

II.8 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

O Desenvolvimento de Produção (DP) para o FPSO Cidade de Paraty, do qual trata esta Análise e Gerenciamento de Riscos (AGR), está localizada no Bloco BM-S-11, Bacia de Santos, atualmente denominada de Área de Lula NE. 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:

II.8.1 - Descrição das Instalações

II.8.2 - Análise Histórica de Acidentes Ambientais

II.8.3 - Identificação dos Cenários Acidentais

II.8.4 - Avaliação das Conseqüências

II.8.5 - Cálculo dos Riscos Ambientais

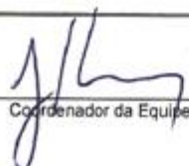
II.8.6 - Tempo de Recuperação / Tempo de Ocorrência

II.8.7 - Revisão do Estudo de Análise de Riscos

II.8.8 - Plano de Gerenciamento de Riscos – PGR

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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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 Paraty, localizado no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Visando o desenvolvimento da área de Cernambi Sul, localizado no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos, a utilização do FPSO conjugará atividades de processamento primário da produção, de estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores. O gás será em parte consumido pela unidade na geração de energia, utilizado para injeção de *gas lift* nos poços produtores para aumento do fator de recuperação do óleo produzido, re-injetado no reservatório e o excedente escoado para a malha de gasodutos de exportação para o continente.

A Lista das principais características do FPSO Cidade De Paraty encontra-se a seguir na **Tabela II.8.1-1**.

Tabela II.8.1-1 - Características Gerais do FPSO Cidade De Paraty

Características	Descrição
Nome	FPSO Cidade De Paraty
Ancoragem	Spread Mooring System
Comprimento Total	322.07 m
Boca moldada	56 m
Pontal (Altura até convés principal)	29.7 m
Borda livre	5.45 m
Peso leve	254 000 t
Calado médio	19.8 m
Altura do <i>Flare</i> (a partir do deck)	110 m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo**	2.325.853 barris 369.781 (m ³)
Guindastes	guindastes com capacidades de 15 t, 20 , 8.5t e 10/2 t
Sistema de geração de energia	4 turbo-geradores de 25 MW a gás e/ou diesel cada; 1 gerador auxiliar a diesel de 1,8 MW cada; 1 motor gerador a diesel de emergência de 1,8 MW
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: Hamworthy ST10C Princípio de tratamento: lodo ativado com sistema de aeração suspensa 01 unidade com capacidade de 15.8 m ³ /d
Capacidade de produção	Capacidade de processar 120.000 bpd e 5,0 MM m ³ /d de gás e de tratar 19100 m ³ /d de água produzida

Características	Descrição
Capacidade de alojamento	100 pessoas
Heliponto	Formato: Retangular Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	2 Baleeiras com capacidade para 100 pessoas cada. 8 Balsas salva-vidas com capacidade para 25 pessoas cada e 2 balsas salvavidas com capacidade para 12 pessoas cada. 1 Barco resgate com capacidade para 6 pessoas.

II.8.1.1 - Casco

O FPSO Cidade de Paraty possui fundo simples e está dimensionado para atender às necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc). Além disso, o FPSO Cidade De Paraty atende aos requisitos de Regras da Sociedade Classificadora, e de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro: Bahamas.

Visando garantir a vida útil do FPSO necessária às atividades do Piloto de Lula NE, serão realizadas verificações de esforços globais e fadiga no casco, considerando as ações de ondas, ventos e correntezas típicas da Bacia de Santos e serão estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do mesmo.

O aço utilizado na estrutura do casco deverá estar de acordo com os requerimentos e regulamentações, considerando as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

II.8.1.2 - Tanques

O armazenamento de óleo no FPSO Cidade De Paraty será realizado em até 15 (quinze) tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de 2.325.853 bbl 369.781 (m³) , sem contar os dois tanques de *s/lop* com capacidade total de 38.873 bbl 6.180 (m³).

Além dos tanques citados, o FPSO Cidade De Paraty possui tanques para lastro, efluente oleoso, óleo combustível/diesel, óleo lubrificante, borra oleosa, água doce e água potável, cujas capacidades encontram-se estimadas na **Tabela II.8.1-2**. A disposição dos Tanques no FPSO Cidade de Paraty está apresentada na Sessão II.2 – Descrição e caracterização da Atividade.

Tabela II.8.1-2 - Relação dos tanques do FPSO Cidade De Paraty.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade**	
		m ³	Barris
Tanque de Óleo nº 1 (central)	Óleo cru	23326	146718
Tanque de Óleo nº 1 (bombordo)	Óleo cru	10485	65948
Tanque de Óleo nº 1 (boreste)	Óleo cru	10485	65948
Tanque de Óleo nº 2 (central)	Óleo cru	35124	220925
Tanque de Óleo nº 2 (bombordo)	Óleo cru	23125	145454
Tanque de Óleo nº 2 (boreste)	Óleo cru	23125	145454
Tanque de Óleo nº 3 (central)	Óleo cru	23416	147284
Tanque de Óleo nº 3 (bombordo)	Óleo cru	15602	98135
Tanque de Óleo nº 3 (boreste)	Óleo cru	15602	98135
Tanque de Óleo nº 4 (central)	Óleo cru	35089	220703
Tanque de Óleo nº 5 (bombordo)	Óleo cru	15567	97913
Tanque de Óleo nº 5 (central)	Óleo cru	23412	147254
Tanque de Óleo nº 5 (boreste)	Void	0	0
Tanque de Óleo nº 6 (bombordo)	Óleo cru	16955	106645
Tanque de Óleo nº 6 (central)	Óleo cru	34704	218283
Tanque de Óleo nº 6 (boreste)	Óleo cru	16955	106645
Capacidade total de armazenamento de óleo		369781	2325853
Tanque de Slop (bombordo)	Água e Óleo	3090	19436
Tanque de Slop (boreste)	Água e Óleo	3090	19436
* Tanque de Combustível (bombordo)	Óleo Combustível/Diesel	1176	7396
* Tanque de Combustível (boreste)	Óleo Combustível/Diesel	1184	7447
* Tanque Óleo Combustível 1	Sedimentação de Óleo Combustível	1184	7447
* Tanque de Óleo Combustível 2	Óleo Combustível	24	153
* Tanque de Transbordo de Óleo Combustível (boreste)	Óleo Combustível	1353	8510
Tanque de Óleo Diesel 1	Óleo Diesel	43	272
Tanque de Óleo Diesel 2	Óleo Diesel	43	272
* Poceto de Óleo Lubrificante	Óleo Lubrificante	3	17

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade**	
		m ³	Barris
* Tanque de Óleo Lubrificante 1	Sedimentação de Óleo Lubrificante	3	17
* Tanque Óleo Lubrificante 2	Óleo Lubrificante	4	25
* Cilindro 1 (boreste)	Óleo Lubrificante	24	154
* Cilindro 2 (boreste)	Óleo Lubrificante	24	154
Tanque de Efluente Oleoso 1	Efluente Oleoso	82	517
Tanque de Efluente Oleoso 2	Efluente Oleoso	38	237
Tanque de Borra Sólida	Borra Oleosa	3	17
Água Doce	Água Doce	122	769
Água Doce	Água Doce	200	1256
Tanque de Água destilada 1	Água Destilada	122	769
Tanque de Água destilada 2	Água Destilada	200	1256

*Tanques utilizados somente durante a navegação.

**Os valores apresentados são referentes a 100% da capacidade total de armazenamento do FPSO Cidade De Paraty.

Os tanques de *slop* recebem água proveniente do sistema de drenagem aberta (drenagem aberta do nível superior do FPSO), drenagem do convés, água de lavagem 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 serão mantidos pressurizados com gás de hidrocarbonetos ou com gás inerte e o teor de oxigênio deverá ser 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 possuem acessos para permitir a inspeção interna de acordo com o plano de inspeção de tanques da unidade.

O FPSO Cidade De Paraty também possui um sistema de limpeza que funciona a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. Os efluentes gerados nestas operações de limpeza são encaminhados aos tanques de *slop*.

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



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature: Domingos Fernandes]
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

II.8.1.3 - Sistema Primário de Inertização dos tanques

O FPSO Cidade de Paraty usará gás hidrocarboneto como seu principal meio de inertização de tanques. Este sistema possui duas finalidades:

- 1) Reduzir o efeito corrosivo do gás inerte nos tanques de carga.
- 2) Interromper a atmosfera de gases de ventilação de acordo com sistemas de gás inerte normal.

Durante o carregamento dos tanques de carga, uma quantidade de gás de hidrocarboneto, chamado de gás em excesso, deverá ser removida do tanque para garantir que a pressão nos tanques seja mantida. O gás em excesso será comprimido pela unidade de recuperação de vapores do tanque de carga e será enviado para sistema de recuperação de vapores do topsides. Este gás em excesso será processado juntamente com o gás de processo e será exportado, injetado ou usado como gas lift em vez de ser ventilado para atmosfera.

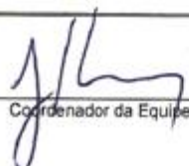
Durante o descarregamento dos tanques de carga (offloading), uma quantidade de gás de hidrocarboneto, proveniente do sistema de fuel gas LP, deverá ser introduzidos aos tanques para garantir que a pressão dos mesmos seja matida.

II.8.1.4 - Sistema de Gás Inerte (SGI)

Este sistema será utilizado como um sistema normal de inertização do tanque quando o sistema de inertização com gás de hidrocarbonetos não estiver disponível.

O FPSO Cidade De Paraty possui 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 será utilizado para fornecimento de gás inerte e ventilação. Durante o alívio, o gás inerte será 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 controlarão a pressão do gás inerte, cujo




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

teor de oxigênio será 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 sobre-pressão.

II.8.1.5 - Sistemas de Lastro

Durante a transferência de óleo do FPSO Cidade De Paraty para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem será 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 será 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 independentes. Como não haverá nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não será considerado uma fonte de efluentes.

Vale destacar que caso haja necessidade remoção do FPSO Cidade de Paraty da locação, serão implementadas medidas regidas internacionalmente pela IMO (*International Maritime Organization*) de forma a evitar a introdução de espécies exóticas no meio onde forem realizadas as atividades.

II.8.1.6 - 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 está dividida em módulos, que são 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 do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

O projeto da planta de processamento do FPSO Cidade De Paraty 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 nº 393/2007.

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações a unidade está dotada de um sistema de injeção de produtos químicos, como desemulsificante, 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 Paraty estão listados a seguir:

- Sistema de Separação e Tratamento de Óleo, Gás e Água;
- Sistema de Tratamento da Água de Injeção.

II.8.1.7 - Sistema de Separação e Tratamento de Óleo, Gás e Água

O sistema de separação de óleo, água e gás consiste dos seguintes componentes: separador de alta pressão; sistema de aquecimento do óleo; separador intermediário; pré-tratador eletrostático; degaseificador de baixa pressão; tratador eletrostático; resfriador de óleo estabilizado; vaso de decantação de líquido; sistema de desidratação do gás; sistema de ajuste de ponto de orvalho de hidrocarbonetos do gás; sistema de remoção de CO₂; hidrociclone; flotador; e sistema de tocha (flare). A interligação desses equipamentos pode ser observada na **Figura II.8.1-1**.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

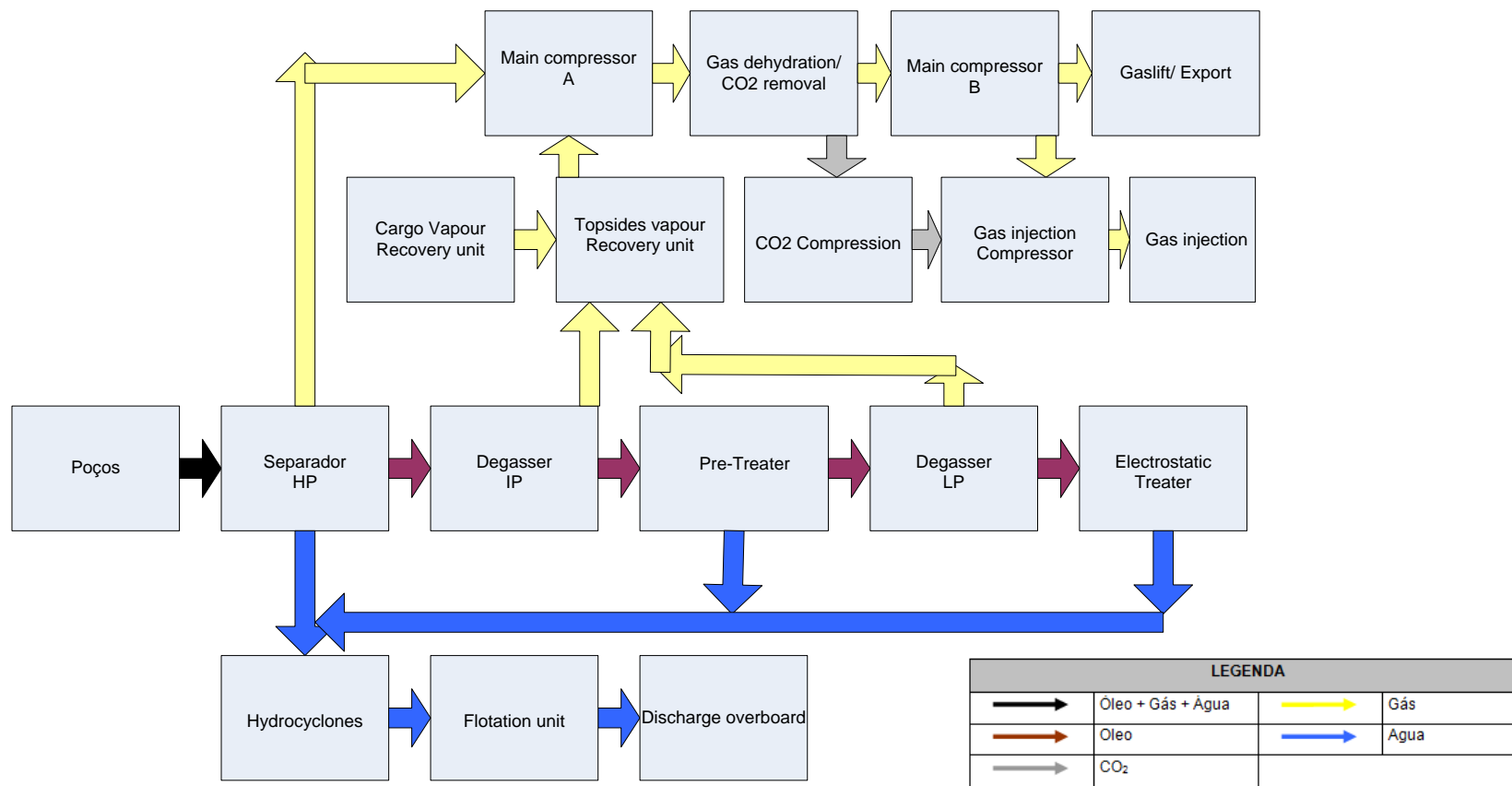


Figura II.8.1-1 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, água produzida e gás no FPSO Cidade De Paraty.

A planta de processo do FPSO Cidade De Paraty tem capacidade para processar 120.000 bpd de óleo, 5.0 MM m³/d de gás e de tratar 19.100 m³/d de água produzida. O dimensionamento do FPSO Cidade de Paraty considerou os seguintes parâmetros:

- Número de poços produtores interligados ao FPSO: 15 poços
- Temperatura do óleo ao chegar no FPSO: mínima de 20 °C e máxima de 40 °C.

O óleo proveniente dos poços chegará ao FPSO e receberá inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, antiincrustante e antiespumante de forma a aumentar a eficiência do processamento de óleo.

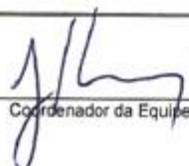
A planta de processo está equipada com um separador de alta pressão, que promove a separação primária do óleo, gás e água, e um sistema de aquecimento a montante do separador intermediário, que eleva a temperatura a fim de adequar as propriedades dos fluidos às melhores condições de processamento, considerando que o separador de alta pressão opera a uma pressão de aproximadamente 20 bar. Em seguida, o óleo é enviado ao pré-tratamento eletrostático.

O óleo, então, segue para o degaseificador de baixa pressão e para o tratamento eletrostático para o enquadramento dos parâmetros água e salinidade. Posteriormente o óleo é resfriado, medido e encaminhado para os tanques de carga para armazenamento.

Após a separação no separador de alta pressão, no separador intermediário e no degaseificador, o gás é encaminhado para a unidade de tratamento de gás, constituída pelos sistemas de desidratação, ajuste de ponto de orvalho de hidrocarbonetos e de remoção de CO₂.

Para viabilizar o seu descarte conforme a legislação vigente, a água de produção receberá um tratamento constituído por um conjunto de hidrociclones e flotores, que irão promover a remoção do óleo.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

II.8.1.8 - Sistema de Tratamento da Água de Injeção

A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar a corrosão na tubulação dos poços de injeção, a formação de incrustação na tubulação dos poços de produção de óleo, a obstrução do meio poroso da rocha-reservatório e a 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). Essa unidade tem a função de reduzir o teor de sulfatos na água de aproximadamente 2.700 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 água utilizada no sistema de tratamento da água de injeção é captada no mar através de bombas de captação e passa pelos seguintes processos: (a) processo de filtração para remoção de sólidos acima de 5 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.

