.
 - O teste obrigatório de equipamento.

✓ *Mecânico Líder*

Principais funções:

- Supervisionar e realizar atividades de manutenção, de acordo com o Sistema de Manutenção Planejada, garantindo que:
 - Todas as atividades de manutenção e relacionadas sejam realizadas de acordo com os mais altos padrões;
 - Todas as rotinas de teste e inspeção exigidas pelo Sistema de Manutenção Planejada estejam concluídas;
 - Registros sejam mantidos adequadamente
- Maximizar a disponibilidade de instalações e equipamentos de controle e otimização de peças de reposição.
- Efetuar a reparação de máquinas e equipamentos após a falha.
- Assegurar que as instruções dadas pelo Superintendente de Manutenção sejam executadas, mantendo-o informado do progresso em todos os trabalhos sob a sua supervisão, incluindo o status de peças de reposição, estoques e consumíveis e reparações.
- Assegurar adequada entrega durante a mudança de turno.
- Articular e cooperar com o Coordenador da Unidade Marítima e outros departamentos, garantindo que eles tenham conhecimento das atividades de manutenção.

- Certificar-se que o sistema de autorização de trabalho (PTW) é respeitado e que todos os isolamentos para máquinas e equipamentos estão em conformidade com a filosofia de isolamento MODEC.
- Certificar-se que todo o pessoal de manutenção, empreiteiros de serviços, e pessoal envolvido em operações sob o controle do Departamento de Manutenção:
 - são atualizados com informação adequada e apropriada; - Realizem seu trabalho de maneira segura e responsável;
 - Cumpram com os requisitos e as disposições dos sistemas de gestão Modec;
 - Cumpram com os procedimentos de operações de manutenção.
- Certificar-se que os empreiteiros de manutenção são geridos de forma segura e eficaz.
- Participe no efetivo acompanhamento, auditoria e revisão dos sistemas e procedimentos de gestão, e contribuir para o seu desenvolvimento quando necessário.
- Assegurar que todo o pessoal de manutenção:
 - estejam familiarizados com a política SMS da MODEC;
 - Compreendam suas funções de resposta a emergências;
 - estejam cientes e segam o Plano de Gerenciamento de Resíduos do FPSO.
- Participam na investigação de acidentes e incidentes, formulem relatórios e forneçam ações corretivas, quando necessário.
- Promover o conceito de polivalência.
- Realizar quaisquer tarefas adicionais atribuídas pela Superintendência de Manutenção.

Funções de segurança críticas

- Assegurar o funcionamento eficiente e seguro do equipamento de emergência, instalações e máquinas.
- Gerenciar a manutenção e registros de elementos críticos de segurança.

Capacitação Técnica

A MODEC INTERNATIONAL, através de seus gerentes/supervisores, identifica continuamente os treinamentos que podem ser requeridos tanto para o pessoal de base quanto de bordo, em apoio do SMS, e realiza cursos regulares de reciclagem quando necessário.

A MODEC INTERNATIONAL também realiza exercícios/simulados de acordo com os procedimentos e requisitos estabelecidos no cronograma de treinamento de SMS, que é elaborado e revisado anualmente. Estes simulados cobrem situações de emergência passíveis de ocorrerem a bordo e visam assegurar que os tripulantes atendam aos padrões de SMS da Empresa. Também ajuda os tripulantes a obterem confiança no controle de tais situações e no evento de sua ocorrência.

Os resultados das auditorias de SMS, simulados e da análise de acidentes e de não-conformidades auxiliam a identificar requisitos adicionais de treinamento da Empresa e mudanças necessárias nos procedimentos de SMS.

Os novos empregados e sub-contratados receberão instruções específicas relacionadas aos aspectos de SMS, objetivos e metas e a Política de QSMS e Responsabilidade Social da MODEC INTERNATIONAL.

Identificação da Necessidade de Treinamento:

Seguindo a política de treinamentos estabelecida no SMS – Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, as necessidades de treinamento dos empregados estão alinhadas aos objetivos estratégicos. Desta forma, cabe à gerência identificar as necessidades específicas de cada trabalhador com relação ao treinamento de segurança, registrando-as no sistema de Gerenciamento de Desempenho Pessoal (GDP). No caso dos empregados que trabalham na Plataforma de perfuração, cabe ao Encarregado da Plataforma, conjuntamente com os especialistas da Gerência de SMS definir as necessidades de treinamento de cada empregado em cada função.

