

## II.8 – ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Constam desta seção os resultados da Análise Quantitativa de Riscos Ambientais do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, Bacia Sergipe/Alagoas, em atendimento ao Termo de Referência do IBAMA.

No Item II.8.1 - Descrição das Instalações é referenciado o Capítulo II-2 do EIA - Caracterização da Atividade, onde são apresentadas as descrições das instalações e os descritivos das operações envolvidas no projeto.

O item II.8.2 contempla a Análise Histórica de Acidentes Ambientais, onde foi feito um levantamento completo de todos os acidentes ocorridos em atividades similares e/ou com o tipo de unidade em questão que, potencial ou efetivamente, causaram impactos ao meio ambiente. Para a realização desta análise foi utilizado o Bancos de Dados WOAD (*Worldwide Offshore Accident Databank*) da Det Norske Veritas (DNV) e os dados referentes aos acidentes ocorridos na Bacia de Sergipe-Alagoas, segundo o Banco de dados da Petrobras.

O WOAD é o mais completo banco de dados do mundo sobre acidentes e incidentes *offshore*. Ele é continuamente atualizado nas mais diversas partes do globo com as informações mais recentes fornecidas por autoridades, publicações e reportagens oficiais, jornais, base de dados, fontes próprias e operadores.

As informações fornecidas pelo banco de dados WOAD, que estão apresentadas nesta análise, são provenientes de plataformas de jaqueta móveis, auto-elevatórias, dutos e barcaças de lançamento de diversas partes do mundo, que estiveram em operação no período de 1970 a 2007.

O item II.8.3 apresenta os cenários acidentais possíveis de ocorrer, identificados com a utilização da técnica de Análise Preliminar de Perigos (APP). As reuniões de APP para a fase de instalação foram realizadas no período de 18 a 22 de maio de 2009, nas instalações da Petrobras UN-SEAL, com a participação de equipes multidisciplinares. Para as APPs das fases de produção e perfuração as reuniões com as equipes técnicas foram realizadas em maio de 2009 e fevereiro de 2010, respectivamente. As planilhas de APP elaboradas nos períodos acima

mencionados foram revisadas e complementadas posteriormente e estão apresentadas no **Apêndice A**.

Para a classificação dos cenários acidentais levantados, foi utilizada a norma Petrobras N-2782, de dezembro de 2010 (**Apêndice G**). É importante ressaltar que foram avaliados na APP apenas os cenários com possibilidade de evoluir para situações com vazamento de óleo para o ambiente.

No item II.8.3.1 está apresentado o cálculo das frequências acidentais dos principais cenários de risco identificados. O cálculo das frequências foi feito apenas para os cenários com possibilidade de vazamento de óleo para o mar, classificados na etapa da APP. O **Apêndice C**, apresenta a memória de cálculo das frequências desses cenários.

No item II.8.4 estão apresentados os cálculos de consequências para cada um dos cenários da APP classificados. A partir dos volumes de óleo correspondentes a cada cenário executou-se a modelagem de dispersão do óleo, a avaliação da vulnerabilidade da área e a avaliação dos componentes ambientais identificados. A partir da avaliação dos componentes ambientais presentes na área de estudo, foram selecionados os CVAs para o cálculo do risco e estes foram enquadrados nas categorias de tempo de recuperação apresentada pela NORSOK para comparação do risco com o critério de tolerabilidade.

O item II.8.5 traz os resultados da Análise Quantitativa de Riscos e o item II.8.6 apresenta o Critério de Tolerabilidade adotado pela Petrobras para este projeto.

Vale ressaltar que, durante a execução do estudo para a Fase de Instalação, foram avaliadas diferentes alternativas de métodos de lançamento de dutos rígidos, optando-se por aquela que envolvesse o menor número de operações no mar, reduzindo-se desta forma a frequência de vazamentos de diesel devido a colisões entre embarcações e a probabilidade de danos aos oleodutos submarinos provocados por âncoras. Informações sobre a reavaliação do projeto, considerando a adoção de medidas mitigadoras, são apresentadas no Item II.8.7 - *Revisão do Estudo de Análise de Risco*.

Portanto, as informações referentes à identificação de cenários acidentais, cálculo de suas frequências e, conseqüentemente, cálculo dos riscos ambientais,



apresentadas neste estudo, foram desenvolvidas para a alternativa considerada de menor risco.

### **II.8.1 – Descrição das Instalações**

A descrição das instalações e o descritivo das operações envolvidas no Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, que compreende as fases de Instalação, Produção e Perfuração estão apresentados na Seção II-2 - Caracterização da Atividade.

### **II.8.2 – Análise Histórica de Acidentes Ambientais**

O objetivo específico desta Análise Histórica consiste em contribuir para a identificação dos tipos de acidentes que podem acontecer durante as etapas de perfuração, intervenção em poços, lançamento e operação de plataformas, modificação em plataformas existentes, lançamento e operação de novos dutos e interligação de dutos nas instalações em terra; previstos no projeto.

Trata-se, portanto, de uma importante etapa da análise de riscos ambiental, pois com base nos seus resultados, pode-se inferir os tipos de acidentes mais importantes a que estão sujeitas as instalações analisadas, suas chances de ocorrência e suas possíveis consequências. Na atividade de perfuração de poços se encontra um maior número de registros de acidentes.

Para a realização desta análise histórica foram levantados dados relacionados com plataformas jaqueta, plataformas auto-elevatórias, dutos e barcaças de lançamento. Para cada uma destas unidades as funções que exerciam quando da ocorrência de liberação de óleo ou produto perigoso para o mar nos bancos de dados utilizados e que foram selecionados para a análise estatística foram:

- Plataforma Jaqueta: produção e perfuração, *riser*, injeção de água, compressão, acomodação, transferência de hidrocarboneto e outros (não especificado).
- Plataforma Auto-elevatória: perfuração, produção e suporte.
- Dutos – produção, transferência de hidrocarbonetos, transferência de óleo e transferência desconhecida.
- Barcaça de lançamento: operação e outros (não especificado).

## BANCOS DE DADOS UTILIZADOS

O levantamento das ocorrências acidentais foi feito através da consulta ao Banco de Dados WOAD (*Worldwide Offshore Accident Databank*) da Det Norske Veritas - DNV e aos dados sobre Sergipe-Alagoas constantes no CADINC (banco de dados de acidentes da PETROBRAS).

O WOAD é o mais completo banco de dados do mundo sobre acidentes e incidentes *offshore*. Ele é continuamente atualizado no mundo todo com as informações mais recentes fornecidas por autoridades, publicações e reportagens oficiais, jornais, base de dados, fontes próprias e operadores.

O Banco de dados CADINC foi desenvolvido pela PETROBRAS e os dados aqui analisados correspondem aos acidentes que ocorreram na Bacia de Sergipe-Alagoas com derramamento de óleo no mar, baseados nos relatórios de acidentes, segundo Portaria ANP nº3, de 10/01/2003, art. 30.

### II.8.2.1 – Dados do WOAD

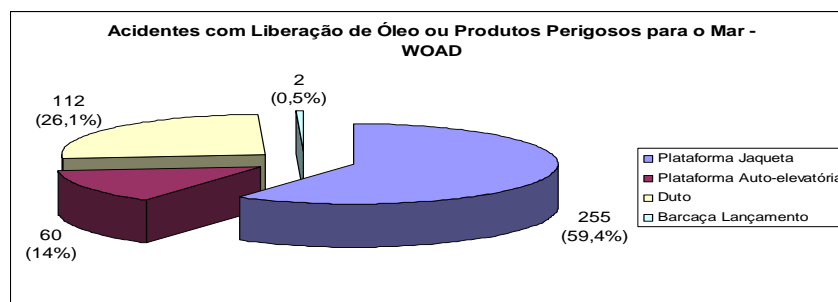
As informações fornecidas pelo banco de dados WOAD, apresentadas nesta análise, são provenientes de plataformas de jaqueta móveis, auto-elevatórias, dutos e barcaças de lançamento de diversas partes do mundo, em operação no período de 1970 a 2007, portanto, um intervalo de 37 anos de coleta de dados.

O período a partir do qual aparecem registros de plataformas auto-elevatórias, um dos tipos de unidade objeto deste estudo, é 1980. Desta forma, a análise histórica para este tipo de unidade se dará a partir deste ano.



## Tipos de acidentes identificados

O Figura II.8.2-1 apresenta a distribuição das instalações por número de eventos com liberação de óleo ou produtos perigosos para o ambiente marinho, constantes no WOAD. Observa-se que as plataformas de jaqueta são responsáveis pelo maior número de acidentes (59,4%), em segundo lugar estão os acidentes com dutos (26,1%), em terceiro as plataformas auto-elevatórias (14%) e os acidentes com barcaças não passaram dos 0,5% do total de acidentes que resultaram em lançamento de óleo ou produtos perigosos para o mar. Do total de 429 liberações de produtos perigosos para o mar, 427 foram de óleo e dois de biocidas, todos em plataformas auto-elevatórias.



**Figura II.8.2-1** - Acidentes em instalações com liberação de óleo ou produtos perigosos para o ambiente marinho, no mundo, 1970-2007, WOAD.

Para facilitar o entendimento dos dados do WOAD apresentados e, conseqüentemente, das conclusões desta análise histórica, apresentamos na Tabela II.8.2-1 uma breve descrição dos tipos de eventos principais em que ocorreram liberação de óleo ou produto perigoso para o mar, identificados no WOAD, para os tipos de instalações apresentadas acima.

**Tabela II.8.2-1** - Descrição dos Tipos de Acidentes com liberação de óleo para o mar, segundo WOAD.

TIPO DE ACIDENTE	DESCRIÇÃO
<i>Blowout</i>	Fluxo descontrolado de gás, óleo e/ou outros fluidos provenientes do reservatório. O termo " <i>blowout</i> " tem sido traduzido em português como erupção, mas será mantido aqui o termo original inglês, por ser de uso mais consagrado.
<i>Capsizing</i>	Perda de estabilidade da plataforma com conseqüente emborcamento da mesma.
Colisão	Contato acidental entre unidade marítima e embarcação em trânsito quando

TIPO DE ACIDENTE	DESCRIÇÃO
	pelo menos uma delas é auto-propelida ou está sendo rebocada. Também estão incluídas colisões com pontes, passadiços, etc., e com navios engajados na atividade <i>offshore</i> de outras plataformas que não a afetada, e entre duas instalações <i>offshore</i> .
Explosão	Ocorrência de explosão a bordo da instalação.
Queda de carga/objeto	Queda de cargas ou objetos suspensos por guindaste, guincho ou qualquer outro equipamento de içamento. Queda de guindaste ou botes salva-vidas no mar e homem ao mar estão também incluídos.
Incêndio	Ocorrência de fogo a bordo da instalação.
Afundamento	Perda de flutuabilidade com afundamento da instalação.
Adernamento	Inclinação descontrolada da instalação.
Derrame/liberação	Liberação de líquido ou gás nas circunvizinhanças da unidade marítima, proveniente de equipamento ou tanque da própria unidade, ou de embarcação relacionada a esta.
Danos estruturais	Ruptura ou fadiga de elemento estrutural (a maioria causada por condições severas de tempo, mas não necessariamente).
Problema no poço	Problema acidental com o poço, isto é, perda de uma barreira (coluna hidrostática) ou outros problemas no poço.

O WOAD considera em alguns casos o número de ocorrências, o qual corresponde aos diversos tipos de efeitos/consequências que um determinado acidente/incidente ocasionou, isto é, um acidente/incidente pode levar a uma ou mais ocorrências.

O acidente/incidente, normalmente, corresponde ao efeito principal do acontecimento. Portanto, na maioria das vezes, o levantamento do número de ocorrências é maior que o número de acidentes/incidentes.

### Universo de exposição para plataformas auto-elevatórias

A versão mais atualizada do WOAD (usada neste trabalho) foi publicada em 2008 e contém registros de acidentes e incidentes na área *offshore* ocorridos no período de 5 de janeiro de 1970 a 29 de dezembro de 2007. O total de acidentes/incidentes registrados na base de dados no referido período é de 6.033 eventos, ocorridos em todas as grandes regiões produtoras de petróleo *offshore* do mundo.

De um modo geral, todos os acidentes sérios envolvendo danos ambientais significativos ou número significativo de vítimas estão registrados no WOAD. Há,



porém, algumas áreas do mundo, para as quais a quantidade de informações disponíveis é bastante limitada, tal como acontece no Brasil.

Para essas áreas, somente os grandes acidentes, publicados pelos órgãos de informação, estão disponíveis, havendo, portanto, uma parcela dos acidentes menores para a qual não há informações publicadas.

Como os registros de plataformas auto-elevatórias aparecem no WOAD a partir de 1980, optou-se por utilizar os dados referentes ao período de 1980 a 2007. Para que se tenha idéia da dimensão deste banco, no que tange a dados referentes a plataformas auto-elevatórias, basta que conheçamos o valor de seu universo de exposição, conforme se segue.

Para plataformas auto-elevatórias, o valor do universo de exposição, do período de 1980 a 2002, compreende um histórico operacional equivalente a **10.743** plataformas-ano (Tabela II.8.2-2).

Não existem dados de universo de exposição para o período de 2002 a 2007. Desta forma optou-se por adotar, de forma conservativa, para os anos de 2003 a 2007, os dados de exposição referentes ao ano de 2002 (Tabela II.8.2-3).

Sendo assim, o universo de exposição estimado para o período de 1980 a 2007 das auto-elevatórias é de 13.493 plataformas-ano.

**Tabela II.8.2-2 - Universo de Exposição das plataformas auto-elevatórias em todo o mundo, para o período de 1980-2002, em unidades-ano.**

UNIVERSO DE EXPOSIÇÃO EM TODO O MUNDO (1980-2002) (UNIDADES-ANO)																								
Tipo de unidade	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
Plat. Auto-elevatória	251	305	393	450	468	478	480	481	477	477	481	484	476	480	480	485	488	489	489	502	537	542	550	<b>10743</b>

**Tabela II.8.2-3 - Universo de Exposição das plataformas auto-elevatórias em todo o Mundo, utilizado para os cálculos de frequência para o período de 2003-2007, em unidades-ano.**

UNIVERSO DE EXPOSIÇÃO EM TODO O MUNDO UTILIZADO PARA OS CÁLCULOS DE FREQUÊNCIA (1980-2002) (UNIDADES-ANO)								
Tipo de unidade	TOTAL 1980-2002	2002	2003	2004	2005	2006	2007	TOTAL
Plat. Auto-elevatória	10743	550	550	550	550	550	550	<b>13493</b>



\* Os valores de unidades-anos de 2002 foram repetidos para os anos 2003-2007.

Desta forma, para calcularmos a frequência de ocorrência de um dado tipo de acidente, como qualquer um daqueles mencionados no item anterior, basta dividirmos o número absoluto de acidentes do tipo considerado relatado no WOAD, pelo número do universo de exposição do banco de dados, que no caso de plataformas auto-elevatórias é de 13.493 plataformas-ano.

Nesse caso, a frequência será expressa em plataforma-ano, ou seja, por ano de exposição da plataforma.

Se analisarmos a tendência do valor do universo de exposição de 1980 a 2002, veremos que este tende a subir para maioria dos tipos de plataformas. Desta forma, adotar os valores de 2002 para os anos de 2003 a 2007 significa subestimar estes valores. Como a frequência de ocorrência de um acidente é o produto do número absoluto deste tipo de acidente pelo universo de exposição, quanto menor o universo de exposição, maior será a frequência (medida conservativa).

Para avaliarmos qual a probabilidade ou chance de que um acidente do tipo considerado venha a ocorrer durante o período da atividade da plataforma auto-elevatória, basta multiplicar a frequência obtida pelo tempo de exposição (expresso em anos) da atividade considerada.

Estritamente falando, a multiplicação da frequência pelo tempo de exposição fornece um valor aproximado para a probabilidade de ocorrência, o qual é uma excelente aproximação para o caso de baixas frequências de ocorrência e tempos de exposição relativamente pequenos, sendo ambas as condições atendidas nesse trabalho.

Nos casos onde essas condições não são atendidas, há que se usar um procedimento mais rigoroso, por exemplo, considerando-se a ocorrência dos eventos acidentais como um processo de Poisson e utilizando-se suas conhecidas expressões para se obter a probabilidade de ocorrência de acidentes no período considerado. A simples multiplicação, nesses casos, pode levar a





valores maiores que 1, o que, obviamente não é possível em se tratando de probabilidade de ocorrência.

### Graus de dano (ou severidade) dos acidentes

O WOAD apresenta, na maioria dos casos, o volume de óleo ou produto perigoso liberado para o ambiente marinho em cada acidente registrado na base de dados.

Para a classificação do grau de dano (ou grau de severidade) foi adotado para o presente estudo a norma Petrobras N-2782 de dezembro de 2010 (Técnicas Aplicáveis à Análise de Riscos Industriais).

Nesta norma, na “Tabela B.1 - Categorias de Severidade para Meio Ambiente - Água (Vazamento de Petróleo ou Derivados)” (Tabela II.8.2-4), existe uma classificação para grau de dano por tipo de ambiente, volume da liberação (em m<sup>3</sup>) e grau API do óleo. Para classificação do grau de dano, foi adotada a faixa do grau API de 17,5 < API < 35, que atende de forma conservativa ao óleo de Camorim, e a região costeira.

**Tabela II.8.2-4 - Classificação do Grau de Dano segundo Norma Petrobras N-2782, de dezembro de 2010.**

Grau de Dano para Ambientes Marinhos	Volume em m <sup>3</sup> , para grau API 17,5 < API ≤ 35.
Catastrófico	≥ 200
Crítico	20 ≤ V < 200
Média	1 ≤ V < 20
Marginal	0,1 ≤ V < 1
Desprezível	< 0,1

### Grau de Dano vs. Tipo de Unidade

A Tabela II.8.2-5 apresentada a seguir mostra o número de acidentes com liberação de óleo para o mar para cada tipo de instalação, por grau de severidade, nos registros do WOAD, durante os anos de 1970-2007, segundo classificação da N-2782 de dezembro de 2010.

**Tabela II.8.2-5 - Número de acidentes com liberação de óleo para o mar para cada tipo de instalação, por grau de severidade, nos registros do WOAD, durante os anos de 1970-2007, segundo classificação da Norma Petrobras N-2782 de dezembro de 2010 de acordo com o apresentado na Tabela II.8.2-4.**

GRAU DE DANO	TIPO DE INSTALAÇÃO - WOAD			
	Plataforma Jaqueta	Plataforma Auto-elevatória	Duto	Barcaça Lançamento
<b>Catastrófico</b>	16 (8%)	7 (21%)	24 (43%)	1
<b>Crítico</b>	27 (13%)	3 (9%)	10 (18%)	0
<b>Média</b>	74 (35%)	12 (37%)	16 (28%)	0
<b>Marginal</b>	0 (0%)	1 (3%)	0 (0%)	0
<b>Desprezível</b>	92 (44%)	10 (30%)	6 (11%)	0
<b>Informados</b>	209	33	56	1
<b>Não Informado</b>	46 (18%)	27 (45%)	56 (50%)	1(50%)
<b>Total</b>	255	60	112	2

Para os quatro tipos de instalações abordadas no WOAD, existem vários registros onde não são informados os volumes de óleo liberado. Os graus de dano apresentados no WOAD para estes registros, não são exclusivamente relacionados a danos ambientais, mas também ao patrimônio, vida humana e outros.

Desta forma, neste estudo optou-se por classificar como não informada a classe do dano para os registros em que não foram informados os volumes de óleo liberado para o mar.

Dentre os registros existentes com informação de grau de dano no WOAD, observa-se na Tabela II.8.2-5 que as instalações com maior percentual de registros informados na categoria de danos catastróficos foram as plataformas auto-elevatórias e os dutos, com 21% e 43%, respectivamente. Para a categoria de dano crítico, as instalações com maior percentual de registros nesta categoria são as jaquetas e novamente dutos, com 13% e 18%, respectivamente.

Na categoria de dano médio, as instalação com maior percentual de registros é a de plataforma auto-elevatória (37%), seguida de plataforma jaqueta (35%). Para danos desprezíveis, novamente aparecem as plataformas de jaqueta e auto-elevatória, com 44% e 30%, respectivamente. Na categoria de dano marginal foi encontrado apenas um evento em plataformas auto-elevatórias (3%). Não são feitas considerações sobre as barcaças de lançamento devido ao escasso número de registros.

Verifica-se que para os dutos e as plataformas auto-elevatórias, vários registros do WOAD de acidentes com liberação de óleo para o mar não informam os volumes derramados.

A Tabela II.8.2-6 apresenta os dados de volume de óleo liberado para o mar, mas agora os enquadrando na classificação de pequeno, médio e grande vazamento, segundo o Termo de Referência N° 029/08, emitido pelo IBAMA para este processo de licenciamento, no banco de dados WOAD. Estes dados estão apresentados para cada tipo de instalação e apenas considerando os registros onde são informados os volumes de óleo derramado no mar.

**Tabela II.8.2-6 - Número de acidentes com liberação de óleo para o mar para cada tipo de instalação, por volume, nos registros do WOAD, durante os anos de 1970-2007, segundo classificação constante no Termo de Referência emitido pelo IBAMA para o presente processo de licenciamento.**

Classe de vazamento	TIPO DE INSTALAÇÃO - WOAD			
	Plataforma Jaqueta	Plataforma Auto-elevatória	Duto	Barcaça Lançamento
Grande (>200m <sup>3</sup> )	16 (8%)	7 (21%)	24 (43%)	1
Médio (8 a 200m <sup>3</sup> )	49 (23%)	8 (24%)	18 (32%)	0
Pequeno (<8m <sup>3</sup> )	144 (69%)	18 (55%)	14 (25%)	0

Assim como para a classificação de categoria de dano, observa-se que o tipo de instalação com o maior percentual de acidentes com grande volume de óleo vazado é a de dutos (43%). Para as plataformas de Jaqueta e auto-elevatória, o maior percentual é de pequenos vazamentos. Como para a categoria de danos, as barcaças de lançamento não são analisadas por não possuírem quantidade representativa de registros.

### Estatística dos acidentes

Esta seção apresenta uma série de tabelas onde são mostrados diversos tipos de levantamentos de ocorrências acidentais para as plataformas de jaqueta, plataformas auto-elevatórias, dutos e barcaças de lançamento nos quais tenha ocorrido liberação de óleo e produtos perigosos para o ambiente marinho, no período de 1970-2007, segundo dados do WOAD.

## Tipo de Acidente vs. Grau de Dano

A Tabela II.8.2-7 apresenta o número de ocorrências, para todas as instalações consideradas nesta análise para o WOAD (plataformas de jaqueta, plataformas auto-elevatórias, dutos e barcaças de lançamento), relacionando o tipo de acidente com o grau de dano, segundo N-2782 de dezembro de 2010, da Petrobras, para o período de 1970-2007. As definições dos tipos de acidentes, bem como dos graus de danos, já foram apresentadas nas seções anteriores.

**Tabela II.8.2-7 - Grau de dano de acidente por Tipo de acidente: todas as instalações no mundo, 1970-2007, segundo dados do WOAD.**

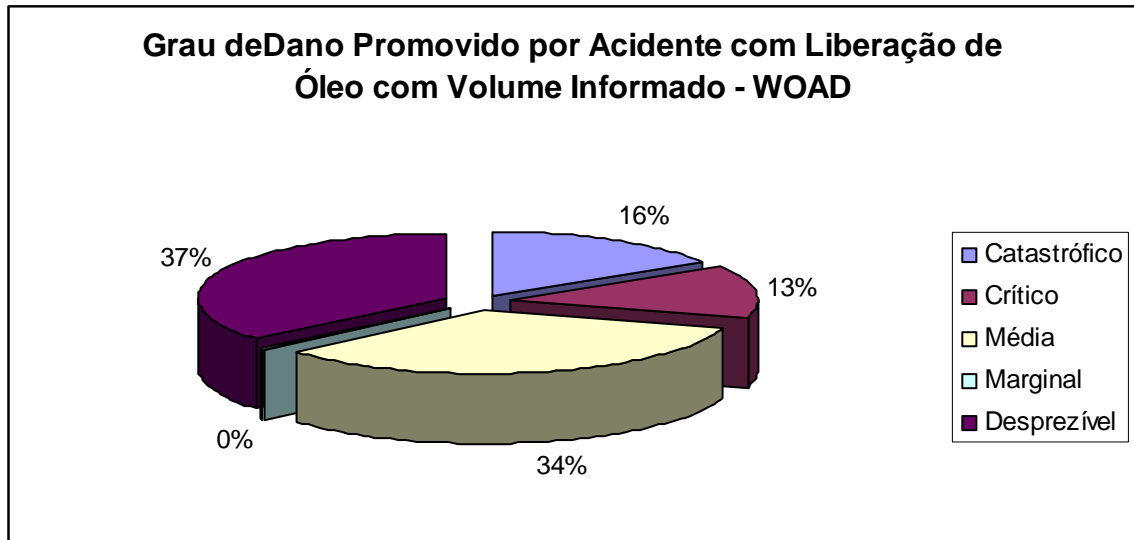
TIPO DE ACIDENTE	GRAU DE DANO - WOAD						
	Catastrófico	Crítico	Média	Marginal	Desprezível	Não Informado	Total Informado
Blowout	5	2	6	0	3	15	16
Capsizing	1	0	1	0	1	4	3
Colisão	8	5	8	0	2	8	23
Explosão	0	0	3	0	0	0	3
Queda de carga	0	0	0	0	1	1	1
Incêndio	11	1	9	0	36	29	57
Adernamento	0	0	1	0	0	2	1
Derrame/liberação	21	30	70	1	59	68	181
Danos estruturais	2	2	1	0	2	2	7
Problema no poço	0	0	3	0	4	1	7
TOTAL	48	40	102	1	108	130	299

Analisando a Tabela II.8.2-7, observa-se que para dano catastrófico os principais tipos de acidentes foram: derrame, incêndio, colisão e *blowout*. Para a categoria de danos críticos, os acidentes que mais estão associados são os mesmos.

Cabe ressaltar que o maior número de registros de acidentes do WOAD está relacionado a derrame/liberação como evento principal do acidente, com um total de 249 registros (aproximadamente 58%).

Dos 181 eventos acidentais associados com derrame/liberação como evento principal, com dados de volume informados, 89% são críticos, médios, marginais ou desprezíveis e 11% catastróficos. De todos os acidentes com volume de óleo derramado para o mar informados no WOAD, agora não somente os associados com derrame/liberação como evento principal, a maioria dos danos

são desprezíveis ou médios (36% e 34%, respectivamente), 13% são críticos e 16% são catastróficos (Figura 2).



**Figura II.8.2.2** - Grau de dano promovido por acidente com liberação de óleo, com volume informado no WOAD, no mundo, 1970-2007.

### Tipo de Acidente vs. Modo de Operação e Volume de Óleo

Esta seção apresenta o levantamento do número de ocorrências relacionando o tipo de acidente com liberação de óleo ou produto perigoso para o meio marinho e o modo de operação.

A Tabela II.8.2-8 mostra os valores para o período de 1970-2008, para todas as unidades aqui analisadas (plataformas de jaqueta, plataformas auto-elevatórias, dutos e barcas de lançamento), para os dados do WOAD.

**Tabela II.8.2-8 - N<sup>o</sup> de ocorrências de acidentes por modo de operação: todas as unidades analisadas, no mundo, no período de 1970-2007, WOAD.**

TIPO DE ACIDENTE	MODO DE OPERAÇÃO* - WOAD												Total
	Perf	Perf/Prod	Acom	Prod	Compres	Sup	Trans	Bomb	Inj	Oper	Riser	Out	
Blowout	13	6		12									31
Capsizing	4			1		1							6
Colisão	5	3		5			18						31
Explosão				3									3
Queda de carga		1		1									2
Incêndio	22	27	1	30	1	1		1	1	1		1	86
Adernamento	1			2									3
Afundamento	1												1
Derrame/liberação	17	45		88			86	3	3		4	3	249
Danos estruturais		1		1			7						9
Problema no poço	4	2		2									8
<b>TOTAL</b>	<b>67</b>	<b>85</b>	<b>1</b>	<b>145</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>111</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>429</b>

\* Abreviações:

Perf	Perfuração	Trans	Transferência
Perf/Prod	Perfuração e Produção	Bomb	Bombeamento
Acomod	Acomodação	Inj	Injeção
Prod	Produção	Oper Lanç	Operação de Lançamento
Compres	Compressão	Riser	Inst. Riser
Sup	Apoio	Out	Outros

Analisando a Tabela II.8.2-8 nota-se que o tipo de acidente mais frequente foi o derramamento/liberação (249), seguido de incêndio (86). Dos 249 derramamento/liberação catalogados no WOAD, 88 (35% aproximadamente) ocorreram durante a produção e 86 (aproximadamente 34%) durante transferência de óleo.

Das 86 ocorrências relacionadas com incêndio, 30 (cerca de 35%) também foram durante a produção. Os modos de operação com maior número de derramamentos de produtos perigosos para o mar (principalmente óleo) são: produção, transferência, perfuração e perfuração/produção.

Os dois acidentes com liberação de produto perigoso no mar (biocida), registrados no WOAD, ambos com plataformas auto-elevatórias, estão relacionados ao modo de operação perfuração.

A Tabela II.8.2-9 apresenta o tipo de acidente do WOAD pelo tamanho do vazamento, seguindo classificação de pequeno, médio e grande vazamento, segundo o Termo de Referência emitido pelo IBAMA para este processo de licenciamento.

**Tabela II.8.2.9 - Tipo de acidente por tamanho do vazamento, para todas as unidades analisadas, no mundo, no período de 1970-2007, para o WOAD.**

TIPO DE ACIDENTE	CLASSE DE VAZAMENTO - WOAD				
	Grande (>200m <sup>3</sup> )	Médio (8 a 200m <sup>3</sup> )	Pequeno (<8m <sup>3</sup> )	Não Informado	Total Informado
Blowout	5	2	9	15	16
Capsizing	1	0	2	3	3
Colisão	8	11	4	8	23
Explosão	0	0	3	0	3
Queda de carga	0	0	1	1	1
Incêndio	11	1	45	29	57
Adernamento	0	0	1	3	1
Afundamento	0	0	0	1	0
Derrame/liberação	21	57	101	68	179
Danos estruturais	3	1	3	2	7
Problema no poço	0	1	6	1	7
TOTAL	49	73	175	131	297

A partir da Tabela II.8.2-9 pode-se verificar que a maior ocorrência de grandes vazamentos de óleo para o mar está associada ao tipo de acidente derrame/liberação (43%), seguido de incêndio (22%). Do total de derramamentos informados, 59% são de pequeno volume (<8m<sup>3</sup>), 25% de médio volume (8 a 200m<sup>3</sup>), 16% de grande volume (>200m<sup>3</sup>) e em 44% dos registros existentes no WOAD não existem dados sobre o volume de óleo que foi liberado para o meio marinho. As duas liberações de produtos perigosos para o mar (biocidas) registradas no WOAD são referentes a atividade de derrame/liberação, com volumes médio e pequeno.



## Tipo de Acidente vs. Tipo de Instalação

A Tabela II.8.2-10 mostra o número de ocorrências relacionando o tipo de acidente com o tipo de instalação para o período de 1970-2007, para o mundo inteiro, no WOAD.

**Tabela II.8.2-10** - Nº de ocorrências de acidentes por tipo de instalação, no mundo, no período de 1970-2007, WOAD.

TIPO DE ACIDENTE	TIPO DE INSTALAÇÃO - WOAD				TOTAL
	Plataforma Jaqueta	Plataforma Auto-elevatória	Duto	Barcaça Lançamento	
<i>Blowout</i>	18	13			31
<i>Capsizing</i>	1	5			6
Colisão	8	5	18		31
Explosão	3				3
Queda de carga	2				2
Incêndio	67	17		2	86
Adernamento	2	0			2
Afundamento		2			2
Derrame/liberação	148	14	87		249
Danos estruturais	2		7		9
Problema no poço	4	4			8
<b>TOTAL</b>	<b>255</b>	<b>60</b>	<b>112</b>	<b>2</b>	<b>429</b>

Verifica-se que o tipo de acidente com liberação de óleo ou produtos perigosos para o mar mais frequente é derrame/liberação (249 registros), com 59% dos registros, e estão relacionados com plataformas de jaqueta. Em seguida ao derrame/liberação aparece o incêndio (86 registros). Destes, 67 (aproximadamente 78%) também ocorreram em plataformas de jaqueta. Os dois acidentes com barcaças de lançamento estão relacionados a incêndio.

## Modo de Operação vs. Grau de Dano e Volume de Óleo

A Tabela II.8.2-11 apresenta o número de acidentes com liberação de óleo ou produtos perigosos para o mar relacionando o modo de operação com o grau de dano, segundo N-2782 (dezembro de 2010) da Petrobras, para os períodos de 1970-2007, segundo os dados do WOAD.

**Tabela II.8.2-11 - Modo de operação por grau de dano para todas as instalações analisadas, no mundo, no período de 1970-2007, WOAD.**

GRAU DE DANO – WOAD							
TIPO DE ACIDENTE	Catastrófico	Crítico	Média	Marginal	Desprezível	Não Informado	Total Informado
Perf	8	5	14	1	10	28	38
Perf/Prof	4	8	25	0	27	21	64
Acom	0	0	0	0	1	0	1
Prod	11	16	38	0	56	24	121
Compres	0	0	0	0	1	0	1
Sup	0	0	0	0	2	0	2
Trans	24	10	17	0	6	54	57
Bomb	0	0	2	0	2	0	4
Inj	0	0	1	0	3	0	4
Oper Lanç	0	0	0	0	0	1	0
Riser	0	1	2	0	0	1	3
Out	1	0	3	0	0	0	4
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>40</b>	<b>102</b>	<b>1</b>	<b>108</b>	<b>130</b>	<b>299</b>

\* Abreviações:

Perf	Perfuração	Trans	Transferência
Perf/Prod	Perfuração e Produção	Bomb	Bombeamento
Acomod	Acomodação	Inj	Injeção
Prod	Produção	Oper Lanç	Operação de Lançamento
Compres	Compressão	Riser	Inst. Riser
Sup	Apoio	Out	Outros

Analisando especificamente o modo de operação produção, a Tabela II.8.2-11 indica que a maior parte dos acidentes com liberação de produtos perigosos ou óleo para o mar produz danos desprezíveis (36% dos dados informados), seguido de danos marginais (34%) e os danos catastróficos correspondem a 16%.

O modo de operação transferência, o de segunda maior ocorrência, depois de produção, traz danos críticos e médio com 47% de ocorrência cada, e danos catastróficos com 42% de ocorrência.

A Tabela II.8.2-12 apresenta as Classes de Vazamento segundo classificação do IBAMA no Termo de Referência para o presente processo de licenciamento, pelo modo de operação, para as instalações objeto desta análise, segundo o WOAD.

**Tabela II.8.2-12 - Classe de Vazamento por Modo de Operação, no mundo, no período de 1970-2007, WOAD.**

MODO DE OPERAÇÃO	CLASSE DE VAZAMENTO*- WOAD				
	Grande (>200m <sup>3</sup> )	Médio (8 a 200m <sup>3</sup> )	Pequeno (<8m <sup>3</sup> )	Não Informado	Total Informado
Perf	8	10	20	28	38
Perf/Prof	4	12	48	21	64
Acom	0	0	1	0	1
Prod	11	29	81	25	121
Compres	0	0	1	0	1
Sup	0	0	2	0	2
Trans	24	20	13	54	57
Bomb	0	0	4	0	4
Inj	0	1	3	0	4
Oper Lanç	0	0	0	1	0
Riser	0	1	2	1	3
Out	1	3	0	0	4
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>76</b>	<b>175</b>	<b>130</b>	<b>299</b>

\* Abreviações:

Perf	Perfuração	Trans	Transferência
Perf/Prod	Perfuração e Produção	Bomb	Bombeamento
Acomod	Acomodação	Inj	Injeção
Prod	Produção	Oper Lanç	Operação de Lançamento
Compres	Compressão	Riser	Inst. Riser
Sup	Apoio	Out	Outros

Observando a tabela acima verifica-se que a maior ocorrência de grandes vazamentos (>200m<sup>3</sup>) ocorre no modo de transferência (50% dos casos). Em seguida, com 23% dos casos informados, aparece o modo de produção.

A maior ocorrência no modo de produção é a de pequenos vazamentos (67% dos casos), já os grandes derramamentos neste modo de produção não ultrapassam os 9% dos casos com informação no WOAD.

### Modo de Operação vs. Tipo de Instalação

A Tabela II.8.2-13 apresenta o número de acidentes com liberação de óleo para o mar, relacionando o modo de operação com o tipo de instalação para todas as unidades, no período de 1970-2007, segundo o WOAD.



**Tabela II.8.2-13 - Modo de operação por tipo de instalação no mundo, 1970-2007, WOAD.**

MODO DE OPERAÇÃO	TIPO DE UNIDADE - WOAD			
	Plataforma Jaqueta	Plataforma Auto-elevatória	Duto	Barçaça Lançamento
Perf	10	56		
Perf/Prof	85			
Acom	1			
Prod	142	2	2	
Compres	1			
Sup		2		
Trans	1		110	
Bomb	4			
Inj	4			
Oper Lanç				1
Riser	4			
Out	3			1
Total	255	60	112	2

Analisando a Tabela II.8.2-13 nota-se que o número de acidentes relativos a produção corresponde a 34% dos registros, no período de 1970-2007. Nota-se também que quase 100% dos acidentes relacionados a dutos são no modo de transferência. Para as plataformas de jaqueta, 85% dos acidentes estão relacionados ao modo de produção e 33% ao modo de perfuração/produção.

Para as plataformas auto-elevatórias, 93% dos acidentes são no modo perfuração e somente 3% estão relacionados a suporte a outras atividades.

### Tipos de Liberação

Nesta seção estão apresentados os números de acidentes/incidentes com liberação de óleo ou produtos perigosos para o mar relacionados com o tamanho da liberação. Aqui, são apresentados os registros para todas as instalações objeto do presente estudo, para o período de 1970-2007.