No processo de dessulfatação, cerca de 74.5% da água será permeada e enviada para a saída da SRU, enquanto a outra parcela 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 74.5% do fluxo inicial, segue para o sistema de injeção de água. O restante, o rejeito, equivalente a cerca de 25.5% do total, é descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

Após o processo de filtração é necessária a injeção de sequestrante de cloro, de inibidor de incrustação e de biocida, com a finalidade de proteger as membranas da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU).

Ressalta-se que o biocida será utilizado apenas durante as operações sanitização/limpeza, sendo injetado apenas 1 (uma) vez por semana ao longo de 1 (uma) hora.

A **Figura II.8.1-2** apresenta o fluxograma da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Cidade De Paraty.

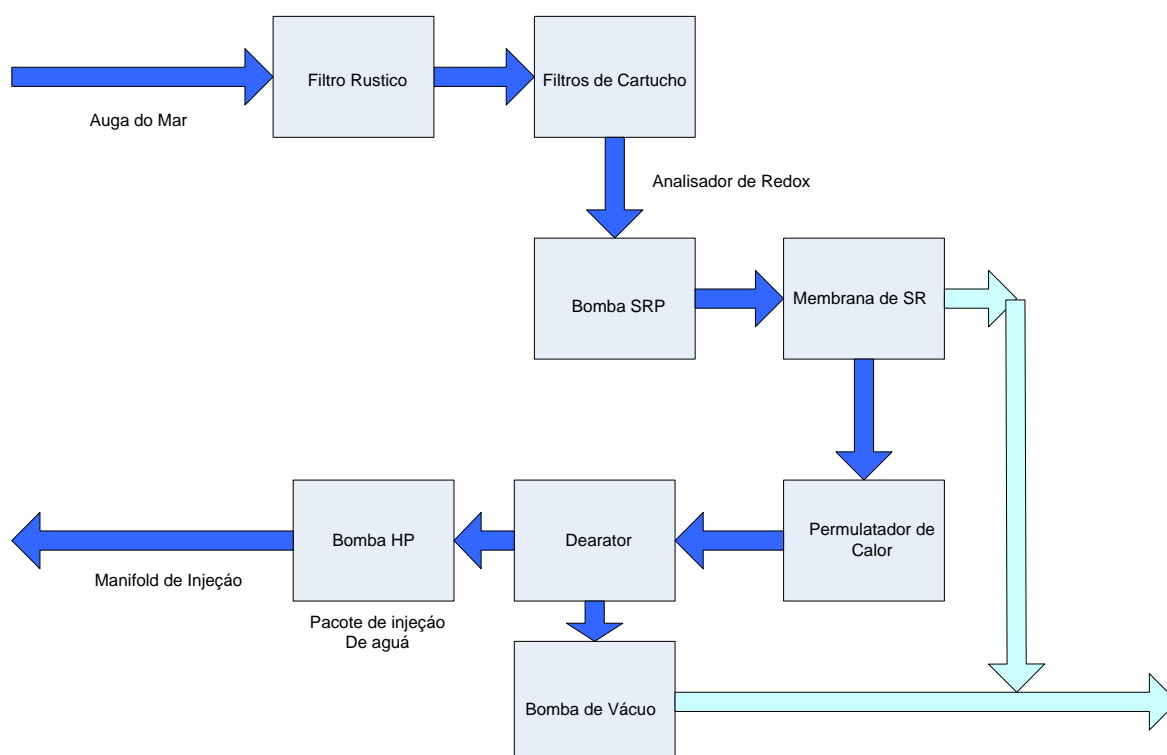


Figura II.8.1-2 - Fluxograma esquemático da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Cidade De Paraty.

II.8.1.9 - Sistema de Captação de água do mar

A água salgada a ser utilizada no FPSO Cidade De Paraty será captada do mar, cujo sistema de captação foi projetado para atender aos seguintes subsistemas: combate a incêndio, trocador do sistema fechado de água de resfriamento, e água de serviço.

II.8.1.10 - Sistema de Geração de Água Potável

O Sistema de Água Potável do FPSO Cidade De Paraty tem capacidade de fornecimento de água potável necessária a todos os usuários da unidade.

II.8.1.11 - Sistema de Tocha e Vent

Em operação normal, a queima de gás na tocha ocorrerá somente durante as partidas de sistema após paradas programadas ou não, durante depressurizações do sistema de processamento em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Não haverá queima de gás produzido na tocha, pois este será utilizado no sistema de geração de energia do FPSO e o excedente será exportado por meio de Gasoduto e uma parte injetada de volta para o reservatório. O gasoduto Tupi NE-Tupi interligará a unidade de produção ao PLEM-TUP-001, localizado na base do FPSO Cidade de Angra dos Reis (Piloto de Lula). No PLEM-TUPI-001 haverá o entroncamento com o gasoduto Tupi-Mexilhão, que escoar o gás produzido nestas áreas até a plataforma de Mexilhão (PMXL-1). Em PMXL-1 haverá outro entroncamento, onde o gás será enviado para a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), no município de Caraguatatuba, onde será tratado.

O *flare* foi projetado para queima sob condição de emergência. Este sistema se localiza na proa do FPSO a uma altura suficiente para garantir que o nível de radiação de calor em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás, alta ou baixa pressão) para as pessoas e equipamentos. O sistema é constituído por uma única torre vertical com 2 (dois) 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 *carga*.

Os Flares foram projetados para as seguintes vazões máximas:

- Flare HP: 8.084.000 m³/dia – Emergência;
- Flare LP: 425.000 m³/dia – Emergência.

Além dos sistemas de *flare*, a unidade tem vents para o escape de gases provenientes dos processos das instalações que operam próximos a 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 projeto, com consumo de gás no entorno de 3000 m³/dia.

No período compreendido entre Maio/13 e Setembro/13, está prevista a queima diária 500.000Nm³/dia de gás na tocha. Esta queima está relacionada às atividades de comissionamento e ajuste de todas as variáveis de processo, que serão desenvolvidas a partir do início do fluxo de hidrocarbonetos na unidade até a completa estabilização dos sistemas de compressão, tratamento e injeção do gás produzido.

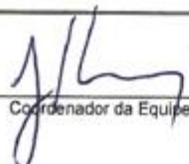
As principais atividades de comissionamento e ajuste das variáveis de processo previstas para execução nos sistemas de compressão, tratamento e injeção do gás produzido são: teste de estanqueidade, limpeza química das linhas dos sistemas de gás e óleo lubrificante, alinhamento dos mancais e os respectivos motores e compressores, testes e ajuste de parâmetros das malhas de controle operacionais e intertravamento dos sistemas de segurança.

II.8.1.12 - Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração de energia do FPSO Cidade De Paraty consiste de 4 (quatro) turbo-geradores de 25 MW cada, bicomustíveis, com consumo estimado de 4680 m³/mês de diesel ou 5100000 m³/mês de gás cada gerador. Em operação normal, no máximo três turbo-geradores serão operados de forma contínua.

Além disso, a unidade possui (um) gerador auxiliar a diesel de 1,8 MW, com consumo estimado de 405 m³/mês.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

O FPSO possui duas caldeiras principais responsáveis pela geração de vapor necessário para o acionamento das bombas de *offloading*. Estas caldeiras irão operar com consumo estimado de 284 5440 Nm³/dia de gás ou 900 m³/mês de óleo diesel e são equipadas com sistema de tratamento de condensado e sistema de abastecimento de água, proveniente do sistema de água doce.

O óleo diesel será utilizado somente durante a pré-operação do sistema de compressão de gás (60 dias), ou em situações de emergência, sendo substituídos por gás imediatamente após a estabilização da produção.

II.8.1.13 - Sistema de Transferência de Óleo (Offloading)

A transferência do óleo do FPSO Cidade De Paraty para os navios aliviadores será realizada através de mangotes flutuantes de 20” de diâmetro e m de comprimento. A vazão de transferência de óleo será de 6.000 m³/h. A amarração entre as embarcações será feita com um cabo de polipropileno de 2 ½ ” de diâmetro denominado de “*hawser*”.

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 (cinco) 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. Essa transferência será controlada por sistema de controle de pressão de transferência existentes em ambas as unidades. Complementarmente ao sistema supervisor da operação de *offloading*, as embarcações são providas de uma câmera para garantir maior

segurança no monitoramento de vazamentos que possam ocorrer no período noturno.

A operação de transferência de óleo (*offloading*) será realizada periodicamente, através de mangotes flutuantes, com uma distância de cerca de 150 metros entre o navio aliviador e a plataforma. O óleo será bombeado através de uma estação de medição e seguirá para o navio aliviador através de do mangote de transferência dupla carcaça, de 20” de diâmetro, comprimento de 230 metros e classe de pressão de # 300 lb.

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

O mangote de *offloading* é equipado em uma extremidade com uma válvula automática, que só pode ser aberta depois de estar corretamente conectada ao flange fixo 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 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 inertização 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, através do mangote, de água salgada proveniente do tanque *slop* limpo num regime de fluxo turbulento, no sentido do FPSO Cidade De Paraty para o navio aliviador. A água bombeada para limpeza do mangote é retornada ao FPSO Cidade de Paraty e enviada para o *slop tank* e o mangote recolhido ao FPSO.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

II.8.1.14 - Guindastes

O FPSO Cidade De Paraty possui dois guindastes e dois pórticos cobrindo todas as áreas de movimentação de cargas (lay down) do FPSO, instalados da seguinte forma:

- Guindaste de Convés, instalado no deck de proa a boreste, com capacidade para 15 t e raio de alcance de 21.5 m;
- Guindaste de Convés, instalado no deck de popa a boreste, com capacidade para 20 t e raio de alcance de 23.5 m;
- Pórtico de Gantry de sala de máquinas, com capacidade de 8.5 t
- Pórtico de riser manifold, instalado no deck do manifold a bombordo, com capacidade para 10 t e raio de alcance de 4 m o 2 t e raio de alcance de 10 m.

II.8.1.15 - Acomodações

As acomodações se localizam na popa da embarcação, possuindo capacidade para 100 pessoas.

II.8.1.16 - Sistemas de Segurança

Os Sistemas de Segurança (SAS) e de Controle de Processamento (SCP) do FPSO Cidade de Paraty, foram desenvolvidos com base na norma API RP 14C (7ª edição, Março de 2001), publicada pelo *American Petroleum Institute*, que determina os requisitos mínimos de segurança para os sistemas de superfície de unidades de produção marítimas. Faz parte do processo de execução desses tipos de sistema a implementação de uma série de estudos de análise de riscos, como HAZOP (*Hazard and Operability Study - Análise de Perigos e Operabilidade*), que identifica os perigos e os problemas de operacionalidade de uma instalação de processo, e HAZID (*Hazard and*

Identification Study – Estudo de Identificação de Perigos), com o objetivo de identificar as escalas de risco que podem ocorrer durante a operação. O Sistema de Segurança e Controle consiste dos seguintes sistemas integrados:

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

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

O sistema foi desenvolvido à prova de falhas e de maneira que o SCP não reinicie, automaticamente, qualquer equipamento quando o iniciador de bloqueio retornar ao modo normal ou a energia for restaurada. A energia do SAS é proveniente de duas fontes independentes de energia, sendo uma sobressalente.

II.8.1.17 - Sistema Gás e Incêndio (SGI)

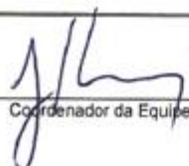
O Sistema de Gás e Incêndio presente no FPSO Cidade de Paraty foi desenvolvido obedecendo a critérios da certificadora ABS, entre outros. De uma maneira geral, o SGI compreende o monitoramento de todas as áreas onde possam ocorrer misturas explosivas e/ou inflamáveis.

A detecção desses eventos irá alertar os tripulantes através de sistema público de informação, desencadeando uma série de ações que visam minimizar as consequências do evento. Ações de controle encontradas no Sistema de Gás e Incêndio (SGI) possuem interface direta com o Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança.

O Sistema de Gás e Incêndio possui as seguintes funções:

- Detectar, automaticamente, a presença de fogo ou mistura combustível;




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

- Ativar alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes;
- Acionar o sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;
- Ligar o sistema de bloqueio automático para fechar os poços e plantas de processo e utilidades, caso necessário;
- Inundar as áreas afetadas com agente extintor de maneira a extinguir o fogo;
- Ativar, manualmente, o bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário;
- Permitir que a operação seja imediata e exclusiva;
- Efetuar extensos diagnósticos de fornecimento de energia e dos circuitos elétricos, devido à perda de energia ou falhas; e
- Alarmar, imediatamente, o painel de controle quando houver detecção de incêndio.

Para isso, o Sistema de Gás e Incêndio (SGI) é composto por:

- Painel central localizado na sala de controle, contemplando toda a área de processo e estruturado para receber informações consolidadas dos sub-painéis localizados em outras áreas do FPSO;
- Subpainel de atendimento às 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.

As ações a serem tomadas no caso da ocorrência de sinistros são divididas em 4 (quatro) níveis de bloqueio, em ordem decrescente de prioridade, conforme estão listados abaixo:

- Nível 4- Bloqueio e abandono do FPSO (APS);
- Nível 3 - Bloqueio de Emergência (ESD – 1/2);
- Nível 2 - Bloqueio de processo (PSD – 2);
- Nível 1 - Bloqueio de módulo individual. (PSD – 1).

Os agentes motivadores que determinam o status do FPSO e, conseqüentemente, a definição de um dentre os quatro níveis de emergência são apresentados nestas ações.

II.8.1.18 - Sistema Emergencial de Bloqueio(ESD)

O Sistema Emergencial de Bloqueio tem como função intervir em um dado processo ou equipamento durante uma ocorrência insegura. Esse sistema é acionado sempre que ocorrer 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;
- Fácil manutenção, reparo e identificação de falhas.

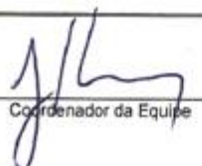
O sistema permite ser acionado manualmente, através de botoeiras localizadas em pontos estratégicos dos FPSOs.

II.8.1.19 - Sistema de Bloqueio de Processo

Sistema de Combate a Incêndio

O FPSO Cidade De Paraty é protegido por sistemas de incêndio convenientemente localizados em diversas áreas da unidade. Os sistemas




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

localizados no convés principal são do tipo dilúvio, sendo automaticamente ativados ou manualmente, na sala de controle.

O heliponto, a área de *offloading* e o convés na área dos tanques de carga do FPSO são protegidos por sistema de extintores de espuma. O maquinário existente no FPSO, bem como os espaços entre os equipamentos, são equipados com extintores fixos de CO₂.

O Sistema de Combate a Incêndio compreende três bombas, duas com motor elétrico e uma com motor a diesel, cada uma com capacidade para atender a 50% da demanda requerida no FPSO. A **Tabela II.8.1-3** apresenta os equipamentos para combate a incêndio do FPSO Cidade De Paraty.

Tabela II.8.1-3 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio do FPSO Cidade De Paraty.

Equipamento	Características
Bomba de incêndio #1	1200 m ³ /h
Bomba de incêndio #2	1200 m ³ /h
Bomba de incêndio #3	1200 m ³ /h
Bomba <i>jockey</i> #1	60 m ³ /h x 16 barg
Bomba <i>jockey</i> #2	60 m ³ /h x 16 barg
Tanque de espuma	5600 litros
Bomba de espuma #1	10 m ³ /h
Bomba de espuma #2	10 m ³ /h
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: sistema de água, sistema de espuma, sistema de CO₂ e extintores portáteis.

Sistema de Combate a Incêndio - Sistema de Água

O sistema de água é composto por um sistema de rede plug-fusível e um sistema de anel de incêndio.

O sistema de anel de incêndio é mantido pressurizado pela bomba “*jockey*”, sendo alimentado pelas bombas de incêndio, e abrange toda a

embarcação. O acionamento é realizado manualmente pelo operador da área ou automaticamente após atuação dos sensores de fogo ou gás.

O FPSO Cidade De Paraty possui estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que além de atenderem a pontos existentes na embarcação, atendem ao heliponto e aos módulos da área de *topside*.

Além disso, o sistema de combate a incêndio desta plataforma conta com um sistema de dilúvio, cujo objetivo é resfriar os equipamentos através de jatos d'água e reduzir o risco de propagação do incêndio. Esse sistema deverá ser imediatamente acionado sempre que o foco de incêndio for percebido, podendo atender às seguintes áreas:

- Separadores, tratador eletrostático, tanque de dreno fechado;
- Separador e trocadores de calor;
- *Risers e manifolds*;
- Tanques de produtos químicos e bombas; e
- Heliponto e áreas dos tanques (sistema de espuma).

Sistema de Combate a Incêndio - Sistema de Espuma

O sistema de espuma da unidade supracitada é dotado de 3 (três) vasos de Líquido Gerador de Espuma (LGE), para alimentação dos canhões do heliponto, para a área de offloading e para suprimento da área do convés principal. Caso necessário, o sistema pode ser acionado pela sala de controle, através de uma abertura que interliga o anel de incêndio com o LGE no interior do vaso pressurizado. O princípio de funcionamento do sistema baseia-se na alimentação do canhão a ser acionado pelo tubo venturi (tubo de arraste). Além do sistema de espuma, existem sistemas de bombonas portáteis instalados em pontos estratégicos das plataformas, que compreendem mangotes com tubo pescador (mergulhados na bombona) interligados com mangueiras. Em caso de emergência, tais mangotes podem ser utilizados adaptando-os rapidamente aos hidrantes do sistema fixo do anel de incêndio. Neste sistema utiliza-se também o princípio de arraste.