Programas de Treinamentos

Os programas de treinamentos disponíveis para os empregados são desenvolvidos de acordo com as necessidades identificadas e programados para cada grupo de trabalho.

O programa é atualizado periodicamente, buscando não só a incorporação de novas necessidades (novos cursos), como também procura alterar os programas dos cursos/treinamentos já oferecidos, de forma a torná-los compatíveis com novas tendências existentes na Companhia ou em outros setores da área offshore internacional.

Treinamento para Contratadas

Todos os empregados de empresas contratadas pela MODEC INTERNATIONAL para prestar serviço nas plataformas devem receber treinamentos em segurança industrial de acordo com a matriz de treinamentos, com objetivo de atender à política da MODEC INTERNATIONAL de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Sistema de Permissão para Trabalho

O sistema de permissão para trabalho é um sistema formal utilizado para controlar a execução de trabalhos potencialmente perigosos. O sistema requer que o gerente da instalação emita por escrito, instruções apresentando os controles para os trabalhos realizados na instalação.

Através do sistema de permissão de trabalho, os supervisores de operação e o oficial de segurança de bordo podem acompanhar o progresso de diversas atividades potencialmente perigosas simultaneamente, evitando que tarefas incompatíveis entre si ocorram simultaneamente. Por exemplo, através do sistema de permissão de trabalho é possível paralisar a realização de trabalhos a quente durante a transferência de combustível entre tanques.

As tarefas que requerem o controle do Sistema de Permissão para Trabalho são listadas abaixo:

- Trabalho a quente: soldas ou outras atividades que utilizem ou gerem calor, ignição ou queima, além de trabalhos que envolvam eletricidade em áreas perigosas.
- Trabalho em espaços confinados: áreas com ventilação inadequada, presença de gases tóxicos ou inflamáveis ou níveis anormais de oxigênio, como tanques.
- Trabalho elétrico que possa oferecer risco à vida.
- Trabalho realizado além da borda do navio sonda, acima da água.
- Carregamento de Óleo Combustível.
- Trabalho com explosivos.
- Trabalho com material radioativo.
- Mergulho: operações com ROV eventualmente podem requerer permissão.
- Testes de pressão.
- Outros: trabalhos não cobertos pelos acima mencionados, quando o Gerente do FPSO considerar que existem riscos potenciais.

A qualidade e a eficácia das informações contidas nas permissões devem ser verificadas com atenção, e todas as pessoas envolvidas no trabalho devem compreender claramente o sistema, bem como seus papéis na condução do mesmo. Todo pessoal envolvido em tarefas que exijam permissão para trabalho (seja do navio sonda ou de empresas contratadas) deve ter treinamento específico para esta finalidade.

O Gerente do FPSO (OIM) deve garantir que todo trabalho que necessite de permissão seja claramente identificado e descrito, incluindo local, início e duração, e os Chefes de Departamentos devem ser informados sobre os trabalhos que estão sendo realizados, completados ou suspensos em suas áreas.

As permissões para trabalho são válidas por um tempo determinado, expirando automaticamente com a mudança de turno do profissional responsável pelo trabalho. Caso o serviço não tenha sido concluído neste prazo, a permissão poderá ser renovada perante a nova análise das condições de trabalho junto aos supervisores e executantes da tarefa.

II.8.9 BIBLIOGRAFIA

ALLEN, A. A. & R.J. FERREK. 1993. Advantages and disadvantages of burning spilled oil. In: Proceedings of the 1993 International Oil Spill Conference, March 29 - April 1, 1993, Tampa, FL. pp. 765-772.

ALMEIDA, A.P.; SANTOS, A.J.B.; THOMÉ, J.C.A.; BELLINI, C.; BAPTISTOTTE, C.; MARCOVALDI, M.A.; SANTOS, A.S. & LOPEZ, M. 2011b. Avaliação do estado de conservação da tartaruga marinha *Chelonia mydas* (Linnaeus, 1758) no Brasil. *Biodiversidade Brasileira* 1, 18-25.