### Tipo de Liberação vs. Tamanho da Liberação

A Tabela II.8.2-14 mostra os números de acidentes com liberação de óleo ou produtos perigosos líquidos para o mar, para todas as instalações, no período de 1970-2007 no WOAD.

**Tabela II.8.2-14 - Tipo de Líquido liberado para o mar por tamanho da liberação (segundo IBAMA), para todas as instalações no mundo, 1970-2007, WOAD.**

TIPO DE LIBERAÇÃO	TAMANHO DA LIBERAÇÃO - WOAD				
	Grande (>200m <sup>3</sup> )	Médio (8 a 200m <sup>3</sup> )	Pequeno (<8m <sup>3</sup> )	Não Informado	Total Informado
Óleo bruto	28	35	87	84	150
Óleo e gás	15	3	35	34	53
Óleo leve	5	34	24	11	63
Químicos (biocida)	0	1	1	0	2
Não Informado	0	2	29	1	31
Total	48	75	176	130	299

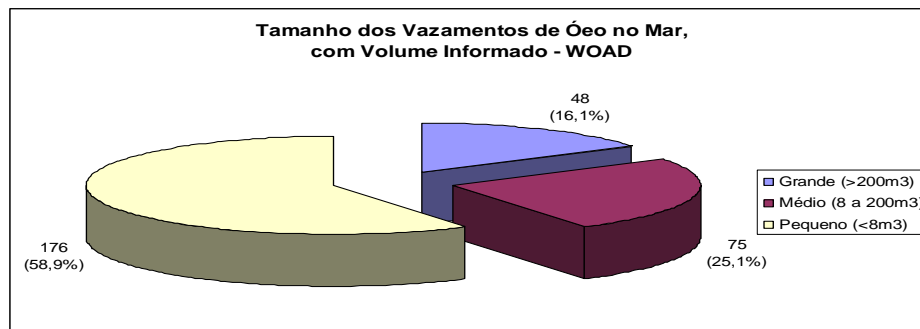
Das liberações de óleo bruto, 58% foram de grande volume, 23,3% de médio volume e 18,7% de pequeno volume. O maior percentual de vazamento de grandes volumes está relacionado a este tipo de óleo (óleo bruto) com 58,3% dos derramamentos. Em segundo lugar, estão os vazamentos de óleo e gás com 31% do total dos grandes vazamentos.

Os dois registros existentes no WOAD sobre produtos químicos perigosos para meio marinho são referentes a biocida. Destes, um é de médio volume e outro é de pequeno.

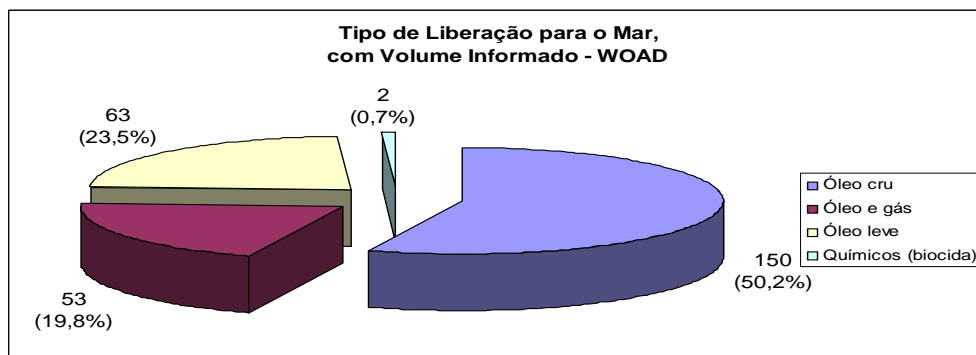
Quanto aos óleos leves, a maioria dos registros (54%) é de médio volume. Para pequenos volumes, os dados mostram 38% dos vazamentos, enquanto que os grandes vazamentos são 8% do total.

Ao se observar a Figura II.8.2-3, abaixo, verifica-se que o maior número de acidentes no WOAD, dos quais se possui informação do volume de óleo ou líquido perigoso para o mar, é de pequeno volume (aproximadamente 58,9%).

Acidentes com volume médio de liberação são 25,1% do total e para grandes volumes, a ocorrência é de 16,1%.



**Figura II.8.2.3** - Classes de tamanho de vazamento de óleo, segundo classificação IBAMA (1970-2007 - WOAD).



**Figura II.8.2.4** - Tipo de liberação (1970-2007 - WOAD).

A partir do gráfico II.8.2-4, observa-se que 50,2% dos derramamentos para o mar no WOAD, das instalações aqui analisadas, são de óleo bruto. Os óleos leves aparecem em segundo lugar com 23,5%, seguido por óleo e gás com 19,8% e, somente 0,7% é referente a produtos químicos, que nesse caso se referem a biocidas.

### II.8.2.2 – Dados do CAD-INC

Os dados analisados no CADINC, relativos a Bacia de Sergipe-Alagoas no período de 2007 a 2011, referem-se a embarcações de apoio, FPSOs, oleodutos e diferentes tipos de plataformas móveis e fixas como pode ser visto na Tabela II.8.2-15. Como podemos observar nesta tabela, dos acidentes registrados (10 acidentes no total), 2 (20%) acidentes podem ser classificados como críticos segundo classificação da Norma Petrobras N-2782 de dezembro de 2010; 6

(60%) acidentes são classificados como marginal; e 2 acidentes (20%) como desprezível.

Dos acidentes registrados 60% ocorreram em plataformas, incluindo FPSO's e 30% ocorreram em oleodutos.

**Tabela II.8.2-15 – Tabela de Eventos Acidentais do CAD-INC**

Bloco ou Campo	Nome da Instalação	Data do Incidente	Descrição sucinta	Tipo de Sustância	Quantidade estimada derramada no mar (m³)
PIRANEMA	Embarcação Lars Grael	9/4/2007	Vazamento de óleo pelo suspiro do tanque de óleo lubrificante.	Óleo lubrificante	0,007
GUARICEMA	Oleoduto PGA-3/EPA	11/4/2007	Vazamento de petróleo para o mar. Causa provável: furo no duto.	Petróleo	0,257
GUARICEMA	Oleoduto PGA-3/EPA	2/5/2007	Vazamento de petróleo para o mar. Causa provável: furo no duto	Petróleo	0,043
GUARICEMA	Oleoduto PGA-3/EPA	29/5/2007	Vazamento de petróleo para o mar. Causa provável: furo no duto.	Petróleo	0,4
PIRANEMA	NS-18 (Noble Muravlenko)	8/12/2007	Vazamento de fluido de perfuração base parafina, na base do poço.	Fluido de perfuração sintético	0,066
PIRANEMA	FPSO PIRANEMA	6/01/2008	Vazamento de óleo diesel pela câmara de lançamento de pig durante operação de limpeza da linha de produção do poço 4-SES-149.	Óleo diesel	0,002
GUARICEMA	PGA-3	11/11/2008	Liberação de efluente oleoso durante operação de passagem de raspador no oleoduto PDO1/PGA3.	Petróleo	0,02
PIRANEMA	NS-09 (S. C. Lancer)	8/11/2010	Vazamento de fluido de perfuração base parafina devido à desconexão de emergência do poço provocada por blackout na sonda.	Fluido de perfuração sintético	39,7
PIRANEMA	NS-09 (S. C. Lancer)	14/2/2011	Durante os preparativos para descida da ANM foi detectado, pelo ROV, um borbulhamento na cabeça do poço.	Petróleo	0,5
SEAL M-495	NS-09 (S. C. Lancer)	3/6/2011	vazamento de fluido de perfuração sintético em uma junta de riser.	Fluido de perfuração sintético	31,8



### **II.8.3 – Identificação dos Cenários Acidentais (APP)**

Este estudo consiste na identificação e classificação dos possíveis cenários com riscos ambientais decorrentes do Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

Para identificação dos possíveis cenários acidentais foi empregada a metodologia denominada Análise Preliminar de Perigos (APP), que permite identificar os cenários acidentais e falhas operacionais passíveis de ocorrer em um dado sistema, analisando suas causas e efeitos e buscando propor medidas para redução dos riscos do sistema.

#### **ESCOPO DA APP**

O escopo desta análise compreende as instalações dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema. De acordo com o Projeto de Ampliação, o campo de Camorim tem dez plataformas em operação, sendo prevista a instalação do convés da plataforma PCM-11 e lançamento de mais uma. Já as instalações de Dourado são compostas por três plataformas novas e três já existentes e, em Guaricema, duas novas plataformas serão acrescentadas às sete existentes. A estação de tratamento da água produzida fica localizada na EPA, nas instalações do Pólo Atalaia, situadas no bairro de Atalaia, Aracajú-SE.

Para a elaboração da APP, foram definidos sete módulos:

- Módulo 1: Construção e montagem
- Módulo 2: Intervenção em poços produtores
- Módulo 3: Lançamento de novos dutos
- Módulo 4: Lançamento de plataformas
- Módulo 5: Perfuração de poços produtores/injetores/exploratórios
- Módulo 6: Plataformas dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema
- Módulo 7: Malha de escoamento

## DEFINIÇÃO DOS PRINCIPAIS TERMOS UTILIZADOS

A seguir é apresentada a definição dos principais termos utilizados nesta análise:

**Perigo:** são eventos que podem causar danos às instalações, às pessoas ou ao meio ambiente.

**Causa:** define-se como causa a falha ou o evento ou sequência de eventos que conduzam ao perigo.

**Efeitos:** são as consequências dos eventos acidentais que resultam em danos às pessoas (segurança pessoal), às instalações, ao meio ambiente e a imagem da companhia.

**Meios de detecção e proteção:** são os dispositivos, barreiras, instrumentação e acessórios que podem de alguma maneira detectar a falha ou minimizar os efeitos das consequências.

**Água produzida:** água que é produzida juntamente com o óleo.

**Água para injeção:** água produzida que é tratada na Estação de Tratamento de Água Produzida de Atalaia, para ser injetada nos poços.

**Duto:** tubulação que interliga plataformas. Inclui lançadores/recebedores de *pig* e válvulas.

**Gas lift:** gás constituído basicamente de gás natural, que é utilizado para elevar a pressão do poço produtor.

**Ramais:** tubulações que interligam poços produtos/injetores às plataformas.

## ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGO

A Análise Preliminar de Perigos (APP) é uma metodologia estruturada para identificar os riscos que podem ser causados devido à ocorrência de eventos indesejáveis. Esta metodologia pode ser usada para sistemas em início de desenvolvimento ou em fase de projeto e, também, como revisão geral de segurança de sistemas já em operação.

Na APP, inicialmente são enumerados os perigos, as causas correlatas e os possíveis efeitos (consequências) para os eventos levantados. Na sequência é então feita uma avaliação qualitativa das frequências de ocorrência e das severidades das consequências para os cenários de acidente e, obtidos,



consequentemente, os riscos associados. Portanto, os resultados obtidos são qualitativos, não fornecendo estimativa numérica.

Neste estudo serão analisados cenários com riscos de impactos ambientais para o Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

## CRITÉRIOS ADOTADOS NA APP

Os critérios adotados na APP, para classificação das categorias de severidade, frequência e matriz de risco são da Norma Petrobras, N-2782 – Critérios para Aplicação de Técnicas de Avaliação de Riscos, de dezembro de 2010.

## METODOLOGIA DA APP

A realização da análise propriamente dita foi feita através do preenchimento da planilha de APP. A planilha utilizada nesta APP contém nove colunas, as quais foram preenchidas conforme a descrição apresentada a seguir.

### 1ª Coluna: Perigo

Esta coluna contém os perigos identificados para o módulo de análise em estudo. De uma forma geral, os perigos são eventos acidentais que têm potencial para causar danos ao meio ambiente.

### 2ª Coluna: Causas

As causas genéricas de cada perigo são discriminadas nesta coluna. Estas causas envolvem tanto falhas intrínsecas de equipamentos (vazamentos, rupturas, falhas de instrumentação, e outros) como erros humanos de operação e manutenção. Estas causas são avaliadas separadamente para cada condição operacional de interesse (operação normal, partida, parada, ou outra condição de interesse). Cada condição operacional avaliada dará origem a um conjunto específico de cenários.

### 3ª Coluna: Modo de Detecção / Salvaguardas

Os modos disponíveis na instalação para a detecção do perigo identificado na primeira coluna são relacionados nesta coluna. A detecção da ocorrência do perigo tanto pode ser realizada através de instrumentação (alarmes de pressão, de temperatura, e outros.), como através de percepção humana (visual, odor, ruído).

### 4ª Coluna: Efeitos

Os possíveis efeitos danosos de cada perigo identificado estão listados nesta coluna.

### 5ª Coluna: Categoria de Frequência do Cenário

De acordo com a metodologia de APP adotada neste trabalho, os cenários acidentais foram classificados em categorias que fornecem uma indicação qualitativa da frequência esperada de ocorrência para os cenários identificados. As categorias de frequência utilizadas neste trabalho estão listadas na Tabela II.8.3-1.

**Tabela II.8.3-1 - Categorias de Frequência do Cenário.**

<b>Categoria</b>	<b>Denominação</b>	<b>Descrição</b>
<b>E</b>	Frequente	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação
<b>D</b>	Possível	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação
<b>C</b>	Pouco Provável	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de unidades similares
<b>B</b>	Remota	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria
<b>A</b>	Extremamente Remota	Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria

### 6ª Coluna: Categoria de Severidade do Cenário

Também de acordo com a metodologia de APP adotada neste trabalho, os cenários acidentais são classificados em categorias de severidade, as quais fornecem uma indicação qualitativa do grau de severidade das consequências de

cada um dos cenários identificados. A Tabela II.8.3-2 apresenta as categorias de severidade utilizadas no estudo.

**Tabela II.8.3-2 - Categorias de Severidade do Cenário.**

Categoria	Denominação	Descrição / Características
V	Catastrófica	Danos severos em áreas sensíveis ou se estendendo para outros locais.
IV	Crítica	Danos severos com efeito localizado.
III	Média	Danos moderados.
II	Marginal	Danos leves.
I	Desprezível	Danos insignificantes.

Para a análise de severidade de cenários com vazamento de petróleo ou derivados, é levado em consideração o tipo de ambiente, o volume liberado (m<sup>3</sup>) e o grau API conforme a Tabela II.8.3-3.

**Tabela II.8.3-3 - Categorias de Severidade para Meio Ambiente – Água (Vazamento de Petróleo ou Derivados), conforme Norma Petrobras N-2782.**

Tipo de ambiente (água)	Categoria de severidade	Volume vazado (V) em m <sup>3</sup> , 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 lóxicas)	V Catastrófica	≥ 250	≥ 175	≥ 100	≥ 50
	IV Crítica	25 ≤ V < 250	17,5 ≤ V < 175	10 ≤ V < 100	5 ≤ V < 50
	III Média	2,5 ≤ V < 25	1,75 ≤ V < 17,5	1 ≤ V < 10	0,5 ≤ V < 5
	II Marginal	0,25 ≤ V < 2,5	0,175 ≤ V < 1,75	0,1 ≤ V < 1	0,05 ≤ V < 0,5
	I Desprezível	V < 0,25	V < 0,175	V < 0,1	V < 0,05
4 Águas interiores (águas lênticas tais como lagoas, baías, rios não caudalosos etc.)	V Catastrófica	≥ 50	≥ 35	≥ 20	≥ 10
	IV Crítica	5 ≤ V < 50	3,5 ≤ V < 35	2 ≤ V < 20	1 ≤ V < 10
	III Média	0,5 ≤ V < 5	0,35 ≤ V < 3,5	0,2 ≤ V < 2	0,1 ≤ V < 1
	II Marginal	0,05 ≤ V < 0,5	0,035 ≤ V < 0,35	0,02 ≤ V < 0,2	0,01 ≤ V < 0,1
	I Desprezível	V < 0,05	V < 0,035	V < 0,02	V < 0,01



## 7ª Coluna: Categoria de Risco do Cenário

Combinando-se as categorias de frequência com as de severidade obtém-se uma Matriz de Tolerabilidade de Riscos, conforme apresentada na Tabela II.8.3-4 que fornece uma indicação qualitativa do nível de risco de cada cenário identificado na análise. Já na Tabela II.8.3-5 temos a descrição do nível de controle necessário conforme a classificação de risco.

**Tabela II.8.3.4 - Matriz de Tolerabilidade de Riscos, conforme Norma Petrobras N-2782.**

		Categorias de frequência									
		Descrição / características				A	B	C	D	E	
		Pessoas	Patrimônio / continuidade operacional	Meio ambiente (ver Nota 1)	Imagem	Extremamente remota	Remota	Pouco provável	Possível	Frequente	
						Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de unidades similares	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação	
Categorias de Severidade das Consequências	V	Catastrófica	Múltiplas fatalidades intramuros ou fatalidade extramuros (ver Nota 2)	Danos catastróficos podendo levar à perda da instalação industrial	Danos severos em áreas sensíveis ou se estendendo para outros locais	Impacto internacional	M	M	NT	NT	NT
	IV	Crítica	Fatalidade intramuros ou lesões graves extramuros (ver Nota 3)	Danos severos a sistemas (reparação lenta)	Danos severos com efeito localizado	Impacto nacional	T	M	M	NT	NT
	III	Média	Lesões graves intramuros ou lesões leves extramuros	Danos moderados a sistemas	Danos moderados	Impacto regional	T	T	M	M	NT
	II	Marginal	Lesões leves	Danos leves a sistemas / equipamentos	Danos leves	Impacto local	T	T	T	M	M
	I	Desprezível	Sem lesões ou no máximo casos de primeiros socorros	Danos leves a equipamentos sem comprometimento da continuidade operacional	Danos insignificantes	Impacto insignificante	T	T	T	T	M

**Tabela II.8.3.5 - Categorias de risco, conforme Norma Petrobras N-2782.**

Categoria de risco	Descrição do nível de controle necessário
<b>Tolerável (T)</b>	Não há necessidade de medidas adicionais. A monitoração é necessária para assegurar que os controles sejam mantidos.
<b>Moderado (M)</b>	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")
<b>Não Tolerável (NT)</b>	Os controles existentes são insuficientes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência ou a severidade das conseqüências, de forma a trazer os riscos para regiões de menor magnitude de riscos (regiões ALARP ou tolerável).

**8ª Coluna: Observações / Recomendações**

Esta coluna contém as recomendações ou quaisquer observações pertinentes ao cenário de acidente em estudo.

**9ª Coluna: Cenário (#)**

Esta coluna contém o número de identificação do cenário acidental, sendo preenchida sequencialmente para facilitar a consulta a qualquer cenário de interesse.

**RESULTADOS OBTIDOS**

A Análise Preliminar de Perigos para os campos de Camorim, Dourado e Guaricema resultou na identificação de 290 cenários acidentais passíveis de ocorrer, distribuídos entre os 7 (sete) módulos de análise, conforme segue:

- **Módulo 1: Construção e montagem** - 13 (treze) cenários acidentais identificados;
- **Módulo 2: Intervenção em poços produtores** – 30 (trinta) cenários acidentais identificados;
- **Módulo 3: Lançamento de novos dutos** - 12 (doze) cenários acidentais identificados;
- **Módulo 4: Lançamento de plataformas** - 13 (treze) cenários acidentais identificados.



- **Módulo 5: Perfuração de poços produtores/injetores/exploratórios** - 22 (vinte e dois) cenários acidentais identificados.
- **Módulo 6: Plataformas dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema** - 185 (cento e oitenta e cinco) cenários acidentais identificados.
- **Módulo 7: Malha de Escoamento** - 15 (quinze) cenários acidentais identificados.

A Tabela II.8.3-6, a seguir, mostra como se encontram classificados os cenários acidentais, segundo as categorias de frequência, severidade e risco.

**Tabela II.8.3-6 - Distribuição dos Cenários Acidentais**

		Categorias de Frequência					Total
		A	B	C	D	E	
Categorias de Severidade das consequências	V	1	23	14	0	0	38
	IV	2	45	0	25	0	72
	III	9	25	16	52	65	167
	II	0	0	0	2	0	2
	I	0	1	1	9	0	11
	Total	12	94	31	88	65	290

A Tabela II.8.3-6 mostra que, em termos de frequência, foram classificados 12 cenários como “Extremamente Remota”, 94 cenários como “Remota”, 31 cenários como “Pouco Provável”, 88 cenários como “Possível” e 65 cenários como “Frequente”.

Com relação às categorias de severidade, nota-se que 38 cenários foram classificados como de severidade “Catastrófica”, 72 cenários foram classificados como de severidade “Crítica”, 167 cenários como de severidade “Média”, 2 cenários como de severidade “Marginal” e 11 cenários como de severidade “Desprezível”.

Como o risco associado a cada um dos cenários identificados é definido pela intersecção das categorias de frequência e de severidade na Matriz de

Tolerabilidade de Riscos, observa-se que 47 (16%) cenários foram classificados na categoria de “Risco Tolerável”, 139 (48%) cenários na categoria de “Moderado” e 104 (36%) cenários foram classificados na categoria de “Risco Não Tolerável”.

Em decorrência da análise realizada (APP), foram propostas 28 recomendações, enumeradas na Tabela II.8.3-7, a seguir:

**Tabela II.8.3-7 - Lista de Recomendações**

<b>Recomendações</b>
<b>Módulo 1</b>
<p>Acionar o PEI / PEVO-SEAL.</p> <p>Manter programa de conscientização dos pescadores para isolamento da área das plataformas, incluindo a emissão de “Aviso aos Navegantes”.</p> <p>Utilizar recursos para combate à poluição por óleo a bordo – Kit SOPEP (Shipboard Oil Pollution Emergency Plan), constantes do PEI.</p> <p>Instalar bacia de contenção no gerador da contratada</p> <p>Garantir que planos de manutenção e inspeção dos tanques de diesel sejam cumpridos.</p> <p>Adicionar este cenário ao PEVO-SEAL.</p>
<b>Módulo 2</b>
<p>Utilizar recursos para combate à poluição por óleo a bordo – Kit SOPEP (Shipboard Oil Pollution Emergency Plan), constantes do PEI.</p> <p>Acionar o PEI / PEVO-SEAL.</p> <p>Manter programa de conscientização dos pescadores para isolamento da área das plataformas, incluindo a emissão de “Aviso aos Navegantes”.</p> <p>Executar atividade de transferência de diesel da embarcação de suprimento para a sonda durante o dia.</p> <p>Adicionar este cenário ao PEVO-SEAL.</p>
<b>Módulo 3</b>
<p>Utilizar recursos para combate à poluição por óleo a bordo – Kit SOPEP (Shipboard Oil Pollution Emergency Plan), constantes do PEI.</p> <p>Acionar o PEI / PEVO-SEAL.</p> <p>Garantir que a operação se realize durante o dia e em condições de mar adequadas</p> <p>Isolar com flange cego ou raquete, próximo aos equipamentos, os trechos de linha que sofrerá intervenção.</p> <p>Garantir que os trechos de linha sejam devidamente drenados para local adequado, antes da liberação para serviço.</p> <p>Na interligação do novo duto PGA3/EPA ao Lançador de Pig aplicar técnicas adequadas de análise de riscos.</p> <p>Adicionar este cenário ao PEVO-SEAL.</p>

### Recomendações

#### Módulo 4

Acionar o PEI / PEVO-SEAL.

Realizar manutenção preventiva para garantia de confiabilidade das válvulas de travamento automático nos dutos, acionadas por baixa pressão (SDV's).

Utilizar recursos para combate à poluição por óleo a bordo – Kit SOPEP (Shipboard Oil Pollution Emergency Plan), constantes do PEI.

Garantir que a operação se realize durante o dia e em condições de mar adequadas

Manter programa de conscientização dos pescadores para isolamento da área das plataformas, incluindo a emissão de “Aviso aos Navegantes”.

#### Módulo 5

Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.

Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores etc.).

Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada.

Seguir os procedimentos operacionais.

Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.

Seguir os procedimentos de transferência de produto entre as embarcações.

Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema de coleta e descarte de fluidos e descarte de fluidos.

Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.

Acionar o *Ship Oil Pollution Emergency Plan* – SOPEP.

Acionar o PEI / PEVO-SEAL.

Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores de pressão, inundação a água, BOP etc.).

Seguir Programa do Teste do Poço.

Seguir o procedimento para desativação temporária dos poços, conforme a portaria ANP N. 25/2002.

Seguir procedimento durante a perfuração e monitorar a penetração máxima das pernas da plataforma.

Respeitar o limite máximo de penetração das pernas da plataforma

Consultar o estudo de fundo do mar antes de posicionar a plataforma.

Seguir programa de inspeção e manutenção do equipamento.

#### Módulo 6

Garantir a disponibilidade do Kit SOPEP, kit de primeiros socorros e itens móveis do sistema de combate a incêndio em todas as plataformas.

Instalar parede corta chamas na PCM-01, isolando a BCI da área dos poços.

Incluir em procedimento a necessidade da presença de dois trabalhadores quando de intervenções de operação ou manutenção na área anexa sob área dos poços (mezanino).

Incluir em procedimentos e APRs a boa prática de direcionar a descarga dos vents das SDVs



Lara Varoveska



Coordenador da Equipe



Mariana Bardy



Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

### Recomendações

para local seguro e de colocação de caps nos drenos e vents manuais (próximos ao local de realização do serviço), quando de intervenções com trabalho a quente em áreas classificadas.

Remover o gerador diesel e demais fontes de ignição do convés de produção, relocando-o para local seguro (fora do perímetro da área classificada).

Adequar a habitação da unidade marítima (plataforma) ao determinado na NORMAN 01, para unidades marítimas classificadas como não habitada.

Avaliar a possibilidade de redução na frequência de habitação da plataforma, considerando a implementação de projetos de automação.

Acionar o PEI / PEVO-SEAL.

Intensificar treinamento de operadores e pessoal envolvido na manutenção/inspeção das plataformas nos procedimentos escritos (operacionais, críticos, manutenção e inspeção), considerando os riscos associados, com periodicidade definida e com avaliação formal dos conhecimentos, dentro do SGCA. Estabelecer plano de treinamento.

Dotar as plataformas de sistema de indicação de direção de vento (biruta), garantindo a localização adequada.

Garantir o cumprimento da programação de verificação e drenagem do SUMP.

Cumprir plano de inspeção do sistema de içamento (eslingas, olhais, cintas, ganchos e demais acessórios).

Elaborar plano de manutenção para caixas e gaiolas de transporte e garantir utilização adequada destas (tara e carga máxima).

Garantir a sinalização das taras e cargas máximas dos sistemas de içamento.

Instalar abastecedores de diesel, tanques e geradores em áreas providas de contenção.

Disponibilizar FISPQs e FISPs e treinar pessoal envolvido em atividades de operação/inspeção/manutenção da plataforma.

Elaborar e treinar pessoal em procedimento de abastecimento do reservatório do gerador diesel.

Adicionar este cenário ao PEVO-SEAL.

Instalar SDV para proteção do inventário dos oleodutos no receptor de óleo RO-PCM-03/02.

Instalar parede corta chamas na PCM-02, isolando a BCI da área dos poços.

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-PCM-01 (imediatamente a montante do oleoduto PCM-02/01).

Remover o gerador diesel e demais fontes de ignição do convés de produção, relocando-o para local seguro (fora do perímetro da área classificada).

Sinalizar as áreas classificadas nas plataformas.

Incluir no plano de inspeção/manutenção preventiva do Ativo os equipamentos dos sistemas de emergência das Plataformas que ainda não estão contemplados no plano (SDVs, BDVs, SSSVs e etc).

Quando da necessidade de instalação de geradores, garantir que os mesmos sejam instalados fora do convés de produção

Instalar parede corta chamas na PCM-03, isolando a BCI da área dos poços.

Finalizar projeto de As Built e disponibilizar documentação atualizada, uma vez que esta documentação poderá ser utilizada em situações de crise. Deverá ser disponibilizado,

### Recomendações

prioritariamente, o fluxograma de engenharia na PCM-09, sala de controle e na sala de controle e na própria plataforma.

Instalar CFTV na PCM-03 com monitor na sala do supervisor.

Para efeito de redução na frequência de habitação da plataforma, considerar a realização de manutenções multidisciplinares. Considerar os aspectos de risco quando da tomada de decisão.

Verificar se foi considerado a existência de Plug-fusível quando da delimitação de áreas classificadas da plataforma. Caso não tenha sido considerado, deve ser classificada a área na qual existem plug-fusíveis.

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-PCM-02 (imediatamente a montante do oleoduto PCM-03/02).

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-PCM-04/05 (imediatamente a montante do oleoduto PCM-04/05).

Instalar CFTV na PCM-04 com monitor na sala do supervisor.

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-PCM-05/01 (imediatamente a montante do oleoduto PCM-05/01).

Elaborar plano de inspeção/manutenção preventiva para as válvulas manuais associadas a alinhamentos críticos (desde a válvula principal de chegada até anular dos poços).

Proceder com as intervenções de manutenção em linhas e equipamentos quando detectada necessidade nos serviços de inspeção.

Avaliar a possibilidade de abastecer o gerador sem a necessidade de içamento do tanque andarilho. Caso seja possível, adotar esta prática contemplando-a em procedimento.

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-16"-PCM-06/05; (imediatamente a montante do oleoduto PCM-06/05).

Incluir em procedimentos e APRs ações que garantam a permanência da válvula na sua posição de segurança durante intervenções em sistemas pressurizados, a fim de impedir a sua atuação inadvertida e/ou espúria.

Instalar CFTV na PCM-06, com monitor na sala do supervisor.

Relocar ponto de liberação de dispersão de gases para local seguro (está direcionado para trajetória da cesta de passageiros).

Cumprir procedimento que determina a exigência de eslingas próprias para cada carga.

Garantir treinamento de pessoal que fará intervenções nas plataformas não habitadas, quanto à localização dos recursos de primeiros socorros, rotas de fuga e demais aspectos do plano de segurança, através de briefing.

Garantir o atendimento do PE-3E4-02255 para transferência de pessoas por "cesta".

Contemplar no plano de inspeção/manutenção linhas e equipamentos do sistema de diesel.

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-PCM-07/01 (imediatamente a montante do oleoduto PCM-07/01).

Instalar CFTV na PCM-07 com monitor na sala do supervisor.

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-PCM-08/06 (imediatamente a montante do oleoduto PCM-08/06).

Instalar CFTV na PCM-08 com monitor na sala de controle da operação.

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do

### Recomendações

lançador de óleo LO-PCM09/05 (imediatamente a montante do oleoduto PCM-09/05).

Avaliar a viabilidade da instalação de câmeras adicionais ao CFTV, principalmente para monitoração do vaso separador.

Substituir a biruta existente por outra de melhor visibilidade.

Garantir o cumprimento do PE-3E4-01393, Coleta de Resíduo Oleoso.

Garantir treinamento de pessoal que fará intervenções na PCM-09, enfatizando quanto à localização dos recursos de primeiros socorros, rotas de fuga e demais aspectos do plano de segurança, através de briefing.

Incluir em procedimento operacional a manobra de redução da vazão de gás para o queimador quando de pousos, decolagens e aeronave no heliponto, considerando os aspectos técnicos.

Analisar se o projeto do queimador da PDO-01 é adequado para as condições operacionais atuais. Caso detectada a necessidade, adequar o queimador a estas condições.

Estabelecer comunicação via rádio aeronáutico.

Instalar estação meteorológica automática na PDO-1, disponibilizando as informações na PCM-09 e/ou aeroporto ou, alternativamente, colocar sensor de temperatura no heliponto com indicação local e na PCM-09. Os sistemas implementados devem ser capazes de indicar as condições ambientais do heliponto.

Avaliar a necessidade/funcionalidade da instalação de estação meteorológica automática na PGA-3, disponibilizando as informações na PCM-09 e/ou aeroporto ou, alternativamente, colocar sensor de temperatura no heliponto com indicação local e na PCM-09.

Avaliar alternativas para garantir o funcionamento do CFTV da PGA-03, com imagens do heliponto capazes de identificar a direção do vento a partir da biruta.

Relocar a biruta para área fora de interferência da descarga do guindaste

Avaliar o sistema de drenagem do heliponto e garantir o perfeito atendimento ao disposto na NORMAM 01 (drenagem de querosene de aviação diretamente para o mar).

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-PCM-10/09 (imediatamente a montante do oleoduto PCM-10/09).

Garantir que todas as válvulas da árvore de natal dos poços fora de operação sejam mantidas fechadas. Se possível manter a SSSV fechada.

Garantir a sinalização de área classificada e a disponibilização das plantas de classificação nas plataformas.

Garantir que os conjuntos moto-bomba de transferência sejam apropriadas para área classificada.

Avaliar a possibilidade de relocar os geradores para área de não classificada ou, alternativamente, substituir os geradores atuais por modelos com segurança intrínseca.

Garantir que todos os painéis eletro-eletrônicos, caixas de passagem e caixas de emenda sejam apropriadas para área classificada, com manutenção adequada.

Garantir o cumprimento do PE-3E4-00745, Partida de BCI, que prevê o tempo de 10 minutos para teste de BCI e 30 minutos para teste de emergência.

Avaliar a viabilidade e custo eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-PGA-03/EPA (imediatamente a montante do oleoduto PGA-03/EPA).

Instalar CFTV na PDO-01 com monitor na sala do supervisor.



**Recomendações**

Avaliar a relocação dos compressores de ar para área não classificada (fontes potenciais de ignição e possibilidade sucção de gás combustível).

Automatizar as plataformas de dourado.

Avaliar instalação de sistemas de alarme (visual e/ou sonoro), considerando a lógica de votação necessária para minimizar o número de atuações espúrias.

Incluir no plano de inspeção/manutenção preventiva do Ativo os equipamentos dos sistemas de emergência das Plataformas que ainda não estão contemplados no plano (SDVs, SSSVs, e etc).

Garantir o funcionamento e eficiência da sinalização noturna da plataforma.

Elaborar plano de inspeção/manutenção preventiva para as válvulas manuais associadas a alinhamentos críticos (oleodutos e poços).

Alinhar a descarga da PSV para o header de alívio da plataforma (local seguro).

Disponibilizar documentação atualizada, uma vez que esta documentação poderá ser utilizada em situações de crise. Deverá ser disponibilizada, prioritariamente, o fluxograma de engenharia, sala de controle (CIC-MAR), na plataforma PDO-01 e na própria plataforma.

Instalar CFTV na PDO-02, com monitor na sala de controle da operação (CIC-MAR).

Garantir a existência dos componentes do sistema de combate à incêndio, conforme plano de segurança.

Garantir o cumprimento do plano de inspeção preventiva.

Instalar CFTV na PDO-03, com monitor na sala de controle da operação (CIC-MAR).

Instalar parede corta chamas na PGA-01, isolando a BCI da área dos poços.

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-PGA-01/03 (imediatamente a montante do oleoduto PGA-01/03).

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante da última válvula manual da linha de lançamento (10") PGA02/03 (imediatamente a montante do oleoduto PGA-02/03).

Instalar parede corta chamas na PGA-03, isolando a BCI das áreas dos poços.

Avaliar a viabilidade e custo-eficiência/benefício para a instalação de SDV a jusante do lançador de óleo LO-PGA-07/03 (imediatamente a montante do oleoduto PGA-07/3).

Garantir que a operação se realize durante o dia e em condições de mar adequadas

**Módulo 7**

Acionar o PEI / PEVO-SEAL.

Aplicar de plano de integridade de dutos submersos, com passagem de PIG instrumentado, proteção catódica, Análise dos resíduos após passagem de PIG, inspeção externa com mergulhador.

Garantir que a operação se realize durante o dia e em condições de mar adequadas

Adicionar este cenário ao PEVO-SEAL.

As planilhas elaboradas durante a execução do estudo estão apresentadas no Apêndice A desta Seção II.8.



### II.8.3.1 Avaliação das Frequências de Ocorrência dos Cenários Acidentais

Tipicamente, o risco de um acidente fica perfeitamente caracterizado quantitativamente como um conjunto formado por três elementos:

**RISCO = {Cenário, Frequência, Consequência}**

O cenário de acidente consiste na composição da ocorrência de um evento iniciador de acidente e das diferentes possibilidades de evolução do acidente a partir da ocorrência do evento iniciador.

Para o estudo em questão, estimamos a frequência de ocorrência de todos os cenários acidentais identificados na Análise Preliminar de Perigos (APP) realizada para as etapas de instalação do projeto, produção e perfuração que podem resultar em danos ambientais, com liberação de óleo para o mar.

Não fazem parte do escopo desta análise de frequências os cenários envolvendo as instalações da EPA, cenários com contaminação do solo ou rede pluvial e cenários com liberação de produtos químicos. Além disso, não foram considerados os cenários envolvendo quantidades de óleo muito pequenas (abaixo de 0,1m<sup>3</sup>) conforme acordado com o órgão ambiental licenciador.

Para a estimativa da frequência de ocorrência dos cenários acidentais foram utilizados dados históricos de frequência de acidente e a técnica de Árvores de Falhas. O **Apêndice B** apresenta a lista dos documentos de projeto utilizados também como base para a estimativas das frequências na fase de produção e, no **Apêndice C**, são informadas as referências bibliográficas utilizadas.

Para a análise de risco ambiental, os cenários da APP foram agrupados por tipo e volume derramável de óleo, localização/ponto de liberação, ponto de modelagem e similaridade das causas identificadas para a ocorrência dos cenários referentes a cada fase do projeto (instalação, perfuração e produção). Este agrupamento foi realizado em duas etapas.

Para a primeira etapa, as frequências foram calculadas para os cenários da APP como parte de um “grupo de frequência” considerando principalmente a similaridade nas causas identificadas para a sua ocorrência. Assim sendo, no


**Apêndice C**, são apresentados: a caracterização dos cenários da APP de acordo com as variáveis utilizadas para os agrupamentos, as tabelas de cálculo das frequências de ocorrência dos cenários acidentais selecionados e as árvores de falha para cada “grupo de frequência”.

Cabe informar que as premissas para os cálculos das frequências de cada “grupo de frequência” são apresentadas no **Apêndice D** e, no **Apêndice E**, é apresentada a memória de cálculo das frequências dos cenários de acidentes da fase de produção quando pertinente.


Na segunda etapa, os cenários de acidentes da APP foram reagrupados e denominados “grupos de cenários” de forma a determinar as frequências para os pontos de modelagem definidos na Análise de Vulnerabilidade.