Sistema de Combate a Incêndio - Sistema de CO₂

Os sistemas de CO₂ são disponibilizados para combate a incêndio nas salas de máquinas, de bombas e do gerador de emergência. Estas áreas são dotadas de alarmes, permitindo a evacuação das pessoas do local antes do acionamento do sistema de CO₂.

Sistema de Combate a Incêndio – Extintores Portáteis

Os extintores de incêndio estarão dispostos nos pontos específicos da unidade marítima, de acordo com a legislação brasileira pertinente.

II.8.1.20 - 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 FPSO Cidade De Paraty, que também possui como recurso de abandono a opção de helicóptero, baleeiras, ou botes salva-vidas, conforme apresentado na **Tabela II.8.1-4**.

Tabela II.8.1-4 - Recursos de abandono para o FPSO.

FPSO	Recursos de Abandono			
	Baleeiras		Botes salva-vidas	
	Quant.	Capac. (nºpessoas)	Quant.	Capac. (nºpessoas)
Cidade De Paraty	2	100	8	25
			2	12

O FPSO Cidade De Paraty ainda conta com 1 (um) barco resgate para 6 (seis) pessoas.

II.8.1.21 - Sistema de Comunicação

Em termos de segurança, a principal função do sistema de comunicação de emergência é comunicar, aos serviços de resgate, a decisão de abandonar o FPSO ou solicitar o resgate de pessoas feridas. A bordo do FPSO Cidade De Paraty estará previsto os seguintes sistemas de comunicação:

Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes

Constituído de transdutores sonoros (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da unidade offshore, o Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes permite a emissão de chamadas e avisos em alta-voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (Emergência e Abandono da Unidade). O funcionamento desses 2 (dois) alarmes é gerenciado, de forma remota, pelo Sistema ECOS (Estação Central de Supervisão e Operação) do FPSO, que através da conexão com o Sistema de Intercomunicação em pauta, aciona automaticamente o respectivo sinal de alarme. Nas áreas com ruído, as chamadas e os alarmes são acompanhados de sinalização visual, provida através do uso de lâmpadas de estado na cor branca/cristal. Os avisos de emergência têm prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Assim, quando emitidos a bordo em um mesmo momento em que outro alarme já estiver em curso, o nível sonoro deste outro alarme é silenciado automaticamente. Vale ressaltar que o Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes é mantido por uma fonte ininterrupta de energia (UPS - Uninterrupted Power Supply) e que os cabos da rede são resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

Sistema de Radiocomunicações e Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (GMDSS)

Constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequência (HF, VHF e UHF), o Sistema de Radiocomunicações e o




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar são utilizados para contato radiofônico com estações costeiras e com embarcações de apoio no mar. O Sistema GMDSS é utilizado nos casos de acidentes na unidade, sempre que há necessidade de auxílio externo. Ambos os sistemas são mantidos por fontes independentes e sistema de baterias exclusivos, estando conectados à fontes ininterruptas de energia (UPS - *Uninterrupted Power Supply*).

No caso de uma emergência a bordo, os serviços de resgate e os escritórios da PETROBRAS em Santos deverão ser alertados a partir da sala de rádio das unidades, via telefone e rádio VHF, conforme as instruções a serem fornecidas pelo Fiscal da PETROBRAS que estiver a bordo. Dentre as informações a serem transmitidas, deverão estar inclusas: características do incidente, serviços de transporte aéreo e embarcações a serem acionadas.

Os principais sistemas de comunicação são:

Comunicações externas:

- *Inmarsat- C* (GMDSS);
- *Inmarsat Mini-M (voice and facsimile)*;
- HF/SSB-SMM *Network* (Serviço móvel Marinho), que permita comunicação com a unidade de apoio e EMBRATEL;
- VSAT (voz e facsimile via PABX e registro);
- Rádio UHF digital;
- Rádio marítimo VHF (GMDSS);
- Rádio marítimo MF/HF (GMDSS);
- Rádio aeronáutico (VHF/AM)

Comunicações internas:

- Estação de rádio UHF, localizada na sala de controle de rádio;
- Rádio UHF portátil intrinsecamente seguro.
- Redundância e *back-up* de arquivos.

II.8.1.22 - Sistema de Manutenção

O FPSO Cidade de Paraty possui um sistema de controle de documentos, contendo diversos procedimentos referentes a todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

O sistema permitirá a operação e o controle de toda a documentação referente à manutenção, peças de reposição e controle de estoque, integrando as informações *on-line* com o escritório da base operacional.

II.8.1.23 - Sistema de Medição e Monitoramento

A medição de fluidos seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP (Portaria Conjunta N.1 de 2000 – ANP/INMETRO), conforme disposto abaixo, na **Tabela II.8.1-5**.

Tabela II.8.1-5 - Medição de fluidos segundo o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP

Tipo de Medição	Tipo de Medidor	Grau de incerteza
Medições Fiscais de Óleo	Ultrasônicos	< 0,2%
Medições de Apropriação de Óleo	Deslocamento Positivo, Turbina ou Mássico	< 0,6%
Medições Fiscais de Gás	Placa de Orifício ou Ultrasônico	< 1,5%
Medições de Apropriação de Gás	Placa de Orifício ou Ultrasônico	< 2,0%
Medições Operacionais de Gás	Placa de Orifício ou Ultrasônico	< 3,0%
Medições de Água	Magnético	< 1,0%

II.8.1.24 - Sistema de Geração de Energia e Emergência

O sistema de geração de energia de emergência consiste de 1(um) gerador reserva de 1,8 MW a diesel com consumo estimado de 405 m³/mês.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

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

II.8.1.25 - Sistemas de Coleta, Tratamento e Descarte/Destinação de Fluidos

Efluentes sanitários

O sistema de tratamento de efluentes sanitários do FPSO Cidade De Paraty conta com 1 (uma) unidade de tratamento de esgoto *Hamworthy Super Trident ST10*, com capacidade de 15,8 m³/d

As unidades de tratamento mencionadas acima foram escolhidas para cada plataforma de modo a atender a todos os 100 (cem) tripulantes do FPSO Cidade De Paraty.

Águas e resíduos de cozinha

Os resíduos orgânicos gerados a bordo serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar. A estimativa da quantidade de restos alimentares para 100 (cem) pessoas é 32 kg/d.

Os trituradores instalados são da marca IMC, modelo 826 com capacidade de processamento de 600 kg/h, estarão submetidos ao plano de manutenção e inspeção do FPSO Cidade De Paraty, para garantir os padrões operacionais normativos.

Água de produção

O tratamento da água produzida tem como objetivo reduzir o teor de óleo a menos que 29 mg/l em volume para possibilitar seu descarte no mar, conforme preconizado pela Resolução CONAMA nº 393/07. Para atender a

essa Resolução, o FPSO Cidade De Paraty dispõem de sistemas de tratamento de água produzida.

O sistema possui capacidade de até 19.100 m³/d, composto pelos seguintes equipamentos principais: hidrociclones e flotador. Na planta de processo desse sistema, a água produzida será separada em três equipamentos: no separador de alta pressão, no pré-tratador e no tratador principal. Inicialmente a corrente de água produzida oriunda destes separadores será enviada aos hidrociclones, os quais promoverão a remoção do óleo através de um processo de centrifugação. A última etapa do tratamento será realizada no flotador, que retirará gotículas de óleo ainda presentes na água, para atender a especificação de descarte. Ao sair do flotador, a água produzida será descartada no mar e o gás enviado para a linha de inertização.

A qualidade da água tratada no FPSO Cidade de Paraty será monitorada continuamente antes de ser descartada ao mar, através de um sensor de TOG na linha de descarte. O monitor de TOG possui alarme sonoro e visual na Sala de Controle de Processo. Caso o efluente esteja fora de especificação, a água será enviada ao tanque de *slop*, evitando-se assim o descarte de água nesta condição.

O sistema de processamento de hidrocarbonetos do FPSO Cidade De Paraty foi projetado com capacidade de processamento de 120.000 bpd de óleo e 5,0 MM m³/d de compressão de gás e a capacidade nominal da planta de tratamento de até 19.100 m³/dia de água produzida. Caso eventualmente a produção exceda esta capacidade nominal, a vazão total ficará sempre limitada à capacidade da planta de tratamento de água produzida, garantindo um TOG de até 29 mg/l para descarte, de acordo com o preconizado na Resolução CONAMA nº 393/07.

O teor de óleo na água descartada será monitorado e registrado, se o teor de óleo ultrapassar 29 mg/l, a válvula de descarga do costado do FPSO se fechará automaticamente, abrindo-se outra válvula automática que direcionará o efluente aos tanques de *slop*. O monitor de TOG possui alarme visual e sonoro na Sala de Controle de Processo. O mesmo sinal que acionará o




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

alarme provocará a interrupção automática do descarte, redirecionando a água para o tanque de *slop*.

A **Figura II.8.1-3** apresenta um fluxograma mostrando o sistema de tratamento de água produzida do FPSO Cidade De Paraty.

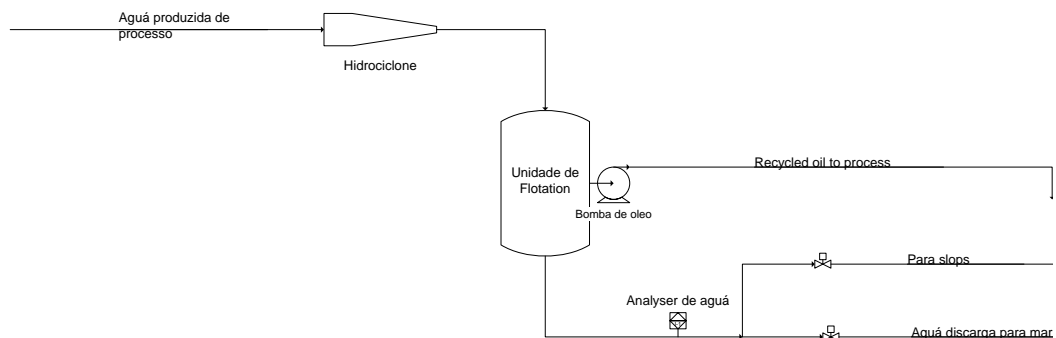


Figura II.8.1-3 - Fluxograma de tratamento de água produzida do FPSO Cidade De Paraty.

Drenagem de conveses e águas oleosas

O FPSO Cidade De Paraty possui um sistema de drenagem composto por drenagem aberta e drenagem fechada. A drenagem fechada é a drenagem manual proveniente dos equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos, sem contato com a atmosfera. Esse tipo de drenagem atende aos coletores de hidrocarbonetos líquidos de todos os vasos relacionados ao processo de produção de óleo e gás, quando a manutenção destes equipamentos é necessária. Assim, os coletores são despressurizados e os resíduos oleosos encaminhados para o tanque de drenagem fechada. Este sistema é composto pelos coletores de drenos fechados, pelo vaso de dreno fechado e pela bomba do sistema de dreno fechado. O óleo retirado deste dreno é reincorporado à planta de processamento.

No FPSO Cidade De Paraty, o sistema de drenagem aberta é dividido entre drenagem aberta de áreas não classificadas e classificadas. As áreas

classificadas englobam os pisos e skids de áreas que possam oferecer risco de contato com atmosferas explosivas ou vazamento de gás, como as áreas de tancagem e a planta de separação; e as áreas não classificadas (áreas seguras) são as que não propiciam ao líquido o contato com atmosferas explosivas ou gás, como a drenagem da água da chuva e dilúvio.

Com o objetivo de manter os equipamentos operando dentro dos padrões estabelecidos, os separadores de água e óleo das unidades marítimas são submetidos à manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção.

A água separada neste tanque segue para o tanque de *slop* limpo e, em seguida, para *overboard*, após a confirmação de seu enquadramento, no limite de 15 mg/L, determinado pelo TOG medido no monitoramento da água descartada.

O óleo separado no tanque de *slop* sujo é bombeado para o vaso de *slop* da plataforma, de onde segue para o início da planta de processo, juntamente com o óleo proveniente do sistema de drenagem fechada.

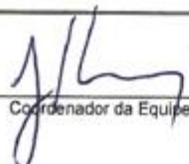
Sistema de coleta e destinação de óleos sujos

Os óleos usados, resultantes da manutenção mecânica dos equipamentos e da troca de óleo, são totalmente removidos em tambores metálicos de fechamento hermético, devidamente identificados, e posteriormente desembarcados para destinação final adequada em terra.

II.8.1.26 - Caracterização e Disposição de Rejeitos

A caracterização e a disposição de rejeitos gerados as atividades do FPSO Cidade de Paraty, será descrita no Relatório do Projeto de Controle da Poluição – PCP (item II.7.2), a ser encaminhado à CGPEG/DILIC/IBAMA, conforme Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 08/08.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

II.8.1.27 - Descrição das operações de intervenção Durante o Desenvolvimento de Produção

Caso seja necessário realizar algum tipo de intervenção nos poços conectados ao FPSO Cidade de Paraty, deverá ser utilizada uma sonda flutuante. Além disso, as válvulas da completação inteligente de todos os intervalos, bem como as válvulas de produção e anular da ANM deverão ser fechadas a partir de controles existentes no FPSO, interrompendo a produção. A partir deste momento, a sequência operacional dependerá do objetivo da intervenção, conforme descrito a seguir.

Uma primeira operação é a retirada da capa da ANM (*tree cap*) com o auxílio da sonda, seguida da descida do conjunto de ferramentas para intervenções de manutenção leve (*light workover*) utilizando-se o DPR (*Drill Pipe Riser*) ou outro *riser* de completação. A função desse conjunto é realizar uma rápida desconexão, vedar o poço no caso de perda de posição da sonda, e cortar, com gaveta cega cisalhante, equipamentos que porventura se encontrem dentro da coluna de DPR na profundidade do conjunto. Adicionalmente a essa função de segurança, o conjunto permite que o controle das válvulas de completação inteligente e das válvulas da ANM seja feito a partir da sonda. Após a descida e conexão deste conjunto à ANM, o BOP (*Blowout Preventer*) do arame ou do flexitubo será conectado à cabeça de circulação (*terminal head*) e, caso não seja preciso retirar a ANM, será iniciada a intervenção.

Caso seja necessária a retirada da coluna de produção com completação inteligente, será preciso combater a perda de óleo ou gás com bombeio de tampão de calcita (CaCO_3) para estabelecer uma barreira de segurança.

Através de sensores, a técnica de completação inteligente permite o monitoramento e o controle, em tempo real, das condições de pressão, temperatura e vazão e, conseqüentemente, da produção de hidrocarbonetos a partir de múltiplas zonas de uma única perfuração ou de ramificações de um

poço multi-lateral. Por permitir o gerenciamento de todo o reservatório, além de evitar intervenções, a completação inteligente possibilita otimizar o desempenho dos poços e a maximizar a recuperação de reservas.

II.8.1.28 - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga

Água Produzida

Para o FPSO Cidade de Paraty a geração de água produzida é prevista, no entanto, a caracterização química, físico-química e toxicológica desse efluente só poderá ser apresentada à CGPEG/DILIC/IBAMA após o início de produção do mesmo.

Como não haverá o descarte direto dos aditivos químicos utilizados no processo de produção, e sim do efluente água produzida, a análise ecotoxicológica deste efluente contemplará, portanto, o eventual efeito sinérgico entre os diversos produtos.

O FPSO Cidade de Paraty começará a produzir água em 2013 com previsão de no entorno de 7,44 m³/dia, alcançando uma vazão de 14.635,91 m³/dia em 2035.

A caracterização química e físico-química da água produzida a ser gerada pelos, assim como os testes de toxicidade agudo e crônico com os organismos *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, será realizada assim que este efluente atingir uma vazão suficiente para sua coleta e análise, no âmbito do atendimento à CONAMA N^o 393/2007, e posteriormente enviada a esta CGPEG/DILIC/IBAMA.

Apesar do FPSO Cidade de Paraty ainda não estar em operação, foi realizada uma modelagem de descarte de água produzida (apresentada no Anexo II.6-1 do EIA) com características representativas do efluente a ser descartado.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

As simulações foram realizadas com duração de 24 horas, utilizando a vazão de 18.000 m³/dia e 2 (dois) critérios ambientais: Resolução CONAMA N^o 357/05 e Concentração de Efeito Não Observado (CENO).

Efluentes das Plantas de Dessulfatação

Conforme já foi mencionado na descrição do sistema de separação e tratamento de água de injeção do FPSO Cidade de Paraty, cerca de 25,5% do total de volume d'água enviado para o processo de dessulfatação é descartado para o mar em linha independente no costado da unidade.

O rejeito é basicamente constituído de água do mar concentrada de íons bivalentes, comuns à água do mar natural (**Tabela II.8.1-6**), acrescido do inibidor de incrustação, do sequestrante de cloro e do biocida.

Tabela II.8.1-6 - Comparação entre a água do mar e a água dessulfatada da SRU do FPSO Cidade de Paraty.

Elementos	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
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 Paraty.

A capacidade da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Cidade de Paraty é de 32.000 m³/dia, produzindo uma vazão de aproximadamente 8.000 m³/d de efluente a ser descartado.

A **Tabela II.8.1-7** apresenta as informações utilizadas para a simulação numérica do descarte. Ressalta-se que a vazão total considerada para fins de modelagem (8.000 m³/d) está diretamente relacionada ao funcionamento da SRU, onde o volume descartado corresponde a aproximadamente 25% da capacidade de tratamento (32.000 m³/dia).

Tabela II.8.1-7 - Parâmetros utilizados para a elaboração da modelagem de descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU).