ALMEIDA, A.P.; THOMÉ, J.C.A.; BAPTISTOTTE, C.; MARCOVALDI, M.A.; SANTOS, A.S. & LOPEZ, M. 2011a. Avaliação do estado de conservação da tartaruga marinha *Dermochelys coriacea* (Vandelli, 1761) no Brasil. *Biodiversidade Brasileira* 1, 10-17.

American Petroleum Institute. *Adverse Ecological Impacts*. 98p. 1985.

ANANIAS, S. M. A. 2006. Fidelidade à área e padrão de associação em *Sotalia guianensis*, baseado na técnica de foto-identificação. Dissertação de Mestrado. UFRN. 36pp.

API. Development of a Safety and Environmental Management Program for Offshore Operations and Facilities. Recommended Practice 75. Washington, D.C., 2004.

API. Management of Process Hazards. Recommended Practice 750. Washington, D.C., 1999.

AZEVEDO, A.F.; J. LAILSON-BRITO JR; H.A. CUNHA & M. VAN SLUYS. 2004. A note on site fidelity of marine tucuxis (*Sotalia fluviatilis*) in Guanabara Bay, southeastern Brazil. *Journal of Cetacean Research and Management*. 6 (1):265-268.

BAKER J.M., CLARK R.B., KINGSTON P.F., JENKINS R.H., 1990. *Natural Recovery of Cold Water Marine Environments After an Oil Spill*.

Presented on the 13-th Annual Arctic and Marine Oil Spill Program Technical Seminar. 1990, 111 p.

BALLOU, T. G. & R. R. LEWIS III. 1989. Environmental assessment and restoration recommendations for a mangrove forest affected by jet fuel. In: Proceedings of the 1989 International Oil Spill Conference, San Antonio, Texas. American Petroleum Institute Publication No. 4379. Washington, DC pp. 407-412.

BANKS, A.N.; SANDERSON, W.G.; HUGHES, B.; CRANSWICK, P.A.; SMITH, L.E.; WHITEHEAD, S.; MUSGROVE, A.J.; HAYCOCK, B. & FAIRNEY, N.P. 2008. The Sea Empress oil spill (Wales, UK): Effects on Common Scoter. *Melanitta nigra* in Carmarthen Bay and status ten years later. *Marine Pollution Bulletin*. 56:895–902.

BARCELLOS, L. F, R. P. S.; RUOPOLLO, V.; GUIMARÃES, P.P.D.; PARÁ, P.C.D.; REIS, F.A.P.; MENEZES, A.C.L.; SAUERBRON, J.L.B. 2003. Petrobras wildlife rehabilitation response at Guanabara bay oil spill. *Proceedings of International Oil Spill Conference*: 1-4.

BARROS, H. M. D. R., SILVA, C. P. N., COSTA, A. F., CAMPOS, A. A., OLIVEIRA, J. A., MEIRELLES, A.C.O., 2001. Primeiro registro de um golfinho de Fraser (*Lagenodelphis hosei*) para o litoral do Ceará. In: *Anais I Congresso de Mastozoologia*. Porto Alegre-RS

BODIN, P. 1988. Results of ecological monitoring of three beaches polluted by the “Amoco Cadiz” oil spill: development of meiofauna from 1978 to 1984, *Mar. Ecol. Prog. Ser.*, Vol. 42, p. 105-123.

BODIN, P. 1988. Results of ecological monitoring of three beaches polluted by the 'Amoco Cadiz' oil spill: development of meiofauna from 1978 to 1984. *Mar. Ecol. Prog. Ser.*, 42: 105-123.

BOUCHER, G., 1980. Impact of Amoco Cadiz Oil Spill on Intertidal and Sublittoral Meiofauna. *Marine Pollution Bulletin*, Vol. 11, p. 95-101.

BRASIL. Resolução CONAMA nº 398, de 11 de junho de 2008.

BURGER, A. E. 1993. Estimating the mortality of seabirds following oil spills: effects of spill volume. *Marine Pollution Bulletin*, 26 (3): 140–143.

BURNS, K.A.; CODI, S. 1998. Contrasting impacts of localized versus catastrophic oil spills in mangrove sediments. *Mangroves and Salt Marshes*, 2: 63-74.

BURNS, K.A.; GARRITY, S.D.; LEVINGS, S.C. 1993. How many years until mangrove ecosystems recover from catastrophic oil spill? *Marine Pollution Bulletin*, 26(5): 239-248.