As Tabelas II.8.3.1-1 a II.8.3.1-3 apresentam os grupos de cenários de derramamento de óleo no mar analisados neste estudo, assim como, as frequências de ocorrência dos mesmos.



Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

**Tabela II.8.3.1-1 – Frequência de ocorrência dos cenários de derramamento de óleo no mar selecionados para a Análise Quantitativa de Risco Ambiental – FASE DE INSTALAÇÃO**

INSTALAÇÃO								
Campo	Tipo de Óleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários	Frequência (por ano)		
Camorim	Diesel	PCM 1	8	4, 5, 7, 8, 13, 14, 15, 25, 26, 31, 43, 44, 46, 55, 58, 61, 68	1	1,13E-02		
			200	6, 9, 16, 27, 59, 62	2	4,43E-03		
			500	17, 28, 45, 47, 60, 63	3	4,87E-03		
	Bruto	PCM 1	8	10, 40, 48, 52, 65	4	2,74E-03		
			200	11, 41, 53, 66	5	2,57E-08		
		PCM 5	200	49, 57	6	2,80E-03		
		PCM 9	8	10, 40, 52, 65	7	1,23E-05		
			248	12, 42, 54, 67	8	2,57E-08		
			Dourado	Diesel	PDO 1	8	1, 14, 15, 20, 21, 25, 31, 34, 35, 44, 46, 58, 61	9
		200				2, 16, 23, 27, 36, 59, 62	10	1,20E-03
500	17, 24, 28, 37, 45, 47, 60, 63	11				3,20E-03		
Bruto	PDO1	8		3, 48, 56	12	2,84E-03		
		200	49	13	2,73E-03			
	PDO2	8	3, 48	14	4,59E-03			
		200	49	15	4,55E-03			
		200	57	16	6,58E-05			
Guaricema	Diesel	PGA 3	8	1, 14, 15, 31, 44, 46, 61	17	3,32E-03		
			200	2, 16, 62	18	7,83E-04		
			500	17, 63, 45, 47	19	2,61E-03		
	Bruto	PGA 3	8	3, 48	20	5,48E-03		
			200	49, 51	21	5,46E-03		
		PGA 10	8	3, 48, 64	22	4,78E-03		
			200	49	23	4,55E-03		
			PE 05	8	64	24	4,65E-04	

**Tabela II.8.3.1-2 – Frequência de ocorrência dos cenários de derramamento de óleo no mar selecionados para a Análise Quantitativa de Risco Ambiental – FASE DE PERFURAÇÃO**

PERFURAÇÃO						
Campo	Tipo de Óleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários	Frequência (por ano)
Camorim	Diesel	PCM 1	8	73,74,90	25	3,05E-05
			200	85	26	1,08E-04
			500	83, 84,86	27	1,24E-04
	Bruto	PCM 1	8	87	28	1,66E-06
			200	88	29	2,13E-09
		PCM 9	8	87	30	1,66E-06
			248	89	31	2,13E-09
			Dourado	Diesel	PDO 1	8
200	85	33				8,10E-05
500	83, 84,86	34				9,32E-05
Bruto	PDO 4	200		82	35	1,86E-04
		7500		75	36	1,75E-04
	PDO 6	200		82	37	2,79E-04
		7500		75	38	1,75E-04
	GA 64	7500		75	39	2,33E-04
	PDO 1	8		76 e 78	40	1,50E-04
		200		77	41	9,86E-08
Guaricema	Diesel	PGA 3	8	73,74,90	42	3,75E-05
			200	85	43	1,35E-04
			500	83, 84,86	44	1,55E-04
	Bruto	PGA 3	8	76 e 78	45	6,01E-04
			200	77	46	3,95E-07
		PGA 10	8	76 e 78	47	3,01E-04
			200	77 e 82	48	7,44E-04
			7500	75	49	9,20E-04
		PE 5	8	76 e 78	50	1,50E-04
			200	77 e 82	51	4,65E-04
			7500	75	52	2,33E-04
		GA 7	7500	75	53	7,00E-04
		GA 64	7500	75	54	2,33E-04

**Tabela II.8.3.1-3 – Frequência de ocorrência dos cenários de derramamento de óleo no mar selecionados para a Análise Quantitativa de Risco Ambiental – FASE DE PRODUÇÃO**

PRODUÇÃO						
Campo	Tipo de Óleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários	Frequência (por ano)
Camorim	Diesel	PCM 1	8	94, 99, 103, 109, 114, 119, 120, 125, 126, 128, 131, 132, 136, 138, 139, 143, 150, 151, 152, 153, 155, 159, 164, 165, 170, 171, 172, 290	55	2,81E-01
			200	95, 104, 110, 115, 121, 127, 129, 130, 137, 145, 154, 156, 165, 166, 173, 174	56	2,34E-02
			500	95, 104, 110, 115, 121, 129, 130, 145, 156, 166, 173, 184	57	7,99E-03
	Bruto	PCM 1	8	91, 92, 93, 97, 100, 101, 106, 107, 111, 112, 116, 117, 133, 134, 273, 274, 275, 287	58	4,25E-01
			200	98, 102, 108, 113, 118, 135, 288	59	4,75E-02
			207	273, 274, 275, 276, 277, 278, 284, 285, 286	60	2,72E-02
		PCM 9	8	122, 123, 140, 141, 147, 148, 157, 161, 162, 163, 167, 168, 273, 274, 275, 287	61	4,13E-01
			200	124, 142, 149, 169	62	7,41E-02
			248	158, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 284, 285, 286, 289	63	2,63E-02
			CM 10	420	96, 146, 273, 274, 275	64

PRODUÇÃO						
Campo	Tipo de Oleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários	Frequência (por ano)
Dourado	Diesel	PDO 1	8	181, 183, 186, 187, 188, 195, 204, 205, 213	65	9,44E-02
			200	182, 184, 192, 198, 207, 212, 216	66	4,03E-03
			500	184, 192, 198, 207, 212, 216	67	1,46E-03
	Bruto	PDO 1	8	175,176, 177, 179, 180, 195, 196, 197, 200, 201, 202, 209, 210, 213, 214, 273, 274, 275	68	1,79E-01
			200	178, 203, 211, 215	69	4,30E-02
		PDO 2	8	188, 189, 190, 273, 274, 275	70	3,40E-02
			200	273, 274, 275	71	1,05E-02
		PDO 4	8	200, 201, 202, 273, 274, 275	72	4,06E-03
			200	273, 274, 275	73	4,06E-03
			7500	208	74	6,38E-04
		PDO 6	8	213, 214, 273, 274, 275	75	2,84E-02
			7500	185, 191, 193, 194, 199, 217	76	1,91E-03
		DO 16	7500	273, 274, 275	77	1,95E-09
Guaricema	Diesel	PGA 3	8	221, 222, 225, 226, 230, 235, 236, 237, 241, 242, 243, 244, 248, 249, 251, 252, 256, 257	78	4,82E-02
			200	223, 231, 238, 245, 258, 260, 263, 267, 272	79	3,33E-03
			500	223, 231, 238, 245, 258, 260, 263, 267, 272	80	1,22E-03
	Bruto	PGA 3	8	218, 219, 232, 233, 246, 247, 260, 261, 264, 265, 273, 274, 275	81	1,64E-01
			200	220, 234, 262, 266	82	3,28E-02
			264	279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286	83	1,10E-01
		PE-5	7500	224, 239, 240, 259	84	2,23E-03

PRODUÇÃO						
Campo	Tipo de Óleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários	Frequência (por ano)
		PGA 10	8	227, 228, 253, 254, 268, 269, 273, 274, 275	85	1,24E-01
			200	229, 255, 270, 273, 274, 275	86	4,57E-02
			7500	271	87	2,87E-03
		GA 7	7500	273, 274, 275	88	1,62E-09
		GA 58	7500	273, 274, 275	89	3,25E-10
		GA 64	7500	273, 274, 275	90	3,25E-10



## **II.8.4 – Avaliação das Consequências**

### **II.8.4.1 – MODELAGEM DA DISPERSÃO DE ÓLEO**

Após a identificação dos cenários acidentais e cálculo de suas respectivas frequências, foram avaliadas as consequências para o meio ambiente a partir da modelagem de dispersão de óleo diesel e óleo bruto.

Para a Fase de Perfuração, foram modelados cenários de diesel e óleo bruto, sendo os cenários de diesel relacionados com a movimentação de embarcações ou acidentes com unidades marítimas e os cenários de óleo bruto relacionados com vazamentos acidentais durante a perfuração.

Para a Fase de Instalação, foram modelados cenários de diesel, envolvendo embarcações de apoio e atividades de suprimento, e óleo bruto, para os quais foram consideradas cenários de danos aos dutos de escoamento de óleo, passíveis de sofrerem algum tipo de dano durante as atividades previstas para esta fase.

Para a Fase de Produção, foram modelados cenários de óleo bruto, considerando as condições futuras de escoamento da malha de dutos dos campos em Camorim, Dourado e Guaricema, cujas vazões sofrerão sensíveis incrementos com o projeto de injeção de águas, e cenários de óleo bruto e diesel envolvendo os equipamentos e atividades inerentes à operação das plataformas existentes e futuras.

### **FASE DE INSTALAÇÃO**

Os cenários envolvendo óleo diesel foram enquadrados nas categorias de descarga pequena (até 8m<sup>3</sup>), descarga média (até 200m<sup>3</sup>) e descarga grande, que corresponde ao Volume de Pior Caso (500m<sup>3</sup>). O enquadramento nas 3 categorias dependeu do volume de óleo combustível armazenado nos tanques e embarcações envolvidas na diferentes operações previstas na fase de instalação, conforme descrito na APP.

Foram enquadrados como descarga pequena os cenários envolvendo operações de reabastecimento de tanques fixos e móveis nas plataformas.

Vazamentos de diesel envolvendo colisão ou afundamento de embarcações foram enquadrados como descarga média ou grande, a depender do porte das embarcações envolvidas nas diferentes operações a serem realizadas.

No caso de vazamento de óleo bruto, foram identificados cenários de descarga que poderão resultar em descargas pequenas e médias, devido a danos aos “risers” de poços não surgentes e oleodutos nas condições atuais de escoamento. Cenários envolvendo danos aos “risers” de poços surgentes, comparáveis a cenários de descontrole de poço surgente, apresentam volume de vazamento superior a 200 m<sup>3</sup>.

Nesta fase de instalação, as descargas pequenas estão associadas aos cenários envolvendo falha de interligação das novas linhas com os equipamentos existentes.

Descargas médias de óleo bruto na Fase de Instalação estão associadas à falha de interligação do Lançador de PIG do novo duto PGA-3 / EPA na plataforma. O volume de descarga para este cenário, estimado em 33 m<sup>3</sup>, corresponde ao vazamento durante 10 minutos, considerando a vazão de transferência da produção da plataforma com sua produção atual.

## **FASE DE PERFURAÇÃO**

Está prevista no projeto a perfuração de poços de produção e injeção em horizontes com pressão original e poços exploratórios em Dourado e Guaricema, para as quais está prevista a descarga de pior caso (7.500m<sup>3</sup>, para 30 dias), correspondente a blowout.

O afundamento das Unidades Marítimas de Perfuração (Plataformas Auto-Elevatórias) podem levar ao vazamento de diesel em volume acima de 200m<sup>3</sup>, representando a descarga de pior caso para cenários de diesel.

## **FASE DE PRODUÇÃO (PÓS-INJEÇÃO)**

Uma vez concluídas as etapas de instalação e iniciada a injeção de água nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, as condições de escoamento da malha de dutos sofrerão modificações em relação às condições atuais, considerando ainda a ampliação dessa malha de escoamento com a operação de

novos dutos em Dourado e Guaricema. Os volumes referentes a esses cenários podem ser de média e grande liberação.

Cenários nas plataformas apresentam volumes correspondentes em sua maioria a pequenas liberações (até 8m<sup>3</sup>). Os cenários de descontrole de poço de produção surgente apresentam volumes superiores a 200m<sup>3</sup>, sendo de 420m<sup>3</sup> para Camorim e 7.500m<sup>3</sup> em Dourado e Guaricema, para 30 dias de vazamentos.

## RESPOSTA A EMERGÊNCIA

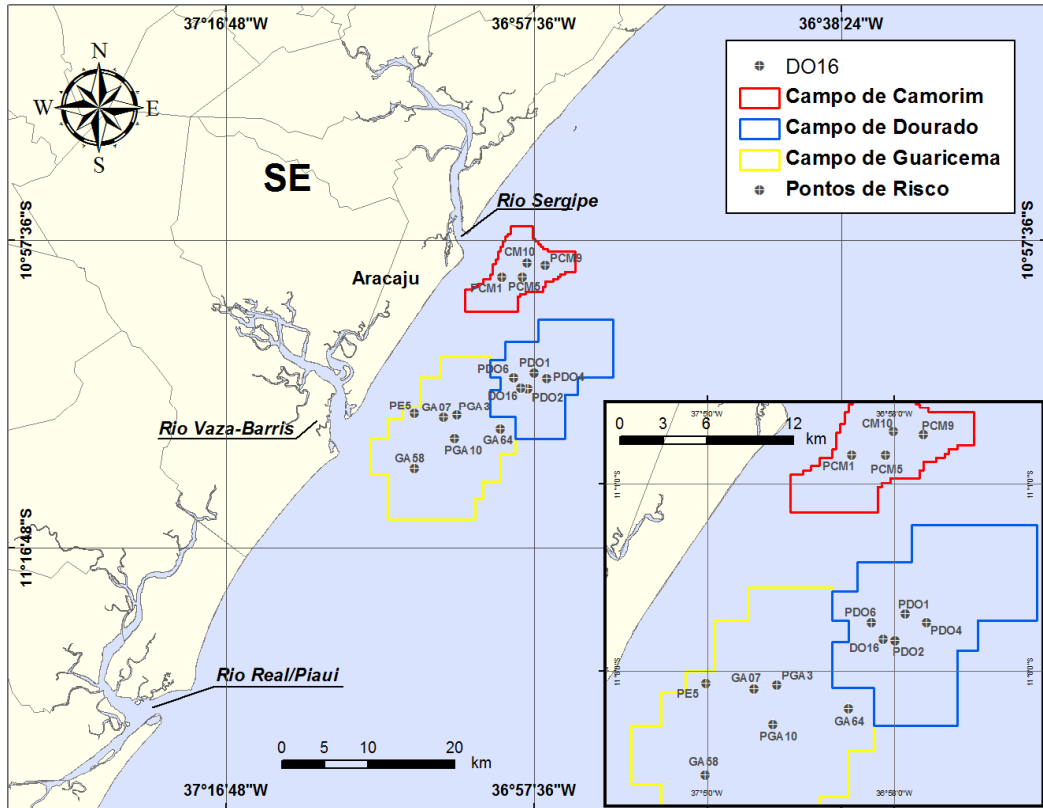
Quando da realização de operações de contenção e recolhimento de óleo durante emergências na diversas fases do projeto, vazamentos podem ocorrer na descarga da água oleosa recolhida pelas embarcações oil rec nos dois pontos de descarte escolhidos, a saber: PCM-01 e PCM-09. Neste caso estão previstos volumes acima de 200m<sup>3</sup>, no caso de falha de mangote de transferência, concomitante com a falha dos sistema de bloqueio dos oleodutos que receberão o descarte de óleo. O volume de pior caso corresponde a falha no ponto de descarte da PCM-09, com valor estimado em 248m<sup>3</sup>.

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

#### **II.8.4.2.1 – Análise de Vulnerabilidade**

A costa do Estado de Sergipe está localizada na plataforma continental nordeste do Brasil em um trecho de costa retilínea com pequenas barras de rios, riachos e restingas. Na costa entre Alagoas e Sergipe localiza-se o delta do Rio São Francisco, que foi gerado por sedimentos projetados ao mar pelo rio (Ab'Saber, 2001).

A área de estudo é a região onde se localizam os Campos de Camorim, Guaricema e Dourado, bem como a região dos estuários dos rios Sergipe, Vaza-Barris e Piauí/Real, como mostra a Figura II.8.4.2.1-1. Nesta figura observa-se, também, a delimitação dos três campos, e a localização dos quinze pontos de risco selecionados para a modelagem.



**Figura II.8.4.2.1-1** - Localização da área de estudo e dos pontos de risco da modelagem de óleo. (O GA-70 corresponde ao PE-5).

Os 15 (quinze) pontos acima apresentados foram escolhidos como representativos dos cenários identificados na APP, agrupados de acordo com o tipo de óleo, volume e local de vazamento. Tais cenários envolvem vazamentos de óleo diesel nos três campos, nas três fases do projeto, conforme discriminados nas Tabelas II.8.4.2.1-1, II.8.4.2.1-2 e II.8.4.2.1-3.

**Tabela II.8.4.2.1-1 – Pontos de Riscos para a Fase de Instalação .**

INSTALAÇÃO					
Campo	Tipo de Óleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários
Camorim	Diesel	PCM 1	8	4, 5, 7, 8, 13, 14, 15, 25, 26, 31, 43, 44, 46, 55, 58, 61, 68	1
			200	6, 9, 16, 27, 59, 62	2
			500	17, 28, 45, 47, 60, 63	3
	Bruto	PCM 1	8	10, 40, 48, 52, 65	4
			200	11, 41, 53, 66	5
			200	49, 57	6
			8	10, 40, 52, 65	7
			248	12, 42, 54, 67	8
Dourado	Diesel	PDO 1	8	1, 14, 15, 20, 21, 25, 31, 34, 35, 44, 46, 58, 61	9
			200	2, 16, 23, 27, 36, 59, 62	10
			500	17, 24, 28, 37, 45, 47, 60, 63	11
	Bruto	PDO1	8	3, 48, 56	12
			200	49	13
			8	3, 48	14
			200	49	15
			200	57	16
Guaricema	Diesel	PGA 3	8	1, 14, 15, 31, 44, 46, 61	17
			200	2, 16, 62	18
			500	17, 63, 45, 47	19
	Bruto	PGA 3	8	3, 48	20
			200	49, 51	21
			8	3, 48, 64	22
			200	49	23
			8	64	24

Tabela II.8.4.2.1-2 – Pontos de Riscos para a Fase de Perfuração.

PERFURAÇÃO					
Campo	Tipo de Óleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários
Camorim	Diesel	PCM 1	8	73,74,90	25
			200	85	26
			500	83, 84,86	27
	Bruto	PCM 1	8	87	28
			200	88	29
		PCM 9	8	87	30
			248	89	31
Dourado	Diesel	PDO 1	8	73,74,90	32
			200	85	33
			500	83, 84,86	34
	Bruto	PDO 4	200	82	35
			7500	75	36
		PDO 6	200	82	37
			7500	75	38
		GA 64	7500	75	39
		PDO 1	8	76 e 78	40
			200	77	41
Guaricema	Diesel	PGA 3	8	73,74,90	42
			200	85	43
			500	83, 84,86	44
	Bruto	PGA 3	8	76 e 78	45
			200	77	46
		PGA 10	8	76 e 78	47
			200	77 e 82	48
			7500	75	49
		PE 5	8	76 e 78	50
			200	77 e 82	51
			7500	75	52
		GA 7	7500	75	53
		GA 64	7500	75	54

Tabela II.8.4.2.1-3 – Pontos de Riscos para a Fase de Produção.

PRODUÇÃO					
Campo	Tipo de Óleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários
Camorim	Diesel	PCM 1	8	94, 99, 103, 109, 114, 119, 120, 125, 126, 128, 131, 132, 136, 138, 139, 143, 150, 151, 152, 153, 155, 159, 164, 165, 170, 171, 172, 290	55
			200	95, 104, 110, 115, 121, 127, 129, 130, 137, 145, 154, 156, 165, 166, 173, 174	56
			500	95, 104, 110, 115, 121, 129, 130, 145, 156, 166, 173, 184	57
	Bruto	PCM 1	8	91, 92, 93, 97, 100, 101, 106, 107, 111, 112, 116, 117, 133, 134, 273, 274, 275, 287	58
			200	98, 102, 108, 113, 118, 135, 288	59
			207	273, 274, 275, 276, 277, 278, 284, 285, 286	60
		PCM 9	8	122, 123, 140, 141, 147, 148, 157, 161, 162, 163, 167, 168, 273, 274, 275, 287	61
			200	124, 142, 149, 169	62
			248	158, 273, 274, 275, 276, 277, 278, 284, 285, 286, 289	63
		CM 10	420	96, 146, 273, 274, 275	64



PRODUÇÃO					
Campo	Tipo de Óleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários
Dourado	Diesel	PDO 1	8	181, 183, 186, 187, 188, 195, 204, 205, 213	65
			200	182, 184, 192, 198, 207, 212, 216	66
			500	184, 192, 198, 207, 212, 216	67
	Bruto	PDO 1	8	175,176, 177, 179, 180, 195, 196, 197, 200, 201, 202, 209, 210, 213, 214, 273, 274, 275	68
			200	178, 203, 211, 215	69
		PDO 2	8	188, 189, 190, 273, 274, 275	70
			200	273, 274, 275	71
		PDO 4	8	200, 201, 202, 273, 274, 275	72
			200	273, 274, 275	73
			7500	208	74
		PDO 6	8	213, 214, 273, 274, 275	75
			7500	185, 191, 193, 194, 199, 217	76

PRODUÇÃO					
Campo	Tipo de Óleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários
		DO 16	7500	273, 274, 275	77
Guaricema	Diesel	PGA 3	8	221, 222, 225, 226, 230, 235, 236, 237, 241, 242, 243, 244, 248, 249, 251, 252, 256, 257	78
			200	223, 231, 238, 245, 258, 260, 263, 267, 272	79
			500	223, 231, 238, 245, 258, 260, 263, 267, 272	80
	Bruto	PGA 3	8	218, 219, 232, 233, 246, 247, 260, 261, 264, 265, 273, 274, 275	81
			200	220, 234, 262, 266	82
			264	279, 280, 281, 282, 283, 284, 285, 286	83
		PE-5	7500	224, 239, 240, 259	84
		PGA 10	8	227, 228, 253, 254, 268, 269, 273, 274, 275	85
			200	229, 255, 270, 273, 274, 275	86
			7500	271	87

PRODUÇÃO					
Campo	Tipo de Óleo	Ponto Modelagem	Volume (m3)	Cenários APP	Grupos de Cenários
		GA 7	7500	273, 274, 275	88
		GA 58	7500	273, 274, 275	89
		GA 64	7500	273, 274, 275	90

## SENSIBILIDADE DA ZONA COSTEIRA

A sensibilidade ambiental do litoral, assim como a localização dos recursos biológicos e socioeconômicos, foi definida a partir de um estudo previamente desenvolvido pela PETROBRAS.

Os Índices de Sensibilidade Ambiental foram determinados conforme metodologia definida e padronizada pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2004). Este método hierarquiza os diversos tipos de contorno da costa em uma escala crescente de 1 a 10, sendo que, quanto maior o índice, maior a sensibilidade. A Tabela II.8.4.2.1-4 apresenta os Índices de Sensibilidade do Litoral (ISL), conforme a definição do MMA (*op. cit.*). Nela é possível identificar os ambientes que cada índice abrange e a cor com a qual este índice deve ser apresentado no mapa de sensibilidade.





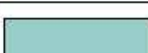





Segundo os critérios que definem o Índice de Sensibilidade Ambiental, a maior parte da linha de costa na área de estudo é composta por praias dissipativas de areia média a fina expostas (ISL 3). Estes ambientes apresentam declividade da ordem de 3 a 5 graus (zona intermarés larga); sedimentos bem selecionados e geralmente compactos (fundo duro). A percolação do óleo, para este tipo de sedimento, é geralmente inferior a 10 cm e possui baixa mobilidade do perfil praiar, com baixo potencial de soterramento. Os sedimentos superficiais estão sujeitos à remobilização frequente por ação das ondas. O óleo geralmente

penetra menos que 10 cm e há mínima possibilidade de soterramento do óleo devido à lenta mobilidade da massa sedimentar. Geralmente a limpeza é necessária e é possível o tráfego de veículos, respeitando o ciclo de marés e as eventuais restrições ambientais locais (MMA, *op. cit.*).

A área de estudo engloba três estuários que apresentam alta sensibilidade à presença de óleo (ISL 10): o estuário do Rio Sergipe (Aracaju - SE), o estuário do Rio Vaza-Barris (Estância - SE) e o estuário dos Rios Real - Piauí (Jandaíra - BA).

Os estuários são particularmente sensíveis à presença de óleo devido a seus atributos físicos, visto que apresentam baixa energia, zona entremarés extensa em função da baixa declividade, substrato plano e lamoso com baixa permeabilidade (com exceção dos orifícios feito por animais) e trafegabilidade. A dificuldade de acesso e de procedimentos de limpeza eficazes para este tipo de ecossistema torna a limpeza impraticável (MMA, *op.cit.*). Essas características fazem com que o óleo permaneça por muito mais tempo no ambiente levando a uma lenta recuperação que pode chegar a décadas.

Tabela II.8.4.2.1-4 - Índice de Sensibilidade do Litoral (ISL) e respectivos tipos de costa.

COR	ÍNDICE	TIPOS DE COSTA
	ISL 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costões rochosos lisos, de alta declividade, expostos</li> <li>• Falésias em rochas sedimentares, expostas</li> <li>• Estruturas artificiais lisas (paredões marítimos artificiais), expostas</li> </ul>
	ISL 2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costões rochosos lisos, de declividade média a baixa, expostos</li> <li>• Terraços ou substratos de declividade média, expostos (terraço ou plataforma de abrasão, terraço arenítico exumado bem consolidado, etc.)</li> </ul>
	ISL 3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Praias dissipativas de areia média a fina, expostas</li> <li>• Faixas arenosas contíguas à praia, não vegetadas, sujeitas à ação de ressacas (restingas isoladas ou múltiplas, feixes alongados de restingas tipo "long beach")</li> <li>• Escarpas e taludes íngremes (formações do grupo Barreiras e Tabuleiros Litorâneos), expostos</li> <li>• Campos de dunas expostas</li> </ul>
	ISL 4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Praias de areia grossa</li> <li>• Praias intermediárias de areia fina a média, expostas</li> <li>• Praias de areia fina a média, abrigadas</li> </ul>
	ISL 5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Praias mistas de areia e cascalho, ou conchas e fragmentos de corais</li> <li>• Terraço ou plataforma de abrasão de superfície irregular ou recoberta de vegetação</li> <li>• Recifes areníticos em franja</li> </ul>
	ISL 6	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Praias de cascalho (seixos e calhaus)</li> <li>• Costa de detritos calcários</li> <li>• Depósito de tálus</li> <li>• Enrocamentos ("rip-rap", guia corrente, quebra-mar) expostos</li> <li>• Plataforma ou terraço exumado recoberto por concreções lateríticas (disformes e porosas)</li> </ul>
	ISL 7	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planície de maré arenosa exposta</li> <li>• Terraço de baixa-mar</li> </ul>
	ISL 8	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escarpa / encosta de rocha lisa, abrigada</li> <li>• Escarpa / encosta de rocha não lisa, abrigada</li> <li>• Escarpas e taludes íngremes de areia, abrigados</li> <li>• Enrocamentos ("rip-rap" e outras estruturas artificiais não lisas) abrigados</li> </ul>
	ISL 9	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planície de maré arenosa / lamosa abrigada e outras áreas úmidas costeiras não vegetadas</li> <li>• Terraço de baixa-mar lamoso abrigado</li> <li>• Recifes areníticos servindo de suporte para colônias de corais</li> </ul>
	ISL 10	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Deltas e barras de rio vegetadas</li> <li>• Terraços alagadiços, banhados, brejos, margens de rios e lagoas</li> <li>• Brejo salobro ou de água salgada, com vegetação adaptada ao meio salobro ou salgado; apicum</li> <li>• Marismas</li> <li>• Manguezal (mangues frontais e mangues de estuários)</li> </ul>

Fonte: MMA (2004).

Os estuários, especialmente pela presença de manguezais, possuem grande importância biológica, pois funcionam como grandes "berçários" para várias

espécies de peixes e invertebrados além de servirem de área de alimentação e reprodução para diversas espécies de aves. Essas áreas também podem ser consideradas de grande importância sócio-econômica, pois também consistem em zonas de pesca que asseguram o sustento das comunidades ribeirinhas.

Destacam-se as praias de Pirambú, Caueira e Abais, situadas entre os trechos dos Municípios de Estância e Pacatuba (SE), que são áreas de desova de tartarugas marinhas. Neste trecho também há a presença de uma Unidade de Conservação: a Reserva Biológica de Santa Isabel. Nestas praias registra-se intensa atividade reprodutiva das espécies *Lepidochelys olivacea* (Tartaruga Oliva), *Caretta caretta* (Tartaruga cabeçuda) e, em menor proporção, das espécies *Eretmochelys imbricata* (Tartaruga de pente) e *Chelonia mydas* (Tartaruga Verde). Como as praias não possuem pedras ou costões, facilitam o monitoramento e a localização de cerca de 600 desovas/temporada<sup>1</sup>. A área de estudo é particularmente importante para a espécie *Lepidochelys olivacea* (Tartaruga Oliva), pois esta apresenta a maior concentração de sítios de desova no Brasil, nas praias do Município de Pirambú (Sergipe).

Deve-se destacar também a presença do mamífero marinho *Trichechus manatus* (conhecido como peixe-boi). Este espécime é habitualmente visto na área de estudo, mais especificamente na região do Rio Vaza-Barris.

Com relação a presença de outros mamíferos marinhos na área de estudo, foram encontrados registros de 11 espécies da subordem Odontoceti. Na “1ª Campanha Cetáceos do Nordeste”, foram avistados maior abundância para o Golfinho Nariz-de-Garrafa (*Tursiops truncatus*) e o Boto Cinza (*Sotalia guianensis*) em relação a outros cetáceos, com 72,5% e 10% das observações, respectivamente.

A partir do esforço de avistamento executado no período de janeiro de 2007 e maio de 2008 durante o “Projeto de Monitoramento Ambiental para a Atividade de Perfuração Marítima no Campo de Piranema”, foram registrados indivíduos de Golfinho Pintado-do-Atlântico (*Stenella atenutata*) e o Golfinho Rotator (*Stenella longirostris*). Na área de estudo também há a ocorrência de espécies de baleias como a Baleia Jubarte (*Megaptera novaeangliae*), Baleia Minke-Anã

<sup>1</sup> Web site <http://www.tamar.org.br>

(*Balaenoptera acutorostrata*), Baleia Minke-Antártica (*Balaenoptera bonaerensis*), Baleia-de-Bryde (*Balaenoptera edeni*) e Baleia-sei (*Balaenoptera borealis*) (Zerbini et al., 1999; Zerbini et al., 1997).

## DESCRIÇÃO DOS CENÁRIOS DA MODELAGEM DE ÓLEO

As simulações para a determinação da dispersão de óleo foram realizadas utilizando-se o modelo OILMAP no modo probabilístico, no qual é considerada a variabilidade das forçantes ambientais. As simulações do comportamento da mancha são realizadas através da variação das condições meteorológicas e oceanográficas, divididas em dois períodos correspondendo ao verão (janeiro a março) e ao inverno (junho a agosto).

As Tabelas de II.8.4.2.1-5 a II.8.4.2.1-7 apresentam informação sobre os cenários da modelagem, simulados neste estudo de derrame de óleo para os quinze pontos de risco apresentados na Figura II.8.4.2.1-1



**Tabela II.8.4.2.1-5 - Cenários considerados nas simulações probabilísticas de derrames de óleo para o Campo Camorim.**

CENÁRIO	CAMPO	VOLUME (m3)	PRODUTO (PETÓLEO)	CONDIÇÃO SAZONAL	DURAÇÃO DO DERRAME	DURAÇÃO DA SIMULAÇÃO
PCM1_DIESEL_VER_8_30D	CAMORIM	8	DIESEL	Verão	Instantâneo	30 dias
PCM1_DIESEL_VER_200_30D	CAMORIM	200	DIESEL	Verão	Instantâneo	30 dias
PCM1_DIESEL_VER_PC_30D	CAMORIM	500	DIESEL	Verão	Instantâneo	30 dias
PCM1_VER_8_30D	CAMORIM	8	CAMORIM	Verão	Instantâneo	30 dias
PCM1_VER_200_30D	CAMORIM	200	CAMORIM	Verão	Instantâneo	30 dias
PCM1_VER_207_30D	CAMORIM	207	CAMORIM	Verão	Instantâneo	30 dias
PCM5_VER_200_30D	CAMORIM	200	CAMORIM	Verão	Instantâneo	30 dias
PCM9_VER_8_30D	CAMORIM	8	CAMORIM	Verão	Instantâneo	30 dias
PCM9_VER_200_30D	CAMORIM	200	CAMORIM	Verão	Instantâneo	30 dias
PCM9_VER_248_30D	CAMORIM	248	CAMORIM	Verão	Instantâneo	30 dias
CM10_VER_420_60D	CAMORIM	420	CAMORIM	Verão	30 dias	60 dias
PCM1_DIESEL_INV_8_30D	CAMORIM	8	DIESEL	Inverno	Instantâneo	30 dias
PCM1_DIESEL_INV_200_30D	CAMORIM	200	DIESEL	Inverno	Instantâneo	30 dias
PCM1_DIESEL_INV_PC_30D	CAMORIM	500	DIESEL	Inverno	Instantâneo	30 dias
PCM1_INV_8_30D	CAMORIM	8	CAMORIM	Inverno	Instantâneo	30 dias
PCM1_INV_200_30D	CAMORIM	200	CAMORIM	Inverno	Instantâneo	30 dias
PCM1_INV_207_30D	CAMORIM	207	CAMORIM	Inverno	Instantâneo	30 dias
PCM5_INV_200_30D	CAMORIM	200	CAMORIM	Inverno	Instantâneo	30 dias
PCM9_INV_8_30D	CAMORIM	8	CAMORIM	Inverno	Instantâneo	30 dias
PCM9_INV_200_30D	CAMORIM	200	CAMORIM	Inverno	Instantâneo	30 dias
PCM9_INV_248_30D	CAMORIM	248	CAMORIM	Inverno	Instantâneo	30 dias
CM10_INV_420_60D	CAMORIM	420	CAMORIM	Inverno	30 dias	60 dias

**Tabela II.8.4.2.1-6 - Cenários considerados nas simulações probabilísticas de derrames de óleo para o Campo Dourado.**

CENÁRIO	CAMPO	VOLUME (m3)	PRODUTO (PETÓLEO)	CONDIÇÃO SAZONAL	DURAÇÃO DO DERRAME	DURAÇÃO DA SIMULAÇÃO
PDO1_DIESEL_VER_8_30D	DOURADO	8	DIESEL	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO1_DIESEL_VER_200_30D	DOURADO	200	DIESEL	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO1_DIESEL_VER_500_30D	DOURADO	500	DIESEL	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO1_VER_8_30D	DOURADO	8	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO1_VER_200_30D	DOURADO	200	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO2_VER_8_30D	DOURADO	8	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO2_VER_200_30D	DOURADO	200	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO4_VER_8_30D	DOURADO	8	3-DO-4-SES	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO4_VER_200_30D	DOURADO	200	3-DO-4-SES	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO4_VER_7500_30D	DOURADO	7.500	3-DO-4-SES	Verão	30 dias	60 dias
PDO6_VER_8_30D	DOURADO	8	3-DO-4-SES	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO6_VER_200_30D	DOURADO	200	3-DO-4-SES	Verão	Instantâneo	30 dias
PDO6_VER_7500_60D	DOURADO	7.500	3-DO-4-SES	Verão	30 dias	60 dias
PDO1_DIESEL_INV_8_30D	DOURADO	8	DIESEL	Inverno	Instantâneo	30 dias
PDO1_DIESEL_INV_200_30D	DOURADO	200	DIESEL	Inverno	Instantâneo	30 dias
PDO1_DIESEL_INV_500_30D	DOURADO	500	DIESEL	Inverno	Instantâneo	30 dias
DO16_VER_7500_60D	DOURADO	7.500	3-DO-4-SES	Verão	30 dias	60 dias
PDO1_INV_8_30D	DOURADO	8	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias
PDO1_INV_200_30D	DOURADO	200	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias

PDO2_INV_8_30D	DOURADO	8	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias
PDO2_INV_200_30D	DOURADO	200	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias
PDO4_INV_8_30D	DOURADO	8	3-DO-4-SES	Inverno	Instantâneo	30 dias
PDO4_INV_200_30D	DOURADO	200	3-DO-4-SES	Inverno	Instantâneo	30 dias
PDO4_INV_7500_30D	DOURADO	7.500	3-DO-4-SES	Inverno	30 dias	60 dias
PDO6_INV_8_30D	DOURADO	8	3-DO-4-SES	Inverno	Instantâneo	30 dias
PDO6_INV_200_30D	DOURADO	200	3-DO-4-SES	Inverno	Instantâneo	30 dias
PDO6_INV_7500_60D	DOURADO	7.500	3-DO-4-SES	Inverno	30 dias	60 dias
DO16_INV_7500_60D	DOURADO	7.500	3-DO-4-SES	Inverno	30 dias	60 dias

**Tabela II.8.4.2.1-7 - Cenários considerados nas simulações probabilísticas de derrames de óleo para o Campo Guaricema.**

CENÁRIO	CAMPO	VOLUME (m <sup>3</sup> )	PRODUTO (PETÓLEO)	CONDIÇÃO SAZONAL	DURAÇÃO DO DERRAME	DURAÇÃO DA SIMULAÇÃO
PGA3_DIESEL_VER_8_30D	GUARICEMA	8	DIESEL	Verão	Instantâneo	30 dias
PGA3_DIESEL_VER_200_30D	GUARICEMA	200	DIESEL	Verão	Instantâneo	30 dias
PGA3_DIESEL_VER_500_30D	GUARICEMA	500	DIESEL	Verão	Instantâneo	30 dias
PGA3_VER_8_30D	GUARICEMA	8	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias
PGA3_VER_200_30D	GUARICEMA	200	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias
PGA3_VER_264_30D	GUARICEMA	264	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias
PGA10_VER_8_30D	GUARICEMA	8	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias
PGA10_VER_200_30D	GUARICEMA	200	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias
PGA10_VER_7500_60D	GUARICEMA	7.500	GUARICEMA	Verão	30 dias	60 dias
PE5_VER_8_30D	GUARICEMA	8	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias

PE5_VER_200_30D	GUARICEMA	200	GUARICEMA	Verão	Instantâneo	30 dias
PE5_VER_7500_60D	GUARICEMA	7.500	GUARICEMA	Verão	30 dias	60 dias
GA07_VER_7500_60D	GUARICEMA	7.500	GUARICEMA	Verão	30 dias	60 dias
GA58_VER_7500_60D	GUARICEMA	7.500	GUARICEMA	Verão	30 dias	60 dias
GA64_VER_7500_60D	GUARICEMA	7.500	GUARICEMA	Verão	30 dias	60 dias
PGA3_DIESEL_INV_8_30D	GUARICEMA	8	DIESEL	Inverno	Instantâneo	30 dias
PGA3_DIESEL_INV_200_30D	GUARICEMA	200	DIESEL	Inverno	Instantâneo	30 dias
PGA3_DIESEL_INV_500_30D	GUARICEMA	500	DIESEL	Inverno	Instantâneo	30 dias
PGA3_INV_8_30D	GUARICEMA	8	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias
PGA3_INV_200_30D	GUARICEMA	200	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias
PGA3_INV_264_30D	GUARICEMA	264	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias
PGA10_INV_8_30D	GUARICEMA	8	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias
PGA10_INV_200_30D	GUARICEMA	200	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias
PGA10_INV_7500_60D	GUARICEMA	7.500	GUARICEMA	Inverno	30 dias	60 dias
PE5_INV_8_30D	GUARICEMA	8	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias
PE5_INV_200_30D	GUARICEMA	200	GUARICEMA	Inverno	Instantâneo	30 dias
PE5_INV_7500_60D	GUARICEMA	7.500	GUARICEMA	Inverno	30 dias	60 dias
GA07_INV_7500_60D	GUARICEMA	7.500	GUARICEMA	Inverno	30 dias	60 dias
GA58_INV_7500_60D	GUARICEMA	7.500	GUARICEMA	Inverno	30 dias	60 dias
GA64_INV_7500_60D	GUARICEMA	7.500	GUARICEMA	Inverno	30 dias	60 dias

A partir dos resultados da modelagem, cujos resultados completos encontram-se no relatório “Modelagem do Transporte e Dispersão de Óleo no Mar para os Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, Bacia de Sergipe-Alagoas” (ASA, 2011), apresentado do Item II.6.1 do Estudo de Impacto Ambiental, foram determinadas as áreas passíveis de serem atingidas por óleo.