CARACTERÍSTICAS DO DESCARTE	
Coordenadas do FPSO Cidade de Paraty	Piloto de Lula-NE
	LAT 25° 23' 39''
	LONG 42° 45' 42''
Lâmina d'água (m)	2.120
Diâmetro da tubulação de descarte (polegadas)	12
Orientação da tubulação de descarte	Vertical
Altura do ponto de descarte	5 m acima da superfície da água
Vazão total do efluente (m ³ /dia)	8.000 aprox.
Densidade (kg/m ³)	1.020

Fonte: PETROBRAS

A modelagem de descarte de efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU), por ocasião da adição do biocida, pode ser consultada no **Anexo II.6-1** do EIA, e as fichas de segurança (FISPQs) e os testes de toxicidade dos produtos químicos a serem utilizados estão apresentados, respectivamente, no **Anexo II.2.4-2** e no **Anexo II.2.4-3**.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

Aditivos Químicos

Aditivos Químicos da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU)

Os aditivos químicos a serem utilizados na Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) serão o inibidor de incrustação (*Vitec 3000 ou ScaleTreat 890C ou Hypersperse MDC150 ou PC191*), o sequestrante de cloro (*Antichlor ou Sequest SC40 ou Cortrol IS3020 ou BDE6038*) e o biocida (*RoCide DB-20 ou Biocontrol RO ou Biomate MBC2881 ou PC11*), cujas FISPQS estão apresentadas no **Anexo II.2.4-2**. Ressalta-se que o produto *RoCide DB-20* será utilizado somente nas operações de manutenção, sendo descartado durante 1 (uma) hora apenas 1 (uma) vez por semana. Função e concentração dos produtos estão na **Tabela II.8.1-8**.

Tabela II.8.1-8 - Composição dos produtos químicos utilizados na SRU.

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

No teste de toxicidade do efluente, cujo valor mais restritivo refere-se à Concentração de Efeito Não Observado (CENO), o limiar de concentração letal de 50% dos organismos (CL50) é de 1,56% da concentração inicial referente ao cenário do efluente com biocida. A lista completa dos limiares estudados é apresentada na **Tabela II.8.1-9**.

Tabela II.8.1-9 - Limiares de toxicidade considerados para o efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) nos cenários COM e SEM biocida. Os valores referem-se ao percentual da concentração inicial.

LIMIAR	Efluente COM biocida	Efluente SEM biocida
CL50	1.56%	12.50%
CEO	3.12%	25.00%
CENO	4.22%	46.08%

Legenda: CL50 - Concentração Letal a 50% dos organismos; CEO - Concentração de Feito Observado; CENO - Concentração de Efeito Na-Observado.

Aditivos Químicos da Produção

Os aditivos químicos são produtos utilizados na planta de processo da unidade e nas linhas do sistema de coleta e elevação, sendo as respectivas FISPQs apresentadas no **Anexo II.2.4-2**. Ressalta-se que estes produtos, listados a seguir, 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.8.1.29 - Emissões Decorrentes da Operação das Unidades

As principais emissões atmosféricas, em operação normal, são oriundas dos equipamentos responsáveis pela geração de energia para o FPSO. As




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

emissões atmosféricas serão inventariadas através do Sistema Informatizado da PETROBRAS denominado Sistema de Gestão Atmosféricas (SIGEA).

Foram identificados 2 (dois) cenários distintos de emissão atmosférica:

- Cenário I: refere-se à fase de instalação e à fase inicial de operação, quando o sistema ainda não tiver atingido a estabilização de produção, e os turbo geradores e a caldeira a diesel estiverem em funcionamento;
- Cenário II: refere-se à fase estável de produção, quando estes equipamentos passarem a consumir o gás produzido.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelos turbo geradores e a caldeira do FPSO Genérico são os óxidos de nitrogênio (NOx) e de enxofre (SOx), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (THP). Os valores horários das emissões podem ser vistos na **Tabela II.8.1-10**, a seguir.

Tabela II.8.1-10 - Principais poluentes atmosféricos previstos a serem emitidos pelo FPSO Cidade de Paraty.

Fonte de Emissão	Combustível	Cenário	Emissões - kg/h						
			NOx	CO	CH ₄	SO _x	MP	HCT	CO ₂
Flare	Gás	II	0,21	1,19	5,19	---	0,28	6,84	341,30
Turbo Gerador Principal 1	Gás	II	40,15	10,30	1,07	---	0,83	1,34	15970,00
	Diesel Marítimo	I	99,40	0,37	---	45,73	1,35	0,05	20900,00
Turbo Gerador Principal 2	Gás	II	40,15	10,30	1,07	---	0,83	1,34	15970,00
	Diesel Marítimo	I	99,40	0,37	---	45,73	1,35	0,05	20900,00
Turbo Gerador Principal 3	Gás	II	40,15	10,30	1,07	---	0,83	1,34	15970,00
	Diesel Marítimo	I	99,40	0,37	---	45,73	1,35	0,05	20900,00
Gerador Auxiliar 1	Diesel Marítimo	*	2,85	0,01	---	1,31	0,04	0,001	597,70
Gerador Auxiliar 2	Diesel Marítimo	*	2,85	0,01	---	1,31	0,04	0,001	597,70
Gerador de Emergência	Diesel Marítimo	*	1,90	0,01	---	0,87	0,03	0,001	398,50
Caldeira Principal	Gás	II	9,34	3,88	0,11	---	0,35	0,51	7796,00
	Diesel Marítimo	I	10,55	2,19	0,02	21,57	0,87	0,11	9831,00

Caldeira de Emergência	Diesel Marítimo	*	20,37	4,23	0,04	41,66	1,69	0,21	18990,00
------------------------	-----------------	---	-------	------	------	-------	------	------	----------

* Utilizado somente em situação de emergência.

Efluentes

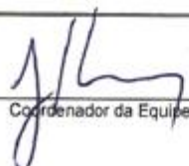
O sistema sanitário do FPSO Cidade de Paraty coleta as águas oriundas de vasos sanitários e dos banheiros, lavanderias e cozinha. Seu volume é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma, estimado em média de 100 pessoas. Considerando o uso médio de 150 litros diários por pessoa, o volume gerado pode chegar a 15,0 m³/d. O sistema é composto uma unidade de tratamento do tipo Hamworthy Super Trident ST10, com capacidade para tratamento de 15,81 m³/d de efluente sanitário.

Água de Resfriamento

Para o resfriamento dos equipamentos da planta de processo (motores, equipamentos elétricos, ar condicionado, sistemas de utilidades e produtos) presente no FPSO Cidade de Paraty utiliza-se a captação da água salgada do Mar.

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, apenas a elevação de sua temperatura.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

II.8.2- ANÁLISE HISTÓRICA 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).

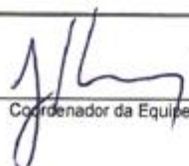
II.8.2.1.1.1 Definições

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);




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

- **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 salva-vidas que acidentalmente caiam 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:

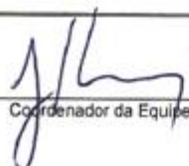
1 - Danos Ocasionalmente ao Meio Ambiente

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:




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

- **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
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 Vazamento	Dimensão do Vazamento					
	Peque- no	Me- nor	Significan- te	Grande	Muito Grande	Desconheci- da
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

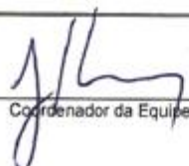
O PARLOC – The Update Loss Containment Data for Offshore, desenvolvido por Mott Macdonald e publicado pelo HSE - Health and Safety Executive, Institute of Petroleum - IP e UKOAA – United Kingdom Offshore Operators Association do Reino Unido é um banco de dados com informações coletadas desde o ano de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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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	Ri-ser	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 à 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 Comissionamento	12	11	1	1	0	0	0
Hidroteste	20	4	16	7	1	7	1
Comissionamento	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 ACIDENTAIS

A identificação dos cenários acidentais contempla a etapa de identificação dos perigos associados ao Desenvolvimento de Produção (DP) para o FPSO Cidade de Mangaratiba, 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.

II.8.3.1 - Análise Preliminar de Perigos

II.8.3.1.1 - Metodologia

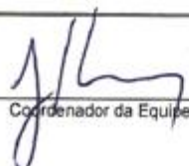
A Análise Preliminar de Perigos (APP) (em inglês Preliminary Hazard Analysis - PHA) consiste em uma técnica desenvolvida pelo programa de segurança militar do Departamento de Defesa dos Estados Unidos.

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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

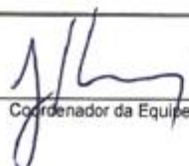
apontadas eventuais observações e recomendações pertinentes aos perigos identificados.

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 o 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.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável


		Avaliação Preliminar de Riscos				Data:	
		Instalação:				Revisão:	
Título:		Sistema:				Nº do Relatório:	
Subsistema:		Documentos:					
Trecho de Análise:							
Perigo	Causas	Efeitos	Deteção e Salvaguarda	Frequência		Observações (O)/ Recomendações (R)	Cenário

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

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 providas 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 na Tabela II.8.3-1;
- **Categoria de Severidade:** Graduação qualitativa do efeito associado ao cenário acidental, de acordo com a classificação apresentada na Tabela 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 na Tabela 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.

Tabela 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.

Tabela 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.

Tabela II.8.1-3 – Matriz de Risco

					Categorias de frequência						
			Descrição / características		A Extremamente remota	B Remota	C Pouco provável	D Possível	E Frequente		
			Pessoas	Patrimônio / continuidade operacional	Meio ambiente (ver Nota 1)	Imagem	Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de 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.

A **Tabela 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.

Tabela 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*




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

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*.

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

Tabela 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 na **Tabela II.8.3-6** a seguir.

Tabela 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	Médios Vazamentos
50 a 75 mm	
75 a 100 mm	Grandes Vazamentos
>= 100 mm	
Cenários onde não se aplica “tamanho de furo”	

Conforme observado na tabela 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.

A **Tabela 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.

Tabela 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	0,98	8,04E-06
		Pequeno Vazamento	0,01	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
Vaso de Pressão	2,21E-03	Grande Vazamento	0,67	1,48E-03
		Médio Vazamento	0,11	2,43E-04

Tabela 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)
		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 Paraty 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.

Para vazamentos contínuos, o Manual Bevi aborda cenários para diferentes tipos armazenamento de produtos, encontrados nas tabelas 46 à 49, da página 58 do referido manual. Sendo mais preciso, a tabela de interesse é a tabela 49 do manual, que diz respeito a navios de contenção de líquido individuais, apresentada a seguir na **Tabela II.8.3-8**.

Tabela II.8.3-8 – Cenários para Contenção Individual de Líquidos

	Frequência
Liberação Contínua de 75 m ³ em 1800 segundos	0,1 x F
Liberação Contínua de 30 m ³ em 1800 segundos	0,2 x F

A capacidade máxima de armazenamento de óleo no FPSO Cidade de Mangaratiba é de aproximadamente 370.000 m³. Estabelecendo uma relação direta, considerando a taxa de liberação do produto constante, o cenário considerado como pior caso, responsável pelo vazamento de todo o inventário em 24 horas, libera para o ambiente cerca de 7.700 m³ a cada meia hora. Esse

valor é muito superior ao referenciado no Manual Bevi. Se realizarmos um extrapolação para esse caso, o fator do cenário de pior caso seria significativamente menor do que os apresentados na Tabela II.8.3-8, o que resultaria em uma frequência menor. Conservativamente será adotado para esse cenário o fator igual a 0,1 multiplicando a frequência calculada, uma vez que não há referência mais próxima para um vazamento desse porte e extrapolar o fator pode não representar adequadamente a frequência de pior condição.

A **Tabela II.8.3-9** apresenta a frequência de ocorrência para cada hipótese acidental, considerando os componentes (equipamentos) relacionados ao trecho estudado.

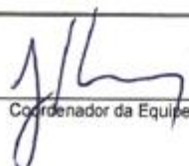

Coordenador da Equipe
Técnico ResponsávelRevisão 00
Jul/2012

Tabela II.8.3-9 - 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	

Tabela II.8.3-9 - 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)
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	
		Válvulas manuais	2	3,20E-04	6,40E-04	
		Bombas	1	2,61E-03	2,61E-03	
7	Grande liberação de óleo desde	Linha de D>11"	2	8,78E-06	1,76E-05	1,34E-03



J. L.
Coordenador da Equipe



Domingos Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

Tabela II.8.3-9 - 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)
	os tanques de carga até o navio aliviador.	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

Tabela II.8.3-9 - 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)
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 até a injeção.	Linha de D>11"	1	8,78E-06	8,78E-06	8,78E-06
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 (Pior Caso)	1	7,08E-09	7,08E-09	7,08E-09
		FPSO (Médio e Pequeno)	1	7,08E-08	7,08E-08	7,08E-08



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

Tabela II.8.3-9 - 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)
		Vazamento)				
20	Afundamento.	FPSO (Pior Caso)	1	7,08E-09	7,08E-09	7,08E-09
		FPSO (Médio e Pequeno Vazamento)	1	7,08E-08	7,08E-08	7,08E-08


II.8.3.2.2 - Conclusões

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, tornando 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.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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 Lula Nordeste, 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 Lula Nordeste.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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

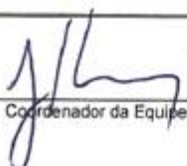
- Pequeno - 8 m³ (vazamento instantâneo);
- Médio - 200 m³ (vazamento instantâneo);
- Volume de Pior Caso (VPC): 300.000 m³ (24 horas)

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.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

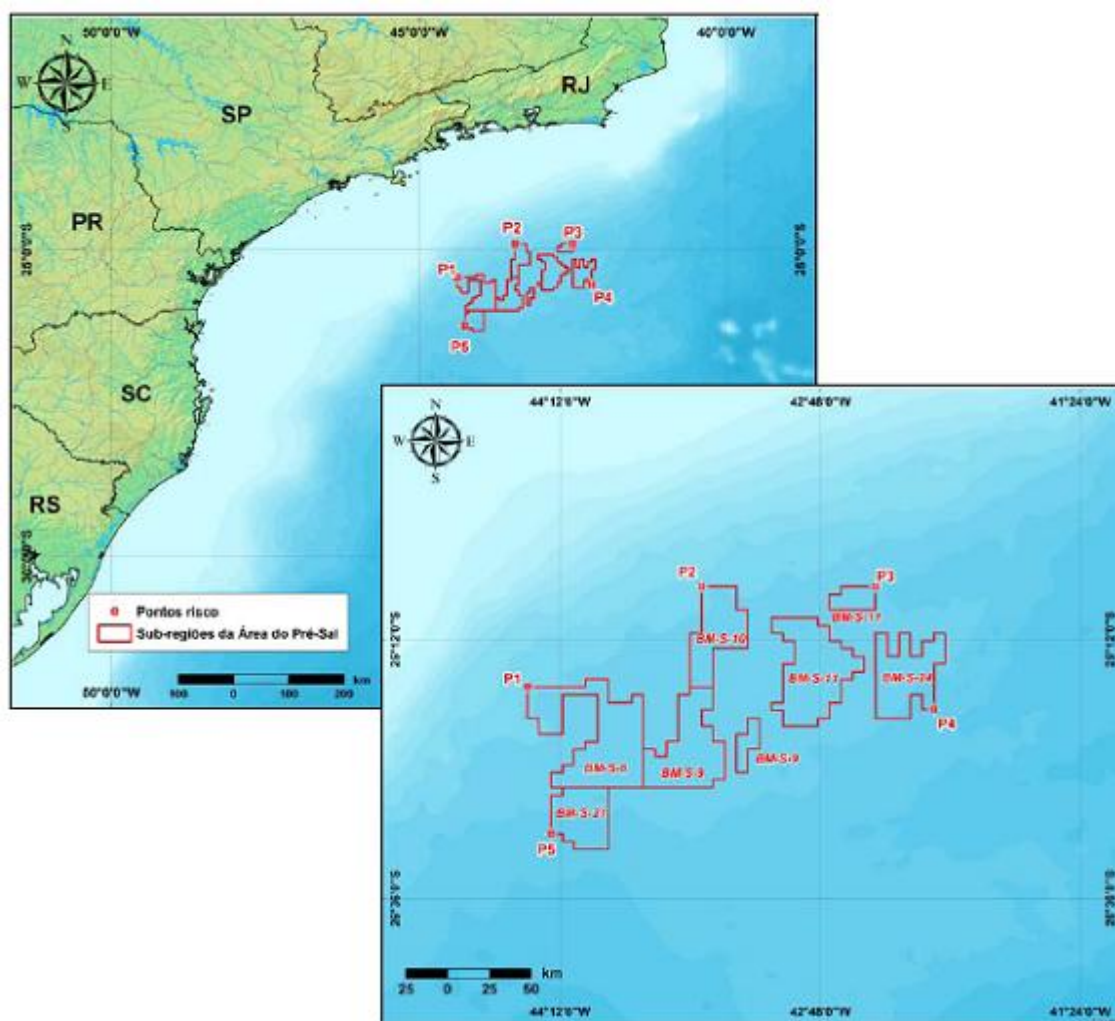


Figura II.8.4.1-1 – Localização dos pontos de risco e sub-regiões do Polo Pré-Sal (ASA, 2011).