COMMITTEE ON OIL IN THE SEA, O. S. B. a. M. B., Divisions of Earth and Life Studies and Transportation research board, National Research Council 2002. *Oil in the sea III; Inputs, Fates, and Effects*. Washington D. C., USA, The National Academic Press.

DONOVARO, R. M. F., VINCX, M., 1995 Meiofauna response to the Agip Abruzzo oil spill in subtidal sediments of the Ligurian Sea. *Marine Pollution Bulletin*, Vol. 30, p. 133–143.

DUKE, N.C., PINZON, Z.S., PRADA, M.C. 1997. Large Scale Damage to Mangrove Forest Following Tow Large Oil Spills in Panama. *Biotropica* 29, 2-14.

DUKE, N.C.; BURNS, K.A. 1999. Fate and effects of oil and dispersed oil on mangrove ecosystems in Australia. Final Report to the Australian Petroleum Production Exploration Association. 212 p+

ELLIOTT, M., HEMINGWAY, K.L., CUTTS, N.D., BURDON, D., PÉREZ-DOMINGUEZ, R., ALLEN, J.H., THOMSON, S.M. & V.N. DE JONGE; BREINE, J., VAN DEN BERGH, E., STEVENS, M. & I. SIMOENS; JAGER, Z. & F. TWISK. 2008. *HARBASINS Final Report: Estuarine Ecosystem Functioning, Restoration and Health (WP2)*.

ELLISON, A. M.; FARNSWORTH, E.J. & MERKT, R.E. 1999. Origins of mangrove ecosystems and the mangrove biodiversity anomaly. *Global Ecology and Biogeography*, 8: 95-115.

FRENCH-McCAY, D.P. 2009. State-of-the-Art and Research Needs for Oil Spill Impact Assessment Modeling. Proceedings of the 32nd AMOP Technical Seminar on Environmental Contamination and Response, Emergencies Science Division, Environment Canada, Ottawa, ON, Canada, pp. 601-653.

FRICKE A.H, HENNIG H.F-K.O, ORREN M.J., 1981. Relationship between oil pollution and psammolittoral meiofauna density of two South African beaches, *Marine Environmental Research*, Vol.5, Issue 1, July, p. 59-77.

FRITTS, T.H. & MCGEHEE, M.A. Effects of petroleum on the Development and Survival of Marine Turtle Embryos. A final report by the US Fish and Wildlife Service for the U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS Office, New Orleans, LA. NTIS No PB82-263773. FWS/OBS-82/37. Contract nº 14-12-0001-29096. 41p. 95. 1982.

GARCIA-JÚNIOR, J. G., 2006. Inventário das espécies de peixes da costa do estado do Rio Grande do Norte e aspectos zoogeográficos da ictiofauna recifal do oceano atlântico. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte. 134p.

GARRITY, S. D., LEVINGS, S.C., BURNS, K.A. 1994. The Galeta oil spill. I. Long-term effects on the physical structure of the mangrove fringe. *Estuarine Coastal and Shelf Science*, 38: 327-348.

GEISE, L.; N. GOMES & R. CERQUEIRA. 1999. Behaviour, habitat use and population size of *Sotalia fluviatilis* (Gervais, 1853) (Cetacea, Delphinidae) in the Cananéia estuary region, São Paulo, Brazil. *Revista Brasileira Biologia*, 59 (2): 183-194.

GERACI, J. R. 1990. Physiologic and toxic effects on cetaceans. S. 167–197 in: Geraci, J. R. & St. Aubin, D. J. (red.): Sea mammals and oil: confronting the risks. Academic Press, San Diego.

GETTER, Charles D., LEWIS III, Roy. R.; 2003. Spill Response that Benefits the Long-Term Recovery of Oiled Mangroves. International Oil Spill Conference, 2003.

GILFILLAN, E. S., PAGE, D. S.; GERBER, R. P.; HANSEN, S. A.; COOLEY, J. F.; HOTHAM, J. R. 1981. Fate of the Zoe Colocotroni oil spill and its effects on infaunal communities associated with mangroves. pp. 353-360. In Proceedings, 1981. Oil Spill Conference, American Petroleum Institute, Washington, D. C.

GILFILLAN, E. S.; PAGE, D. S.; NEFF, J. M.; PARKER, K. R.; BOEHM, P. D. 2001. A 10-year study of shoreline conditions in the Exxon Valdez spill zone, Prince William Sound, Alaska. Oil Spill Conference.