A Figura II.8.4.2.1-2 apresenta os resultados integrados das modelagem de óleo para os três pontos de risco localizados no Campo de Camorim (Tabela II.8.4.2.1-2). Os contornos de probabilidade de óleo chegam atingir desde o Município de Barra dos Coqueiros até Estância, passando pelos estuários dos Rios Sergipe e Vaza-Barris.

Para o Campo de Dourado os contornos de probabilidade de óleo chegam atingir desde o município de Barra dos Coqueiros (SE) até Jandaíra (BA), passando pelos estuários dos rios Sergipe, Vaza-Barris e Rio Real. Na água, as probabilidades atingem áreas de vida e reprodução de mamíferos aquáticos e tartarugas marinhas das espécies citadas anteriormente. As probabilidade na água também chegam a atingir áreas de pesca artesanal e esportiva e de aquicultura. A Figura II.8.4.2.1-3 a seguir apresenta os resultados da análise de vulnerabilidade integrada para os pontos modelados no Campo de Dourado.

Para o Campo de Guaricema os contornos de probabilidade de óleo chegam atingir desde o Município de Barra dos Coqueiros (SE) até Conde (BA), passando pelos estuários do Rio Sergipe, Vaza-Barris e Rio Real. A Figura II.8.4.2.1-4 a seguir apresenta os resultados da análise de vulnerabilidade integrada para os pontos modelados no Campo de Guaricema.

A Figura II.8.4.2.1-4 em seguida apresenta o Mapa de Vulnerabilidade integrando os resultados dos três campos.

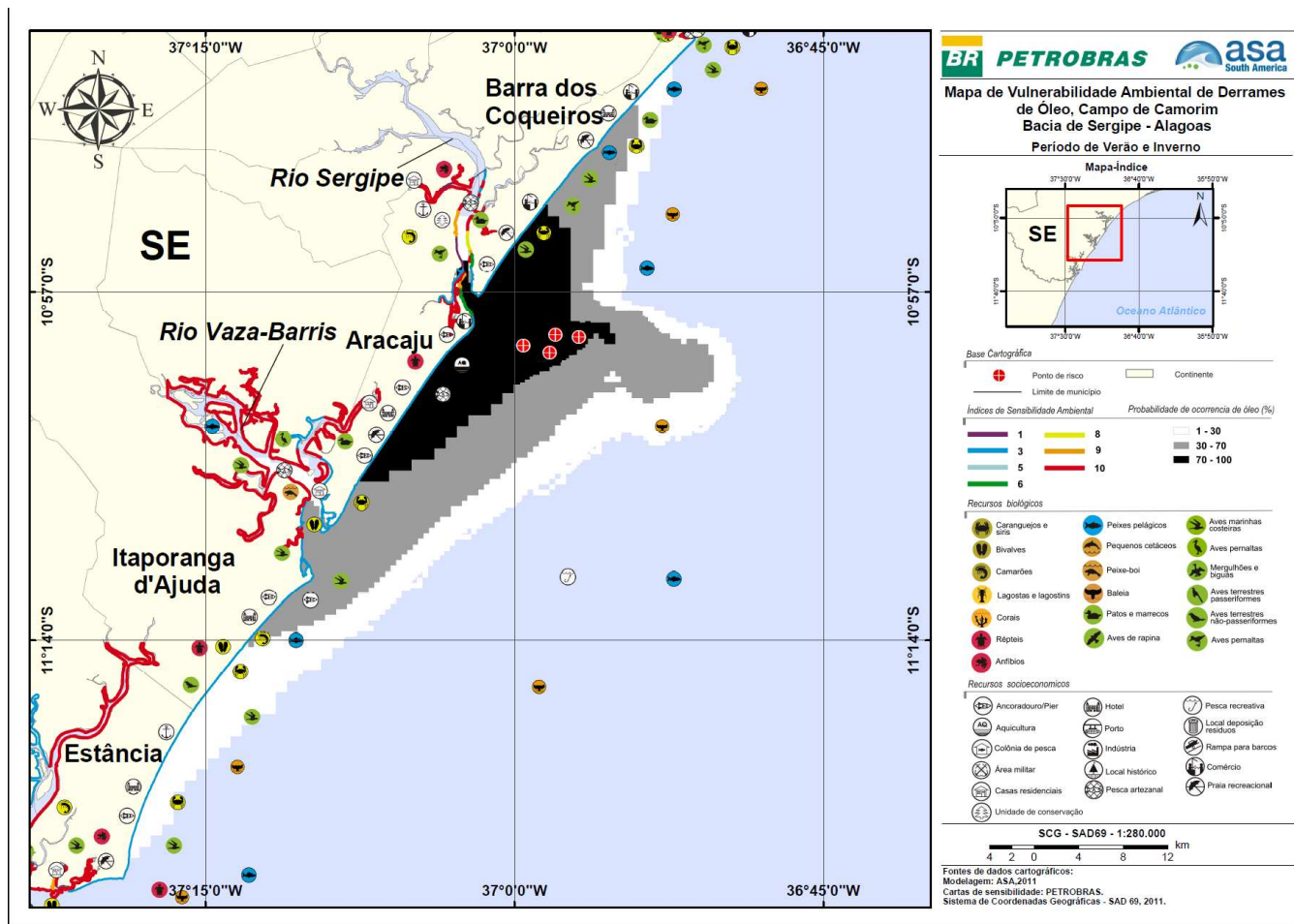


Figura II.8.4.2.1-2 - Mapa de vulnerabilidade ambiental a vazamentos de óleo para os resultados integrados



provenientes das simulações no Campo de Camorim, Bacia de Sergipe-Alagoas.

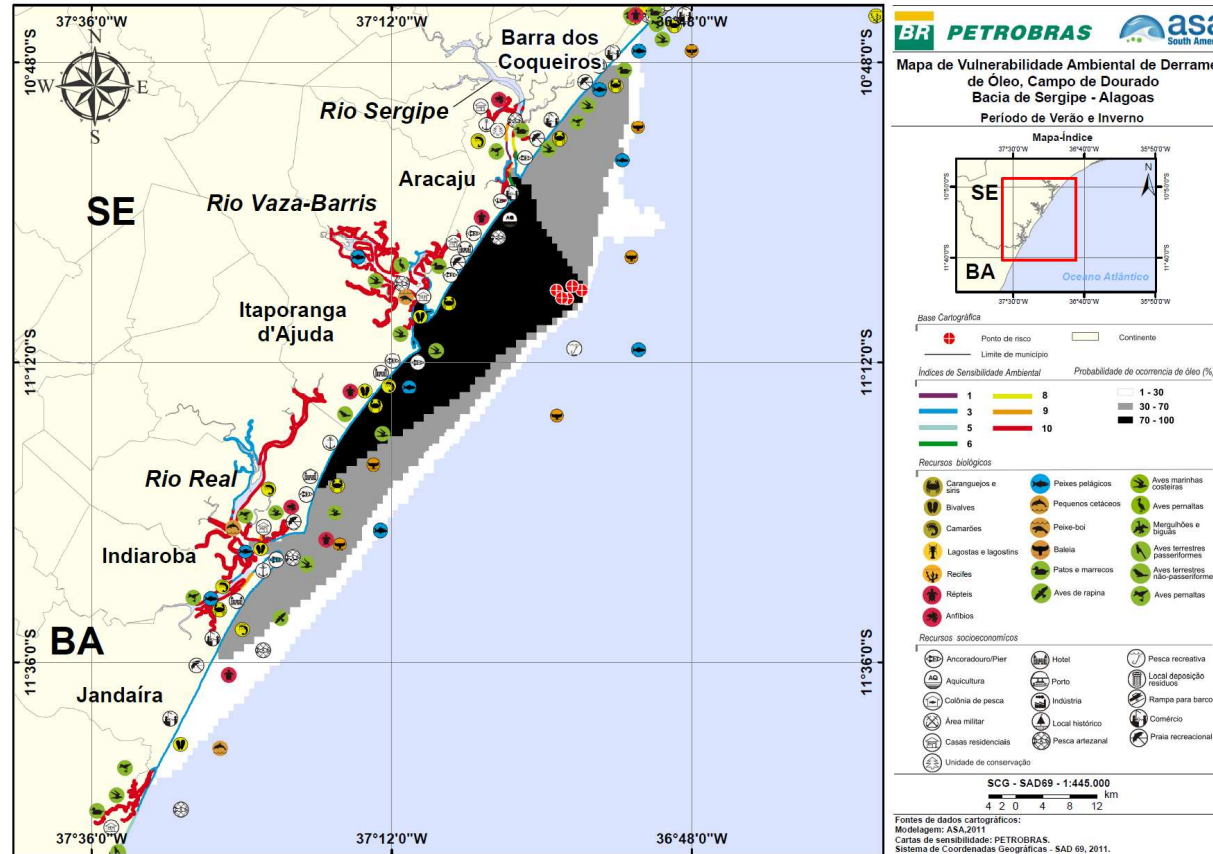


Figura II.8.4.2.1-3 - Mapa de vulnerabilidade ambiental a vazamentos de óleo para os resultados integrados provenientes das simulações no Campo de Dourado, Bacia de Sergipe-Alagoas.



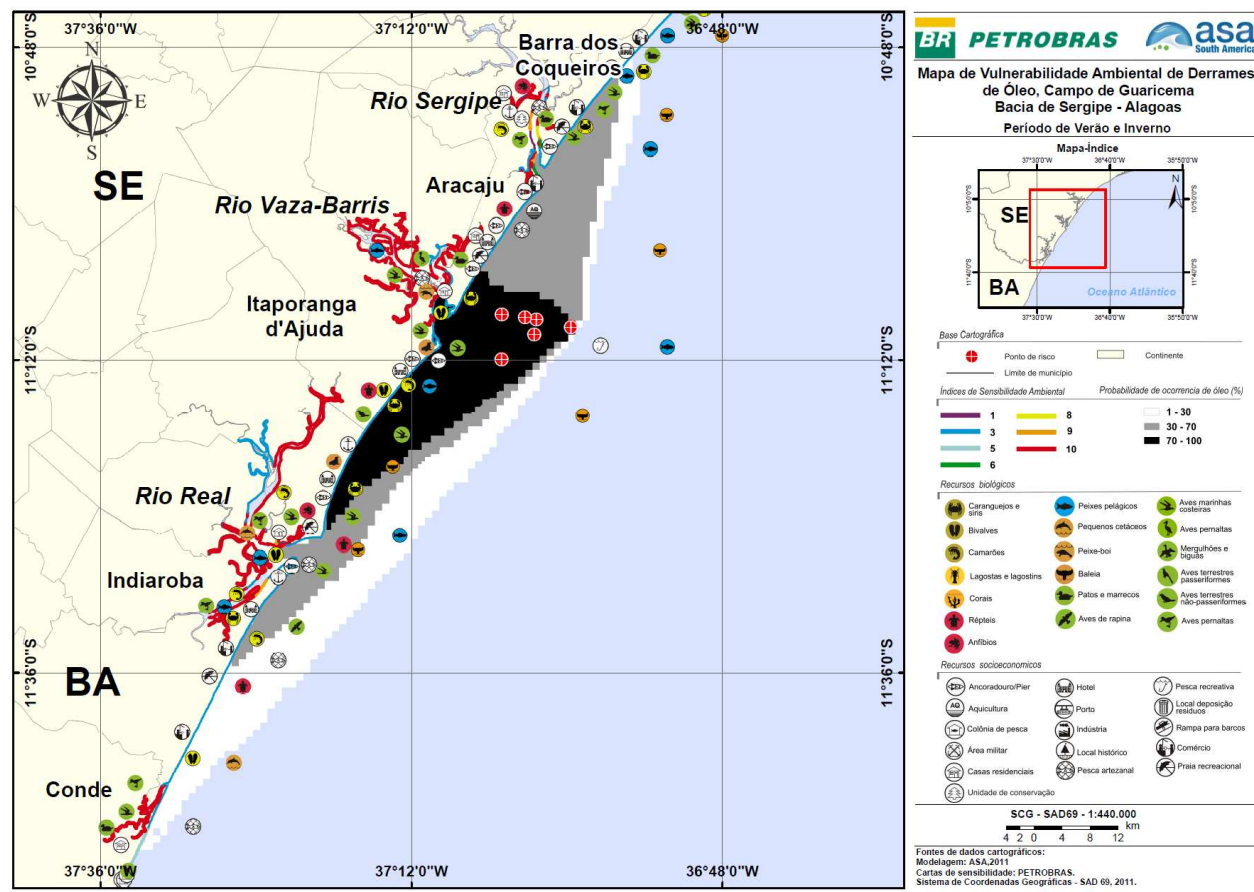


Figura II.8.4.2.1-4 - Mapa de vulnerabilidade ambiental a vazamentos de óleo para os resultados integrados provenientes das simulações no Campo de Guaricema, Bacia de Sergipe-Alagoas.

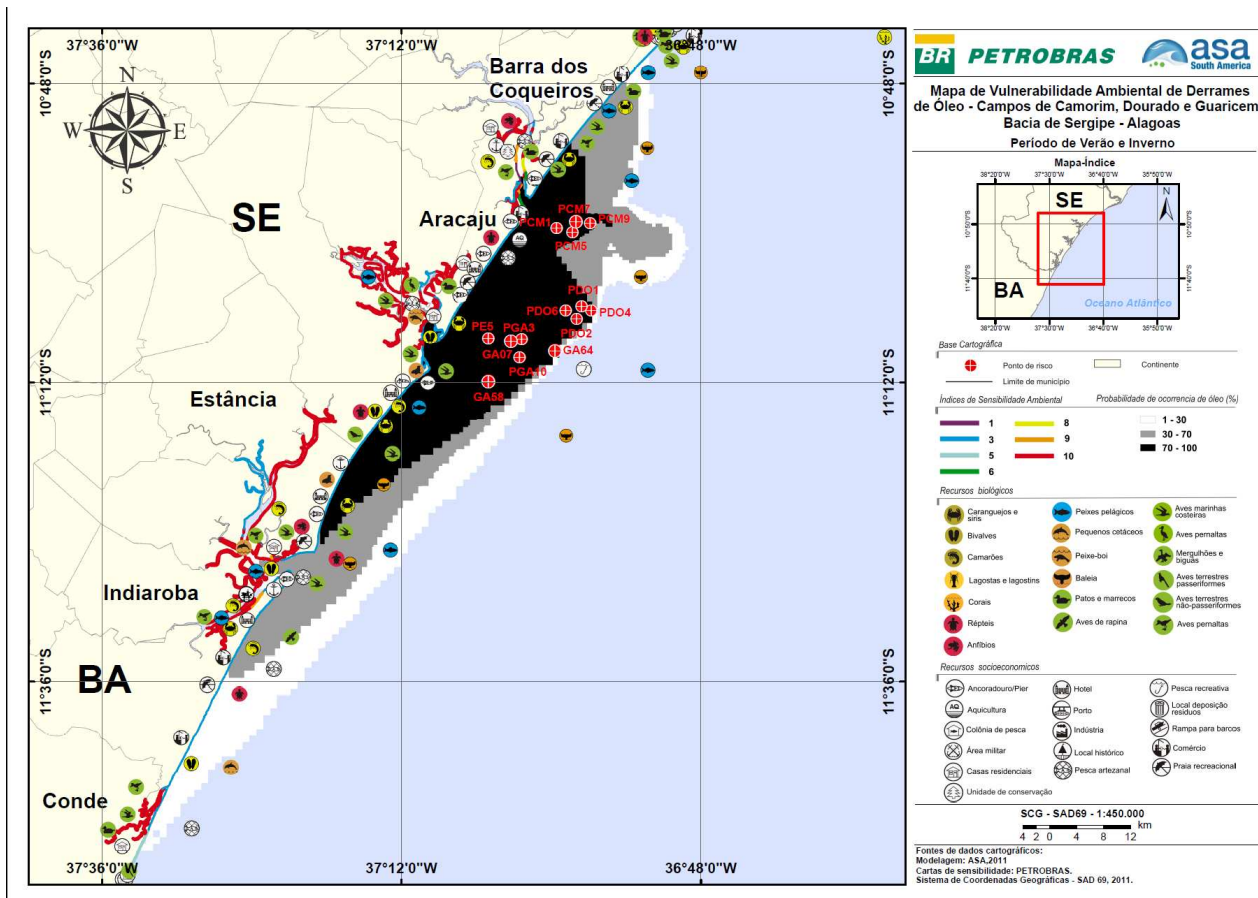


Figura II.8.4.2.1-4 - Mapa de vulnerabilidade ambiental a vazamentos de óleo considerando as simulações integradas, dos campos de Camorim, Dourado e Guaricema, Bacia de Sergipe-Alagoas.

### **II.8.4.2.2 – Identificação dos Componentes com Valor Ambiental**

A descrição dos recursos ambientais sensíveis existentes na área vulnerável a derramamentos de óleo, conforme identificadas no item anterior e descritos na seção II.5.2 (Meio Biótico), visa avaliar a sensibilidade dos recursos em relação ao óleo e identificar os indicadores de risco para o cálculo do risco ambiental. Estes indicadores de risco - denominados Componentes com Valor Ambiental (CVA) - são descritos e avaliados individualmente. Ao final desta seção, há um resumo com todos os CVAs selecionados.

#### **II.8.4.2.2.1 – Componentes com Valor Ambiental**

A partir dos dados presentes na Descrição do Meio Biótico (seção II.5.2 do EIA) e os apresentados na Análise de Vulnerabilidade (seção II.8.4.2.1) os componentes ambientais presentes na área de influência direta do estudo foram analisados para a seleção dos Componente com Valor Ambiental (CVA). Estes CVAs específicos formam a base para a avaliação do nível de risco para o projeto e estão sendo usados como indicadores de risco na Análise de Risco Ambiental.

De acordo com o Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 029/08, emitido em 03/10/2008 para o processo de licenciamento da atividade em questão, um CVA é definido como um recurso ou característica ambiental o qual deve:

- ser importante (não apenas financeiramente) para população local, ou
- ter interesse nacional ou internacional, ou
- ter importância ecológica.

Além dos critérios mencionados acima, espécies endêmicas ou espécies ameaçadas de extinção também são consideradas na análise dos CVAs.

Os CVAs podem ser populações (ex: aves marinhas, mamíferos marinhos, tartarugas marinhas e etc.) ou habitat. Na Análise de Risco Ambiental para os Campos de Camorim, Dourado e Guaricema tanto as populações quanto os habitats foram incluídos, estando cada um apresentado nos itens a seguir.

Os CVAs devem ter grande presença dentro da área de influencia, probabilidade significativa de serem afetados em caso de um derramamento de óleo, assim como ter uma alta sensibilidade à poluição por óleo.

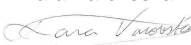
Nos próximos itens estão apresentadas as avaliações dos recursos ambientais e a classificação destes como CVAs.

### **Espécies Ameaçadas de Extinção e/ou Sobre Exploração**


A identificação das espécies endêmicas, ameaçadas de extinção e/ou sobre exploração está apresentada na seção II.5.2 (Meio Biótico), para a bacia de Sergipe-Alagoas, e foi elaborada mediante consulta sistemática ao Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção (MMA, 2008).

Ao todo foram identificadas pelo menos 29 espécies com algum grau de ameaçada de extinção e/ou sobre exploração segundo a legislação vigente. Destas, 4 são representantes do grupo dos cetáceos, 1 é representante do grupo dos sirênios, 4 são representantes do grupo dos quelônios, 9 são representantes do grupo dos peixes, 5 são representantes das espécies de aves e 6 são representantes do grupo dos crustáceos (Tabela II.8.4.2.2-1).



Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

**Tabela II.8.4.2.2-1 - Listagem de espécies ameaçadas de extinção e/ou sobre exploração existentes na área de estudos do empreendimento, segundo Livro Vermelho das Espécies em Extinção, MMA (2008).**

NOME VULGAR	ESPÉCIE
	<b>Mamíferos</b>
Baleia Jubarte	<i>Megaptera novaeangliae</i>
Baleia-fin	<i>Balaenoptera physalus</i>
Baleia-sei	<i>Balaenoptera borealis</i>
Cachalote	<i>Physeter macrocephalus</i>
Manati	<i>Trichechus manatus</i>
	<b>Quelônios</b>
Tartaruga de Pente	<i>Eretmochelys imbricata</i>
Tartaruga Cabeçuda	<i>Caretta caretta</i>
Tartaruga Oliva	<i>Lepidochelys olivacea</i>
Tartaruga Verde	<i>Chelonia mydas</i>
	<b>Peixes</b>
Cavalo Marinho	<i>Hippocampus erechus</i>
Cavalo Marinho	<i>Hippocampus reidie</i>
Lambaru	<i>Ginglymostoma cirratum</i>
Cação-galhudo	<i>Carcharhinus porosus</i>
Tubarão-toninha	<i>Carcharhinus signatus</i>
Pateira-pintada	<i>Sphyrna tiburo</i>
Tubarão-martelo-de-galha-preta	<i>Sphyrna lewini</i>
Cioba	<i>Lutjanus analis</i>
Mero	<i>Epinephelus itajara</i>
	<b>Crustáceos</b>
Caraguejo	<i>Uça Ucides cordatus</i>
Guaiamum	<i>Cardisoma guanhumi</i>
Camarão rosa	<i>Farfantepenaeus brasiliensis</i>
Camarão rosa	<i>Farfantepenaeus subtilis</i>
Camarão branco	<i>Litopenaeus schrniti</i>
Siri	<i>Callinectes sapidus</i>
	<b>Aves</b>
Albatroz-de-nariz-amarelo	<i>Thalassarche chlororhynchos</i>
Albatroz-de-sobrancelha	<i>Thalassarche melanophris</i>
Grazina-de-trindade	<i>Pterodroma arminjoniana</i>
Rabo-de-palha-de-bico-vermelho	<i>Phaethon aethereus</i>
Trinta-réis-real	<i>Thalasseus maximus</i>

Dentre as espécies identificadas, 10 podem ser classificadas como ameaçadas de extinção e as outras 19 foram consideradas como espécies sobre exploradas ou ameaçadas de sobre exploração. Neste último grupo estão as espécies que compõem um percentual expressivo da produção pesqueira na área de estudo do empreendimento como o caranguejo uçá, o guaiamum, as espécies de camarão e algumas espécies de peixes.

Adicionalmente a listagem de espécies ameaçadas que é apresentada na Tabela II.8.4.2.2-1, identificamos a presença da espécie *Sterna dougallii* (trinta-

réis-róseo), considerada na lista internacional de espécies ameaçadas (Red List), em Mangue Seco. A agregação de *S. dougallii* nesta área é a maior que se conhece ao longo da costa sul-americana.

### **Avaliação do CVA**

As espécies que possuem ocorrência na área de estudo, e são indicadas como ameaçadas, segundo MMA (2008), estão sendo avaliadas no presente estudo como:

- **Mamíferos marinhos** - estão sendo considerados como CVAs neste estudo a análise de risco para este CVA está apresentada nas seções abaixo.
- **Quelônios** - estão sendo considerados como CVAs e avaliados na atual análise em relação a sua sensibilidade no período de desova;
- **Peixes** - serão consideradas as larvas dos peixes já que este é o estágio mais vulnerável do ciclo de vida para estes organismos, principalmente por não possuírem a capacidade de evitar o óleo como os adultos. A análise risco para este CVA está apresentada nas seções abaixo;
- **Crustáceos**— das espécies listadas acima, estas estão sendo contempladas na avaliação do risco, sendo consideradas nos habitats a que pertencem. Para os camarões, assim como para os peixes, serão consideradas as larvas.
- **Aves** - estão sendo consideradas como CVAs e nesta análise a espécie *Sterna dougallii* (trinta-réis-róseo) foi selecionada como representativa do risco para o Estuário do rios Real - Piauí. Para os demais estuários da área de influência, outras espécies serão selecionadas para que sejam calculados os riscos ambientais para as aves nestes estuários.

### **MANGUEZAL**

Os mangues são árvores e arbustos que são tolerantes ao sal e crescem em costas protegidas e em estuários, nos trópicos e subtropicais. As plantas são





adaptadas para o crescimento em ambientes salinos, uma vez que dessalinizam a água do mar por um processo de ultra filtragem, podendo ocorrer em estuários ou em costas marinhas onde as planícies costeiras abrigadas da ação de ondas favoreçam a existência de bancos lamosos (IPIECA, 2002).

O termo mangue se refere à comunidade das plantas. O habitat onde os mangues se desenvolvem é chamado de manguezal. As espécies predominantes nos manguezais do litoral Sergipano são *Rhizophora mangle*, *Laguncularia racemosa* e *Avicennia spp.*

Os manguezais são ecossistemas com uma produção primária elevada, produção de folhas e etc. Estes fornecem condições ideais para o abrigo e reprodução de um conjunto bem adaptado de espécies de invertebrados e peixes. As árvores sustentam ecossistemas em três diferentes níveis. Devido às águas calmas nestas florestas, elas são áreas ideais para desova e viveiro para peixes e camarões. As raízes aéreas, os troncos mais baixos e as superfícies de lama suportam uma fauna variada de ostras, caracóis, cirrípédios, caranguejos e outros invertebrados, enquanto que a parte superior das árvores suporta uma rica fauna de pássaros, mamíferos e insetos.

Os manguezais também protegem a costa da erosão e tempestades já que seus sistemas maciços de raízes dissipam a energia das ondas de forma eficiente. Eles filtram e aprisionam os poluentes carregados pela água, e os sedimentos finos sob os manguezais atuam como mantenedores da navegabilidade e precipitadores para metais pesados, já que estes são limpos da água do mar sobrejacente por partículas coloidais nos sedimentos (<http://en.wikipedia.org/wiki/Mangrove>).

As principais zonas de ocorrência de manguezais na área de estudo situam-se em estuários e áreas abrigadas que ocorrem descontinuamente ao longo da costa. No Estado de Sergipe, as principais áreas de ocorrência são os estuários dos Rios Sergipe, Vaza-Barris e o estuário formado pelas bacias conjugadas dos rios Real e Piauí (Figura II.8.4.2.2-1).





Figura II.8.4.2.2-1 - Distribuição dos manguezais na área de influência e sua classificação pelo Índice de Sensibilidade do Litoral (ISL).

As espécies de invertebrados que predominam nos manguezais da região estudada podem ser citadas: o caranguejo Uçá (*Ucides cordatus*), os Aratús (*Goniopsis cruentata*), os Caranguejos Chama Maré (*Uca spp.*) e o Guaiamum (*Cardisoma guanhumi*). Os moluscos presentes nas zonas de manguezal também são o sururu (*Mytella charruana*), a lambreta (*Lucina pectinata*) e diversas outras espécies. O caranguejo uçá, o sururu, o guaiamum, a lambreta e diversas outras espécies são importantes itens de subsistência para as comunidades que residem próximas aos manguezais.

A situação atual dos manguezais localizados na área de estudo encontra-se em crescente estado de degradação devido à especulação imobiliária nas regiões urbanas que avança sobre esse ecossistema, ocasionando desmatamento da mata ciliar existente nas margens dos grandes rios e aterros que fazem com que a vegetação original seja substituída.

O status de conservação varia em função da proximidade com áreas urbanas ou de expansão urbana, onde empreendimentos tanto turísticos (complexos hoteleiros) quanto econômicos (fazendas de cultivo de camarões, principalmente), vêm provocando grandes transformações na linha de costa do litoral norte baiano e no litoral de Sergipe. Por outro lado, existem também áreas com relativo grau de conservação onde a exploração dos recursos naturais, sobretudo crustáceos, representa fonte de renda para comunidades, além de contribuir como exportador de nutrientes que serão a base das cadeias tróficas das águas costeiras adjacentes.

### **Sensibilidade**

Os manguezais são classificados como o habitat mais sensível da costa, Índice de Sensibilidade do Litoral 10 (ISL 10). O Índice de Sensibilidade do Litoral é um sistema de classificação que classifica os tipos diferentes de costas de acordo com a sensibilidade à poluição por óleo, do mais sensível (ISL 10) aos menos sensíveis (ISL 1).

Os manguezais são sensíveis à poluição por óleo (Hoff, R., P. Hensel, *et al.*, 2002). Geralmente óleos mais leves são mais tóxicos aos mangues do que óleos mais pesados, porém o elevado intemperismo, normalmente abaixa a toxicidade.

A quantidade de óleo que atinge os manguezais e o tempo que os manguezais são expostos ao óleo, são variáveis chave na determinação da gravidade dos efeitos.

Outras condições ambientais também podem ser importantes para determinar os efeitos da contaminação pelo óleo. Os Manguezais podem não somente serem afetados diretamente pelo óleo, mas podem também sofrerem efeitos secundários, uma vez que as árvores do mangue morrem e o habitat perde a estrutura e a proteção contra erosão (Duke, N. C., K. Burns, A., *et al.*, 2000).

O óleo geralmente é transportado aos manguezais durante a maré alta, e é depositado nas raízes aéreas e nos sedimentos (Hoff, R., P. Hensel, *et al.*, 2002). Isto geralmente promove uma distribuição desigual do óleo. Parte do óleo pode ser degradada na coluna d'água, superfície do sedimento ou aderir às estruturas das árvores (Jacobi, C. M., Y. Schaeffer-Novelli, 1990).

Diversos incidentes de derramamento de óleo, com poluição dos manguezais associada, foram relatados durante toda a história, dos quais se podem obter dados. Um deles é o derramamento do tanque Galeta – na Bahia Las Mina, Panamá em 1986, onde 35.000 toneladas de óleo bruto de peso médio foram derramadas de um tanque de armazenamento rompido.

O óleo ainda estava presente nos manguezais em grande quantidade, quatro anos após o derramamento. Aproximadamente a metade dos mangues dentro da área mais afetada foi morta em dois meses por uma combinação de efeitos tóxicos e abafamento. O derramamento de óleo reduziu a área da orla de mangue e, assim, reduziu a quantidade do habitat disponível para as plantas e animais associados (Keller, B. D. e J. B. C. Jackson, 1993).

Outros dados históricos estão apresentados na seção II.8.4.2.2.2.

### ***Dados experimentais***

Foram realizados diversos estudos experimentais em árvores de mangue, em relação à exposição ao óleo. Um exemplo é um experimento de estufa onde 200 ml/m<sup>2</sup> de óleo bruto envelhecido, do estreito de Bass (BSC), BSC fresco e petróleo bruto árabe leve (LAC) foram aplicados à mudas de mangue. Os

diferentes tipos de óleo mostraram coberturas diferentes à mudas de mangue, porque os óleos mais leves cobriram as plantas mais uniformemente do que os óleos envelhecidos e mais viscosos. A experiência foi realizada durante 96 dias, durante os quais 5 de 6 mudas tratadas com LAC fresco e 1 de 6 tratadas com o BSC fresco morreram. Isto implica que os efeitos poderiam ocorrer em concentrações de 0.2 l/m<sup>2</sup> (200 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup> de floresta de mangue ou 20 m<sup>3</sup>/km de costa, em uma faixa larga de mangue de 100 m). Descobriu-se que os sedimentos contaminados por óleo inibem o estabelecimento e a sobrevivência das mudas. Esta descoberta também é sustentada por diversos estudos, como será descrito a seguir.

Estima-se que a comunidade benthica possa começar a se recuperar quando as concentrações de óleo nos sedimentos dos manguezais sejam menores que 1000 µg/g de peso seco (Grant, D. L., P. J. Clarke, *et al.*, 1993). Getter, Ballou *et al* (1985) determinaram um limite geral da dose limite letal (DLL) para mangue de 1 µg (óleo fresco) / g (de tecido). Entretanto é importante considerar os dados experimentais com cautela porque estes nunca imitam perfeitamente a natureza.

### **Avaliação do CVA**

Os Manguezais são altamente sensíveis à poluição por óleo, são importantes para a população humana local, têm interesse internacional e têm importância ecológica. Sendo assim, os Manguezais preenchem os critérios para serem um CVA.

O CVA Manguezais foi dividido em três sub-habitat, devido à descontinuidade geográfica existente entre eles. Estes três sub-habitat estão localizados em três estuários distintos: do Rio Sergipe, do Rio Vaza-Barris e dos Rios Real-Piau (Figura II.8.4.2.2-1).

### **PRAIS ARENOSAS**

As praias arenosas são uma região de transição entre os ambientes marinho e continental, localizadas no início da plataforma continental e incluem a zona

inter-marés. Elas são compostas por areias ou raramente por cascalhos. É um ambiente onde os sedimentos são frequentemente retrabalhados pelos processos eólicos, biológicos e hidráulicos que alteram sua morfologia (Open University, 2002).

A dinâmica costeira é a principal responsável pelo desenvolvimento das praias arenosas e pelos processos de erosão e deposição que as mantêm em constante alteração. A morfologia dos perfis praias em uma determinada região é determinada através do nível energético das ondas, uma vez que essa energia é liberada nas zonas costeiras (Amaral *et al.*, 1999).

As praias podem ser classificadas como abrigadas, moderadamente abrigadas ou expostas, dependendo da sua exposição às ondas. A diversidade e abundância de espécies diminuem com o aumento da exposição. Há diferenças entre comunidades expostas à grande tensão causada por grandes ondas das áreas expostas; e as comunidades de águas protegidas (Reading, 1996).

Outra classificação das praias é quanto à capacidade de dissipação da energia das ondas que nelas incidem. Praias de baixo gradiente na zona intermarés normalmente possuem areias finas e mais de uma zona de arrebatamento das ondas. Essas praias são classificadas como dissipativas. Praias que ao invés de dissiparem, refletem a energia das ondas normalmente possuem sedimentos grossos e alto gradiente na zona intermarés.

A vegetação que caracteriza o ambiente de praia está normalmente situada apenas na porção mais elevada, acima da linha da preamar. Nessas áreas predominam espécies herbáceas incluindo *Ipomoea pes-capra*, *Ipomoea stonillifera* (salsa de praia), *Iresine portulacoides* (Bredo da Praia), *Paspalum maritimum* (Capim gengibre), *Turnera ulmifolia* (Chanana), segundo seção II.5.2 (Meio Biótico).

As praias arenosas são áreas com diversidade biológica baixa, habitadas por organismos especializados, devido à falta de superfícies de fixação e oferta de alimentos limitada. A maior parte dos organismos são invertebrados marinhos (macrofauna e meiofauna) é encontrada dentro dos sedimentos e possuem apenas uma capacidade de locomoção limitada, sendo assim, eles são mais expostos a variações ambientais por serem incapazes de escapar de condições





desfavoráveis. Apesar dos invertebrados marinhos não serem capazes de evitar as áreas contaminadas, eles apresentam estratégia oportunista com grande potencial de recolonização e elevada capacidade reprodutiva.

Em relação à biota que frequenta as praias da região, destacam-se as tartarugas marinhas das espécies Oliva (*Lepidochelys olivacea*), Cabeçuda (*Caretta caretta*), de Pente (*Eretmochelys imbricata*) e Verde (*Chelonia mydas*). Estas espécies vêm à praia no período noturno entre os meses de setembro a março, com picos entre outubro e fevereiro, para desovar, cavando os seus ninhos no trecho superior da praia e retornando ao mar após a desova.

A maior parte das praias na área de influência deste estudo é classificada como exposta e dissipativa, (Figura II.8.4.2.2-2).



**Figura II.8.4.2.2-2 - Praia de Pirambú (SE) é uma praia exposta, de areia fina e baixa declividade..**

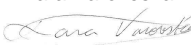
Nas praias próximas a foz do Rio São Francisco, Praia do Peba e Praia de Santa Isabel os principais componentes bióticos identificados foram invertebrados e algas do sedimento, tais como: molusco, foraminífero, halimeda, briozoário, esponja, crustáceo, coral, scaphopoda, alga coralina e equinoderma (seção II.5.2 - Meio Biótico). O litoral da Foz do Rio São Francisco ao Pontal do Peba - AL

inclui praias e um amplo sistema de dunas costeiras e restingas, abrangendo a APA de Piaçabuçu, essa região foi classificada como área de importância biológica muito alta (MMA, 2002), sendo local de proteção dos quelônios marinhos, aves migratórias e fixação de dunas. Entre Pontal do Peba e a Praia de Santa Isabel, os campos de dunas costeiras correspondem a aproximadamente 25% da área total desta planície.