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**

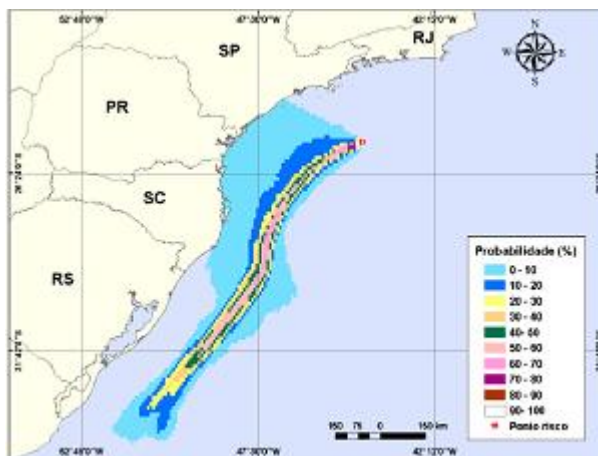


Figura II.8.4.1-2 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

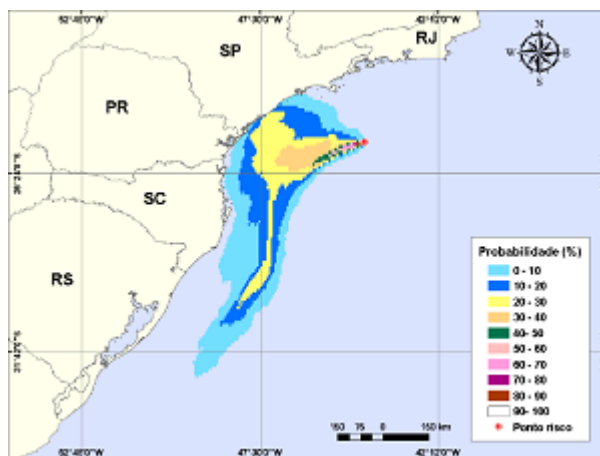


Figura II.8.4.1-3 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P2**

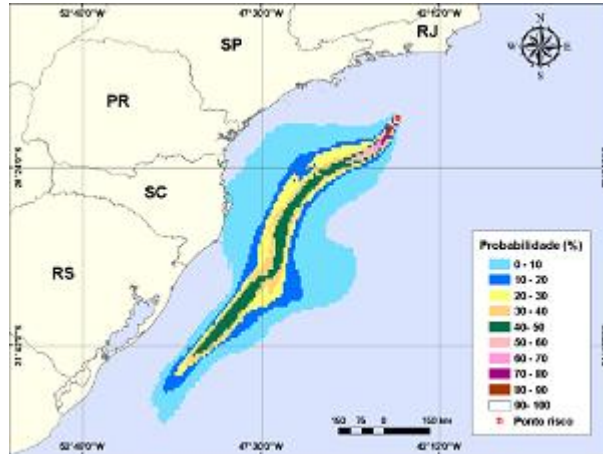


Figura II.8.4.1-4 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

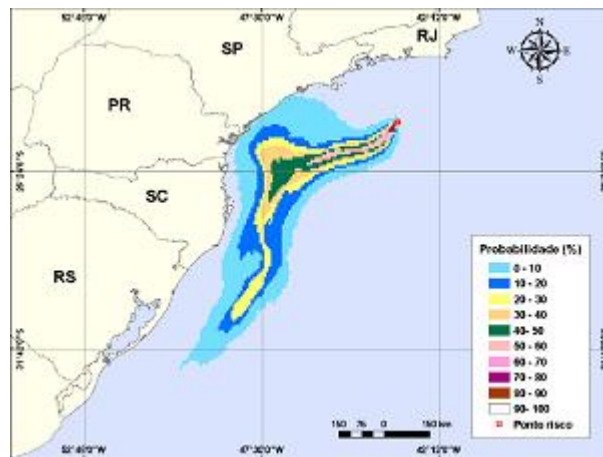


Figura II.8.4.1-5 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

- **Ponto P3**

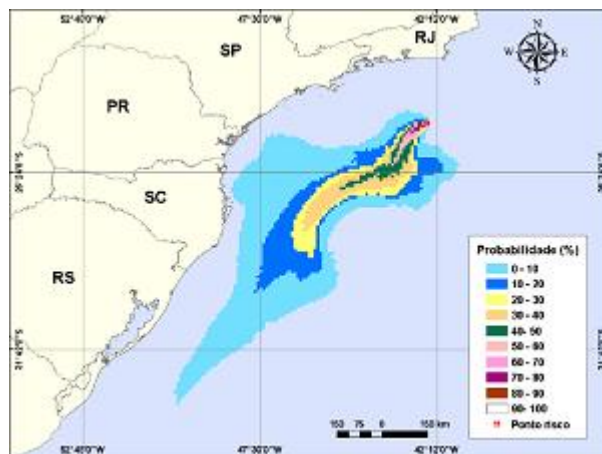


Figura II.8.4.1-6 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

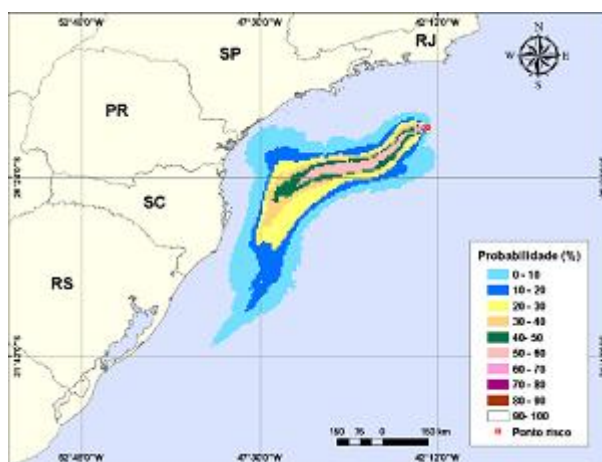


Figura II.8.4.1-7 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P4**

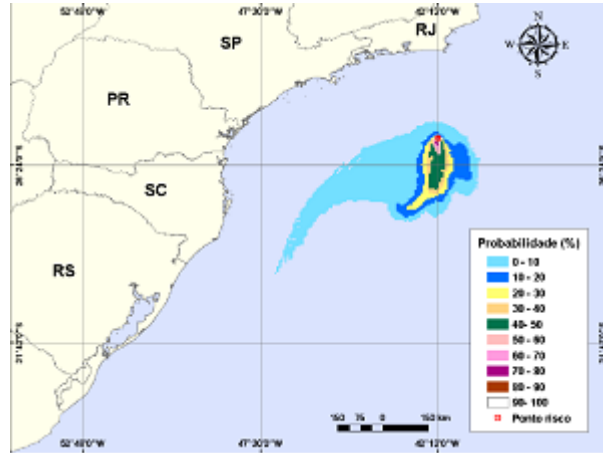


Figura II.8.4.1-8 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

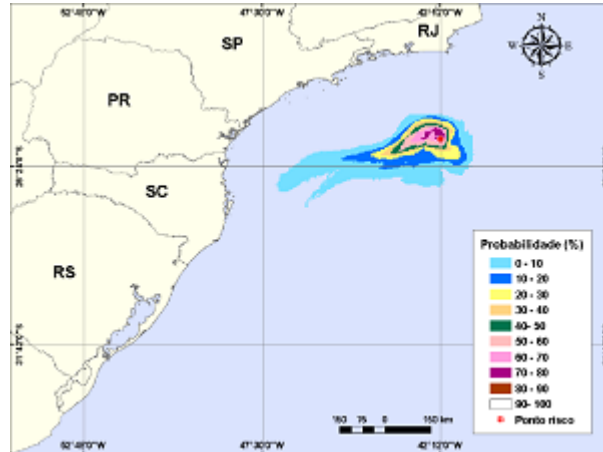


Figura II.8.4.1-9 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P5**

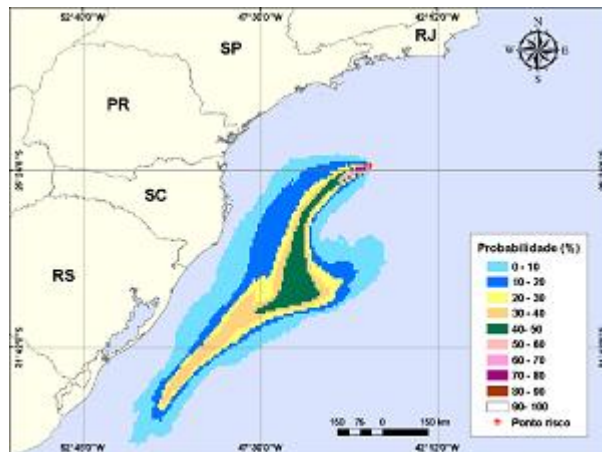


Figura II.8.4.1-10 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

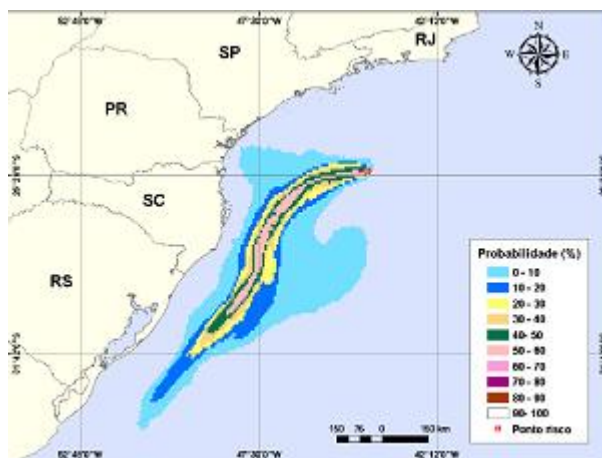


Figura II.8.4.1-11 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 8 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

(2) Médio Volume – 200 m³

- **Ponto P1**

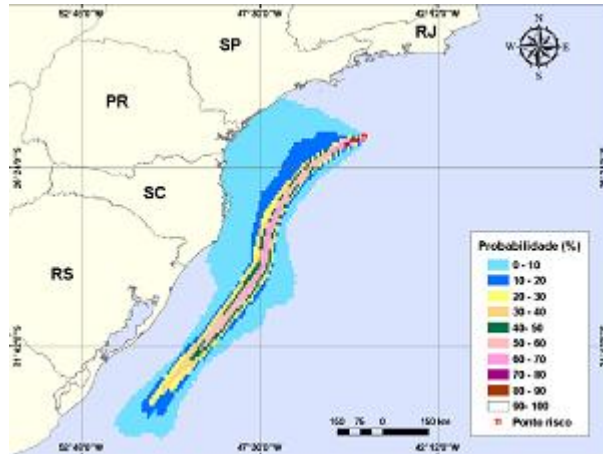


Figura II.8.4.1-12 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

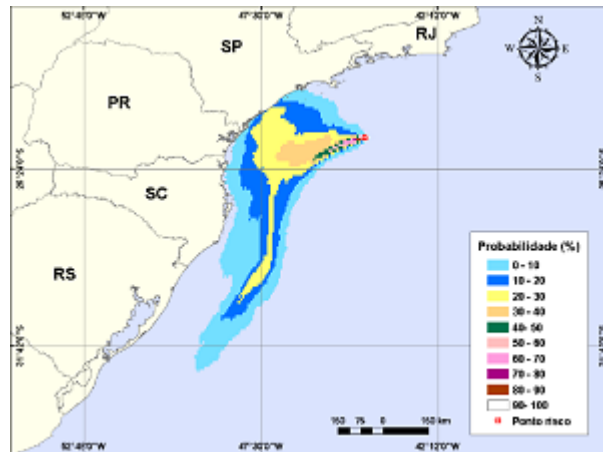


Figura II.8.4.1-13 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): A) Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

- **Ponto P2**

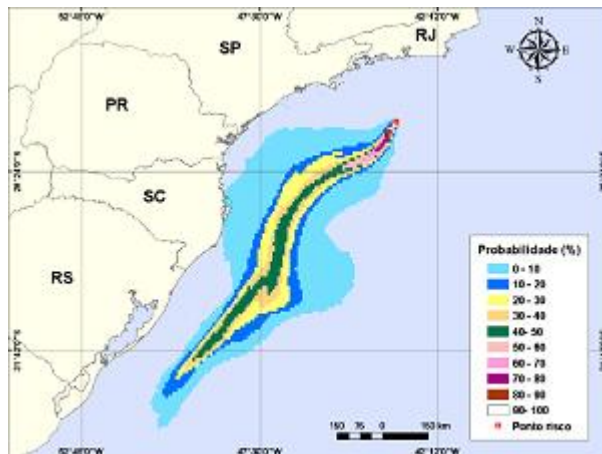


Figura II.8.4.1-14 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

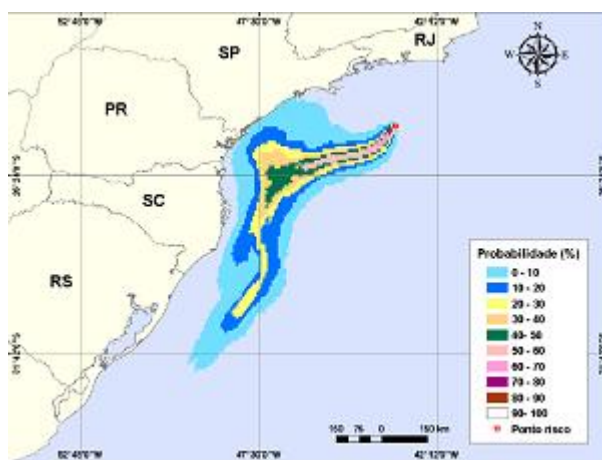


Figura II.8.4.1-15 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P3**

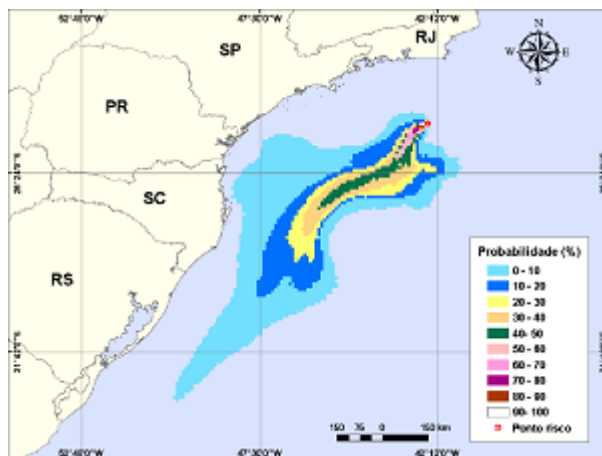


Figura II.8.4.1-16 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

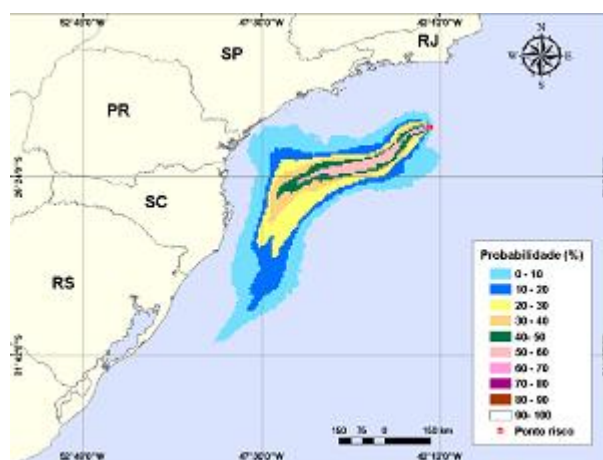


Figura II.8.4.1-17 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P4**

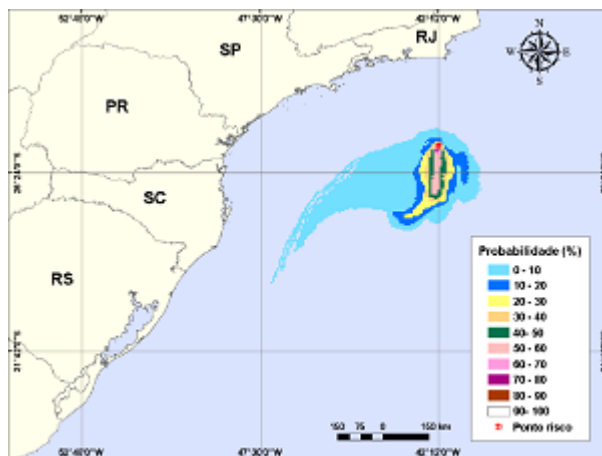


Figura II.8.4.1-18 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

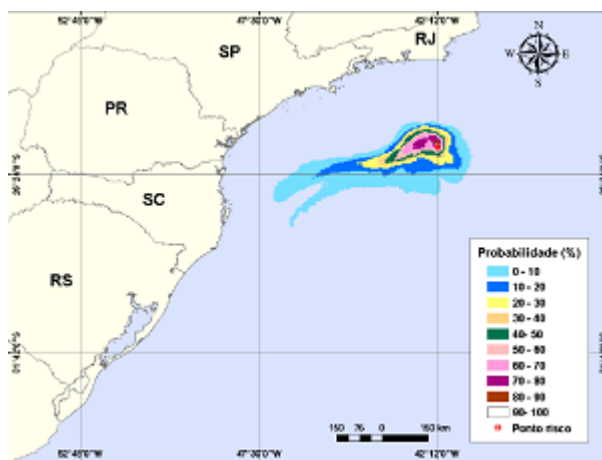


Figura II.8.4.1-19- Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P5**

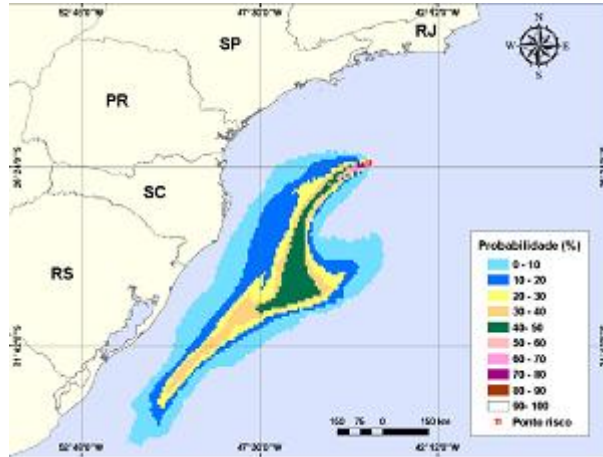


Figura II.8.4.1-20 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de verão na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