GIRÃO, W.; ALBANO, C. 2011. Região do Banco dos Cajuais in: Conservação de aves migratórias neárticas no Brasil (Valente, R. et al., org.). Conservação Internacional, Belém. 400 p. 1ª edição.

GRAMMETZ, D. Involvement of loggerhead turtles with the plastic, metal, and hydrocarbon pollution in the central Mediterranean. Mar. Poll Bull. 19(1): 11-13. 1988.

GURJÃO, L. M.; NETO, M. A. A. F.; SANTOS, R. A.; CASCON, P. 2004. Análise de conteúdos estomacais de quatro golfinhos (Cetacea: Delphinidae) encalhados em praias no litoral do Estado do Ceará, Brasil. Rev. Biociências, Taubaté, 10 (1-2): 39-45

Heppell, S. S., D. T. Crouse, L. B. Crowder, S. P. Epperly, W. Gabriel, T. Henwood, R. Márquez, and N. B. Thompson. 2005. A population model to estimate recovery time, population size, and management impacts on Kemp's ridley sea turtles. Chelonian Conservation and Biology. 4:767–773.

HEUBECK, M. 1995. O efeito direto do derramamento de óleo do Braer nas populações de pássaros marinhos e uma avaliação do papel do centro de respostas de vida silvestre. In: FEMAR, 2000 (ed.), O impacto de um derramamento de óleo em águas turbulentas: O Braer, 1 ed, Capítulo 7, Rio de Janeiro, RJ, FEMAR.

HOFF, R., P. HENSEL, et al. 2002. Oil Spills in Mangroves, National Oceanic and Atmospheric Administration.

HOWARTH, R. W. 1988. Determining the ecological effects of oil pollution on marine ecosystems. pp. 69-97. In: Ecotoxicology: Problems and approaches (eds . S. A. LEVIN, M. A. HARWELL, J. R. KELLY AND K. D. KIMBALL . Springer VERLAG, NY. STOCKER, H.S. & SEAGER, S.L. Química Ambiental: Contaminación del Aire y del Agua. Editorial Blume, Barcelona, Espanha, 1981.

HSE. Hose and Coupling Failure Rates and the Role of Human Error – HSL/2000, 2000.

HSR. Offshore Hydrocarbon Release Statistics and Analysis, 2002 - HSE – Health and Safety Executive.

HSR. Offshore Hydrocarbon Release Statistics, 2001 - HSE – Health and Safety Executive.

ILAUBIER, L., 1980. The Amoco Cadiz oil spill: an ecological impact study. Ambio. Vol. 9, nº 6, p. 268-276.

IMO. Field guide for oil spill response in tropical waters. London, 1997. 54 p. St Aubin.

IPIECA, 2000a. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Choosing Spill Response Options To Minimize Damage Net Environmental Benefit Analysis, IPIECA Report Series. V.10. www.iecea.org/API, American Petroleum Institute. Oil spill response: options for minimizing

IPIECA, 2000b. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association. Biological Impacts of Oil Pollution: Fisheries, IPIECA Report Series. V.8. www.iecea.org/

IPIECA, 2000c. Report Series. A Guide to contingency planning for oil spills on water. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, London. Vol. 2, p. 1-30.

IPIECA, 2001. Dispersants and their role in oil spill response. In: A Guide to Contingency Planning for Oil Spills on Water, second ed. IPIECA.

IPIECA. 1991. Report Series. Volume 1: Guidelines on Biological Impacts of Oil Pollution. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, London.

IPIECA. 1995. Report Series. Volume 7: Biological Impacts of Oil Pollution: Rocky Shores. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, London.

IPIECA.1993. Report Series. Volume 4: Biological Impacts of Oil Pollution: mangroves. International Petroleum Industry Environmental Conservation Association , London.

JEWETT, S.C., DEAN, T.A., LAUR, D.R., 1996. Effects of the Exxon Valdez oil spill on benthic invertebrates in an oxygen-deficient embayment in Prince William Sound, Alaska, Rice, S.D. et al. (Ed.) Proceedings of the Exxon Valdez Oil Spill Symposium held at Anchorage, Alaska, USA, 2-5 February 1993. American Fisheries Society Symposium, Vol. 18, p. 440-447.