Ao norte do Estado de Sergipe, existe a Praia de Pirambú, na qual existe a Reserva Biológica de Santa Isabel, que foi criada com o objetivo principal de proteger os locais de desova de tartarugas marinhas.

No município de Estância destacam-se a praia do Saco, que forma uma enseada e localiza-se junto à foz do Rio Real e a Praia Abaís que apresenta pequenas dunas e paralelamente ao mar é encontrada a Lagoa Grande. No Município de Aracaju e proximidades, destacam-se a Praia de Mosqueiro de areias finas, onde está localizada a foz do Rio Vaza Barris, Praia Atalaia, Praia dos Artistas, Praia da Coroa do Meio, localizada na foz do Rio Sergipe, praias dos Naufragos, do Robalo, Aruana e do Refúgio (Figura II.8.4.2.2-3).



Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011





**Figura II.8.4.2.2-3 - Praias arenosas e índice de sensibilidade (ISL) na área de influência direta do estudo.**

No litoral de Sergipe, as praias e dunas costeiras foram classificadas como áreas de prioridade para a conservação da biodiversidade insuficientemente conhecidas, segundo MMA (2002).

Muitos fatores influenciam o impacto de um derramamento de óleo, os seguintes são os mais importantes: a hidrodinâmica (grau de exposição), a declividade, as marés, o tamanho dos grãos e a composição biológica.

Os ambientes expostos à energia de ondas mais alta têm um período de permanência de óleo mais curto do que os ambientes abrigados ou moderadamente abrigados. Os níveis mais altos de energia das ondas levam a limpeza natural mais rápida, retirando o óleo em um período de dias ou semanas e remobilizando os sedimentos da zona inter-marés, quando sob condições de ondas de tempestade. As correntes criadas próximo a costa, pela refração / reflexão das ondas, também podem afastar o óleo, minimizando os seus efeitos. A biota associada com o sistema é adaptada a viver com grandes pressões de impactos hidráulicos.

O fluxo das correntes de maré também é um fator importante na determinação do possível impacto nas praias arenosas, embora não tanto como o de energia das ondas. A variação da maré (em conjunto com a declividade da praia) determina a largura da zona inter-marés, em outras palavras, a superfície mais provável a ser coberta pelo óleo, em caso de um derramamento.

A amplitude de maré média de sizígia é de 2 m (segundo item referente a oceanografia deste relatório), a qual limita a área de praia que pode ser exposta ao óleo e ao substrato biológico. Por outro lado, a baixa variação da maré cria fracas correntes de maré locais, as quais podem contribuir para a limpeza natural do óleo, aderido as superfícies ou as areias da região inter-marés (IPIECA, 1999).

O tamanho do grão afeta alguns parâmetros como permeabilidade, mobilidade de sedimentos e tempo de permanência do óleo, e é o fator principal para determinar os tipos de comunidades biológicas que podem viver no substrato (de la Huz *et al.*, 2005). Espera-se uma maior penetração do óleo nos sedimentos grossos. Em praias de cascalho, a penetração de mais de um metro pode ocorrer em caso de um derramamento de óleo pesado. Por outro lado, o sedimento fino, tais quais os da área de influência deste estudo, tem menor permeabilidade e



também tende a ser saturado de água, desta forma, a penetração do óleo é limitada. Contudo, onde o substrato é escavado por organismos, as tocas podem facilitar a penetração de óleo.

Substratos não consolidados tendem a ser mobilizados pela ação das ondas, o qual é mais significativo durante as tempestades. A mobilidade do sedimento pode reduzir o tempo de permanência do óleo ou, por outro lado, pode fazer com que o óleo seja incorporado em camadas sedimentares mais inferiores.

As praias da área de influência, em geral, apresentam faixa intermarés larga, devido ao baixo gradiente, com areias predominantemente finas a médias. A mobilidade sedimentar varia de baixa a média. Devido às condições deste ambiente, espera-se uma penetração de óleo inferior a 10 cm (MMA, 2002).

### **Sensibilidade**

As praias arenosas na área de influência deste estudo têm características que se encaixam na Classe 3 do Índice de Sensibilidade do Litoral (ISL) para derramamento de óleo, adotado pelo MMA (Ministério do Meio Ambiente do Brasil) nas suas Normas Técnicas para a Elaboração de Cartas SAO (Sensibilidade Ambiental ao Óleo) (2002).

A Classe 3 do ISL equivale a praias arenosas com grãos de finos a médios, com baixa declividade entre 3 e 5 graus, substrato semipermeável; mobilidade do perfil praial sedimentar baixa e soterramento parcial de óleo (adaptado por Araújo *et al.* (2000), com base na metodologia do NOAA). Para estas praias a possibilidade de soterramento do óleo não é alta devido à baixa mobilidade dos sedimentos, chegando a até 10 cm. A possibilidade existe, mas em praias expostas, depois da fase erosiva das tempestades. O impacto nas comunidades bióticas de invertebrados a zona inter-marés pode ser grave. Normalmente, será necessária limpeza.

Outro fator importante a ser considerado é que a maioria das praias, na área influenciada, são habitadas e/ou são atrações turísticas, tendo grande importância sócio-econômica à economia local.

## **Avaliação do CVA**

O Habitat de Praias Arenosas está presente em grande densidade dentro da área analisada, é altamente exposto à poluição por óleo, é moderadamente sensível à poluição por óleo e têm interesse público/turístico. Portanto o Habitat de Praias Arenosas preenche os critérios para ser um CVA, mas não na mesma significância que os Mangues. O Habitat de Praias Arenosas não é subdividido em sub-habitat já que não há grandes descontinuidades que justifiquem tal divisão.

## **TARTARUGAS MARINHAS**

No Brasil são encontradas cinco espécies de tartarugas marinhas, pertencentes a duas famílias distintas: Dermochelyidae e Cheloniidae. Dessas, quatro podem ser encontradas na área de estudo do empreendimento, a saber: *Caretta caretta*, *Eretmochelys imbricata*, *Chelonia mydas* e *Lepidochelys olivacea*, popularmente conhecidas como tartaruga-cabeçuda, tartaruga-de-pente, tartaruga-verde e tartaruga-oliva, respectivamente (Marcovaldi e Marcovaldi, 1999).

Todas as espécies de tartarugas marinhas que ocorrem na área em estudo são consideradas ameaçadas e estão listadas no Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção do Ministério do Meio Ambiente (Martins e Molina, 2008).

As tartarugas marinhas apresentam um ciclo de vida longo e complexo. Atingem a maturidade sexual com cerca de 20-30 anos de idade (Frazer e Ehrhart, 1985; Klinger e Musick, 1995) e permanecem maduras por um longo período. O acasalamento acontece em águas rasas, muitas vezes em áreas próximas das praias de desova. Os animais adultos migram das áreas de alimentação para as áreas de reprodução e esse deslocamento pode abranger de centenas a milhares de quilômetros (Limpus *et al.*, 1992). Os machos adultos, após o período reprodutivo, regressam às zonas de alimentação, enquanto as fêmeas permanecem nos sítios de desova por cerca de dois meses, período em

que realizam de três a seis posturas em média, com intervalos de aproximadamente 15 dias (Miller, 1997).

O tempo de incubação dos ovos, apesar de variável conforme a espécie e as condições climáticas locais, dura cerca de 50-60 dias (Miller, 1997). As tartarugas marinhas não reproduzem anualmente, havendo um intervalo variável entre as migrações reprodutivas / eventos de desova (Carr e Carr 1970; Carr *et al.*, 1978; Bull e Shine, 1979; Godley *et al.*, 2002). Apesar de este intervalo variar entre populações e espécies, o mais comum é o de cerca de 2-3 anos (Troëng e Chaloupka, 2007). Dados de marcação e recaptura, assim como de genética, indicam o comportamento filopátrico das fêmeas (Bjorndal *et al.*, 1983; Bowen *et al.*, 1992; 2004), que consiste na utilização e fidelidade ao sítio natal para as consecutivas desovas, a cada temporada reprodutiva, já na fase adulta. Alguns estudos já demonstraram também que os machos apresentam comportamento de fidelidade ao sítio reprodutivo (Limpus, 1993; Fitzsimmons *et al.*, 1997; James *et al.*, 2005).

Conforme já mencionado na seção II.5.2 (Meio Biótico), há importantes sítios de desova das tartarugas oliva (*Lepidochelys olivacea*), cabeçuda (*Caretta caretta*) e tartaruga-de-pente (*Eretmochelys imbricata*) na Bahia, e das duas primeiras espécies no litoral sergipano. Também há áreas de desova secundárias da tartaruga-verde (*Chelonia mydas*) no norte da Bahia e da tartaruga-de-pente (*E. imbricata*) em Sergipe, assim como registros de uso da região para deslocamento e alimentação (Silva *et al.*, 2007; Marcovaldi e Chaloupka, 2007; Marcovaldi *et al.*, 2007, 2011; Almeida *et al.*, 2011). Em Sergipe, a desova é monitorada em três bases do Projeto TAMAR/ICMBio: Ponta dos Mangues (36 km), Pirambú (53 km) e Abaís (36 km). Na Bahia, a desova é monitorada em quatro bases do TAMAR. A base de Sítio do Conde (80 km), no norte do estado da Bahia, é a única que se insere na área de estudo. A área de estudo é particularmente importante para a espécie *Lepidochelys olivacea* (tartaruga-oliva), já que o litoral sergipano apresenta a maior concentração de desovas dessa espécie no Brasil. Esta foi uma das principais razões para a criação da Reserva Biológica de Santa Isabel, que protege o trecho de costa no município de Pirambú (Decreto No. 96.999, de 20 de Outubro de 1988).



As espécies de tartarugas marinhas descritas neste estudo vêm à praia no período noturno entre os meses de setembro e março (Marcovaldi e Marcovaldi, 1999), com picos entre outubro e fevereiro, para desovar, cavando seus ninhos no trecho superior da praia e retornando ao mar após a desova.

### **Sensibilidade**

As tartarugas marinhas são de particular importância porque todas as espécies são consideradas ameaçadas de extinção em âmbito nacional e mundial. Poucas informações estão disponíveis sobre os efeitos do óleo nas tartarugas marinhas, porém os seguintes efeitos são prováveis:

- Se as tartarugas marinhas emergirem em uma mancha de óleo para respirar, o óleo poderá afetar seus olhos e danificar as vias aéreas ou pulmões;
- As tartarugas marinhas também poderão ser afetadas pelo óleo pela contaminação do alimento disponível ou pela absorção através da pele;
- As tartarugas marinhas são muito vulneráveis em locais de desova, durante a estação reprodutiva (Abuzinada *et al.*, 2008). Os locais de desova estão tipicamente em praias arenosas, que, se contaminadas por óleo, podem levar aos seguintes problemas:
  - Digestão/absorção de óleo por contaminação do alimento ou contato físico direto, levando a danos ao trato digestivo e outros órgãos;
  - Irritação de membranas mucosas (tais como as do nariz, garganta e olhos) levando a inflamação e infecção;
  - Os ovos podem ser contaminados, por haver óleo na areia da praia, no local de desova, se as tartarugas marinhas adultas forem contaminadas pelo óleo no momento em que vão para a praia, contaminando o local de desova. A contaminação de ovos por óleo pode inibir o desenvolvimento destes;
  - As tartarugas marinhas são especialmente vulneráveis ao óleo logo após a eclosão, quando emergem dos ninhos e descem a praia, em direção à água;
  - A tartaruga fêmea pode evitar a praia impactada e não desovar caso não haja uma praia alternativa próxima da área original.

A tartaruga marinha é mais sensível à poluição por óleo durante a desova e o efeito no êxito reprodutivo depende do grau de poluição por óleo da praia de desova (Abuzinada *et al.*, 2008).

O óleo perto da costa ou em praias pode afetar tanto as fêmeas que viajam ao seu local de reprodução para pôr seus ovos, como os jovens recentemente eclodidos na tentativa de alcançar o mar. As tartarugas marinhas adultas que vêm para a terra para se reproduzir, provavelmente só seriam afetadas pelo óleo relativamente grosso, mas as jovens poderiam ser afetadas até por camadas finas de óleo encalhado (Fritts e McGehee (1981)).

Os efeitos do óleo em ecossistemas chave e biota foram revistos, principalmente com base em atividades de pesquisa após o derramamento de óleo da Guerra do Golfo em 1991. Enquanto os efeitos da contaminação em aves foram graves, os efeitos nas tartarugas marinhas e mamíferos marinhos foram menores (ABUZINADA *et al.*, 2008). Enquanto os ovos, os embriões e filhotes são provavelmente mais vulneráveis a contaminantes voláteis e solúveis em água do que adultos, só um estudo examinou diretamente os efeitos de compostos de óleo em ovos de tartarugas marinhas. Depois do *blowout* do Ixtoc 1 em 1979, na Baía de Campeche, México, Fritts e McGehee (1981) coletaram dados tanto de campo como de laboratório sobre os efeitos do derramamento sobre ninhos de tartarugas marinhas, de uma praia afetada.

Em experimentos de laboratório, onde o óleo não intemperizado foi derramado sobre ninhos com ovos durante a última metade do último quarto do período de incubação, os pesquisadores encontraram uma redução significativa na sobrevivência à eclosão. Os ovos contaminados no início da incubação sobreviveram até a eclosão, mas os filhotes tiveram deformidades desenvolvidas na forma de desvios significativos no número de escudos (Fritts e McGehee (1981)).

O óleo intemperizado, no entanto, pareceu perder o seu efeito tóxico sobre os ovos. A areia contaminada tirada da praia após o derramamento não produziu impactos mensuráveis na sobrevivência dos filhotes da temporada seguinte, nem na sua morfologia (Fritts e McGehee (1981)). Assim, os dados sugerem que a



contaminação por óleo em locais de desova de tartarugas marinhas seria mais perigosa se o óleo não intemperizado derramasse durante a estação de desova.

Por outro lado, Fritts e McGehee (1981) também concluíram que o óleo derramado até algumas semanas antes da temporada de desova teria pouco efeito sobre o desenvolvimento do ovo e aptidão dos filhotes. Neste estudo, não foi determinado um nível limite de contaminação por óleo capaz de produzir efeitos mensuráveis sobre a sobrevivência de embriões. Contudo, uma mistura de 7,5 ml de óleo por quilograma de areia não reduziu significativamente sua sobrevivência. A maneira pela qual o óleo é introduzido em um ninho determina sua toxicidade. O óleo colocado diretamente na areia sobre o ninho, contra aquele completamente misturado à areia, teve maior impacto. Isto é, 30 ml de óleo colocado na areia, sobre os ovos, diminuiriam a sobrevivência de embriões, ao passo que 30 ml de óleo misturado na areia, em volta dos ovos, não diminuiriam sua sobrevivência. Os autores especularam que o óleo na superfície da areia criou um gradiente de exposição no qual as concentrações letais foram experimentadas por ovos individuais, mas não por todos.

Estudos de efeitos do óleo sobre tartarugas, em cenário controlado (Lutcavage *et al.*, 1995), sugerem que todas as etapas da vida pós-incubação sejam vulneráveis a efeitos por óleo e ingestão de piche porque as tartarugas marinhas não mostram nenhum comportamento de evitar o óleo quando encontram um local com uma mancha. Além disso, as tartarugas marinhas são oportunistas quanto à alimentação (Márquez, 1990), comendo indiscriminadamente qualquer coisa que apresente um tamanho apropriado, inclusive bolas de piche.

Apesar de uma longa história de grandes derramamentos de óleo, os arquivos de casos históricos indicam que poucos incidentes relataram a contaminação ou a matança de tartarugas marinhas ou contaminação por óleo de locais de desova. No entanto, não se sabe se as tartarugas marinhas foram, de fato, raramente impactadas ou se os arquivos históricos não são suficientemente completos ou detalhados para documentar danos, estratégias de proteção ou reabilitações.



Embora muitos derramamentos de óleo tenham ocorrido em áreas povoadas por tartarugas marinhas, casos de grandes números de indivíduos diretamente impactadas por derramamento são muito raros. Isto pode, em parte, ser devido ao fato de que as tartarugas têm extensas áreas de atuação e normalmente estão altamente dispersas.

Na avaliação de impactos de derramamentos anteriores, é importante reconhecer que os efeitos do óleo em tartarugas marinhas provavelmente não estão bem documentados. Documentar o número de tartarugas marinhas afetadas por um derramamento de óleo é difícil, muitas impactadas provavelmente não são monitoradas ou recuperadas. Além disso, na maioria dos relatórios de impactos em tartarugas marinhas relacionados a derramamentos, a causa da morte é normalmente documentada de forma não satisfatória.

### ***Encalhe Relacionado ao Óleo***

Estimou-se que aproximadamente 1% dos encalhes de tartarugas marinhas por ano está associado com o óleo. As percentagens mais altas são atribuídas ao óleo no sul da Flórida (3%) e no Texas (3 a 6%) (Lutcavage *et al.*, 1997), enquanto percentagens muito mais baixas caracterizam o encalhe no Havaí (um indivíduo em 18 anos) (Chaloupka *et al.*, 2008).

Regiões específicas na Flórida e no Texas relataram altas taxas em determinados anos, mais de 37%, por exemplo, no Condado de Dade, na Flórida (Lutcavage *et al.*, 1997). O trabalho feito por Vargo *et al.* (1986) indicou que os jovens são mais afetados que os adultos e que certas espécies, como as tartarugas-verdes, são mais afetadas do que as outras possivelmente por causa da preferência de habitat e localização das praias de desova.

Entre as tartarugas marinhas impactadas, o piche muitas vezes é encontrado na boca, esôfago, ou estômago, em particular em filhotes e tartarugas jovens. Tartarugas marinhas pequenas foram encontradas completamente cobertas por óleo. O óleo retirado de tartarugas marinhas encalhadas na Flórida e no Texas foi identificado principalmente como descargas de petroleiro (Lutcavage *et al.*, 1997).

Bugoni *et al.* (2001) recuperou e examinou tartarugas marinhas mortas, encalhadas na costa sul do Brasil, e descobriu que o óleo foi um fator

relativamente menor nas tartarugas-verdes examinadas entre 1997 e 1998. De 38 indivíduos examinados, só um continha óleo. Detritos plásticos (bolsas e cordas) foram o material antropogênico mais comumente encontrado (em 16 e 15 indivíduos, respectivamente).

### **Avaliação do CVA**

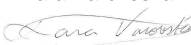
A área de interesse apresenta importantes sítios de desova para as espécies *Lepidochelys olivacea*, *Caretta caretta* e *Eretmochelys imbricata* (Silva *et al.*, 2007; Marcovaldi e Chaloupka, 2007; Marcovaldi *et al.*, 2007). Além disso, há sítios secundários de desova de *Chelonia mydas* e *Eretmochelys imbricata* (Marcovaldi e Marcovaldi, 1999; Marcovaldi *et al.*, 2007). Os ambientes oceânicos na área de estudo do projeto são frequentados pelas quatro espécies registradas.

Todas as espécies de tartaruga marinha que ocorrem na área em estudo são listadas no Livro Vermelho da Fauna Brasileira Ameaçada de Extinção do Ministério do Meio Ambiente (Martins e Molina, 2008) e são sensíveis à poluição por óleo durante a desova e eclosão. Sendo assim, as tartarugas marinhas são consideradas como CVA para a área de estudo.


A avaliação de risco foi conduzida para as áreas de desova como um parâmetro de potencial dano por óleo às tartarugas, já que estes animais são mais vulneráveis ao óleo quando ocorre o encalhe da mancha na praia e os jovens, recém eclodidos, se dirigem ao mar.

Em toda a Área de Estudo podem ocorrer desovas de tartarugas marinhas. Sendo assim, o risco ambiental para a desova de tartarugas considera toda a região da área de influência direta do projeto. Essas áreas estão apresentadas na Figura II.8.4.2.2-4.

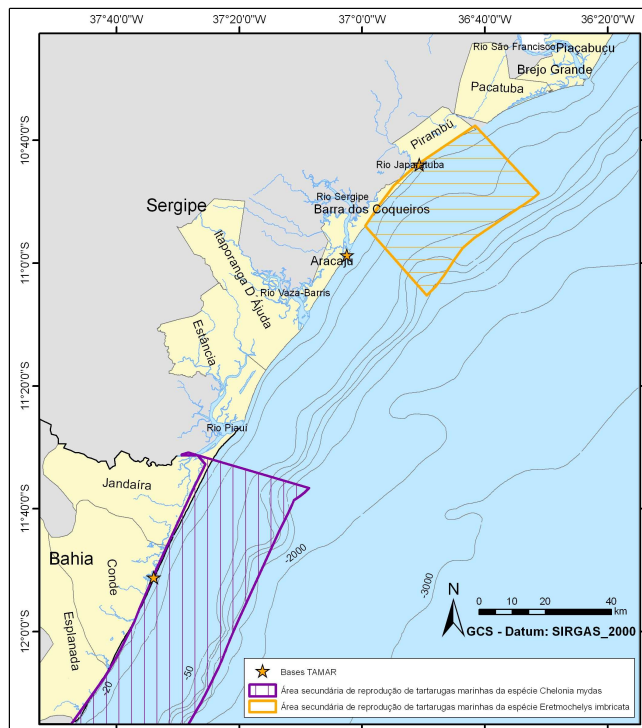
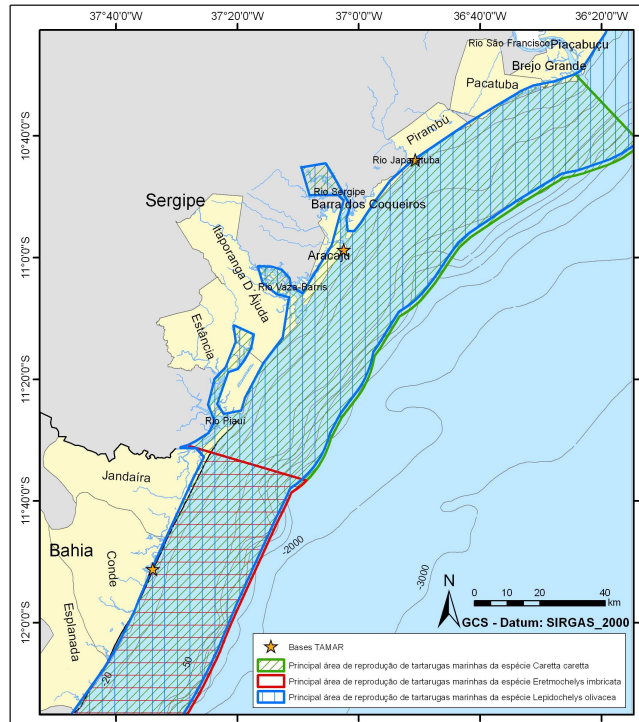


Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



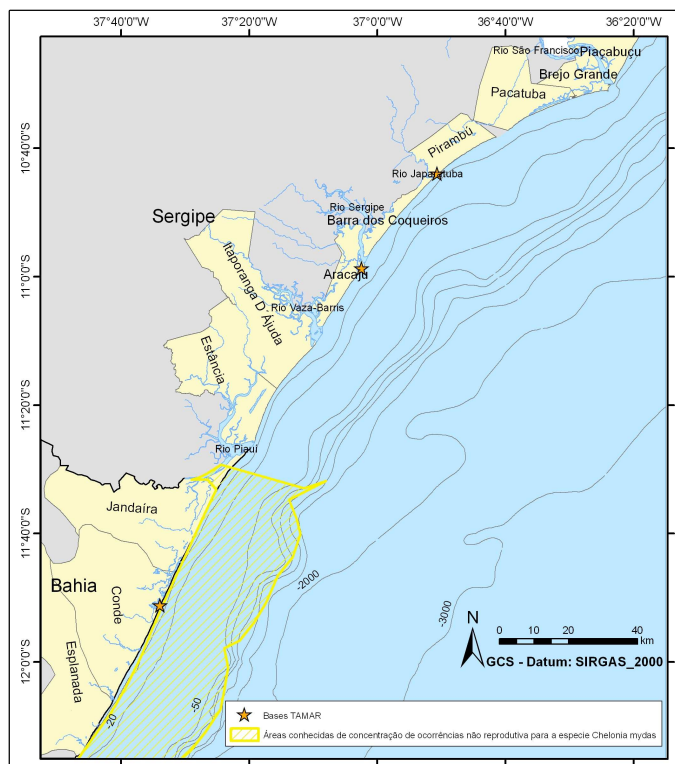
Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011



**Figura II.8.4.2.2-4 - Mapas ilustrativos das áreas de desova, principais e secundárias, e de concentração conhecidas das espécies de tartarugas marinhas na área de estudo.**

Fonte: Banco de dados do Projeto TAMAR/ICMBio, parcialmente disponíveis no endereço eletrônico <http://siaiacad15.univali.br/sitamar>



**Figura II.8.4.2.2-4** Continuação. Mapas ilustrativos das áreas de desova, principais e secundárias, e de concentração conhecida das espécies de tartarugas marinhas na área de estudo.

Fonte: Banco de dados do Projeto TAMAR/ICMBio, parcialmente disponíveis no endereço eletrônico <http://siaiacad15.univali.br/sitamar>

## AVES

As aves se constituem em excelentes indicadoras devido a sua capacidade de resposta a alterações ambientais. Possuem uma grande diversidade ecológica ocupando diferentes habitats e níveis tróficos (IPIECA, 2004).

Para o presente estudo, no caso das aves, daremos ênfase à área de Mangue Seco, que é considerada uma área de interesse internacional para as aves marinhas. Para os demais estuários da área de estudo está sendo realizado um levantamento de dados da ocorrência de espécies de aves nesses estuários, e a área de alimentação destas espécies, para que estes sejam contemplados na análise de risco ambiental para as populações de aves.

As aves oceânicas da área em estudo são representadas principalmente pela *Sterna dougallii* ou trinta-réis-róseo, também conhecida como andorinha-do-

mar-rósea, gaivina-rosada ou garajau-rosado (Ordem Charadriiformes) (Final Report Waterbirds in Brazil, Save Brasil – 2006). Essas aves chegam a adentrar de 7 a 20 km em mar aberto, retornando para o local de abrigo a noite ([http://www.hww2.asp\\_id=69](http://www.hww2.asp_id=69)).

A agregação de *Sterna dougallii* em Mangue Seco é a maior que se conhece ao longo da costa sul-americana, mas outros importantes locais de concentração da espécie, descobertos mais recentemente, são Cacha Pregó (ilha de Itaparica), Ponta do Curral (Morro de São Paulo, ao sul da baía de Todos os Santos), baía de Camamú (Ituberá) e Corumbal (Porto Seguro), todos na costa da Bahia, que podem ser utilizados alternadamente pelas aves como áreas de repouso (Birdlife, 2011).

Mangue Seco foi o primeiro local descoberto de concentração dessa espécie, migrante do Hemisfério Norte, na costa da América do Sul e reúne aves invernantes provenientes principalmente das colônias de reprodução do Caribe e Estados Unidos, cuja população de *S. dougallii* está decrescendo. A estimativa das populações do gênero *Sterna* nos pontos de trabalho foi: 10.000 em Mangue Seco e Cacha Pregó, 3.000 Baía de Camamú, Corumbal e Ponta do Curral, configurando-se como áreas prioritárias para o manejo e conservação. A importância de Mangue Seco para esta espécie é clara, é uma zona de proteção, uma área de interesse internacional (Hays, H. *et al.*, 1999).

As grandes concentrações de *S. dougallii* em Mangue Seco ocorrem de dezembro a março, período em que as aves utilizam o pontal arenoso como local de repouso, durante a maré alta (Birdlife, 2011).

O período reprodutor decorre entre abril e julho, porém não nidificam no Brasil. Os ninhos situam-se em locais protegidos por rochas ou vegetação, mas os ovos (normalmente, um ou dois) são depositados diretamente no chão e demoram 3 semanas para seu total desenvolvimento ([www.horta.uac.pt/species\\_Aves\\_procelarififormes\\_Sterna\\_dou](http://www.horta.uac.pt/species_Aves_procelarififormes_Sterna_dou)).

Essa espécie prefere pescar em redemoinhos, ou em locais onde as correntes se encontram, e outras águas turbulentas, caçando a uma distância de 7 km da costa, podendo atingir até 20 km em direção *offshore*, a uma profundidade menor que 5 m (Rock. J, *et al.*, 2007).



### **Sensibilidade ao óleo**

Para Aves Marinhas há dois níveis da sensibilidade à poluição por óleo: sensibilidade individual (ex. mortalidade de indivíduos) e sensibilidade demográfica (redução da população). Ambas as sensibilidades são mencionadas no texto abaixo.

Espécies de aves diferentes têm sensibilidades diferentes quanto à poluição por óleo. O efeito mais comum do óleo no contato com as aves é a contaminação externa das penas, que por sua vez podem afetar a camada de isolamento das penas e interferir na capacidade da ave de termo regulação, e reduzir a sua mobilidade. Na maioria dos casos isto levará à hipotermia e as aves buscarão abrigo para sobreviver. Isto pode interromper a sua capacidade de encontrar alimento, as deixando desidratadas, hipoglicêmicas e vulneráveis à predação. Outro meio de exposição ao óleo das aves é a ingestão. As aves podem ingerir o óleo diretamente da água, pelo consumo do alimento com óleo ou limpeza das penas. Os impactos da ingestão podem ser irritação, ulceração e destruição da microestrutura do trato propriamente dito. A ingestão de óleo também pode ter efeitos tóxicos sobre o fígado e outros órgãos por desintoxicação e a excreção de metabólitos PAH, bem como levar a anemia e supressão do sistema imunológico, pela destruição e/ou produção reduzida de células do sangue das aves.

O comportamento, a ecologia e a história de vida podem afetar a probabilidade de que as aves sejam expostas ao óleo e até que ponto a população será afetada. As aves que flutuam e se alimentam de água superficial ou mergulham (pelicanos, cormorões, andorinhas-do-mar, alcas, pinguins, Aves Marinhas, patos marinhos, patos mergulhadores) podem estar em maior risco de exposição. Elas passam todo ou a maior parte do tempo na água. As Aves Marinhas vivem muito tempo e apresentam amadurecimento e/ou procriação atrasada, baixas taxas de reprodução, alta mortalidade de filhotes e falhas reprodutivas episódicas naturais. Assim elas podem ser do maior risco de impactos ao nível de população ou comunidade, comparados com espécies como gaivotas e patos de alimentação à superfície, que vivem por períodos mais curtos, com taxas reprodutivas mais altas (USCG, 2005).



Lara Varoveska  
*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011



As condições climáticas podem afetar as possibilidades de sobrevivência da ave após efeitos de abafamento pela exposição ao óleo, uma vez que o estresse adicional de condições ambientais severas (frio, tempestades e etc.) aumenta as taxas de mortalidade de Aves Marinhas (Patten *et al.* 2000).

As espécies de aves, para a análise de risco ambiental, são classificadas de acordo com a sensibilidade à poluição por óleo de 1 a 3, onde as espécies de aves mais sensíveis são classificadas com índice de sensibilidade 3 e as menos sensíveis com índice de sensibilidade 1, de acordo com a classificação adotada pela SFT/DN, 2004 (Diretoria de Manejo da Natureza da Autoridade Norueguesa de Controle da Poluição) (Tabela II.8.4.2.2-2 e Tabela II.8.4.2.2-3).

**Tabela II.8.4.2.2-2 - Diferentes espécies de aves marinhas dentro dos grupos ecológicos (SFT/DN 2004).**

Espécies pelágicas mergulhadoras	Espécies pelágicas de alimentação à superfície	Espécies costeiras mergulhadoras		Espécies costeiras de alimentação à superfície		Espécies de alimentação de cadáver	Limículas de costas rochosas
<i>Uria aalge</i>	<i>Fulmarus glacialis</i>	<i>Gavia stellata</i>	<i>Somateria mollissima</i>	<i>Cygnus olor</i>	<i>Stercorarius parasiticus</i>	<i>Haliaeetus albicilla</i>	<i>Haematopus ostralegus</i>
<i>Uria lomvia</i>	<i>Puffinus griseus</i>	<i>Gavia arctica</i>	<i>Somateria spectabilis</i>	<i>Cygnus cygnus</i>	<i>Stercorarius skua</i>		<i>Calidris maritima</i>
<i>Alca torda</i>	<i>Puffinus puffinus</i>	<i>Gavia immer</i>	<i>Polysticta stelleri</i>	<i>Anser brachyrhynchus</i>	<i>Chroicocephalus ridibundus</i>		<i>Arenaria interpres</i>
<i>Alle alle</i>	<i>Hydrobates pelagicus</i>	<i>Gavia adamsii</i>	<i>Clangula hyemalis</i>	<i>Anser anser</i>	<i>Larus canus</i>		
<i>Fratercula arctica</i>	<i>Morus bassanus</i>	<i>Podiceps cristatus</i>	<i>Melanitta fusca</i>	<i>Branta canadensis</i>	<i>Larus fuscus</i>		
	<i>Stercorarius pomarinus</i>	<i>Podiceps auritus</i>	<i>Bucephala clangula</i>	<i>Branta leucopsis</i>	<i>Larus argentatus</i>		
	<i>Stercorarius longicaudus</i>	<i>Phalacrocorax carbo</i>	<i>Mergus merganser</i>	<i>Branta bernicla</i>	<i>Larus glaucooides</i>		
	<i>Rissa tridactyla</i>	<i>Phalacrocorax aristotelis</i>	<i>Cephus grylle</i>	<i>Tadorna tadorna</i>	<i>Larus hyperboreus</i>		
	<i>Pagophila eburnea</i>			<i>Phalaropus lobatus</i>	<i>Larus marinus</i>		
				<i>Phalaropus fulicarius</i>	<i>Sterna hirundo</i>		
					<i>Thalasseus sandvicensis</i>		
					<i>Sterna paradisaea</i>		

**Tabela II.8.4.2.2-3** - Sensibilidade de grupos ecológicos de aves marinhas ao óleo, durante as diferentes atividades; S3 é a categoria de sensibilidade mais alta e S1 é a categoria mais baixa (SFT 2004).

Grupos ecológicos de aves marinhas	Áreas para:			
	Procriação	Alimentação	Pernoite	Muda de penas
Espécies pelágicas mergulhadoras	S3	S3	S3	S3
Espécies pelágicas de alimentação à superfície	S1	S2	S1	-
Espécies costeiras mergulhadoras	S3	S3	S3	S3
Espécies costeiras de alimentação à superfície	S2	S1	S1	S2
Espécies de alimentação de cadáver	-	S1	-	-
Limículas de costas rochosas	S1	S1	-	-

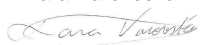
Após exaustivas pesquisas sobre as aves presentes na área de influência deste estudo, selecionamos a *Sterna dougallii* como a mais representativa dos riscos das aves, uma vez que há uma grande dificuldade em obtermos dados populacionais e espaciais das outras espécies. Como esta espécie está presente apenas em Mangue Seco (Estuário dos rios Real e Piauí), novas pesquisas estão sendo realizadas para a identificação de espécies que representem os riscos para as aves dos outros estuários na área de estudo.

A *Sterna dougallii* é uma espécie costeira de alimentação à superfície (Tabela II.8.4.2.2-2 e Tabela II.8.4.2.2-3). Apesar desta espécie se enquadrar no índice de sensibilidade 1, no presente estudo foi classificada de forma conservativa como de índice de sensibilidade 2, por estar inclusa na lista internacional de espécies ameaçadas de extinção (*Red List*).

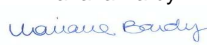
A estimativa das populações do gênero *Sterna* na costa brasileira é de: 10.000 em Mangue Seco e Cacha Preggo, 3.000 Baía de Camamú e Corumbal, sendo estes locais, com concentrações de aproximadamente 10.000 aves, considerados áreas de conservação de importância global (Lima, P. *et al.*, 2004).

A distribuição espacial relativa da espécie *Sterna dougallii* dentro da área de influência foi definida com base nas distâncias da costa que essas aves atingem para a alimentação. Como essas aves procuram alimento principalmente a 7 km da costa, podendo chegar à 20 km (Lima, P. *op cite*), adotou-se para o cálculo da distribuição relativa da população que 75 % dos indivíduos atingiriam até 7 km da costa e os demais 25 % procurariam alimento entre 7 e 20 km da costa (Figura II.8.4.2.2-5).