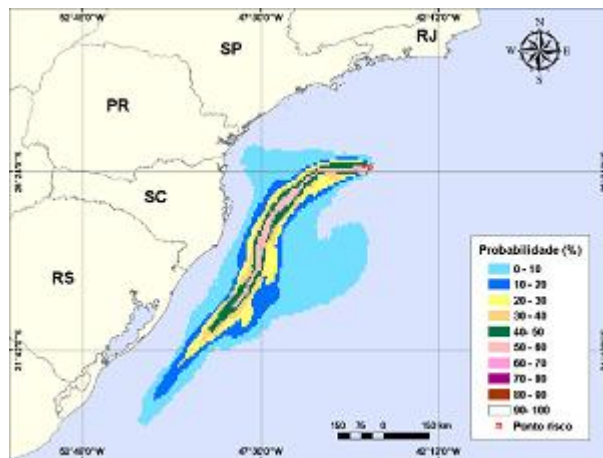


Figura II.8.4.1-21 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 200 m³ no cenário de inverno na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

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

- **Ponto P1**

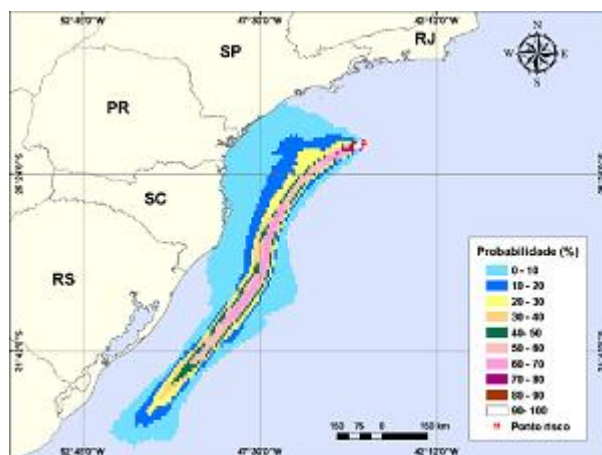


Figura II.8.4.1-22- Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de verão na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

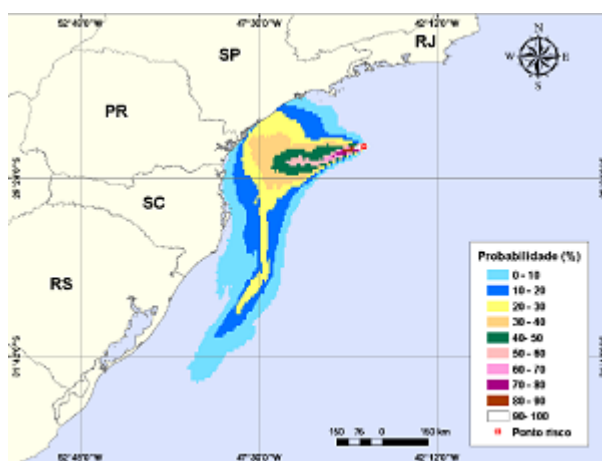


Figura II.8.4.1-23 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de inverno na sub-região do BM-S-8, Polo Pré-Sal (ponto P1): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P2**

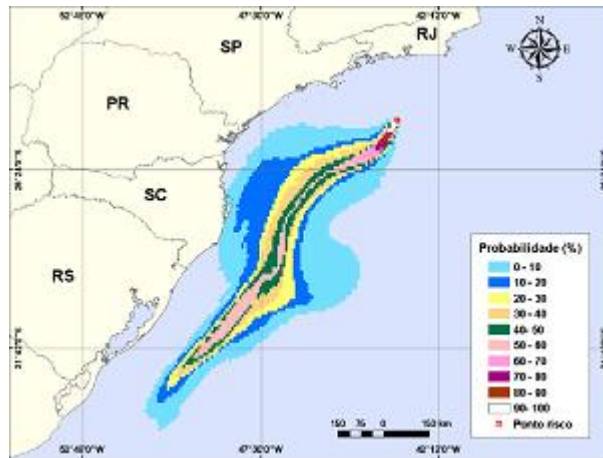


Figura II.8.4.1-24 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de verão na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

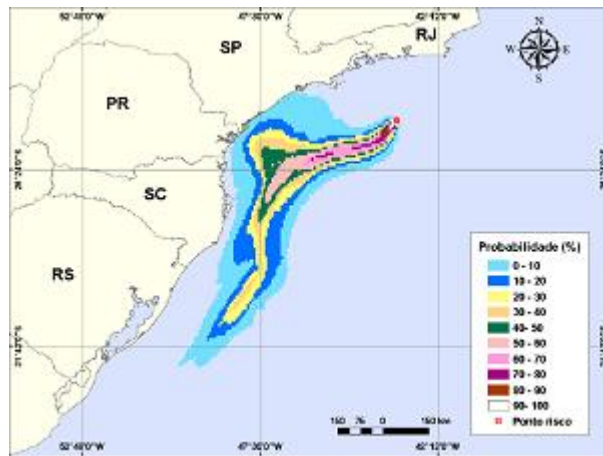


Figura II.8.4.1-25 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de inverno na sub-região do BM-S-10, Polo Pré-Sal (ponto P2): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P3**

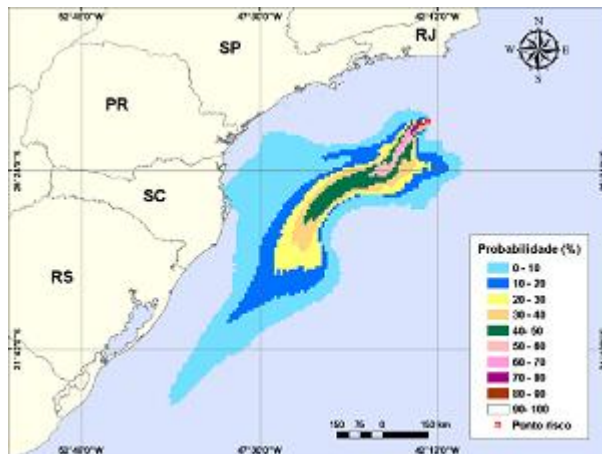


Figura II.8.4.1-26 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de verão na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

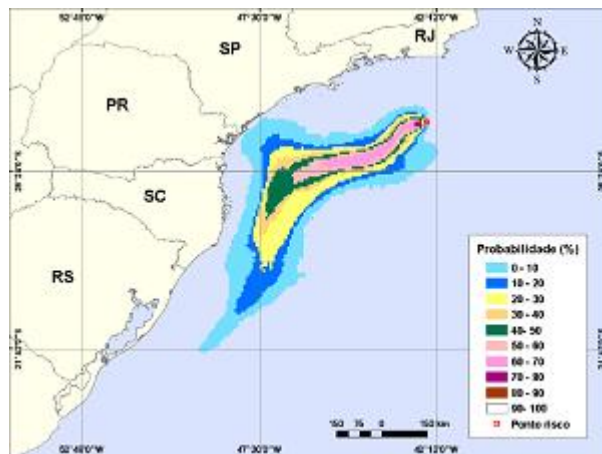


Figura II.8.4.1-27 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de inverno na sub-região do BM-S-11, Polo Pré-Sal (ponto P3): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

• **Ponto P4**

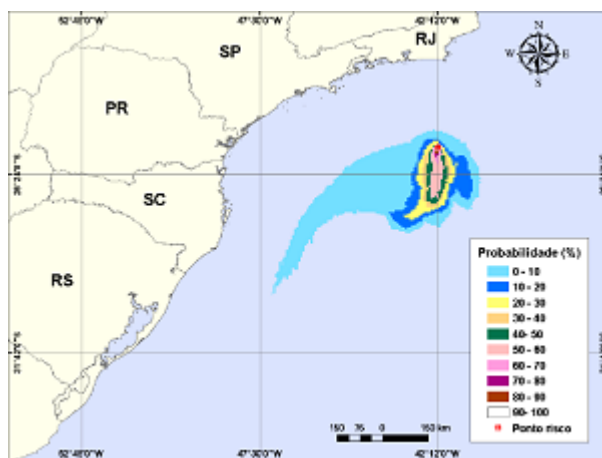


Figura II.8.4.1-28 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de verão na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

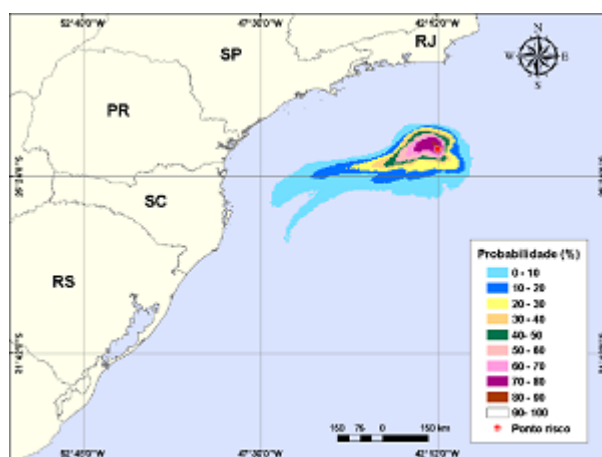


Figura II.8.4.1-29 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de inverno na sub-região do BM-S-24, Polo Pré-Sal (ponto P4): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

- **Ponto P5**

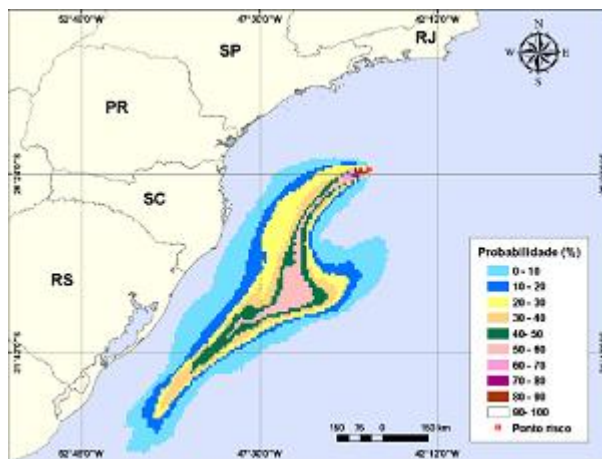


Figura II.8.4.1-30 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de verão na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

Fonte: ASA (2011).

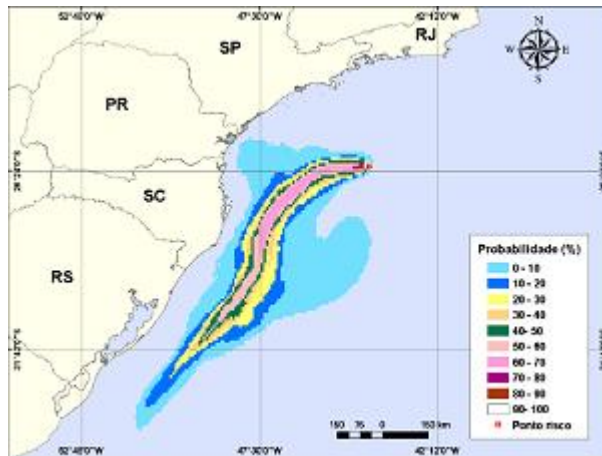


Figura II.8.4.1-31 - Simulações de transporte e dispersão de óleo na água para vazamento de 300.000 m³ (VPC) no cenário de inverno na sub-região do BM-S-21, Polo Pré-Sal (ponto P5): Probabilidade de presença de óleo na água.

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).

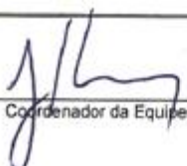
Em consonância com a seção 3 do Anexo II da Resolução CONAMA Nº 398/08, a análise de vulnerabilidade avalia os efeitos dos incidentes de poluição por óleo sobre a segurança da vida humana e o meio ambiente nas áreas passíveis de serem atingidas por estes vazamentos, levando em consideração a probabilidade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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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 Lula Nordeste (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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

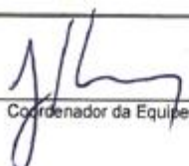
científica e de relatórios técnicos, buscando informações sobre os impactos de derrames de óleo e o tempo de recuperação das comunidades biológicas do ambiente marinho e dos ecossistemas costeiros de transição.

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:


Coordenador da Equipe
Técnico ResponsávelRevisão 00
Jul/2012

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.

(1) Plâncton

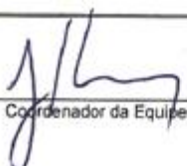
A seleção do Plâncton como CVA se deve, entre outros fatores, ao fato de, após um determinado derrame de óleo atingir o ambiente marinho e afetar a coluna d'água, esses organismos são os primeiros a serem expostos (API, 1985). O plâncton apresenta uma taxa de mortalidade natural muito alta devido à sua 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,




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

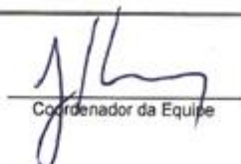
impactos de larga escala, como modificação da estrutura da comunidade, não têm sido reportados para o plâncton (Scholz *et al.*, 2001).

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 do 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** desta AGR.

Resumo:

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



Coordenador da Equipe



Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Domingos Fernandes
Técnico Responsável

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

(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



[Assinatura]
Coordenador da Equipe



[Assinatura]
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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

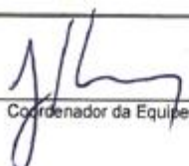
perigoso, portanto não é evitado (Grammetz, 1988). Estudos comportamentais em tartaruga-verde (*Chelonia mydas*) e tartaruga cabeçuda (*Caretta caretta*) não mostraram evidências que essas espécies detectam e evitam áreas contaminadas ou distinguem o óleo intemperizado (*tarball*) de um item alimentar (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


Coordenador da Equipe
Técnico ResponsávelRevisão 00
Jul/2012

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**.

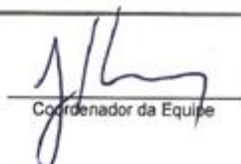
Para fins de cálculo de risco deste CVA, de caráter difuso, definiu-se uma área de ocorrência a partir de dados de monitoramento de rotas do Projeto TAMAR¹ nos estados do Sul e Sudeste, onde as tartarugas-marinhas podem ocorrer desde regiões litorâneas até a plataforma marinha, em isóbatas da ordem de 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 do 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**.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Quelônios	3 anos	Moderada

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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

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



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Domingos Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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

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 blainvillei*), 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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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 encalhes 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.

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 do 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**.

Resumo:

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

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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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

(4) Cetáceos – Baleia Franca

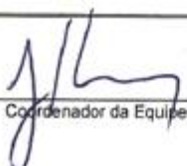
A partir de informações do Instituto Baleia Franca³, os registros históricos de ocorrência das baleias francas austrais dão como área principal de ocorrência a faixa entre os 20° e os 64° de latitude Sul, muito embora a recente confirmação de sua ocorrência no Banco dos Abrolhos pelo Projeto Baleia Jubarte, 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.

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

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 do 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**.

Resumo:

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


Coordenador da Equipe
Técnico ResponsávelRevisão 00
Jul/2012

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



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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

(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

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



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe




[Handwritten Signature]
Técnico Responsável

Revisão 00
Ju/2012

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 do 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**.

Resumo:

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


Coordenador da Equipe
Técnico ResponsávelRevisão 00
Jul/2012

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



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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

(6) Peixes Oceânicos

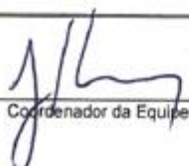
A escolha do CVA Peixes Oceânicos deve-se à inserção do mesmo tanto pelo critério de importância ecológica como pelo socioeconômico, com a incorporação aos estoques pesqueiros que são utilizados pelas comunidades atuantes na região, e ainda por ser o estágio de vida mais sensível ao óleo.

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 do 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**.


Coordenador da Equipe
Técnico ResponsávelRevisão 00
Jul/2012

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



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Domingos Fernandes
Técnico Responsável

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

(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 do 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**.

Resumo:

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


Coordenador da Equipe
Técnico ResponsávelRevisão 00
Jul/2012

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



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

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

(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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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 do 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**.

Resumo:

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


Coordenador da Equipe
Técnico Responsável

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, Maris, Belmira, Convento Tapirema e Stella Oasis, Noves,	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	-	-	-	-	-	-
10	Leste/ Varela	2	1	2	12	9	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Fora Comprida) (Ilha	3	2	2	12	10	19	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Técnico Responsável

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	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	Encantadas	2	3	4	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	Pontal do Sul	2	3	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Shangri-la	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
35	Itapoa	1	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
36	Pontal	1	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
37	Itaguaçu	1	2	4	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

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		
38	Prainha Saudade) (da	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
47	Vermelha	3	4	7	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
48	Meia Praia	4	2	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
49	Brava	4	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
50	Camboriú	4	4	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature: DOMINGOS FERNANDES]
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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
64	Ponta das Canas	9	9	10	-	-	-	6	4	7	-	-	-	-	-	1	-	-	-
65	Inglezes	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	Siriú	3	2	3	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76	Garopaba	3	4	4	-	-	-	1	1	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Domingos Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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
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 Ibraquera	3	3	4	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
81	Ribanceira	3	3	4	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
82	Praia da Vila	3	3	3	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
83	Itapiruba	3	2	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

(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.