JOHANSSON, S.; LARSSON, U. & BOEHM, P. 1980. The Tsesis Oil Spill Impact on the Pelagic Ecosystem Marine Pollution Bulletin, Vol. 11, 10: 284-293.

KINGSTON, P. F., 2002. Long-term Environmental Impact of oil spills. Spill Science & Technology Bulletin 7(1-2): 53-61.

LAMPARELLI, C.C.; RODRIGUES, F.O. & MOURA, D.O. 1997. Long-term assessment of an oilspill in a mangrove forest in São Paulo, Brazil. In: KJERFVE, B.; LACERDA, L.D. & DIOP, E.H.S. (Eds.). Mangrove Ecosystem Studies in Latin America and Africa. UNESCO, p. 191-203.

LESS. Loss Prevention in the Process Industries, 2005.

LEVINGS, S.C. and S.D. GARRITY. 1995. Oiling of mangrove keys in the 1993 Tampa Bay oil spill. In: Proceedings of the 1995 International Oil Spill Conference, pp. 421-428.

LEWIS, R. R. 1979. Large scale mangrove restoration on St. Croix, U.S. Virgin Islands. In: Proceedings of the Sixth Annual Conference on the Restoration and Creation of Wetlands, pp. 231-241.

LEWIS, R.R, 1983 Impact of oil spills on mangrove forests, Pp. 171-183. In H.J. Teas (ed.) Biology and ecology of mangroves. Tasks for Vegetation Science 8. Dr. W. Junk, The Hague: 188 p.

LIMA, R. P., S. T. CALDAS, L. CANDISANI, 2001. Peixe-Boi - A história da conservação de um mamífero brasileiro. DBA Artes Gráficas, São Paulo, SP. 132 pp.

LUTZ, P. L. AND M. LUTCAVAGE. 1989. The effects of petroleum on sea turtles: Applicability to Kemp's ridley. In: Proceedings of the First International Symposium on Kemp's Ridley Sea Turtle Biology, Conservation and Management, C. W. Caillouet, Jr. and A. M. Landry, Jr., eds. TAMU-SG89-105, Texas A&M University Sea Grant Program, Galveston. pp. 52-54.

MARCOVALDI, M.A., LOPEZ, G.G., SOARES, L.S., SANTOS, A.J.B., BELLINI, C. & BARATA, P.C.R. 2007. Fifteen years of hawksbill sea turtle (*Eretmochelys imbricata*) nesting in Northern Brazil. Chelonian Conserv. Biol. 6(2):223-228.

MARCOVALDI, M.A.; LOPEZ, G.G.; SOARES, L.S.; SANTOS, A.J.B.; BELLINI, C.; SANTOS, A.S. & LOPEZ, M. 2011. Avaliação do estado de

conservação da tartaruga marinha *Eretmochelys imbricata* (Linnaeus, 1766) no Brasil. Biodiversidade Brasileira 1, 26-34.

MATUELLA B. A., 2007. O efeito de um derramamento de óleo na abundância e estrutura populacional de *Excirrolana armata* (Dana, 1853) em duas praias da ilha do mel, PR Pontal do Paraná. Dissertação de mestrado, UFPR, p. 1-79.

MICHEL, J.M. 2001. Mangrove Habitat Injury Assessment and Scaling Protocols. Technical Report to Damage Assessment Center. NOAA. Silver Spring. Maryland. 64p.

MMA (Ministério do Meio Ambiente), 2002. Biodiversidade Brasileira – Avaliação e Identificação de Áreas e Ações Prioritárias para Conservação, Utilização Sustentável e Repartição de Benefícios da Biodiversidade Brasileira. Brasília – DF. 404 p.

MMA (Ministério do Meio Ambiente), 2004. Atlas de Sensibilidade Ambiental ao Óleo das Bacias Marítimas do Ceará e Potiguar. 59p.

MMA (Ministério do Meio Ambiente), 2008. Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção. Editores Angelo Barbosa Monteiro Machado, Gláucia Moreira Drummond, Adriano Pereira Paglia. - 1.ed. - Brasília, DF : MMA; Belo Horizonte, MG : Fundação Biodiversitas, 2008.