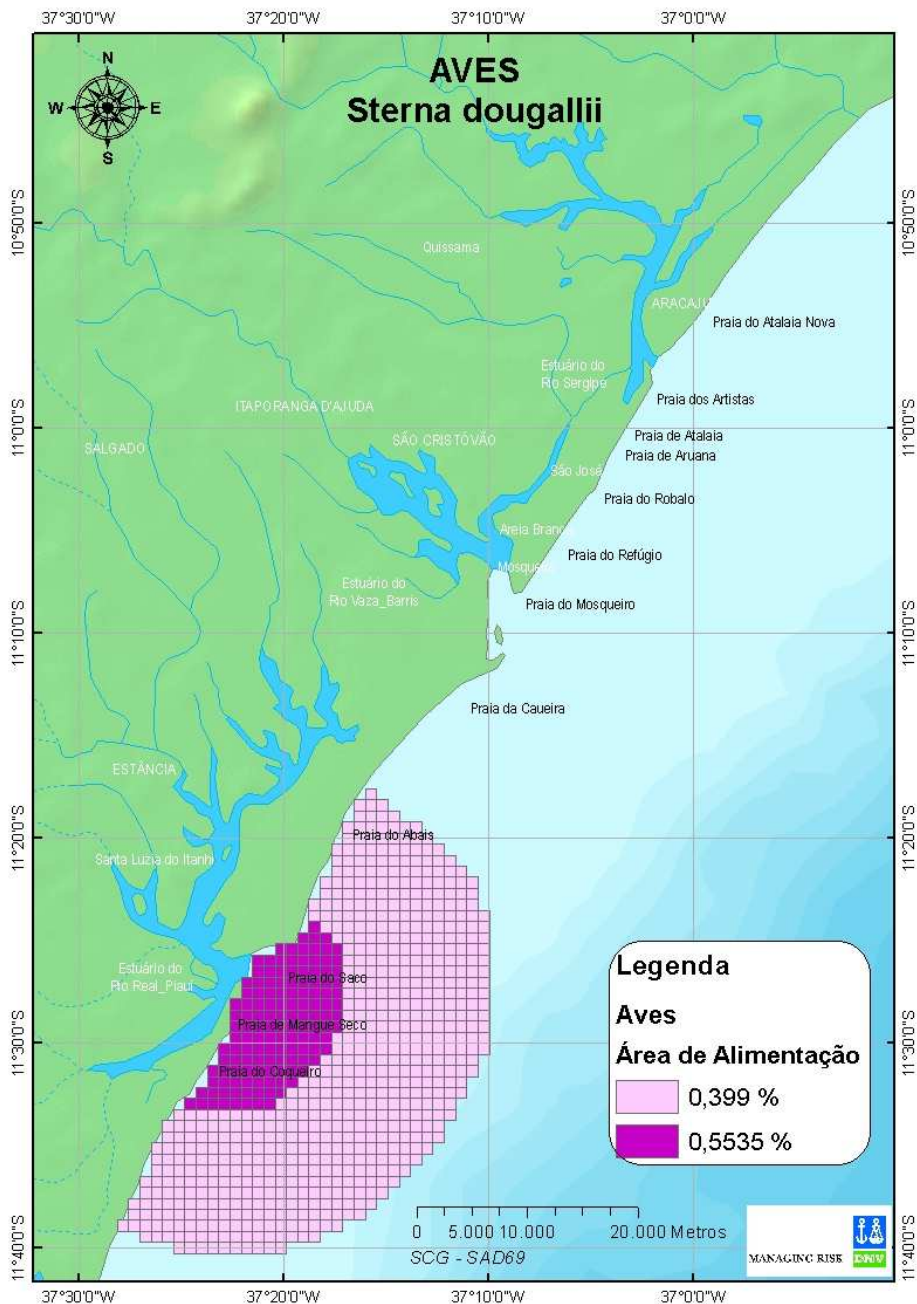


Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011



**Figura II.8.4.2.2-5** – Mapa de distribuição relativa das Aves Marinhas na área de influência.

### Dados históricos

Houve vários incidentes de derramamentos de óleo que afetaram Aves Marinhas ao longo de toda a história. O acidente do Exxon Valdez, em 1989 (Canadá) causou efeitos agudos nas Aves Marinhas e foi registrado um alto número de Aves Marinhas mortas. Contudo, não foi possível determinar reduções

de longa duração das populações afetadas, e alguns relatórios indicam que o tempo de recuperação de algumas colônias (Ilha Barren) foi de aproximadamente cinco anos (Boersma *et. al* 1993). Outros trabalhos indicam que a maior parte das populações foi totalmente recuperada depois de 2-3 anos (Wiens, 1995). Após o acidente do Amoco Cadiz em 1978 (na costa de Bretanha) estimou-se que as populações foram totalmente recuperadas dentro de 5 anos (Brown, 1983).

Em 1999, o petroleiro Erika de casco único se partiu na costa da Bretanha, na França. Mais de 10.000 toneladas de óleo combustível pesado foram derramadas na Baía de Biscay e poluíram mais de 400 km do litoral. O acidente causou a morte de entre 80.000 e 150.000 aves marinhas, das quais aproximadamente 80% foram representantes das espécies Arau-comum. Em uma escala de tempo de curto prazo, nenhuma redução significativa nos números de reprodução foi registrada, em colônias de procriação diferentes ao redor das Ilhas britânicas (Mavor *et al* 2003, citado por (Cadiou *et al.* 2004)).

Parece que o crescimento e as reduções de populações de Aves Marinhas podem seguir seu curso independente de incidentes agudos, tais como poluição por óleo, e que as condições ambientais totais têm importância muito maior com a alta mortalidade aguda, do que incidentes isolados (Cadiou *op cit*).

Destruições de habitat, redução do fornecimento de alimento, poluição e outras perturbações antropogênicas podem prejudicar a capacidade das Aves Marinhas de se recuperar após incidentes de mortalidade aguda (Patten *et al.* 2000).

### **Avaliação do CVA**

Aves Marinhas são sensíveis à poluição por óleo, tem interesse nacional e internacional e tem importância ecológica. Sendo assim, a espécie *Sterna dougallii* (trinta-réis-róseo) foi selecionada como Componente de Valor Ambiental por se tratar de uma espécie que consta na Lista Internacional de Espécies Ameaçadas (*Red List*), por cerca de 35% da população desta espécie no Brasil estar presente na área de influencia, possuir índice de sensibilidade ao óleo S2 e por Mangue Seco ser o primeiro local descoberto como área de concentração dessa espécie.

As Aves Marinhas foram aqui distribuídas em duas concentrações diferentes, de acordo com a distância, em relação costa, que elas atingem para procura de alimento: 75 % da população até 7 km e 25 % entre 7 e 20 km (Figura II.8.4.2.2-5).

## CORAIS

A plataforma continental de Sergipe é caracterizada pela predominância de sedimentos lamosos, principalmente silte com argila, entre a foz dos rios São Francisco e Sergipe, e elevada turbidez, que não são propícios à presença de corais. Os esparsos registros de ocorrência de corais na área deste estudo, conforme apresentado no Meio Biótico (seção II.5.2 do .EIA), indicam uma presença pouco significativa destes, com localização extremamente restrita sobre substrato consolidado (recifes de arenito) e em isóbatas de 8 a 27m. A ocorrência nestas profundidades os torna pouco vulneráveis aos efeitos de um derrame de óleo, de acordo com a literatura, tanto em relação a dados de campo quanto estudos experimentais (Ipieca, 2000; NOAA, 2001).

### **Sensibilidade ao óleo**

Uma revisão de diversos estudos sobre efeitos de derrames de óleo sobre corais realizada pelo National Research Council (1985) dos Estados Unidos verificou que os impactos agudos de derrame de óleo causam poucos efeitos sobre os corais. Em outra revisão feita pela NOAA, há resultados de vários estudos que relatam que corais submersos parecem não ser afetados por derrames de óleo, mesmo quando a mancha flutua sobre eles, em especial aqueles nas maiores profundidades (NOAA, 2001). Em um experimento de campo, denominado TROPICS no Panamá, onde foram testados os efeitos do lançamento direto de óleo sobre uma área sensível de manguezal e de recifes de corais, foi relatado que para corais, os efeitos foram mínimos (Ipieca, 2000). Em outro experimento no Golfo Árabe, corais foram expostos a óleo cru flutuante por até 5 dias e não exibiram efeitos visíveis (NOAA, 2001).





### **Avaliação do CVA**

Os corais não foram considerados como CVA neste estudo tendo em vista sua presença na área ser pouco significativa e não estarem vulneráveis a toque de óleo, de acordo com os resultados obtidos na modelagem da dispersão de óleo e na análise de vulnerabilidade.

### **MACROALGAS**

Conforme apresentado na seção II.5.2. Meio Biótico, até o momento, tantos os dados primários quanto a literatura, não apontam para a existência de bancos de macroalgas na área de estudo. Em função da não ocorrência de costões rochosos e do predomínio de praias arenosas no litoral sergipano, há registros consistentes de ocorrência deste grupo biológico na plataforma continental em isóbatas de 10 a 30m. As macroalgas presentes em habitats submersos apresentam baixa vulnerabilidade ao óleo. Em geral, não há registros de efeitos de óleo em algas submersas (Peckol *et al.*, 1990; Edgara & Barrett, 2000).

Desta forma, as macroalgas não foram definidas como CVA na análise de risco devido à ausência de bancos e pela sua baixa vulnerabilidade na área de estudo.

### **COSTÕES ROCHOSOS**

Os costões rochosos não foram definidas como CVA na análise de risco devido a ausência destes na área de estudo.

Costões rochosos são componentes de valor ambientais classificados como pouco sensíveis (ISL 1 ou 2), de acordo com sua sensibilidade ao óleo. Principalmente para os costões rochosos expostos, que apresentam baixa permanência do óleo e este é removido rapidamente. De acordo com o item II. 5.2 – Meio Biótico, não há ocorrência de costões rochosos na área de estudo; assim, este componente não foi incluído como CVA na análise de risco.



## RESTINGA

O ecossistema de restinga está presente na área de ocorrência (seção II.5.2. Meio Biótico), entretanto como as restingas localizam-se no supralitoral, somente a praia é a área mais vulnerável a exposição ao óleo. Esta região mais vulnerável está sendo contemplada como o CVA praias arenosas.

## BANCO DE MOLUSCOS

Tendo em vista que os levantamentos realizados até o momento, segundo o item meio Biótico seção II.5.2. não indicam a existência de bancos de moluscos na área de estudo, estes não foram selecionados como CVA.

## RESUMO DOS CVAS

Com base na avaliação dos componentes ambientais que ocorrem na área de influência do empreendimento, apresentada anteriormente, foram selecionados como CVAs os seguintes componentes:

**Tabela II.8.4.2.2-4 – Resumo dos CVAs selecionados.**

CVA	Tipo de CVA	Descrição
Manguezais	Habitat	Três sub-habitat. - Estuário do Rio Sergipe - Estuário do Vaza-Barris - Estuário dos Rios Real - Piauí
Praias arenosas	Habitat	- Um habitat
Tartarugas Marinhas	Praias de Desova	- Um Habitat
Aves	População - Alimentação	Duas concentrações: até 7 km da costa e de 7 a 20 km.

### II.8.4.2.2.2 – Avaliação do Tempo de Recuperação dos CVAs

Seguindo o determinado no Termo de Referência (TR) para o Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema (CGPEG/DILIC/IBAMA nº 029/08, emitido em 03/10/2008), a sensibilidade dos componentes deve ser avaliada em

função do seu tempo de recuperação, conforme apresentado na Tabela II.8.4.2.2-5.

**Tabela II.8.4.2.2-5** – Classificação dos componentes Ambientais segundo seu tempo de recuperação, apresentado no TR para o Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema (CGPEG/DILIC/IBAMA nº 029/08, emitido em 03/10/2008).

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

Os processos de recuperação podem tomar muitas formas dependendo da natureza do dano do derramamento de óleo em consideração. A preocupação com o dano aos recursos humanos tais como indústria pesqueira ou recreativa, muitas vezes tem prioridade sobre o dano ao ecossistema por causa de interesses comerciais. Os recursos exploráveis pelas populações locais são normalmente de rápida recuperação e, com a exceção de alguns bancos de moluscos, os usos pelas populações, de uma área impactada por um derramamento, geralmente se reiniciam logo que o volume de óleo é retirado. Em muitos casos, a disponibilidade de serviços à população (ex: praias de recreação) não está estreitamente relacionada à recuperação biológica e é normalmente mais rápida do que esta (Kingston, 2002).

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. Os ecossistemas marinhos possuem constantes alterações naturais na dinâmica das populações a

eles associadas. A recuperação assim, deve ser julgada quanto ao funcionamento do ecossistema ao invés da contagem do número de indivíduos, ou as suas estruturas demográficas. Uma definição possível da recuperação pode ser:

- O tempo de recuperação é definido como o tempo decorrido entre o início de um determinado incidente até que as características biológicas retornem a condições semelhantes às anteriores ao derramamento ou a um novo estado estável, levando em consideração as variações ecológicas naturais.

Ou:

- A recuperação de um ecossistema é caracterizada pelo restabelecimento de uma comunidade biológica na qual as plantas e animais característicos dessa comunidade estão presentes e funcionando normalmente (Kingston, 2002).

É impossível dizer se um ecossistema que se recuperou de um derramamento de óleo está em condições semelhantes àquelas que teriam persistido caso não existisse o derramamento. O resultado disto consiste em que muitas vezes há considerável controvérsia na visão sobre modificações de pós-recuperação.

Nas sessões adiante os componentes ambientais, classificados como CVAs na sessão anterior, são avaliados em função do tempo que levariam para se recuperar. A partir desta avaliação, cada CVA é enquadrado na categorias de tempo de recuperação constantes da Tabela II.8.4.2.2-5. Para a determinação do tempo de recuperação foram utilizados dados extraídos de artigos científicos.

## MANGUEZAIS

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



limiões, o local se estabilizar quanto à estrutura para que os novos recrutamentos sobrevivam e cresçam. A recuperação é dependente também da idade da floresta contaminada.

O Comitê de Óleo no Mar (2002) propôs as etapas da recuperação final de impacto para um mangue contaminado por óleo apresentadas na Tabela II.8.4.2.2-6 adiante. Na fase aguda, após a contaminação por óleo (entre 0-30 dias), pode-se observar a morte de aves, tartarugas, peixes e invertebrados, e a desfolhação e morte de pequenos mangues e a perda de raízes aéreas. Os efeitos crônicos (1 mês-1 ano) são a desfolhação e a morte de mangues de tamanhos médios e dano aos tecidos das raízes aéreas. No período que segue (1-5 anos) pode-se observar a morte de mangues maiores e a perda de raízes aéreas contaminadas pelo óleo. Neste período também pode haver recrescimento de novos mangues e a recolonização de áreas por novas mudas. A exposição crônica de 1-10 anos deve reduzir a sobrevivência de mudas, causar morte ou crescimento reduzido de árvores jovens que colonizam o lado contaminado, e pode causar uma reduzida queda de detritos e de reprodução. Após 10-50 anos, dependendo da gravidade, espera-se uma recuperação completa.

Uma abordagem diferente sugere que, na fase inicial (0-1 ano), as mudas e os brotos morrem, mas nenhuma alteração estrutural pode ser medida. Após 1-4 anos é observada alta mortalidade e as principais alterações estruturais podem ser medidas. Após 4-9 anos o habitat está se estabilizando e é observado o crescimento de brotos, e depois de 9 anos é possível medir melhoras nos parâmetros estruturais das árvores.

**Tabela II.8.4.2.2-6 - Etapas Propostas de Impacto e Recuperação de Mangues contaminados por óleo (Committee on Oil in the Sea, 2002).**

Autor citado pelo Comitê de Óleo no Mar (2002)	Etapa/Fase	Resposta
<b>Lewis 1981</b>	Aguda	
	0-15 dias	Morte de aves, tartarugas, peixes e invertebrados
	15-30 dias	Desfoliação e morte de pequenos (<1m) mangues; perda de comunidade de raiz aérea
	Crônica	
	30 dias–1 ano	Desfoliação e morte de mangues médios (<3 m); dano aos tecidos das raízes aéreas
	1-5 anos	Morte de mangues maiores (> 3 m); perda de raízes aéreas contaminadas e recrescimento de novos (às vezes deformados); recolonização de áreas danificadas por óleo por novas mudas
	1–10 anos	Redução de queda de detritos, reprodução reduzida, e sobrevivência reduzida de mudas; morte ou crescimento reduzido de árvores jovens que colonizam o local contaminado; dano elevado aos insetos
<b>Lamparelli et al. 1997</b>	10–50 anos	Recuperação completa
	Efeito inicial 0-1 ano	As mudas e os brotos morrem; nenhuma alteração estrutural pode ser medida
	Dano estrutural 1-4 anos	Alta mortalidade é observada, e o impacto por óleo pode ser medido quanto a alterações estruturais principais
	Estabilização 4-9 anos	Nenhuma ou poucas alterações adicionais aos parâmetros estruturais; o crescimento de broto é observado
	Recuperação > 9 anos	É possível medir melhoras nos parâmetros estruturais das árvores; o ecossistema pode não recuperar-se totalmente ao seu estado original.

O tempo de recuperação dos Manguezais é baseado na sensibilidade deste habitat descrita na seção II.8.4.2.2.2 e nos fatores a seguir:

- O impacto do óleo em manguezais é uma função do tipo de óleo; volume do derramamento, duração do re-oleamento, extensão da cobertura do óleo em raízes expostas e grau do oleamento do substrato. Eles são sensíveis em relação à poluição por óleo. A quantidade de óleo que alcança os manguezais e a duração que o óleo permanece perto deles são variáveis importantes na determinação da gravidade dos efeitos. A contaminação por óleo pode matar mangues dentro de algumas semanas a vários meses.

- Os óleos mais leves são mais tóxicos aos mangues do que os óleos mais pesados e o aumento do intemperismo geralmente reduz a toxicidade.
- Assume-se que os efeitos sobre a flora e a fauna associadas estejam correlacionados com os efeitos sobre o mangue, e o tempo de recuperação do mangue é assumido como dimensionador da recuperação do habitat.

A Tabela II.8.4.2.2-7, abaixo apresenta os dados presentes na literatura científica sobre recuperação de florestas de mangue após terem sido atingidas por óleo.

**Tabela II.8.4.2.2-7 - Dados históricos de tempo de recuperação de mangues após contaminação por óleo.**

Tipo de Óleo	Local	Tempo de Recuperação	Referências
Não informado	Austrália	25 anos	Duke, Ellison <i>et al.</i> , 1999
Não informado	Panamá	20 anos	Burns <i>et al.</i> , 1993
Não informado	Austrália	4 anos	Burns & Codi, 1998
Diversos	Revisão de diversos estudos*	10-50 anos*	Lewis, 1983
Não informado	Brasil	>9 anos	Lamparelli <i>et al.</i> , 1997
Óleo Combustível Marítimo	Era, Austrália, Agosto 1992.	> 4 anos	Wardrop <i>et al.</i> , 1997
Óleo Bruto	Santa Augusta, US Virgin Islands 1971	>7 anos	Lewis 1979
Óleo bruto da Venezuela	Zoe Colocotronis, Puerto Rico March 1973	> 6 anos (franja do mangue)	Nadeau and Bergquist 1977, Gilfillan <i>et al.</i> 1981
Não informado	Witwater, Panama, 1968	> 23 anos (abrigado) 23 anos (franja)	Duke <i>et al.</i> 1997
Óleo bruto	Bahía las Minas, Panama, April 1986	> 5 anos (mangue de franja) > 6 anos (abrigado)	Garrity <i>et al.</i> 1994 Duke <i>et al.</i> 1997
Combustível (JP-5)	Roosevelt Roads NAS, Puerto Rico, Nov 1986 October 1999	> 1 ano > 1,5 anos	Ballou & Lewis 1989 Wilkinson <i>et al.</i> 2001
Combustível Nº 6 e Nº 2	Tampa Bay, August 1993	> 2 anos	Levings <i>et al.</i> 1995, 1997
Generalizado	Flórida e Caribe	20 – 30 anos	Hoff, R. 2002 - NOAA
Não informado	Bahia Las Minas, Panama	20 anos	Teas <i>et al.</i> 1989
Árabe leve	Caribe	8 anos	Munoz <i>et al.</i> 1997
Diversos	Florida e Porto Rico	23 anos	Michel (2001) - NOAA
Não informado	Florida e Porto Rico	6 – 25 anos	Getter <i>et al.</i> 2003
Trabalho de Revisão	Trabalho de Revisão	36 anos	Duke <i>et al.</i> 1999

\* Suposto pelo pesquisador

Incidentes históricos indicam tempos de recuperação para manguezais entre 4 anos ou menos, e 25 anos. Soares *et al.* 2006, em seu trabalho sobre a regeneração dos mangues atingidos por óleo na Bahia de Guanabara, verificou que após os 2 primeiros anos do acidente, os mangues apresentavam sinais claros do impacto da contaminação pelo óleo. Após 5 anos do acidente havia excelentes sinais de recuperação desses mangues impactados.

Duke, 1999 realizou um trabalho de revisão dos estudos já realizados sobre o tempo de recuperação dos manguezais e através das informações de recuperação e tempo após a contaminação estabeleceu uma relação na qual a expectativa da recuperação dos mangues é de 36 anos.

A partir do exposto acima, no atual estudo, os manguezais foram enquadrados na categoria de consequência grave, na qual o tempo de recuperação é superior a 10 anos.

## PRAIAS ARENOSAS

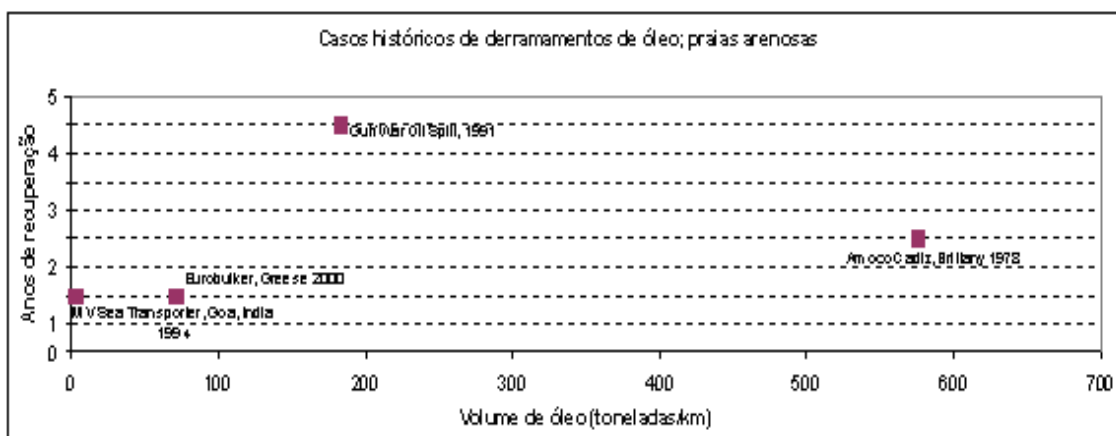
O tempo de recuperação do Habitat de Praias Arenosas, após contaminação por óleo, é baseado na sensibilidade do habitat descrita na seção II.8.4.2.2.2 e nos fatores a seguir:

- as praias expostas são consideradas habitat pobres onde a ação das ondas e a instabilidade do sedimento limitam o desenvolvimento de comunidades de plantas e animais, com baixa produtividade, comparada com outros ambientes costeiros (McLachlan, 1983);
- mostrou-se que a suscetibilidade do hidrocarboneto à biodegradação no sedimento arenoso é inversamente proporcional ao aumento da contaminação por óleo devido aos níveis de tolerância dos microrganismos (Del'Arco e de França 2001);
- a elevada capacidade reprodutiva e estratégia oportunista com grande potencial de recolonização do substrato da fauna bentônica de praias é fator essencial para sua rápida recuperação.

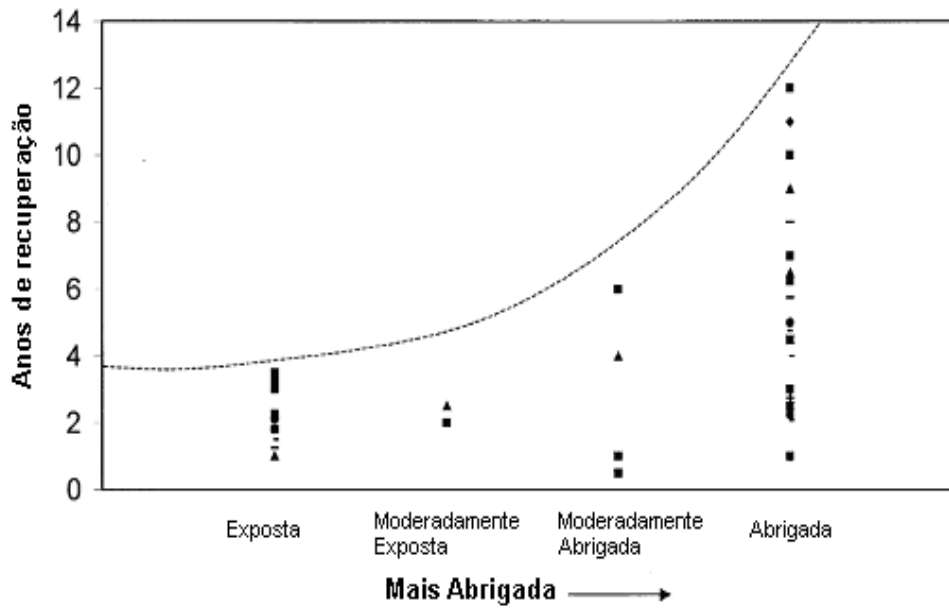




- a alta energia das ondas associada às praias expostas e dissipativas promove boa capacidade de depuração e limpeza natural do óleo.
- os tempos de recuperação de praias arenosas expostas são baseados em dados históricos. A informação sobre tempos de recuperação de praias arenosas contaminadas por óleo é limitada (ver Figura II.8.4.2.2-6). A Figura II.8.4.2.2-7 mostra os tempos de recuperação de habitats costeiros em geral;
- basear os tempos de recuperação em dados históricos implica na possibilidade de influência nas consequências de efeitos de operações de limpeza.



**Figura II.8.4.2.2-6** – O tempo de recuperação de praias arenosas depois de derramamentos históricos de óleo.



**Figura II.8.4.2.2-7** - Relação entre tipo de costa (níveis de energia) e o tempo de recuperação biológica na sequência de derramamentos de óleo (dados provenientes Baker, 1991 e Sell et al., 1995).

A recuperação da contaminação por óleo depende em parte da sensibilidade das espécies presentes no ambiente em questão e da persistência do óleo no sedimento (IPIECA, 1999).

O tempo de recuperação é até certo ponto correlacionado com a exposição dos habitats costeiros, de modo que as praias arenosas expostas têm tempo de recuperação mais curto do que praias arenosas mais abrigadas.

Considerando as características das praias na área de influência do estudo descritas na seção II.8.4.2.2.2 (praias expostas – ISL 3), e o exposto acima as praias arenosas foram classificadas na categoria de consequência moderada, com tempo de recuperação de 1 a 3 anos.

## DESOVA DE TARTARUGAS MARINHAS

O tempo de recuperação da desova de tartarugas marinhas é baseado na sensibilidade das tartarugas marinhas, como descrito na seção II.8.4.2.2.2 e nas seguintes informações:

- No período em que as tartarugas marinhas ficam na água, são moderadamente sensíveis à poluição por óleo. A contaminação das praias de desova terá as maiores consequências para as populações de tartarugas marinhas (Vargo *et al.* 1986). Assim, o impacto devido à exposição ao óleo das praias de desova foi selecionado para a avaliação das consequências.
- As tartarugas fêmeas podem evitar as praias contaminadas pelo óleo e vir a não desovar caso não encontrem praias alternativas não poluídas nas proximidades. Além das tartarugas que sobem à praia para desovar, os filhotes recentemente eclodidos, depois de emergir dos ninhos, podem se contaminar pelo óleo ao se moverem pela praia dirigindo-se em direção ao mar.
- As tartarugas marinhas não reproduzem anualmente, em média a reprodução se dá a cada três anos (Troëng e Chaloupka, 2007). Desta forma, a perda dos ovos ou filhotes de uma temporada reprodutiva (seja por impedimento à postura de ovos pelas fêmeas, pelo comprometimento dos ninhos ou pela morte dos filhotes) significa a perda de um pool gênico materno que só será restabelecido no retorno daquelas mesmas fêmeas na próxima temporada reprodutiva.

A partir do exposto acima, o tempo de recuperação considerado para as áreas de desova de tartarugas marinhas foi definido como de até três anos (consequência moderada). Este seria o tempo necessário para que as fêmeas que foram impedidas de desovar numa temporada reprodutiva, devido à contaminação do sítio de desova, retornassem ao mesmo sítio para uma nova postura, no qual o pool gênico materno dos ovos ou filhotes comprometidos numa temporada, fosse compensado por uma nova geração.

## AVES

O tempo de recuperação utilizado para as Aves Marinhas é o tempo de recuperação adotado no método MIRA (OLF 2007), que considera a probabilidade da mortalidade do indivíduo. As informações a seguir e as informações sobre a vulnerabilidade, comportamento e concentração das aves marinhas, apresentadas na seção II.8.4.2.2.1, foram importantes para a classificação do tempo de recuperação adotado no presente estudo:

- as duas principais formas de exposição ao óleo para as aves são (1) ingestão e (2) contaminação das penas;
- aves marinhas e costeiras são altamente suscetíveis aos efeitos tóxicos agudos da exposição ao óleo flutuante, e aos efeitos crônicos da exposição a resíduos de óleo encalhados;
- as penas perdem as suas características repelentes de água quando são contaminadas pelo contato com a mancha flutuante. Como consequência disso, as aves podem perder a sua flutuabilidade e o efeito de isolamento da sua plumagem pode ser reduzido. Estas perdas podem prejudicar a capacidade de mergulho e vôo, dificultando a alimentação e aumentando as demandas energéticas das aves estressadas. O resultado pode ser fatal (afogamento, subalimentação e inanição) (ver também Tabela II.8.4.2.2-8);

**Tabela II.8.4.2.2-8 - Observação da mortalidade e as estimativas da mortalidade total de Aves Marinhas, relacionadas aos vários incidentes de derramamento de óleo (Burger 1993, The Scottish Office 1994).**

Incidente	Ano	Mortalidade Observada, indivíduos	Mortalidade Total Estimada, indivíduos
Erika, França **	1999	70.000	110.000 – 150.000
Mar Empresa, País de Gales, Reino Unido	1996	7.000	
Cabo Norte, EUA ***	1996	392	2.292
Braer	1993	1.542	6.700 *
Exxon Valdez	1989	36.000	375.000 – 500.000
Nestucca	1988	12.535	56.000
Apex Houston	1985	4.198	10.500
Arco Anchorage	1985	1.917	4.000
Puerto Rican	1984	1.300	4.815
Svensk tankskip	1983	?	50.000
Deifovos	1981	3.100	20.000 – 30.000
Stylis	1980	45.000	100.000 – 500.000
Varangerfjord	1979	5.000	10.000 – 20.000
Amoco Cadiz	1978	4.572	20.000
Barge STC-101	1976	?	20.000 – 50.000
Arrow	1970	567	7.000
Irving Whale	1970	625	5.000
Hamilton Trader	1969	4.400	5.900 – 10.600
Santa Barbara	1969	3.000	> 8.500
Palva	1969	1.000	3.000
Esso Essen	1968	1.250	14.000 – 19.000
Torrey Canyon	1967	7.815	30.000
Seestern	1966	2.800	5.000
Seagate	1955	?	> 3.000
Gerda Maersk	1955	?	500.000

\* supondo que a mortalidade observada foi 23 % da mortalidade total (The Scottish Office 1994).

\*\* Liberação de 20.000 toneladas de óleo combustível pesado durante o inverno

\*\*\* Liberação de 2.682 toneladas de óleo de aquecimento doméstico (semelhante ao óleo combustível N°2)

\*\*\*\* Liberação de 7.2000 toneladas de óleo bruto "Forties" leve e 360 toneladas de óleo de motor pesado

- as aves em aninhamento podem transferir o óleo das suas penas aos seus ovos durante a incubação. Isto pode afetar o desenvolvimento do embrião e reduzir o êxito reprodutivo em geral (USCG 2005);
- o efeito da contaminação é aumentado quando o óleo é espalhado nas penas devido à limpeza (Jenssen 1994). O tempo de limpeza

gasto por aves costeiras contaminadas por óleo, no local de um derramamento de óleo, é proporcional à percentagem da plumagem que foi contaminada (Burger 1997, citado por Rizzolo 2004);

- USCG (2005) considera manchas de óleo de >1 µm de espessura como danosas às aves marinhas. French-McCay 2003 e outros modelos (ver Tabela II.8.4.2.2-9) usam 10 µm (10 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>) como valor limite para o cálculo do efeito. Seip *et al.* 1991 usa uma densidade de óleo crítica de 0,1 g/m<sup>2</sup> (0,1 ton/km<sup>2</sup> ou 10 t/100 km<sup>2</sup>) para mortalidade;

**Tabela II.8.4.2.2-9 - Probabilidade da contaminação e morte devido ao encontro com a mancha de óleo (French-McCay 2003).**

Grupos comportamentais	Espécies incluídas	Probabilidade de morte devido ao encontro com óleo (%)
Aves aquáticas que nadam na superfície da água	Marrecos, patos (dabblers), gansos, cisnes	99
Aves costeiras que realizam mergulhos aéreos	Águias-pescadoras, águias, martim-pescadores, talhamares	35
Aves marinhas que realizam mergulhos superficiais	Mergulhões, alcids, cormorões, phalaropes	99
Aves marinhas que realizam mergulhos aéreos	Albatrozes, fragatas, atobás, gaivotas, gaivotas-rapeiras, pardelas, petréis, trinta-réis, pelicanos	6
Aves de áreas úmidas	Aves pernaltas, maçaricos	35
Aves de ambientes terrestres	Falcões	0,1

- vários estudos demonstraram que quantidades extremamente pequenas de contaminação podem levar à morte de aves marinhas quando os efeitos da contaminação são combinados com o stress de condições ambientais severas, tal como inverno rigoroso e tempestades (Munck *et al.* 1984; Fry and Addiego 1988, ambos citados por Patten *et al.* 2000; e Holmes *et al.* 1978;);
- baseado em um estudo de campo sobre o painho-de-Leach e efeitos reprodutivos, Butler (1988) sugeriu que a preocupação primária com aves marinhas, em caso de um incidente de derramamento de óleo, deva ser os seus efeitos imediatos sobre a mortalidade de adultos e o

impacto resultante na dinâmica demográfica. Em termos de efeitos a níveis demográficos, a contaminação sub-letal só pode ser significativa em áreas com exposição crônica ao óleo.

A Petrobras promoveu um levantamento de dados de observações de aves marinhas fora da costa, no Estado de Sergipe (Petrobras 2009). Um resumo dos resultados das observações é apresentado na Tabela II.8.4.2.2-10. Esta tabela mostra que a maioria das aves observadas durante um ano pertencem à classe de sensibilidade 2. No total, foram observadas cerca de 2000 aves da classe de sensibilidade 2. Ao mesmo tempo, foram observados menos de 50 indivíduos pertencentes à classe de sensibilidade 3.

**Tabela II.8.4.2.2-10** - Número de aves observadas por mês para as categorias de sensibilidade 2 e 3, e espécie mais numerosa em cada mês (PETROBRAS, 2009).

Mês	Número de Aves Observadas		Espécies mais comuns
	Sensibilidade 2	Sensibilidade 3	
Janeiro	466	2	<i>Sterna hirundo</i> (Trinta réis)
Fevereiro	317	0	<i>Sterna hirundo</i> (Trinta réis)
Março	3	2	<i>Anous stolidus</i> (Andorinha-do-mar-preta)
Abril	1	2	<i>Sula dactylatra</i> (Atoba -mascarado)
Maio	18	4	<i>Stercorarius parasiticus</i> (Gaivota rapineira)
Junho	0	12	<i>Sula dactylatra</i> (Atobá-branco)
Julho	0	8	<i>Sula dactylatra</i> (Atobá-branco)
Agosto	0	3	<i>Spheniscus magellanicus</i> (Pinguim de Magalhães)
Setembro	12	3	<i>Sterna hirundo</i> (Trinta réis)
Outubro	580	4	<i>Sterna hirundo</i> (Trinta réis)
Novembro	481	2	<i>Sterna hirundo</i> (Trinta réis)
Dezembro	Sem Dado	Sem Dado	
<b>Total</b>	<b>1878</b>	<b>42</b>	

Adicionalmente às observações da Petrobras (PETROBRAS, 2009), a espécie *Sterna dougallii* (trinta-réis-róseo) foi identificada e selecionada como um CVA por se tratar de uma espécie que consta na lista internacional de espécies ameaçadas (*Red List*), pela população desta espécie na área de influencia



representar cerca de 35 % de ocorrência no Brasil e por possuir índice de sensibilidade ao óleo S2. Além disso, Mangue Seco foi o primeiro local descoberto de concentração dessa espécie, migratória do Hemisfério Norte, na costa da América do Sul e reúne aves invernantes provenientes principalmente das colônias de reprodução do Caribe e Estados Unidos, cuja população está decrescendo. A estimativa das populações do gênero *Sterna* nos pontos de trabalho foi: 10.000 em Mangue Seco e Cacha Pregó, 3.000 na Baía de Camamú, Corumbal e Ponta do Curral, configurando-se como áreas prioritárias para o manejo e conservação. A importância de Mangue Seco para esta espécie é clara, é uma zona de proteção e uma área de interesse internacional. As grandes concentrações de *S. dougallii* em Mangue Seco ocorrem de dezembro a março, período em que as aves utilizam o pontal arenoso como local de repouso, durante a maré alta.

O tempo de recuperação utilizado na presente análise, foi o tempo de recuperação para espécies com sensibilidade 2 (S2), uma vez que mesmo a *Sterna dougallii* sendo classificada com sensibilidade 1, esta espécie está incluída na lista internacional de espécies ameaçadas de extinção (*Red List*) (ver seção II.8.4.2.2.1, Tabela II.8.4.2.2-2 e Tabela II.8.4.2.2-3).

A avaliação das consequências utilizada nesta análise é baseada no tempo de recuperação das populações, e não na dos indivíduos. A *Sterna dougallii* normalmente coloca 1-2 ovos (seção II.8.4.2.2.1). Assim, foi adotada para o tempo de recuperação para uma população com um baixo potencial de reprodução, segundo OLF 2008 (de 3 a 10 anos – consequência considerável).

## RESUMO DO TEMPO DE RECUPERAÇÃO DOS CVAs

Com base na avaliação do tempo de recuperação dos componentes com valor ambiental (CVAs) selecionados para avaliação do risco no presente estudo, a partir de dados de publicações de trabalhos científicos, os CVAs foram enquadrados na categorias de tempo de recuperação, conforme apresentado na Tabela II.8.4.2.2-11.



**Tabela II.8.4.2.2-11** – Classificação dos CVAs nas categorias de tempo de recuperação, apresentadas no TR para o Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema (CGPEG/DILIC/IBAMA nº 029/08, emitido em 03/10/2008).