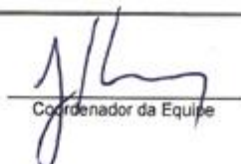
A resposta do CVA costões rochosos à presença do óleo irá depender da toxicidade, viscosidade, quantidade e duração do contato, aliado à sensibilidade dos organismos que habitam o costão. Desta forma, em média o tempo de recuperação para este CVA é de 2 anos (Gilfillan, *et al.*, 2001; IPIECA, 1995), 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 do 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**.

Resumo:

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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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	-	-	-	-	-	-	-



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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	Guarauzinho	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	-	-	-	-	-	-



J. L.
Coordenador da Equipe



Domingos Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



J. L.
Coordenador da Equipe



Dominges Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
51	Barra Velha	2	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	



J. L.
Coordenador da Equipe



Domingos Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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
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	-	-	-	-	-	-	-	-	
64	João da Cunha	5	6	9	-	-	-	1	1	2	-	-	-	-	1	-	-	-	



J. H.
Coordenador da Equipe



Dominges Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Domingos Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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
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 Lobos	3	2	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	
87	Cabo de Santa Marta	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

(10) Manguezais

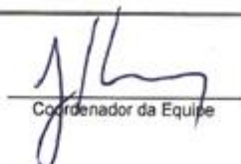
A seleção dos manguezais como CVA se deve, entre outros fatores, à adequação do mesmo ao critério de importância ecológica, pois as florestas de mangue caracterizam-se como um grande berçário natural, tanto das espécies características deste ambiente, bem como de outros organismos que migram para as 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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

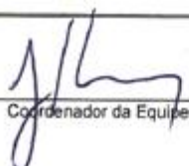
Revisão 00
Jul/2012

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 do 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**.


Coordenador da Equipe
Técnico ResponsávelRevisão 00
Jul/2012

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 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	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	Florianópolis – Baía Norte	5	7	9	-	-	-	3	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

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	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 Ibiraguera / Quintino	3	3	4	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	
31	Entrada da Barra	3	1	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	

(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




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012


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 do 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**.

Resumo:

CVA	Tempo de Recuperação	Categoria de Consequência
Estuários	10 anos	Considerável


Coordenador da Equipe
Técnico ResponsávelRevisão 00
Ju/2012

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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	Baía de Paranaguá 2	4	3	4	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Dominges Fernandes
Técnico Responsável

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
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

(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 do 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**.

Resumo:

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


Coordenador da Equipe
Técnico ResponsávelRevisão 00
Jul/2012

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	-	-	-
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.

Nº	CVA	TEMPO DE RECUPERAÇÃO ADOTADO	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS
8	Praias Arenosas	5 anos	<ul style="list-style-type: none"> • API, 1985; • IPIECA, 2000; • Lopes, 2007; • 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;

Nº	CVA	TEMPO DE RECUPERAÇÃO ADOTADO	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS
			<ul style="list-style-type: none">• Kingston, 2002;• NRC, 1994




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

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:

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

Onde:

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

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

f ⇒ Frequência estimada do cenário acidental.

$p(x)$ ⇒ 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.

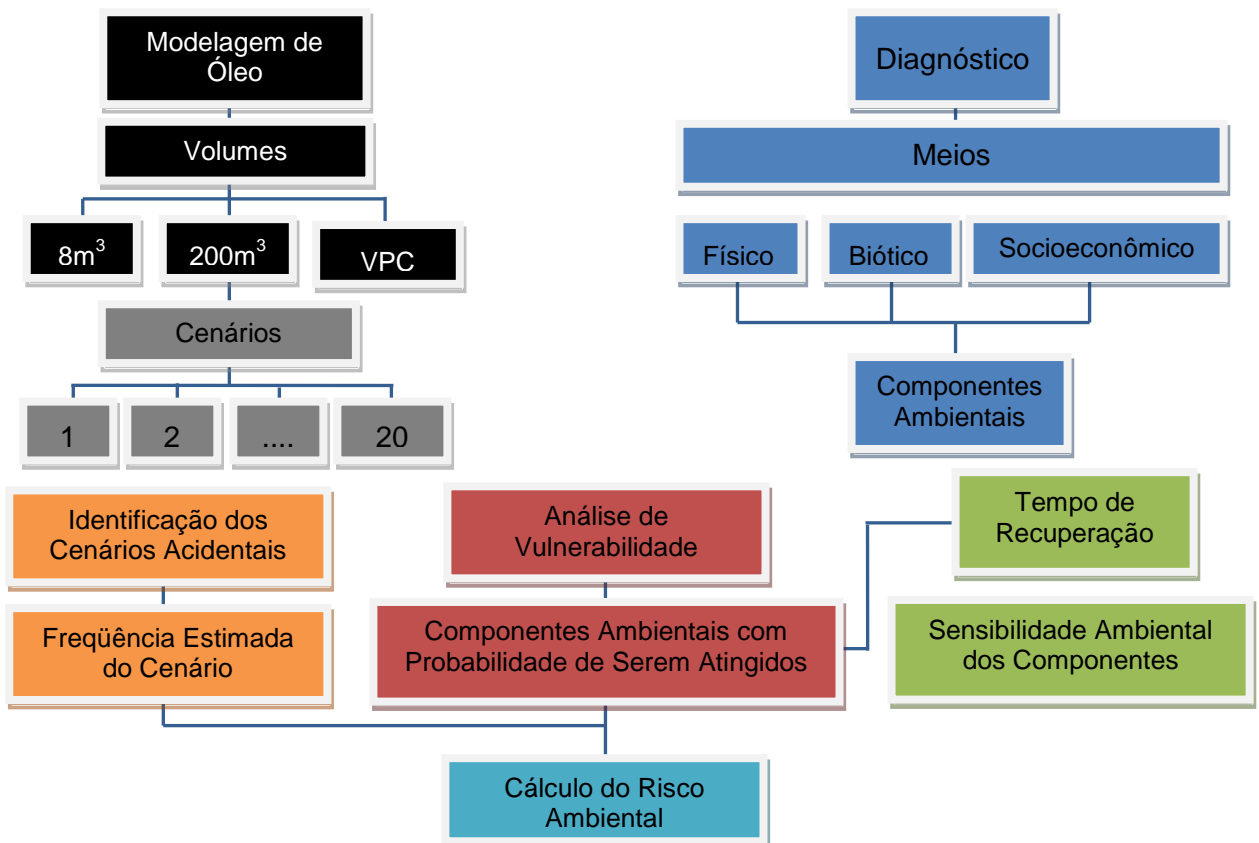


Figura II.8.5.1-1 - Etapas para o cálculo do Risco Ambiental

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 (**P₁ a P₅**), pelas três faixas de volume (**8m³, 200m³ 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 Paraty** 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 Paraty** 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 Ver\~{a}o 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 (Vx);
$\sum f(Px)(Vx)$	Somatório das frequências estimadas do(s) cenário(s) acidental (is) por ponto (Px) faixa de volume (Vx)
$p(\text{Ver\~{a}o})(Px)(Vx) * 0,5$	Probabilidade do componente ambiental ser atingido no ver\~{a}o em um ponto(Px) por um determinado volume de óleo (Vx)
$p(\text{Inverno})(Px)(Vx) * 0,5$	Probabilidade do componente ambiental ser atingido no inverno em um ponto(Px) por um determinado volume de óleo (Vx)
	(Px) Pontos de Risco (P_1 a P_5)
	(Vx) 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 Paraty**, 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 Paraty)

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 Paraty)

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 Paraty)

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 Paraty)**

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 Paraty)**

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 Paraty)

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 Paraty)

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);



[Handwritten Signature]
Coordenador da Equipe



[Handwritten Signature]
Domingos Fernandes
Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

(8) Praias Arenosas

Quadro II.8.5.1-10 – Cálculo do Risco Ambiental para o CVA Praias Arenosas (Fase de Operação FPSO Cidade de Paraty). 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 Paraty). 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

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade de Toque (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
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 Paraty). 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 Paraty). 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 Paraty). 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

Ponto de Risco	Faixas de Volume	Frequência	Probabilidade de Toque (*)		Risco Ambiental (oc/ano)		
			Ver.	Inv.	Ver.	Inv.	Verão + Inverno
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 consequência, segundo uma taxa de recuperação média considerando um índice de aceitabilidade de 10% (NORSOK, 1998).

Categoria de Consequência	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.

CRITÉRIO DE TOLERABILIDADE DO RISCO AMBIENTAL

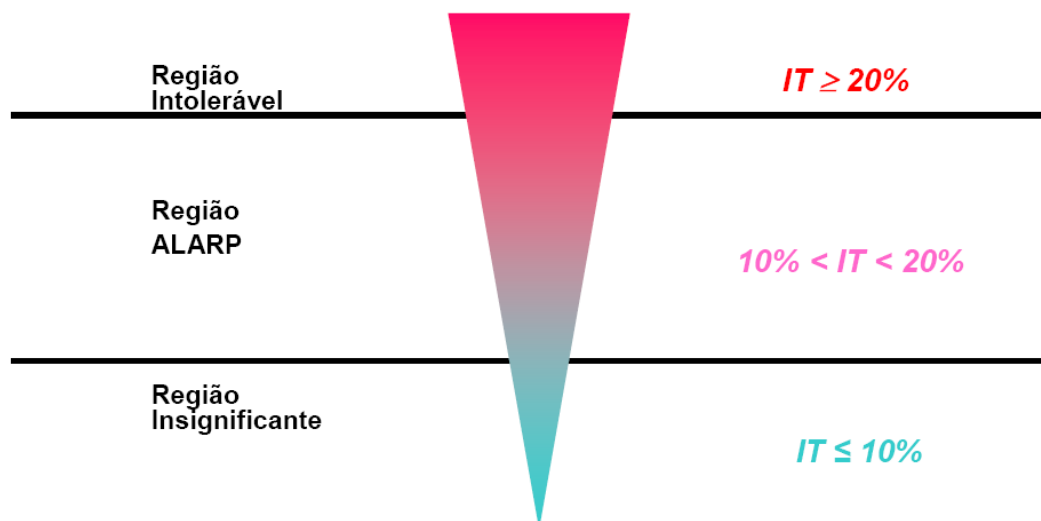


Figura II.8.6.1-1 – Exemplo ilustrativo do Critério de Tolerabilidade.

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
				V _{PC}	1,03E-03	0,51
3	Cetáceos – Baleia Jubarte	10 anos	P ₁	8m ³	0,00E+00	0,00
				200m ³	0,00E+00	0,00
				V _{PC}	0,00E+00	0,00

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

Nº	CVA	Tempo de Recuperação Adotado	Ponto de Risco	Faixa de Volume	Risco Ambiental	Índice de Tolerabilidade (%)
			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
			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

Nº	CVA	Tempo de Recuperação Adotado	Ponto de Risco	Faixa de Volume	Risco Ambiental	Índice de Tolerabilidade (%)
12	Aves Marinhas	3 anos	P ₂	V _{PC}	6,40E-04	0,64
				8m ³	5,34E-04	0,53
				200m ³	3,06E-04	0,31
				V _{PC}	1,94E-04	0,19
				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	1,45E-03	0,43
				200m ³	1,16E-03	0,35
				V _{PC}	5,62E-04	0,17
				8m ³	5,34E-04	0,16
				200m ³	3,67E-04	0,11
P ₁	V _{PC}	1,94E-04	0,06			
	8m ³	0,00E+00	0,00			
	200m ³	0,00E+00	0,00			
	V _{PC}	1,94E-05	0,01			
	8m ³					
	200m ³					

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 Paraty** 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 Paraty** como plenamente aceitável;
- O maior Índice de Tolerabilidade da Fase de Operação foi encontrado para o **CVA Cetáceos – Baleia-Franca (P1, 8m³)**, 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 Lula NE, Bacia de Santos, através da operação do **FPSO Cidade de Paraty**, 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 Paraty**.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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.

II.8.8.1 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.

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.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

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 Spread Mooring, 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.
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	(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.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras		
		Observação (O)	Recomendação (R)
		Bacia de Santos (PEVO-BS)	
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.
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	(R10) Seguir o procedimento operacional existente.

Cenários	Medidas Preventivas e Mitigadoras			
	Observação (O)		Recomendação (R)	
		com boa visibilidade		
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.
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 Paraty durante o Desenvolvimento de Produção no Bloco BM-S-11, Área de Lula Nordeste, operado pela **Single Buoy Moorings (SBM) Offshore**.

II.8.8.2. Política SMS da SBM

A Política de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) da SBM expressa o comprometimento na realização de seus negócios de uma forma responsável melhorando continuamente o seu desempenho. Os procedimentos de SMS estabelece os requisitos e os objetivos que torna possível este comprometimento e assegura que as atividades sejam realizadas de forma coerente. Esses procedimentos dão suporte a Política SMS e são a base do Sistema de Gestão de SMS da SBM.

II.8.8.3 - Responsabilidades SMS


II.8.8.3.1 - Pessoa Designada

A fim de garantir o funcionamento seguro de unidades marítimas da companhia e fornecer uma ligação entre a Companhia e as pessoas a bordo, é necessário designar uma pessoa para ter acesso direto e irrestrito ao mais alto nível de gestão. Esta pessoa é oficialmente conhecido como a pessoa designada.

Os gerentes e coordenadores SMS são as pessoas designadas para para seus respectivos navios da frota e respondem diretamente ao seu Gerente Geral ou Chefe de Operações.

Os Superintendentes da Unidade (OIMS) têm acesso direto à pessoa designada. A responsabilidade e a autoridade da pessoa designada inclui, não limitado a:




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

- Monitorar os aspectos de segurança e prevenção da poluição das operações das unidades marítimas;
- Assegurar que recursos adequados e apoio em terra serão aplicados conforme a necessidade.

II.8.8.3.2 - Escritório de Segurança da Companhia (CSO)

A sub-frota de gerentes ou coordenadores SMS compõem o escritório de segurança da companhia (CSO) para seus respectivos navios da frota em conformidade com o Código ISPS (International Ship and Port Facility Security Code).

O CSO é reponsável por garantir que todos os procedimentos relacionados à segurança das Unidades Marítimas seja cumpridas, juntamente com a opção de não contaminação do Código ISPS, desenvolvendo implementando e obtendo o ISSC (International Ship Security Codes).

II.8.8.4 - Segurança de Promoção e Consciência

Determina o suporte ativo de segurança e segurança de conscientização na proteção do meio ambiente, objetivando em uma política SMS eficaz.

A Gestão da Linha é responsável por propiciar os meios para cumprir as políticas da empresa através da promoção da segurança onshore e offshore e para garantir que os funcionários estejam cientes de suas responsabilidades de segurança. A gerência SMS da SBM, bem como os engenheiros auxiliar de linha gestão, também compartilham desta responsabilidade.

A fim de reforçar a promoção de uma cultura de segurança, informações SMS são afixadas nos quadros de avisos dedicados nos Gabinetes de Gestão de Produção nos Escritórios de Operações e nas Unidades da Marinha.

II.8.8.4.1 - Relatório de Desempenho Mensal SMS

Relatórios mensais SMS são confeccionados por cada gestor SMS da sub-frota e enviada ao gestor geral SMS para compilação geral. Os elementos relevantes compõem o Relatório SMS corporativo mensal. O relatório fornece resumos contendo incidentes e estatísticas da frota, bem como informações sobre eventos significativos, incluindo alertas de segurança e flashes de segurança IMCA (International Marine Contractors Association) e quaisquer outro relatório relevante para as atividades realizadas pelo departamento SMS.

O relatório SMS é distribuído para:

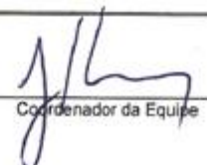
- Chefes de departamento da SBM;
- Bases e escritórios de apoio;
- Exibição em refeitórios e quadro de informações nas unidades marítimas.

II.8.8.5 - Procedimentos de alteração de procedimentos

A SBM tem procedimentos que descrevem as alterações dos procedimento de operação das unidades marítimas, tendo como finalidade principal:

- Fornecer um mecanismo formal para avaliar todas as alterações propostas em termos de tamanho, conteúdo técnico, custo e recursos necessários, antes da aprovação e implementação da alteração;
- Fornecer um mecanismo formal para determinar como as alterações propostas devem ser classificadas e tratadas, em termos de uma consulta técnica offshore;
- Fornecer um registro auditável para a base das mudanças aprovadas;
- Controlar e monitorar o progresso do processamento e da implementação de mudanças;




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

- Assegurar que todos os desenhos relevantes, manuais e instruções estão atualizados, e que tais revisões são distribuídos de uma maneira controlada.

II.8.8.6 - Departamento de Operações de Prontidão

O grupo de operação de prontidão é responsável por gerenciar as diversas operações de prontidão e fornecer a interface entre a organização do projeto, (que é responsável pela execução do projeto) e a Companhia Operacional, SBM.

O objetivo do grupo é garantir que cada unidade de produção seja entregue em estado satisfatório de realização funcional e, com o auxílio do Departamento de Ativos, fornecer a solução de problemas técnicos.

Sob a direção do Gerente de Operações de prontidão uma Operação de Prontidão de Engenharia é atribuída a cada projeto. Além disso, a engenharia de operabilidade é atribuída a partir da seção de conversão, que é responsável pelo acompanhamento das atividades de engenharia de conversão durante as fases de concepção e construção do Projeto e do progresso de comissionamento de trabalho em todas as fases do comissionamento offshore.