MONTEIRO, A.G. 2003. Metodologia de avaliação de custos ambientais provocados por vazamento de óleo – O estudo de caso do Complexo REDUC-DTSE [Rio de Janeiro] XX, 270 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, D.Sc., Planejamento Energético e Ambiental, 2003) Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

MOORE, SF, Dwyer R.L., 1974. Effects of oil on marine organisms: A critical assessment of published data. Water Res Vol. 8 p.819.

MOTTA, M.R.A.; SILVA C.P.N. 2005. Rescue, handling and release of a melon-headed whale, *Peponocephala electra*, stranded in Ceará, NE Brazil. Latin American Journal of Aquatic Mammals. 4, 187–190.

MUNOZ, D., GUILIANO, M., DOUMENQ, P., JACQUOT, F., SCHERRER, P., MILLE, G., 1997. Long term evolution of petroleum biomarkers in mangrove.

NADEAU, R.J., BERQUIST, E.T., 1977. Effects of the March 18, 1973 oil spill near Cabo Rojo, Puerto Rico, on tropical marine communities. In: Proceedings of the 1977 Oil Spill Conference, American Petroleum Institute, pp. 535±538.

NERY, M. F., ESPECIE, M.A. e SIMAO, S. M. 2008. Site fidelity of *Sotalia guianensis* (Cetacea: Delphinidae) in Sepetiba Bay, Rio de Janeiro, Brazil. Rev. Bras. Zool. 25, n.2: 182-187.

NOAA, 2010. Impacts of Oil on Marine Mammals and Sea Turtles. US Department of Commerce. National Marine Fisheries Service. Disponível em: www.noaa.gov.

NOAA. 2002. Oil Spills and Mangroves; Planning and Response Considerations. 51 pp

NOAA. 2003. Oil and Sea Turtles. Biology, Planning and Response.

NORSOK. 1998. NORSOK Standard Z-013, Risk and Emergency Preparedness Analysis, Rev.1.

ODELL, D. K & MACMURRA, Y. C. 1986. Behavioral response to oil. In: VARGO S., LUTZ P. L., Odell D. K., VAN VLEET T., BOSSART G. (eds) Final Report. Study of the effect of oil on marine turtles. Minerals Management Service Contract Number 14-12-0001-30063, Florida Inst. Of Oceanography, St. Petersburg, FL.

PALUDO, D. 1998. Estudos sobre ecologia e conservação do peixe-boi marinho (*Trichechus manatus manatus*) no nordeste do Brasil. Nº. 22, Série Meio Ambiente em Debate, IBAMA, Brasília, DF. 67 pp.

PARLOC 1994 – The Update of Loss of Containment Data for Offshore Pipelines (Health and Safety Executive, UK).

PARLOC 2001. The Update Of Loss Containment Data For Offshore Pipelines – 2003 (Health and Safety Executive, UK).

PENELA-ARENAZ, M.; BELLAS, J. & VAZQUEZ, E., 2009. Chapter Five: Effects of the Prestige Oil Spill on the Biota of NW Spain: 5 Years of Learning. David W. Sims, Editor(s), *Advances in Marine Biology*, Academic Press, Vol. 56, p. 365-396.

PETROBRAS/CENPES, 2012 – informações obtidas a partir do banco de dados do TAMAR – SITAMAR (<http://siaiacad15.univali.br/sitamar/areatrabalho.jsp>), Base de Acesso 2006.

RIDOUX V., LAFONTAINE L., BUSTAMANTE, P, CAURANT, F., DABIN, W., DELCROIX, C., HASSANI, S., LAURELINE, M., DILVA, V. ., SIMONIN, S., ROBERT, M., SPITZ, J. E CANNEYT, O. V., 2004. The impact of the “Erika” oil spill on pelagic and coastal marine mammals: Combining demographic, ecological, trace metals and biomarker evidences. *Aquat. Living Resour.* 17, 379-387.

RIVM – Reference Manual Bevi Risk Assesments – Springer Series in Reability Engeneering, 2009.

ROSSI-SANTOS, M. R., WEDEKIN L. L., MONTEIRO-FILHO E. L. A. 2007. Residence and site fidelity of *Sotalia guianensis* in the Caravelas River Estuary, eastern Brazil. *Journal of the Marine Biological Association of the United Kingdom*, 87 (1) : 207-212.