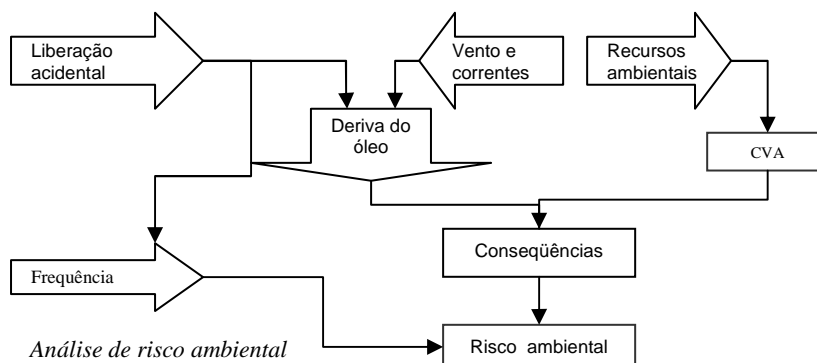
CVA	Tempo de Recuperação	Tempo Médio da Categoria (segundo Norsok, 2008)	Categoria de Consequência
-	0,1 – 1 ano	0,5 ano	Menor
Praias Arenosas	1 – 3 anos	2 anos	Moderada
Tartarugas Marinhas			
Aves ( <i>Sterna dougalli</i> )	3 – 10 anos	6,5 anos	Considerável
Manguezais	> 10 anos	20 anos	Grave

### II.8.5 – Cálculo dos Riscos Ambientais

A análise de risco ambiental atual abrange as possíveis descargas acidentais de óleo para o meio ambiente e calcula as consequências que podem ser causadas por estas, em relação ao tempo de recuperação. A análise foi dividida nas seguintes etapas:

- descrição da atividade planejada e identificação de possíveis cenários de derramamento para o meio ambiente com suas frequências de ocorrência;
- mapeamento dos recursos ambientais e ambiente físico;
- modelagem dos cenários de derramamentos identificados;
- determinação das consequências para os CVAs vulneráveis identificados, baseadas no tempo de recuperação; e
- cálculo dos riscos ambientais relacionados à atividade e avaliação do nível de risco.

Esta metodologia está apresentada mais detalhadamente no **Apêndice F**. Uma visão geral de cada etapa da análise é mostrada abaixo (Figura II.8.5 1).



**Figura II.8.5 -1** - Uma apresentação esquemática do método de análise de risco incluindo a entrada de dados.

Para facilitar a compreensão do método de cálculo de risco ambiental utilizado, serão apresentados abaixo alguns dos dados sobre os cenários de derramamentos de que serviram de entrada para os cálculos do risco neste estudo. Na seção II.8.5.1 são apresentados também alguns exemplos de cálculo dos risco ambientais para o CVA Aves..

### **Cenários de Derramamento de Óleo**

Todos os cenários de derramamento de óleo foram agrupados por tipo de óleo, volume e local de modelagem de dispersão por óleo. Estes cenários estão divididos pelas diferentes fases do projeto (instalação, produção e perfuração). As frequências de ocorrência, duração e taxas de liberação de óleo correspondentes a cada grupo estão enumeradas nas Tabela II.8.3.1-1, Tabela II.8.3.1-2 e Tabela II.8.3.1-3, sendo indicadas as modelagens de dispersão de óleo associadas a cada caso.

### II.8.5.1 – Metodologia de Cálculo do Risco

Para o cálculo do risco ambiental para cada CVA, por categoria de volume, foi adotada a fórmula apresentada a seguir:

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

onde:

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

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

$f_i$  → frequência estimada do cenário acidental

$p(x)$  → probabilidade do componente ambiental ser atingido por qualquer volume de óleo

Para o cálculo de  $p(x)$  foram utilizados os resultados da modelagem de deriva de óleo realizada para cada grupo de cenários acidentais com possibilidade de ocorrência de vazamento de óleo.

As informações da distribuição espacial dos CVA foram plotadas em uma grade com células de 1 x 1 km. Nesta grade, cada célula possui uma identidade única, aqui denominada de DNV\_ID. A mesma grade foi utilizada para a resolução tanto dos dados de ocorrência dos CVA na área de influência do projeto, quanto para a modelagem probabilística de dispersão de óleo. Para cada célula de grade têm-se a informação da presença ou não de cada CVA, do percentual do CVA em relação ao total do CVA que pode ser atingido por algum grupo de cenários de derramamento de óleo, do percentual de CVA em relação ao total do CVA na região de estudo e da probabilidade de toque de óleo de cada grupo de cenários modelados. O percentual de cada CVA, por célula de grade, foi baseado na dados georeferenciados da ocorrência dos CVAs, mapeados na análise de vulnerabilidade.

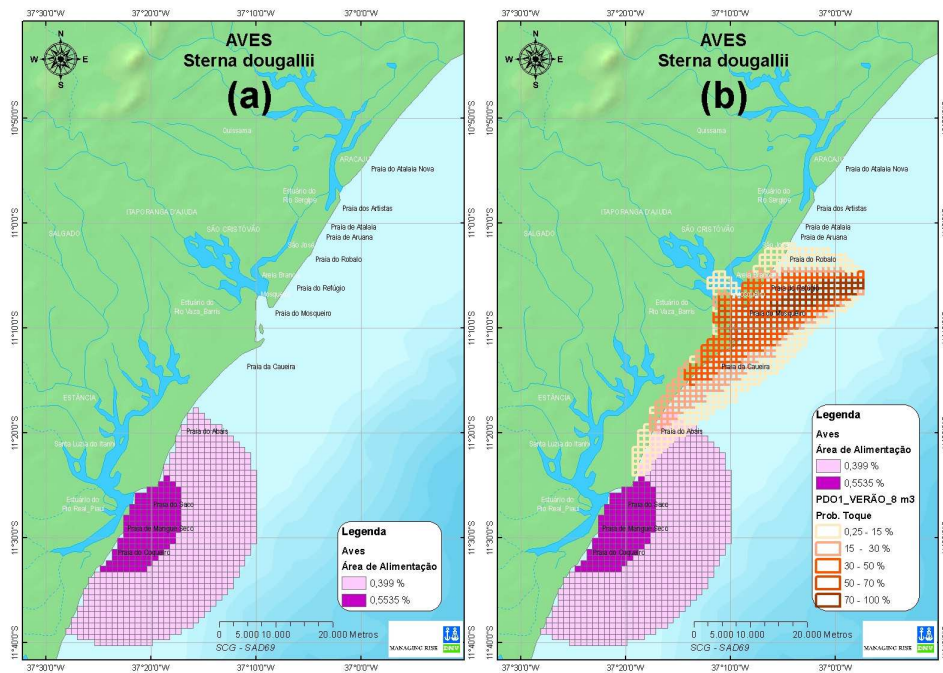
No **Apêndice F** deste estudo estão apresentadas as figuras referentes a distribuição geográfica dos CVAs e o método para determinação do percentual de cada CVA nas células de grade..

Para a determinação de  $p(x)$ , foram utilizadas duas abordagens diferentes, conforme o CVA calculado: **(a)** máxima probabilidade de toque de óleo e **(b)** probabilidade ponderada de toque de óleo.

**(a)** - Para os CVAs sem distribuição dispersa (Manguezais, Praias Arenosas e Áreas de Desova de Tartarugas Marinhas) foi identificado e utilizado o valor da célula com a máxima probabilidade de toque de óleo, em cada CVA, para cada cenário acidental.

**(b)** - Para os CVAs com distribuição dispersa (Aves), para o qual não foi considerada área de concentração mas área de alimentação, foram sobrepostas as células de grade da modelagem com as células dos limites geográficos de cada CVA (Figura II.8.5.1-1) e selecionadas apenas as células que continham alguma parte do CVA estudado e que possuíam probabilidade de toque de óleo em decorrência de algum grupo de cenários acidentais.

Em seguida calculou-se o percentual do habitat presente em cada célula de grade selecionada.



**Figura II.8.5.1-1 - Exemplo da determinação de  $p(x)$  para o CVA Aves – (a) distribuição geográfica do CVA e (b) células de grade da modelagem de óleo de 8 m3 de óleo bruto em PDO1, no verão.**

A probabilidade ponderada do CVA ser impactado por óleo para cada grupo de cenários acidentais foi então determinada pelo somatório da multiplicação do percentual do total do habitat contido em cada célula de grade pela respectiva probabilidade de toque de qualquer volume de óleo, indicada pela modelagem. Ver exemplo da probabilidade de toque de óleo na Tabela II.8.5-1.

**Tabela II.8.5.1-1 – Exemplo da determinação de  $p(x)$  (probabilidade ponderada de toque de óleo) para Aves, para o cenário 12, no verão (8 m<sup>3</sup> de óleo bruto em PDO1).**

Aves				
Cenário 12 – VERÃO (8 m <sup>3</sup> de óleo bruto em PDO1)				
DNV_ID	Perc. do Total de CVA Atingido	Perc. do CVA Total	Probabilidade de Toque	Prob. Ponderada de Toque
11934	0,000399	0,00014	0,25%	0,00010%
12059	0,000399	0,00014	0,50%	0,00020%
12060	0,000399	0,00014	0,25%	0,00010%
12185	0,000399	0,00014	1,25%	0,00050%
12310	0,000399	0,00014	4,00%	0,00160%
12311	0,000399	0,00014	1,00%	0,00040%
12436	0,000399	0,00014	6,25%	0,00249%
12437	0,000399	0,00014	1,00%	0,00040%
12561	0,000399	0,00014	6,00%	0,00239%
12562	0,000399	0,00014	6,00%	0,00239%
12563	0,000399	0,00014	1,25%	0,00050%
12686	0,000399	0,00014	11,75%	0,00469%
12687	0,000399	0,00014	11,75%	0,00469%
12688	0,000399	0,00014	5,50%	0,00219%
12689	0,000399	0,00014	1,25%	0,00050%
12812	0,000399	0,00014	15,00%	0,00599%
12813	0,000399	0,00014	11,50%	0,00459%
12814	0,000399	0,00014	7,25%	0,00289%
12815	0,000399	0,00014	1,00%	0,00040%
12816	0,000399	0,00014	0,25%	0,00010%
12937	0,000399	0,00014	15,75%	0,00628%
12938	0,000399	0,00014	15,75%	0,00628%
12939	0,000399	0,00014	11,50%	0,00459%
12940	0,000399	0,00014	8,00%	0,00319%
12941	0,000399	0,00014	1,75%	0,00070%
12942	0,000399	0,00014	0,75%	0,00030%
13063	0,000399	0,00014	18,50%	0,00738%
13064	0,000399	0,00014	16,25%	0,00648%
13065	0,000399	0,00014	13,00%	0,00519%
13066	0,000399	0,00014	8,50%	0,00339%
13188	0,000399	0,00014	19,75%	0,00788%
13189	0,000399	0,00014	16,75%	0,00668%
13190	0,000399	0,00014	16,75%	0,00668%
13314	0,000399	0,00014	20,75%	0,00828%
<b>SOMA</b>	<b>1,36%</b>	<b>0,48%</b>	<b>Prob. Ponderada Total</b>	<b>0,11%</b>

**DNV\_ID** – Identificação da Célula de Grade

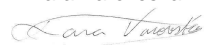
**Perc. do Total de CVA Atingido** - percentual do CVA presente em cada célula de grade em relação ao total do CVA que pode ser atingido por algum cenário de modelado.

**Perc. do CVA Total** - percentual do CVA presente em cada célula de grade em relação ao total do CVA na região.

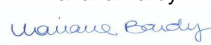
**Probabilidade** – Probabilidade de toque de óleo em determinado CVA (dado de saída da modelagem matemática de dispersão de óleo).

**Prob Ponderada** – Probabilidade ponderada de toque de óleo no CVA.



Lara Varoveska  
  
 Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
 Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011



Nas aves, de forma conservativa, probabilidade adotada foi a do percentual do total atingido. No caso do exemplo acima, a probabilidade de total de toque de óleo para as Aves de Mangue Seco, associada ao grupo de cenários 12, no inverno, é de 0,11 %..

O resultado do Risco Ambiental foi obtido para cada grupo de cenários, por CVA, através da multiplicação da probabilidade de toque de óleo (seja a máxima ou a ponderada, dependendo do CVA) pela frequência de ocorrência do respectivo grupo de cenários.

Usando o exemplo anterior, como a frequência do grupo de cenários 12 é de 1,42E-03 por ano, o risco ambiental para as Aves, associado ao grupo de cenários 12, no verão, é de 1,57E-6.

Para as frequências de ocorrência anuais dos grupos de cenários das fases de Instalação, Perfuração e Produção, fases que possuem atividades durante o ano todo, foram consideradas as chances destes grupos de cenários ocorrerem no verão ou no inverno (chance de 50%, cada), já que neste estudo, foram considerados apenas os períodos de verão e inverno, pois representam os casos extremos do hidrodinamismo local. Desta forma, as frequências anuais para as fases de produção e perfuração foram consideradas como o apresentado abaixo:

*Frequência para o verão = frequência anual x prob. de ocorrência no verão (50%)*

*Frequência para o inverno = frequência anual x prob. de ocorrência no inverno (50%)*

Ainda nas fases de instalação, perfuração e produção, as frequências para o verão e o inverno foram multiplicadas pelas respectivas probabilidades de toque de óleo e os resultados foram somados para a determinação do risco para o ano todo.

O risco total para os CVA foi determinado a partir do somatório dos riscos de todos os grupos de cenários acidentais onde o óleo possa atingir o dado CVA, por

faixa de volume, ou seja, foram somados os riscos para os grupos de cenários de até 8 m<sup>3</sup>, de 8 – 200 m<sup>3</sup>, de 200-500 m<sup>3</sup> e de 7500 m<sup>3</sup> para cada CVA, por fase do projeto. Para a fase de instalação não é apresentado o risco para o volume de 7500 m<sup>3</sup>, já que nenhum cenário acidental com este volume está associado a esta fase.

Vale ressaltar que esta metodologia, assim como as premissas adotadas no presente estudo, é cercada de aspectos conservadores que permeiam todas as etapas da análise de risco, e entre estes se destacam:

- Os cenários acidentais cujos potenciais de volumes de óleo derramado no ambiente marinho são inferiores 8 m<sup>3</sup> ou estão entre 8 e 200 m<sup>3</sup>, têm suas probabilidades de exposição do óleo no CVA calculadas considerando a modelagem de dispersão do maior volume da categoria, ou seja, cenários capazes de derramar, por exemplo, 2 ou 15 m<sup>3</sup> de óleo no ambiente marinho são modelados como se fossem derramados 8 e 200 m<sup>3</sup>, respectivamente;
- como não são considerados os volumes que efetivamente atingem os CVA e, conseqüentemente, não está sendo considerado o potencial de dano causado por faixa de volume, assume-se que qualquer que seja o volume que atinja a célula de grade que contenha o CVA, irá atingir 100% do CVA presente, irá causar a este o máximo dano possível, acarretando em um tempo máximo de recuperação para o CVA.

### **II.8.5.2 – Resultados para a Probabilidade de Toque de óleo**

As probabilidades de toque de óleo para cada grupo de cenários acidentais estão apresentadas nos itens abaixo para as fases de Instalação, Perfuração e Produção, respectivamente.

Cabe lembrar que as probabilidades de toque de óleo que estão apresentadas para os CVAs Manguezais, Praias Arenosas e Desova de Tartarugas Marinhas são as máximas para cada grupo de cenários acidentais, para as modelagens de dispersão de óleo para o verão e para o inverno. Essas



probabilidades de toque são identificadas dentre as probabilidades de toque da modelagem para cada grupo de cenários, para cada célula de grade com presença do CVA. Ou seja, é identificada a máxima probabilidade de toque de óleo de cada cenário acidental, em cada CVA, no verão e no inverno

Já para as Aves, a probabilidade de toque de óleo apresentada é a probabilidade ponderada pois a abordagem empregada para este CVA é a da área de alimentação destas espécies (momento em que as aves são mais vulneráveis a contaminação pelo óleo). A Probabilidade Ponderada de Toque de Óleo para cada grupo de cenários acidentais é calculada pelo somatório das probabilidades de toque para cada célula de grade com o percentual de CVA presente nas mesmas células.

O **Apêndice F** apresenta a memória de cálculo para todos os CVAs, no verão e no inverno.

#### **II.8.5.2.1 – Fase de Instalação**

### **MANGUEZAIS**

Os resultados da máxima probabilidade de toque de óleo nos Manguezais dos Estuários dos Rios Sergipe, Vaza-Barris e Real - Piauí, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais (Figura II.8.5.2-1, Figura II.8.5.2-2 e Figura II.8.5.2-3, respectivamente).

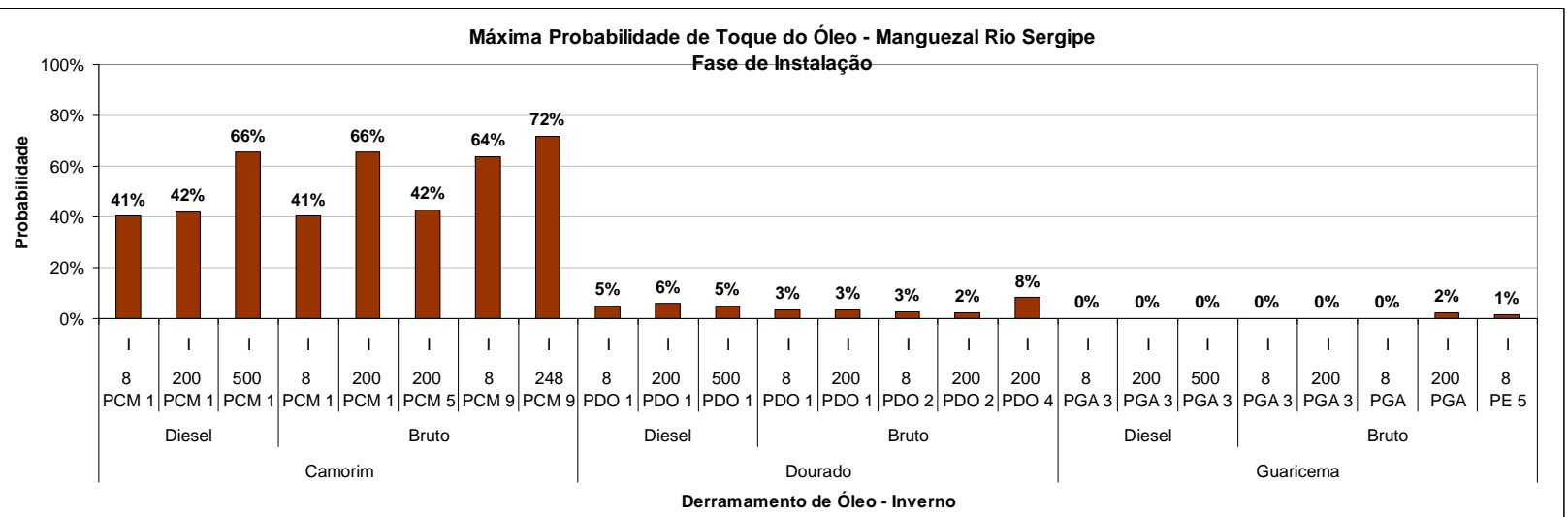
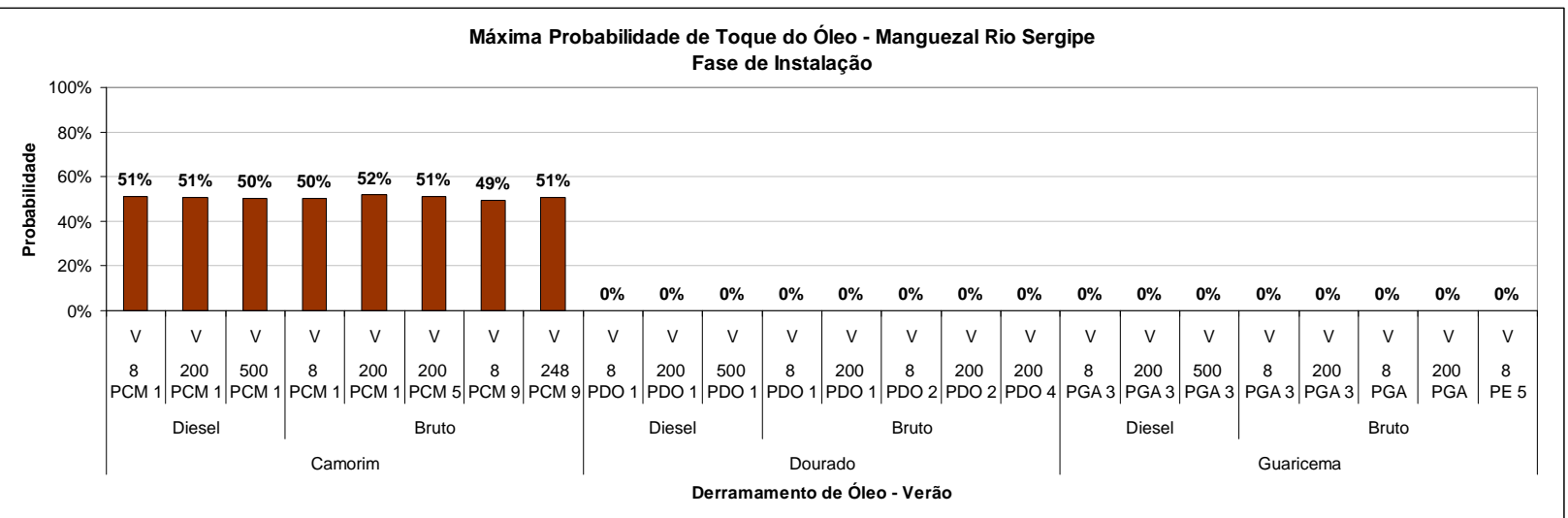


Figura II.8.52-1 – Máxima Probabilidade de toque de óleo no Manguezal do Rio Sergipe, no verão e inverno, na fase de instalação.



Lara Varoveska

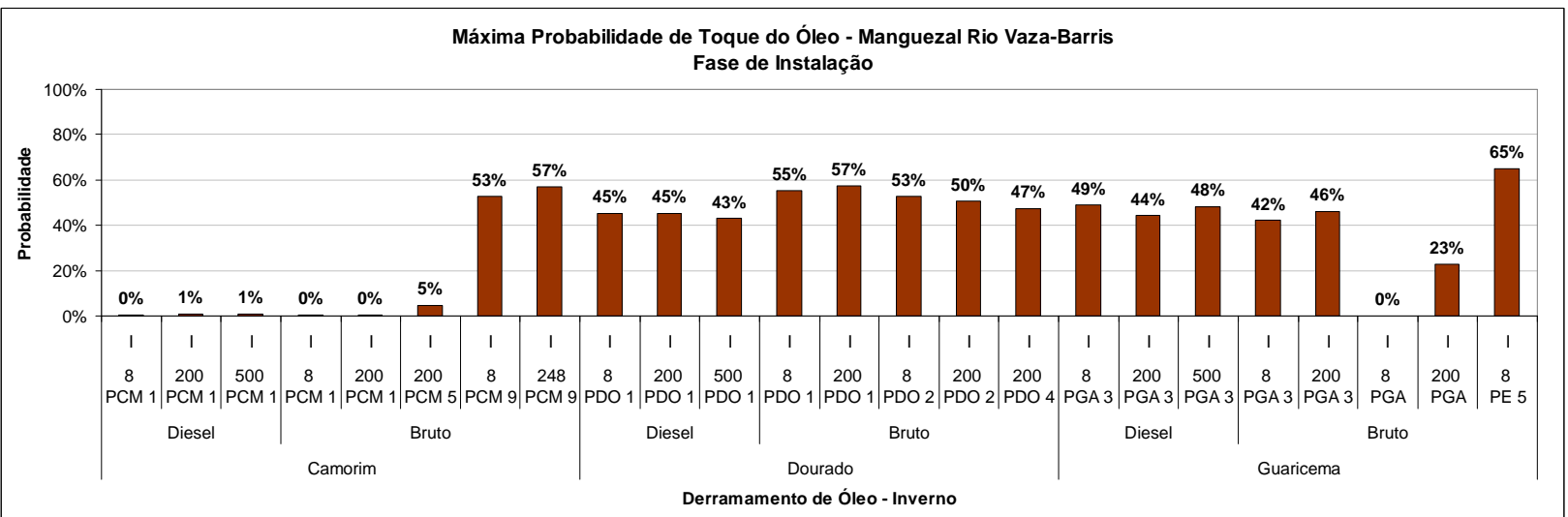
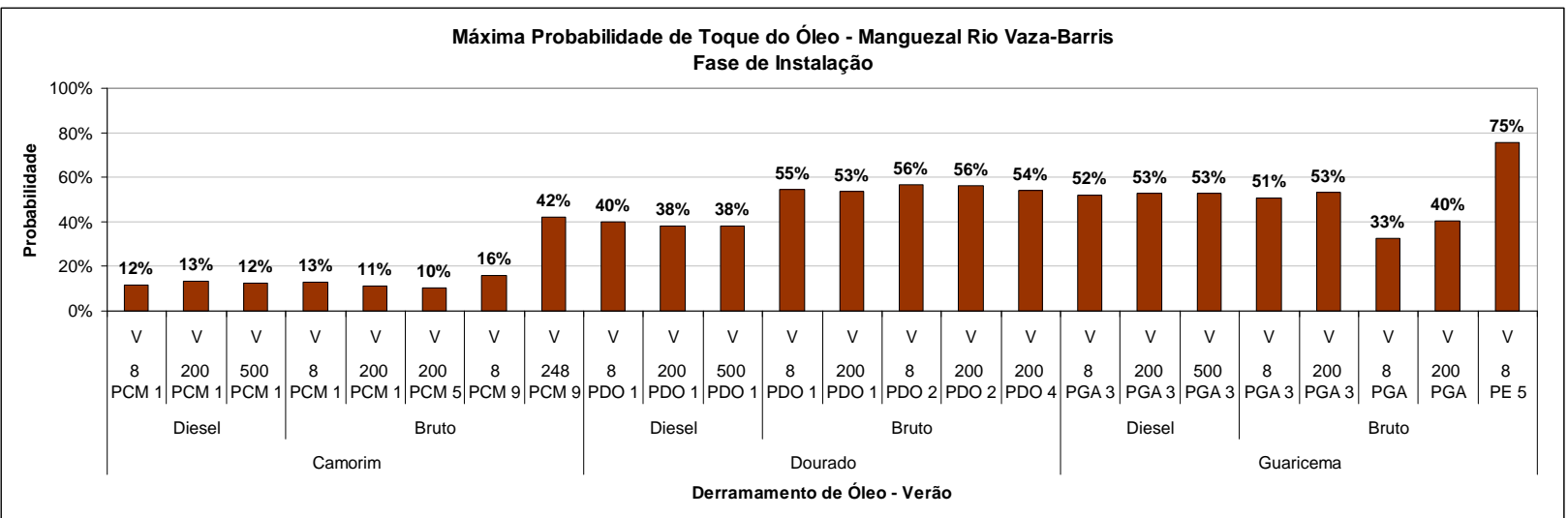
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011



**Figura II.8.5.2-2 – Máxima Probabilidade de toque de óleo no Manguezal do Rio Vaza-Barris, no verão e inverno, na fase de instalação.**



Lara Varoveska

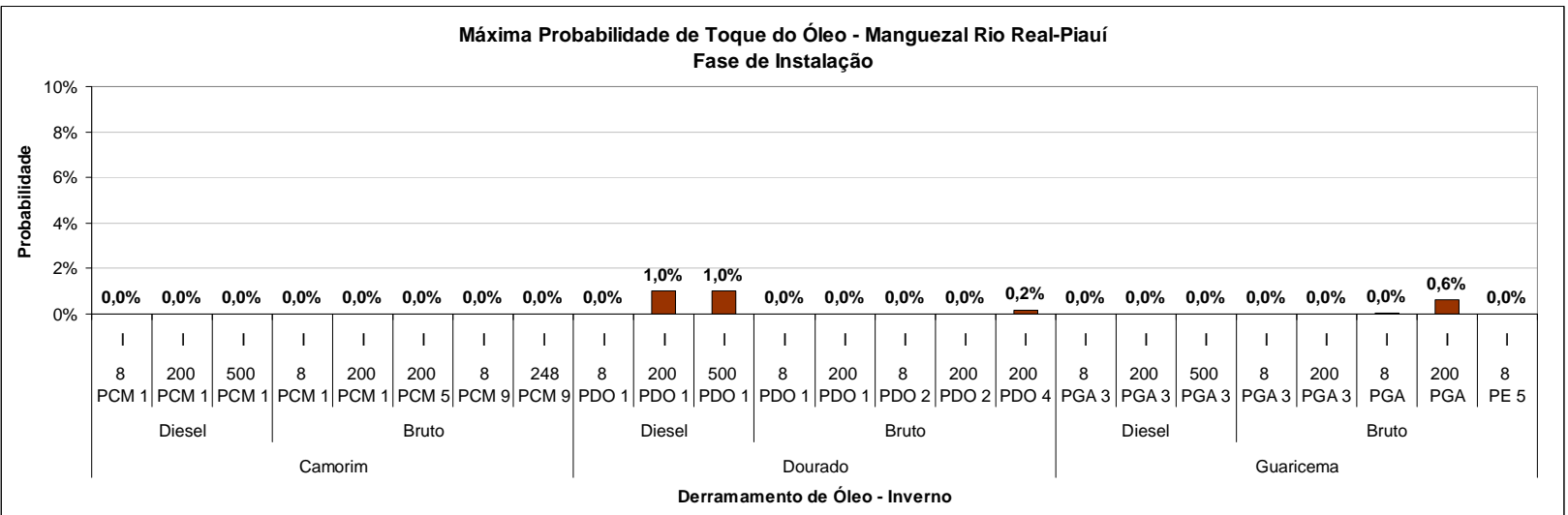
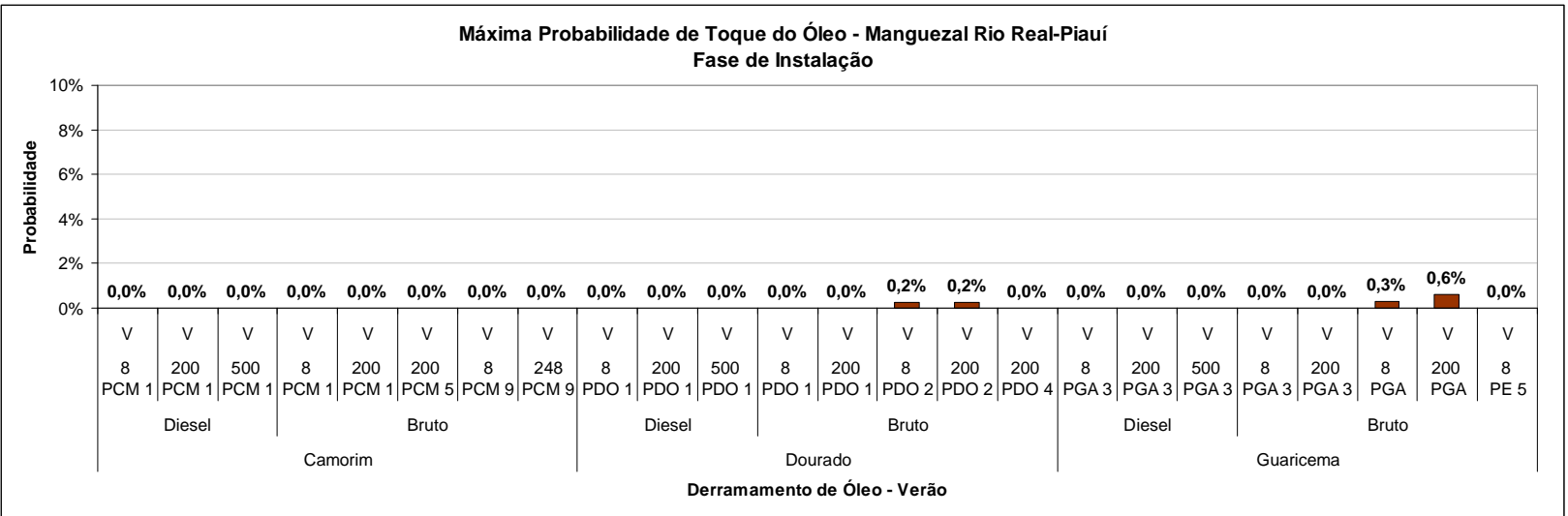
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011



**Figura II.8.5.2-3 – Máxima Probabilidade de toque de óleo no Manguezal dos Rios Real - Piauí, no verão e inverno, na fase de instalação.**



Lara Varoveska

Coordenadora da Equipe



Mariana Bardy

Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

A partir dos gráficos acima se observa que só há probabilidade de toque de óleo no Manguezal do Rio Sergipe no verão, a partir de liberação no Campo de Camorim. No inverno a maior probabilidade de toque de óleo está associada ao cenário de pior caso (248 m<sup>3</sup>) de óleo bruto em PCM 9, com 72% de probabilidade.

A maior probabilidade de toque de óleo no Manguezal do Rio Vaza-Barris, tanto no verão quanto no inverno, ocorre no cenário de 8m<sup>3</sup> de óleo bruto em PE 5, com 75 e 65% de probabilidade, respectivamente.

As probabilidades de toque de óleo no Manguezal dos Rios Real - Piauí não são relevantes, sendo basicamente iguais ou menores que 1%.

## PRAIAS ARENOSAS

Os resultados da máxima probabilidade de toque de óleo nas Praias Arenosas, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais (Figura II.8.5.2-4).



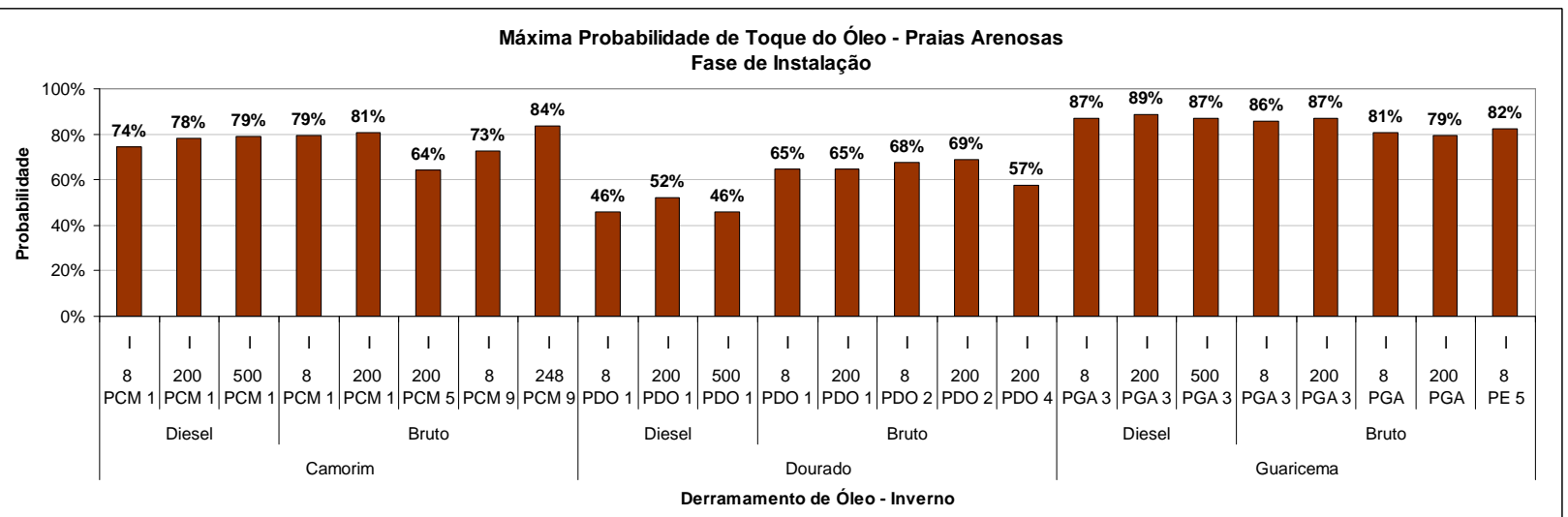
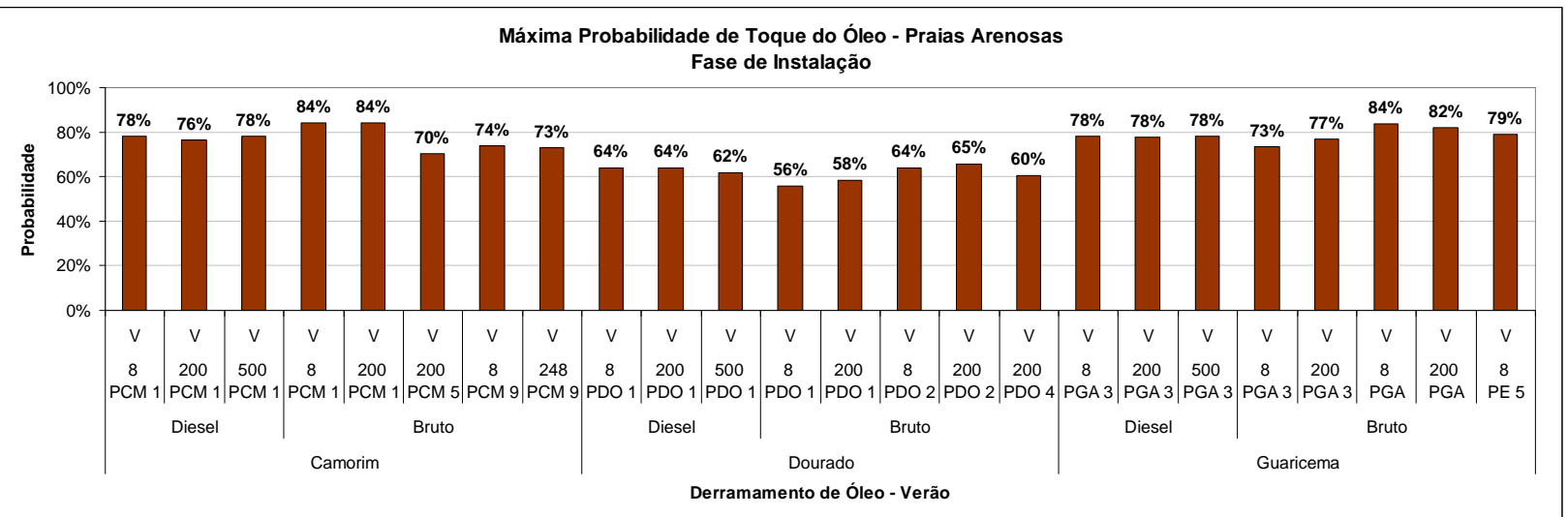


Figura II.8.5.2-4 – Máxima Probabilidade de toque de óleo para as Praias Arenosas no verão e no inverno, na fase de instalação.