O Plano de Operações de Prontidão inclui, mas não está limitado a, as seguintes atividades:

- Entrada de Operações para a concepção e coordenação de operações de revisão de engenharia;
- Participação em análise de riscos;
- Monitoramento das conversões e readequação de atividades em módulos de fabricação e conversão;
- Revisão dos procedimentos de comissionamento (OTPs) e participação nas atividades de comissionamento no pátio de conversão;
- Definir e obter a aprovação do complemento de operações permanente e plano de rampa associado;

- Monitoramento de recrutamento de pessoal, de acordo com a rampa de aprovados;
- Monitorar o desenvolvimento e implementação da matriz de treinamento de projeto e os treinamentos de operação e planos de desenvolvimento de competência;
- Definir a filosofia de manutenção, construção e implementação dos CMMS
- Monitorar a compra de matéria e configuração do sistema de manutenção;
- Coordenar a preparação de todas as operações e procedimentos de SMS a serem incluídos nos manuais, em plena conformidade com as regras da ISM.
- Acompanhamento da elaboração de documentação técnica e sua instalação em bordo da unidade de produção;
- Coordenar o desenvolvimento do Plano de Segurança de Navios, em conformidade com o código ISPS.

II.8.8.7 - Sistema de manutenção e supervisão


É política da empresa que todo o pessoal dentro da organização tenha a responsabilidade na operação das unidades de segurança e prevenção da poluição marinha e eficaz implementação do Sistema de Gestão.

O monitoramento de desempenho é uma responsabilidade de gestão. O objetivo principal é avaliar o grau de cumprimento dos procedimentos e regulamentos, o nível de desempenho e de imperfeições no que diz respeito ao grau de risco encontrado nas operações.

Os meios disponíveis para atingir um controle eficaz são amplamente descritos nos Manuais de bordo, que incluem:

- Análise de acidentes;
- Inspeções das unidades marítimas;
- Revisões de superintendentes;
- Reuniões de comitês;




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

- Reuniões do departamento de segurança;
- Sistema de feedback;
- Identificação de operações críticas e perigos adicionais, além de ferramentas de monitoramento que são utilizadas;
- Auditorias;
- Reuniões SMS.

II.8.8.8 - Política de Gerenciamento de Pessoal

A fim de assegurar que a empresa está em conformidade com todos requisitos legais, a política de empresa é:

Aplicar procedimentos de recrutamento precisos e fornecer um alto nível de segurança e formação técnica para garantir a competência e profissionalismo para todo pessoal da empresa.

Fornecer regularmente complementos pessoais para garantir qualificação pessoal para garantir a execução das suas tarefas e funções. Complementos pessoais são aprovados pelo presidente da SBM.

Aplicar procedimentos de saúde e higiene em toda a empresa para garantir que o pessoal tenha o apoio necessários para manutenção da boa saúde e bem estar.

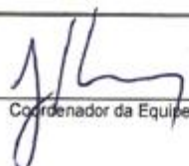
Proporcionar condições justas de serviço, aprovados e revisando as bases regulatórias a fim de incentivar a estabilidade e lealdade à Empresa.

Realizar avaliações de desempenho estruturadas, a fim de melhorar continuamente a segurança e o funcionamento das unidades da marítimas.

II.8.8.9. Organização da SBM

A **Figura II.8.8.9-1** o organograma simplificado de algumas funções que envolvem as atividades do FSO Cidade de Paraty. Sequencialmente, são apresentadas a autoridade, subordinados imediatos e responsabilidades típicas e padrões de alguns cargos.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

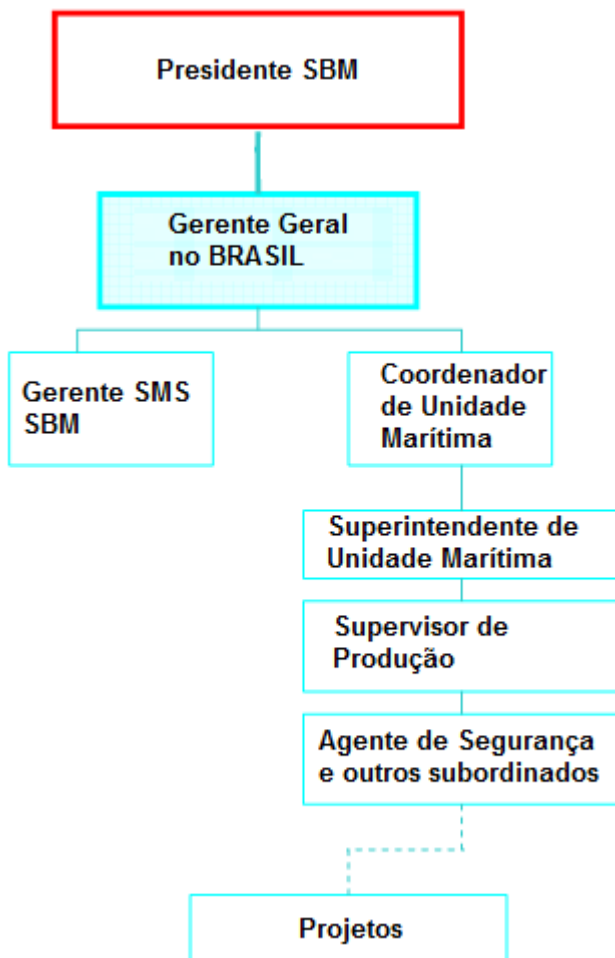


Figura II.8.8.9-1 - Organograma simplificado da SBM

Offshore Installation Manager (Coordenador da Unidade Marítima - OIM)

Autoridade: A OIM assume total autoridade onde a segurança da tripulação e do navio está em pauta. Esta autoridade é delegada a pessoas competentes, conforme necessário.

Subordinados imediatos: Superintendentes de Manutenção, Produção e Carga, Técnicos de integridade de operações, Escritório de Segurança, Operador de Rádio e Médico.

Responsabilidades típicas e padrões:

- 1) Implementação do Sistema de Gestão:

- Promover a sensibilização para a segurança e ampla do sistemas, códigos de práticas e políticas;
- Exercício de controle eficaz de documentos, em conformidade com as exigências;
- Certifique-se oportuna e eficaz fechamento da pesquisa e itens de ação de auditoria;
- Monitorar questões de feedback assegurando eficaz de fechamento.
- Certificar-se que a mudança dos procedimentos de gestão estão sendo são devidamente aplicados;
- Assegurar uma comunicação eficaz e investigação de todos os acidentes e incidentes.

2) Gestão de Pessoal:

- Demonstrar um papel de liderança e de exercício como representante da empresa a bordo.
- Gerenciar a operação do FPSO através de superintendentes departamentais.
- Colaborar efetivamente com todos os departamentos relevantes onshore e offshore.
- Promover o desenvolvimento de carreira e da formação tendo em conta todas as avaliações que garantam a equidade e precisão.
- Gerir o bem-estar e questões disciplinares, de forma oportuna e eficaz.

3) Controle de trabalhos:

- Operação eficiente das instalações tendo em conta a saúde, segurança e bem-estar de todo o pessoal;
- Gerenciar o sistema PTW, avaliação de risco associados e procedimento de verificação;
- Organizar o planejamento e programação de trabalhos / atividades;

- Garantir o cumprimento da bandeira de classe, e as exigências do do porto.
- Aplicar normas ambientais.

4) Gestão de Contratos:

- Manter um bom relacionamento de trabalho com o cliente offshore.
- Gerenciar operações para maximizar o tempo.
- Gerenciar as operações para manter o controle econômico. Comunique relatórios e informações em tempo hábil e eficaz. Demonstrar consciência de questões fundamentais relativas ao cliente e sub-empregados.

5) Gestão de Emergências:

- Certificar-se que treinamentos e exercícios são realizados em conformidade com os requisitos.
- Gerenciar a resposta de emergência tendo em conta a segurança do pessoal, do FPSO e meio ambiente.
- Demonstrar conhecimento e consciência de potenciais cenários de emergência;
- Certifique-se que os exercícios são gravados, eficazes, com adequada descrição e análise.

Superintendente de Unidade

Autoridade: O Superintendente Unidade assume total autoridade para atividades operacionais e de marinha e é responsável pela segurança da tripulação e do navio.

Subordinados imediatos: Superintendentes marinhos de produção, manutenção e carga (se aplicável).

Responsabilidades típicas e padrões:




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

1) Implementação do Sistema de Gestão:

- Promover a sensibilização para a segurança e ampla do sistemas, códigos de práticas e políticas;
- Exercício de controle eficaz de documentos, em conformidade com as exigências;
- Certifique-se oportuna e eficaz fechamento da pesquisa e itens de ação de auditoria;
- Monitorar questões de feedback assegurando eficaz de fechamento.
- Certificar-se que a mudança dos procedimentos de gestão estão sendo são devidamente aplicados;
- Assegurar uma comunicação eficaz e investigação de todos os acidentes e incidentes.

2) Gestão de Pessoal:

- Demonstrar um papel de liderança e de exercício como representante da empresa a bordo.
- Gerenciar a operação do FPSO através de superintendentes departamentais.
- Colaborar efetivamente com todos os departamentos relevantes onshore e offshore.
- Promover o desenvolvimento de carreira e da formação tendo em conta todas as avaliações que garantam a equidade e precisão.
- Gerir o bem-estar e questões disciplinares, de forma oportuna e eficaz.

3) Controle de trabalhos:

- Operação eficiente das instalações tendo em conta a saúde, segurança e bem-estar de todo o pessoal;
- Gerenciar o sistema PTW, avaliação de risco associados e procedimento de verificação;

- Organizar o planejamento e programação de trabalhos / atividades;
- Garantir o cumprimento da bandeira de classe, e as exigências do do porto.
- Aplicar normas ambientais.

4) Gestão de Contratos:

- Manter um bom relacionamento de trabalho com o cliente offshore.
- Gerenciar operações para maximizar o tempo.
- Gerenciar as operações para manter o controle econômico. Comunique relatórios e informações em tempo hábil e eficaz. Demonstrar consciência de questões fundamentais relativas ao cliente e sub-empregados.

5) Gestão de Emergências:

- Certificar-se que treinamentos e exercícios são realizados em conformidade com os requisitos.
- Gerenciar a resposta de emergência tendo em conta a segurança do pessoal, do FPSO e meio ambiente.
- Demonstrar conhecimento e consciência de potenciais cenários de emergência;
- Certifique-se exercícios são gravados, eficaz, com adequada de- breve e análise.

6) Operações Marítimas:

- Prepare-se para iniciar as operações marinhas;
- Iniciar Operações Marítimas;
- Monitorar e manter Operações Marítimas;
- Preparar e operar as operações Marítimas de desligamento.

7) Monitorar e manter medidas de controle de poluição:




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

- Ser responsável por controlar e garantir que os processos de descarga estejam de acordo com a área limite pre-estabelecida;
- Identificar e interromper sempre que possível descargas não programadas, relatando de acordo com as políticas e procedimentos.

Agente de Segurança

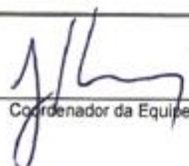
Autoridade: O Diretor de Segurança está autorizado a implementar os aspectos relevantes do Sistema de Gestão, sob a autoridade final do Superintendente OIM / Unidade.

Subordinados imediatos: Assistente de Diretoria de Segurança, visitantes.

Responsabilidades típicas e padrões:

- 1) Contribuir para a manutenção da saúde, segurança e gestão de sistemas e requisitos operacionais:
 - Avaliar as fontes de informações de segurança de relevância para o funcionamento e as necessidades de auto-desenvolvimento.
 - Buscar ativamente e atualizar as informações sobre os desenvolvimentos em áreas relacionadas com a segurança e colocar à disposição do pessoal relevante;
 - Implementar Sistemas de Gestão da Segurança na responsabilidade pessoal e requisitos operacionais;
 - Clareza e precisão dos resultados de atividades de monitoramento, conforme apropriado.
- 2) Contribuir para a manutenção do ambiente de trabalho e requisitos operacionais:




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

- Realizar inspeções eficazes e precisas para obter e registrar os resultados com precisão;
 - Identificar, priorizar e agir de acordo com os riscos potenciais ou reais ou desvios dos requisitos descobertos.
- 3) Manter relações de trabalho eficazes com inspeção externa e interna / equipes de auditoria e cooperar, conforme exigido;
- Facilitar o acesso de inspeção / auditoria equipes de informação adequada;
- 4) Contribuir para o desenvolvimento e manutenção de uma cultura de saúde e segurança no trabalho:
- Apresentar as informações e conselhos de forma efetiva e pró-ativa para o pessoal relevante;
 - Comunicar efetivamente as recomendações para a melhoria do pessoal relevante;
 - Fornecer efetivamente as informações sobre riscos potenciais e tendências;
 - Manter o perfil de segurança como um objetivo da empresa e dar um comportamento seguro por meio de ações e comunicações;
 - Efetivamente promover comportamentos de segurança e atitudes positivas.
- 5) Contribuir para o relato de Investigação e Acompanhamento de Acidentes e Incidentes:
- Efetivamente relatar detalhes de acidentes, incidentes e quase acidentes;
 - Efetivamente investigar ou contribuir para as investigações de incidentes no local de trabalho;
 - Escreva relatórios claros e inequívocos com recomendações adequadas de encaminhá-las para as pessoas corretas.

6) Preparar e apresentar demonstrações e informações e executar tarefas gerais de segurança:

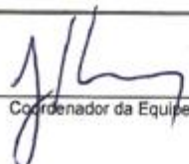
- Informar a um recém-chegados à Unidade Marinho do SBM os procedimentos, as últimas diretrizes e COPs relevantes;
- Induzir o pessoal novo com o procedimento 'Trabalhador New Start';
- Fornecer plano de formação e apoio ao pessoal de resposta de emergência, conforme exigido;
- Certifique-se todo o material de treinamento SMS está a bordo e acessíveis aos candidatos;
- Fornecer treinamento e avaliação, conforme exigido em SMS utilizando técnicas, equipamentos e materiais adequados e eficazes;
- Manter registros de todos os treinamentos de segurança realizados a bordo e passar lista resumida atual para fortalecer a base;
- Assegurar o pessoal receba briefing antes da partida da unidade de Marinha;
- Controlar o acesso de e para o Helideck e da Unidade Marítima através da implementação de controlos de identidade rigorosos de segurança e ajudando com pesquisas de bagagem.

7) Monitorar e manter medidas de controle de poluição:

- Ser responsável por controlar e garantir que os processos de descarga estejam de acordo com a área limite pre-estabelecida;
- Identificar e interromper sempre que possível descargas não programadas, relatando de acordo com as políticas e procedimentos.

8) Resposta de Emergência:




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

- Executar a função de resposta de emergência durante Exercícios de Resposta a Emergências e exercícios de treinamento, demonstrar competência;
- Contribuir para exercer projeto e análise de balanço após os exercícios.

Supervisor de Produção

Autoridade: O Supervisor de Produção assume a responsabilidade pela segurança, aspectos operacionais e de manutenção das atividades de produção e é responsável pela competência daqueles que estão sob sua supervisão imediata.

Subordinados imediatos: Operadores Técnicos de Produção, visitantes, fornecedores, técnicos e subcontrados.

Responsabilidades típicas e padrões:

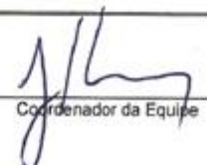
1) Sistema de Gestão:

- Promover sensibilização para a segurança e aplicação do sistema SMS e políticas principais da empresa.
- Certificar-se de que o pessoal subordinado está plenamente conscientes de suas responsabilidades em SMS;
- Certifique-se que o pessoal subordinado aplica todos os procedimentos de segurança corretamente no local de trabalho;
- Contribuir efetivamente para investigação de acidentes e incidentes, análises e relatórios.

2) Pessoal:

- Gerenciar a carga de trabalho e funcionamento dos sistemas de produção e de processo e utilitário em nível de equipe através do pessoal subordinado;




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

- Avaliar a capacidade dos funcionários subordinados da empresa usando o sistema de garantia de competência e garantir o progresso contínuo do pessoal subordinados;
- Certificar-se que as avaliações de estágio e anuais sejam concluídas de forma justa e consistente em tempo hábil;
- Gerenciar o bem-estar e questões disciplinares a nível da equipe com referência adequada para o superintendente, OIM.

3) Trabalhos:

- Operação eficiente dos sistemas de unidades considerando a devida conta pela saúde e segurança;
- Assegurar plena conformidade com o sistema PTW, e avaliação de riscos;
- Aumento da eficiência e cumprimento dos objetivos da empresa.

4) Contrato:

- Fazer a ligação entre um serviço competente para melhorar a partilha de informação e a eficiência do planejamento;
- Manter o controle de custos eficaz e promover a consciência dos custos em outros;
- Relatório de trabalhos de manutenção exigido em tempo hábil para maximizar a eficiência e o tempo de atividade;
- Organizar pessoal e recursos efetivamente.

5) Resposta de Emergência:

- Demonstrar através de exercícios e cenários, o conhecimento e a consciência de técnicas de resposta a emergências;
- Demonstrar conhecimento do potencial impacto de incidentes e cenários sobre a segurança dos navios e a segurança;
- Contribuir efetivamente para a preparação de exercícios úteis e após o exercício / incidente de revisão e investigação.

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 Mastozologia. 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 Two 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.ipieca.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.ipieca.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. Teare (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 *Excirolana 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.

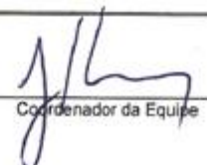
RIVM – Reference Manual Bevi Risk Assesments – Springer Series in Reability Engeneering, 2009.

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.




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

Revisão 00
Jul/2012

- 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

Revisão 00
Jul/2012