SANTOS Jr, E.; PANSARD, K. C.; YAMAMOTO, M. E. & CHELLAPPA, S. 2006. Comportamento do boto-cinza, *Sotalia guianensis* (Van Bénédén) (Cetacea, Delphinidae) na presença de barcos de turismo na Praia de Pipa, Rio Grande do Norte, Brasil. *Revista Brasileira de Zoologia* 23 (3): 661-666.

SANTOS, A.S.; SOARES, L.S.; MARCOVALDI, M.A.; MONTEIRO, D.S.; GIFFONI, B. & ALMEIDA, A.P. 2011. Avaliação do estado de conservação da

tartaruga marinha *Caretta caretta* Linnaeus, 1758 no Brasil. Biodiversidade Brasileira 1, 1-9.

SHIGENAKA, G. Oil and Sea Turtles – Biology, Planning and Response. NOAA National Ocean Service. 116p. 2003.

SILVA, P. R. 2004. Transporte Marítimo de Petróleo e Derivados na Costa Brasileira: Estrutura e Implicações Ambientais [Rio de Janeiro]. Dissertação de Mestrado. Planejamento Energético. COPPE/UFRJ. 148 p.

SMITH, T.R., GERACI, J.R., St AUBIN, D.J. Reaction of bottlenose dolphins, *Tursiops truncatus*, to a controlled oil spill. Can. J. Fish. Aquat. Sci., 40: 1522-1525. 1983.

SOARES, M.L.G.; SILVA Jr., C.M.G.; CAVALCANTI, V.F.; ALMEIDA, P.M.M.; MONTEIRO, A.S.; CHAVES, F.O.; DUQUE ESTRADA, G.C.; BARBOSA, B. 2006. Regeneração de floresta de mangue atingida por óleo na baía de Guanabara (Rio de Janeiro, Brasil): Resultados de 5 anos de monitoramento. Geochimica Brasiliensis, 20(1): 54-77.

ST. AUBIN, D.J. Overview of the effects of oil on marine mammals. 1992 MMS (Minerals Management Service) – AOCS Region Information Transfer Meeting. 1992. Disponível em: http://www.mms.gov/alaska/reports/1990rpts/92_0046.pdf#page=81. Acessado em novembro de 2010. nd, Alaska. Mar. Ecol. Prog. Ser., 356:269-281. 2008.

TEAS, H.J., A.H.; LASDAY, E.; LUQUE L.; R.A. MORALES, M.E. de Diego & J.M. BAKER. 1989. Mangrove restoration after the 1986 Refinaria Panama oil spill. 1989 Oil Spill Conference Proceedings: 433-437.

TNO. CPR 18 E: Guidelines for quantitative risk assessment: “Purple Book”. 1 Ed. Committee for Prevention of Disasters, 1999.

VAN FLEET, E. S. & G.G. PAULY. 1987. Characterization of oil residues scraped from stranded sea turtles from the Gulf of Mexico. Carib. J. Sci. 23:77-83.

VINNEM. Offshore Risk Assessment, 2007.

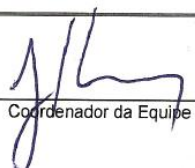
WARDROP, J.A., B. WAGSTAFF, P. PFENNIG, J. LEEDER, & R. CONNOLLY. 1997. The distribution, persistence and effects of petroleum hydrocarbons in mangroves impacted by the “Era” oil spill (September, 1992). Final Phase One report (1996). Report ERAREP/96. Adelaide, South Australia: Office of the Environmental Protection Authority, S.A. Department of Environment and Natural Resources.

WILKINSON, D.L., C. MOORE, M. LOPEZ, and M. FIGUEROA. 2001. Natural resource damage assessment for a JP-5 fuel spill at Naval Station Roosevelt Roads, Puerto Rico. Pre-final report. Norfolk: Atlantic Division, Naval Facilities Engineering Command.

WOAD. Worldwide Offshore Accident Database. 1998.

WURSIG, B. & SMULTEA, M.A. Bottlenose dolphin reactions to the Mega Borg oil spill. Marine Mammal Research Program. Texas A&M University, Galveston. 1991.

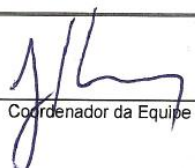



Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

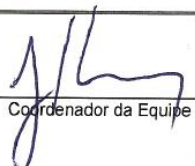



Coordenador da Equipe




Técnico Responsável




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