Lara Varoveska

Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

Técnico Responsável

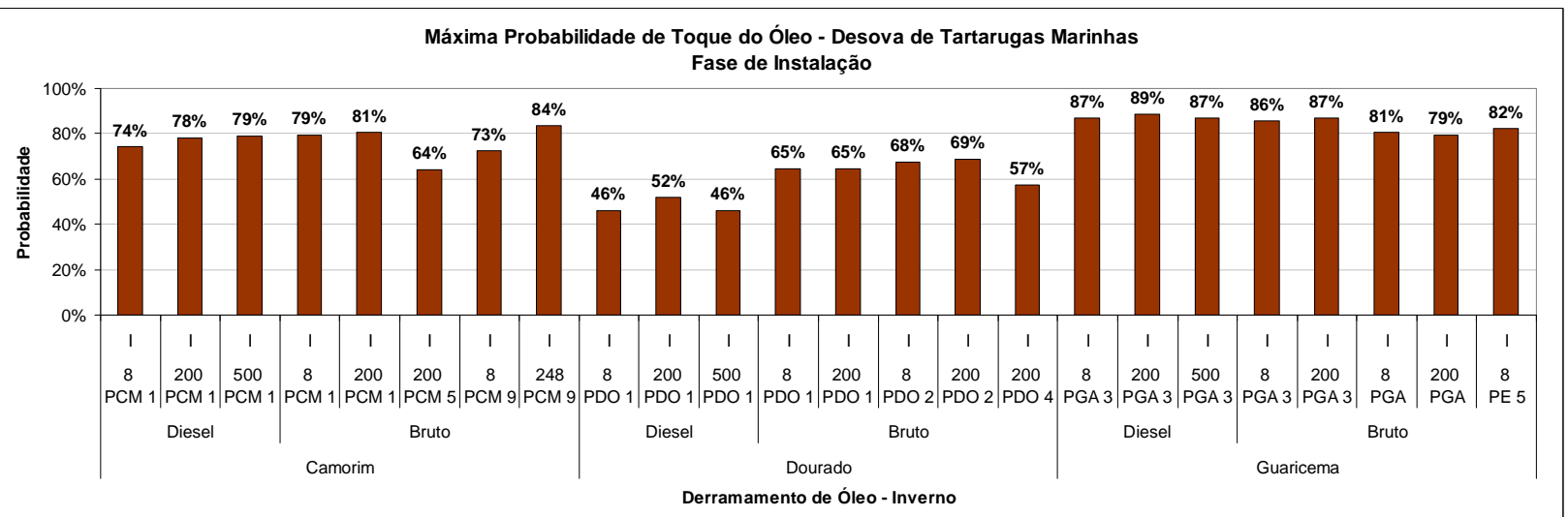
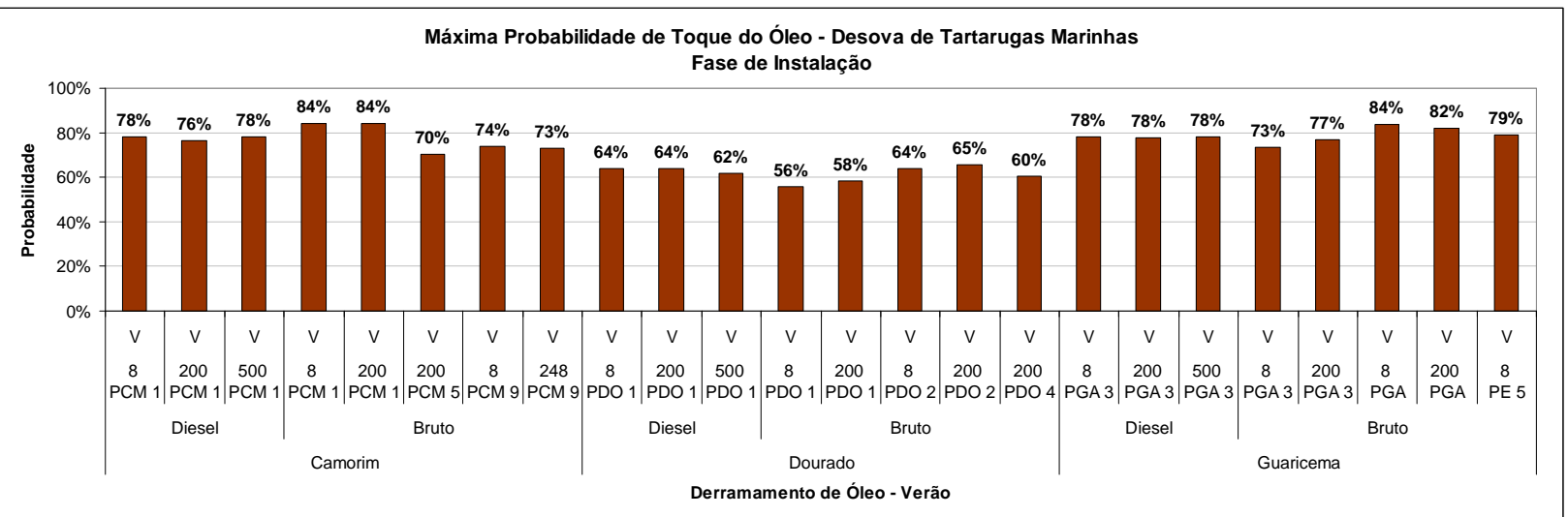
Rev. 01  
Ago/2011

Nos gráficos acima nota-se que as maiores probabilidades de toque de óleo nas Praias Arenosas, no verão, são para os cenários de óleo bruto na PCM 1, com 84% de probabilidade. Já no inverno, as maiores probabilidades de toque de óleo são para o cenário de óleo diesel na PGA 3 representando 89% no pior caso (200m<sup>3</sup>).

## DESOVA DE TARTARUGAS MARINHAS

Os resultados da máxima probabilidade de toque de óleo para Desova de Tartarugas Marinhas, na fase de instalação, estão apresentados na Figura II.8.5.2-5, para cada grupo de cenários acidentais.

Na figura abaixo observa-se que as maiores probabilidades de toque de óleo nas áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, no verão, se dão para os cenários de óleo bruto na PCM 1, tendo 84% de probabilidade. Já no inverno, as maiores probabilidades de toque de óleo se dão para o cenário de óleo diesel na PGA 3 representando 89% no pior caso (200m<sup>3</sup>).



**Figura II.8.5.2-5 – Máxima Probabilidade de toque de óleo nas áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, no verão e inverno, na fase de instalação.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

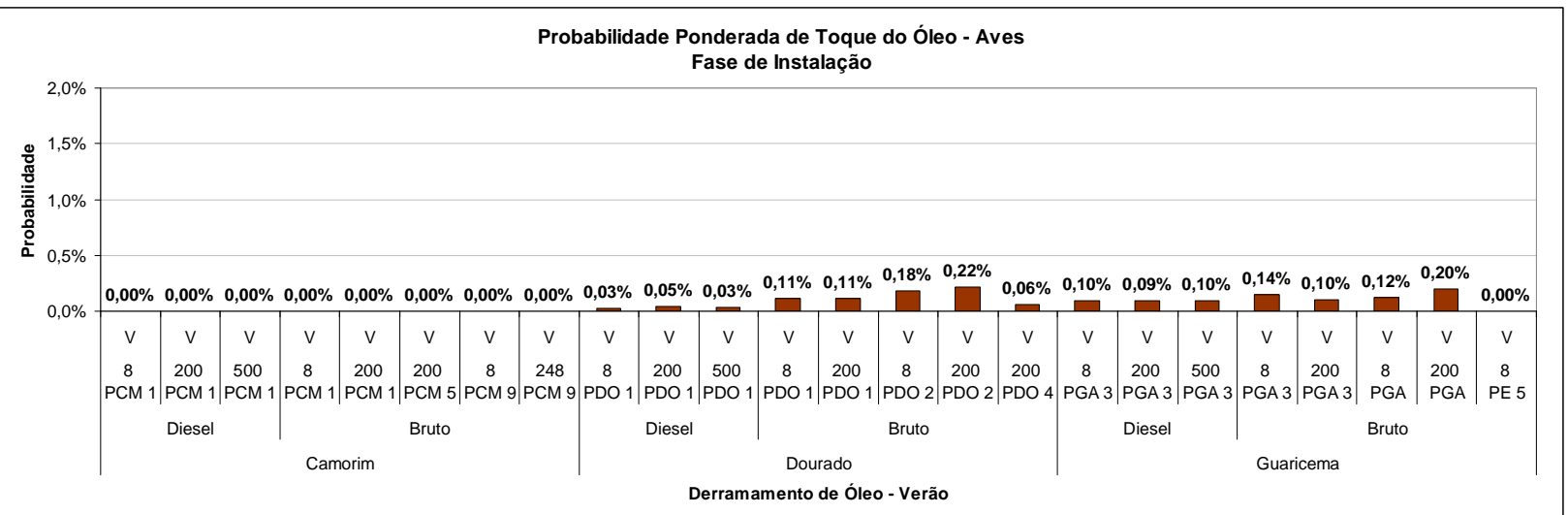
*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

## AVES

Os resultados da probabilidade ponderada de toque de óleo para as áreas de alimentação das Aves, na fase de instalação, estão apresentados na Figura II.8.5.2-6, para cada grupo de cenários acidentais.

Na figura abaixo observa-se que as probabilidades de toque de óleo na área de alimentação da espécie *Sterna dougallii*, em Mangue Seco, são muito baixas (<1%). A probabilidade de toque para este CVA só está apresentada para o verão pois esta espécie não ocorre na região no período do inverno.



**Figura II.8.5.2-6 – Probabilidade Ponderada de toque de óleo na área de alimentação das Aves, no verão, na fase de instalação.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*

Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

*Mariana Bardy*

Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

### II.8.5.2.2 – Fase de Perfuração

#### MANGUEZAIS

Os resultados da máxima probabilidade de toque de óleo nos Manguezais dos Estuários dos Rios Sergipe, Vaza-Barris e Real - Piauí, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais (Figura II.8.5.2-7, Figura II.8.5.2-8 Figura II.8.5.2-9, respectivamente).

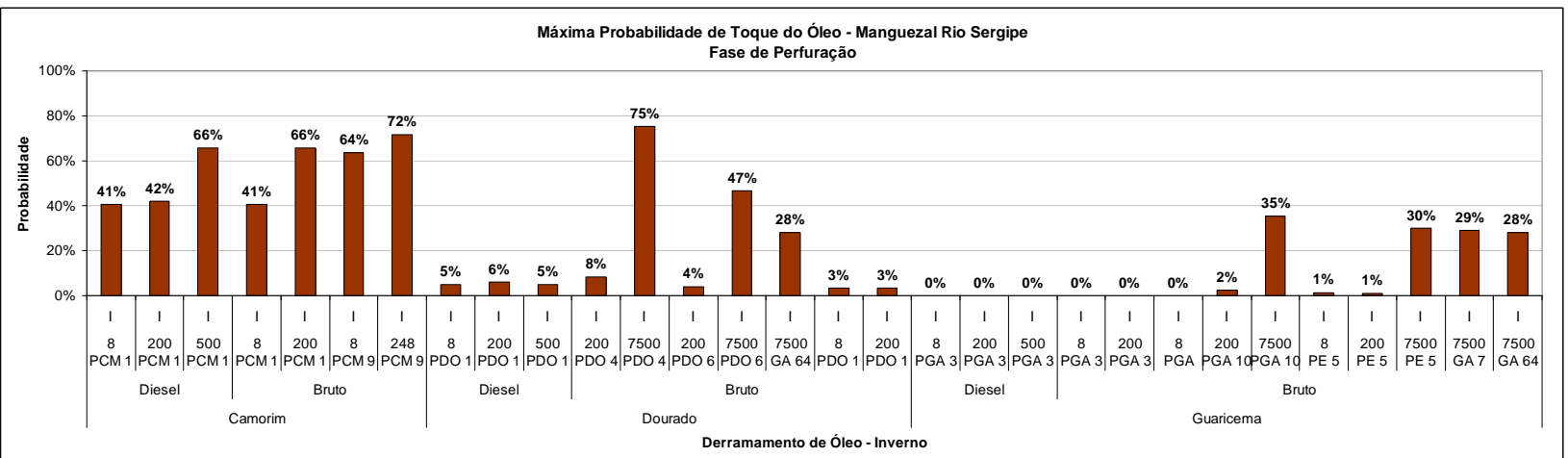
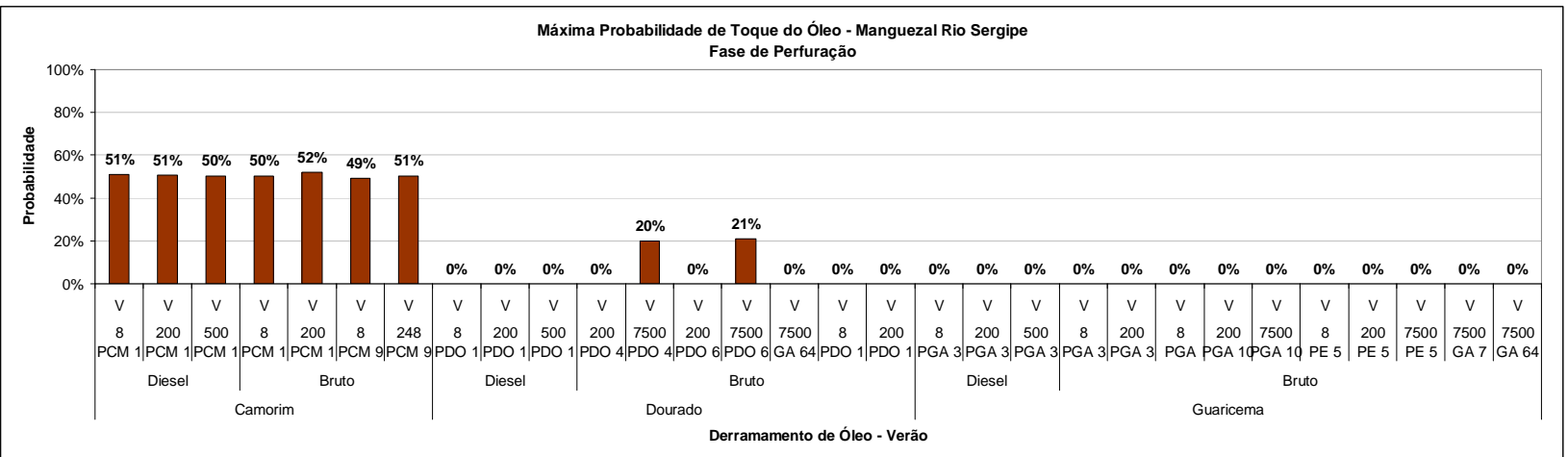


Figura II.8.5.2-7 – Máxima Probabilidade de toque de óleo no Manguezal do Rio Sergipe, no verão e inverno, na fase de perfuração.



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe

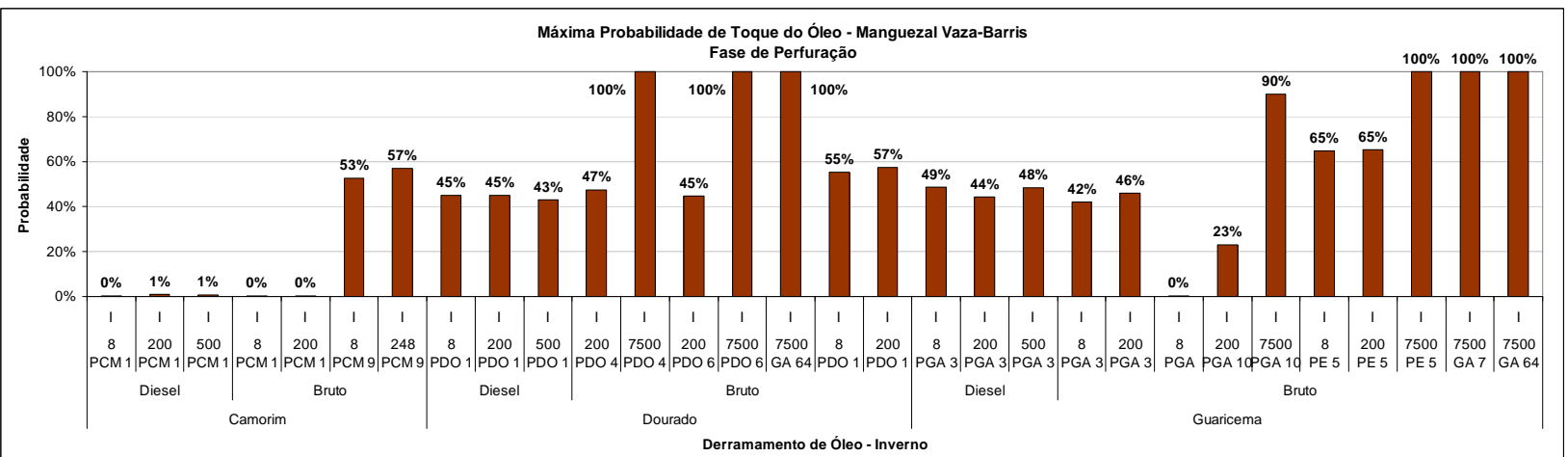
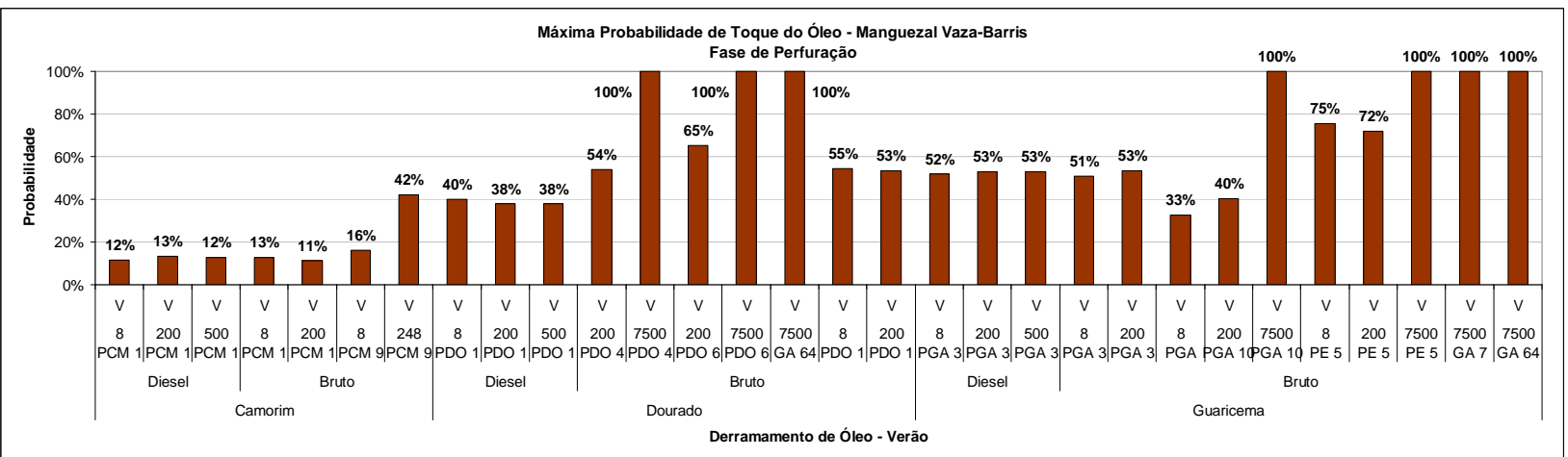


Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011





**Figura II.8.5.2-8 – Máxima Probabilidade de toque de óleo no Manguezal do Rio Vaza-Barris, no verão e inverno, respectivamente, na fase de perfuração.**



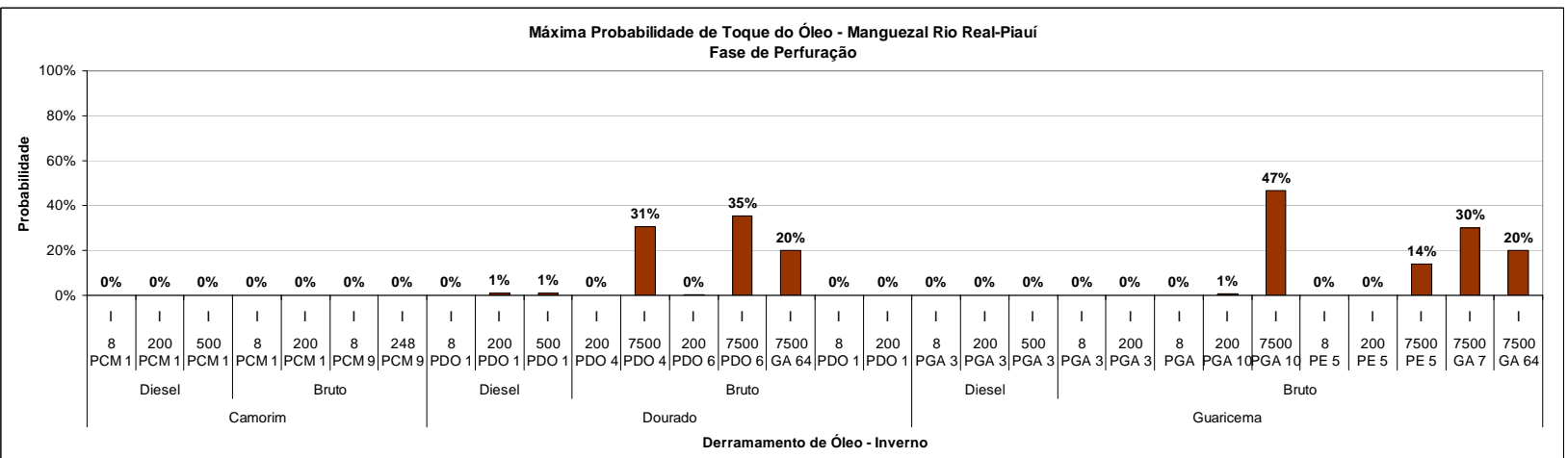
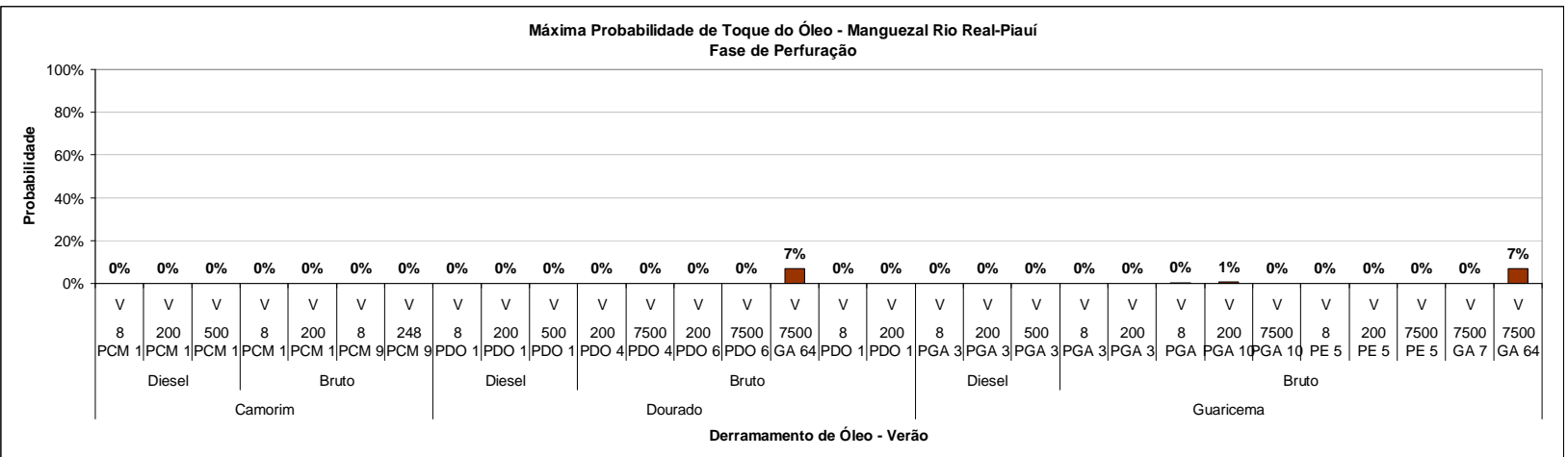
Lara Varoveska

Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

Técnico Responsável



**Figura II.8.5.2-9 – Máxima Probabilidade de toque de óleo no Manguezal dos Rios Real - Piauí, no verão e inverno, na fase de perfuração.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

A partir dos gráficos acima se observa que a maior probabilidade de toque de óleo no Manguezal do Rio Sergipe, no verão, é no cenário de 200 m<sup>3</sup> de óleo bruto em PCM 1, com 52%. No inverno a maior probabilidade de toque de óleo está associada ao cenário de pior caso (7.500 m<sup>3</sup>) de óleo bruto em PDO 4, com 75% de probabilidade.

As maiores probabilidades de toque de óleo no Manguezal do Rio Vaza-Barris, tanto no verão quanto no inverno, são as de piores cenários de óleo bruto (7500m<sup>3</sup>) nas plataformas PDO 4, PDO 6, PGA 10 e em GA 64, PE 5 e GA 7.

As maiores probabilidades de toque de óleo no Manguezal dos Rios Real - Piauí estão associadas ao cenário de pior caso (7500 m<sup>3</sup>) de óleo bruto em GA 64 no verão, com 7% de probabilidade. Já no inverno, a maior probabilidade de toque de óleo é para o cenário de pior caso de 7500m<sup>3</sup> (*blowout*) em PGA 10, com 47% de probabilidade.

## PRAIAS ARENOSAS

Os resultados da máxima probabilidade de toque de óleo nas Praias Arenosas, na fase de perfuração, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais (Figura II.8.5.2-10).

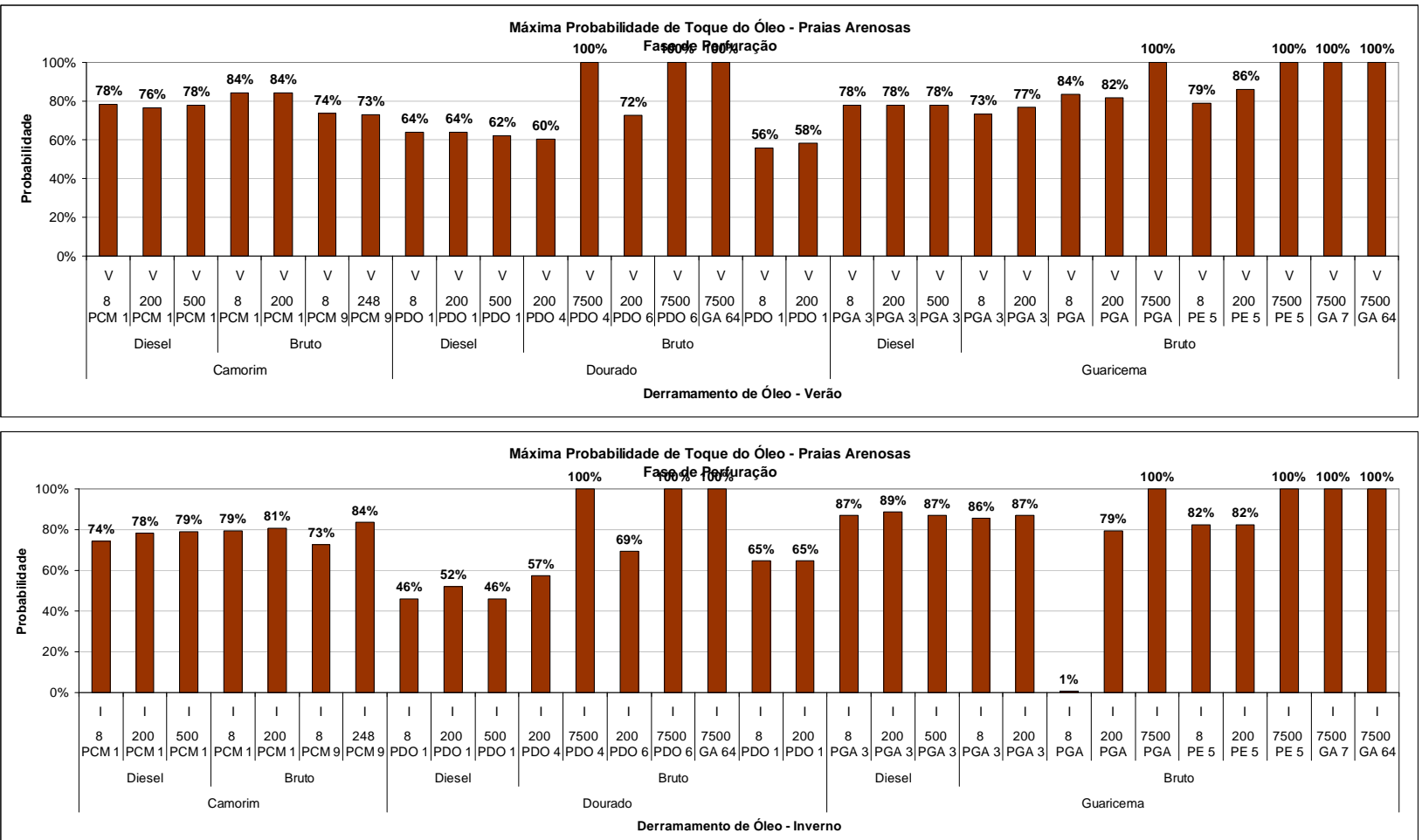


Figura II.8.52-10 – Máxima Probabilidade de toque de óleo para as Praias Arenosas no verão e no inverno, na fase de perfuração.

Lara Varoveska

*Lara Varoveska*

Coordenador da Equipe

Mariana Bardy

*Mariana Bardy*

Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

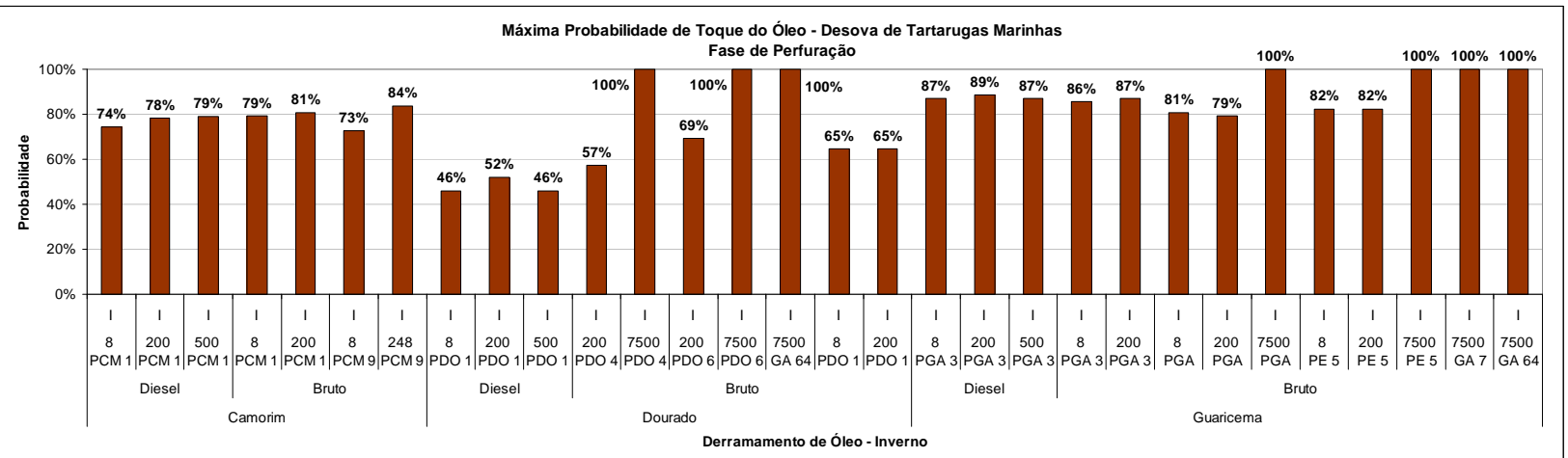
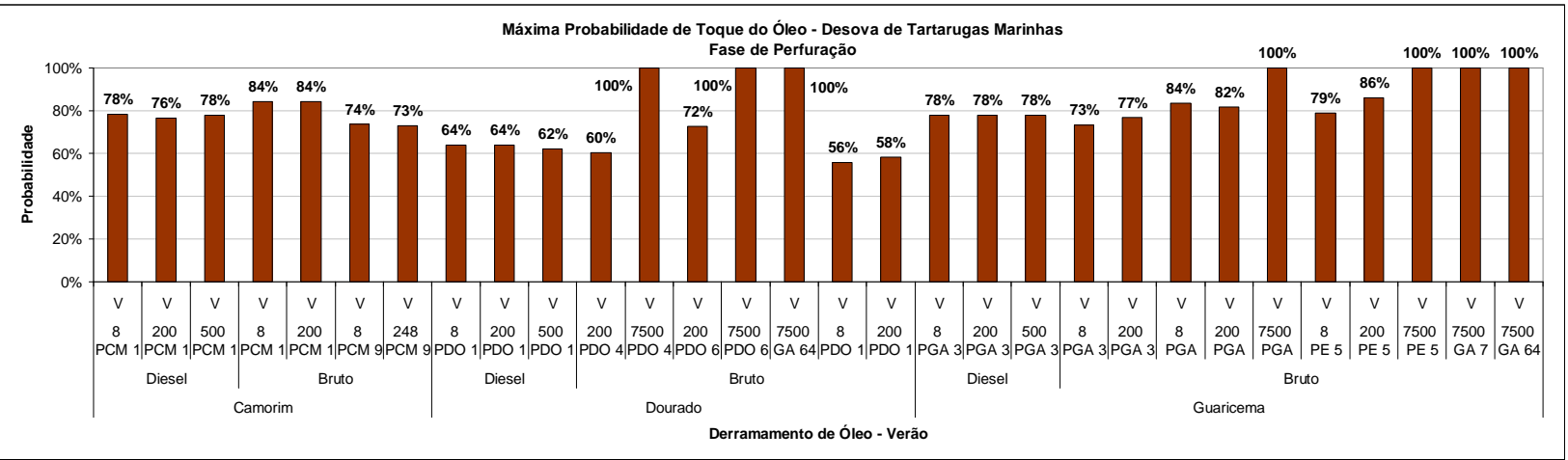


Nos gráficos acima observa-se que as maiores probabilidades de toque de óleo nas Praias Arenosas, tanto no verão quanto no inverno, são para os cenários de óleo bruto (7500m<sup>3</sup>) em PDO 4, PDO 6, GA 64, PGA, PE 5 e GA 7, com 100% de probabilidade de toque.

## DESOVA DE TARTARUGAS MARINHAS

Os resultados da máxima probabilidade de toque de óleo nas áreas de Desova de Tartarugas estão apresentados no gráfico abaixo, para cada grupo de cenários acidentais da fase de perfuração (Figura II.8.5.2-11).

O resultado do risco para as áreas onde ocorrem as desovas das Tartarugas Marinhas mostram que as probabilidades deste CVA ser atingido por óleo são altas e maiores nos cenários de *blowout*.



**Figura II.8.5-2-11 – Máxima Probabilidade de toque de óleo para as áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, no verão e no inverno, na fase de perfuração.**



Lara Varoveska

Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

Técnico Responsável

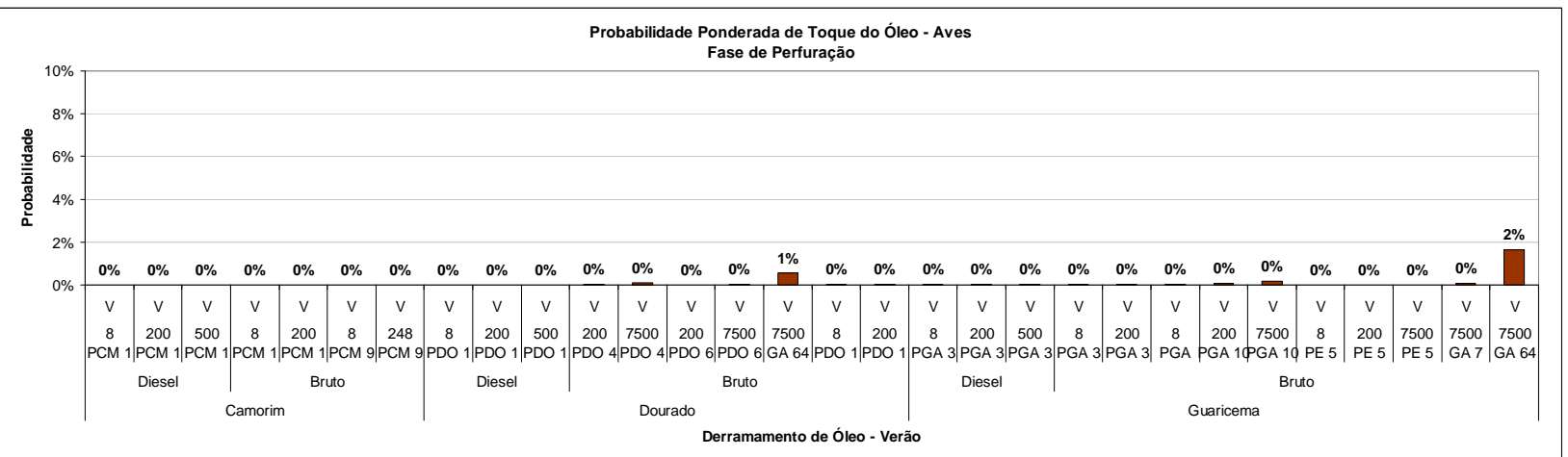
Rev. 01  
Ago/2011

## AVES

Os resultados da probabilidade ponderada de toque de óleo para as Aves, estão apresentados no gráfico abaixo, para cada grupo de cenários acidentais da fase de produção (Figura II.8.5.2-12).

Os resultados para Aves são apresentados somente para o período de verão uma vez que não há presença dessa ave migratória no inverno. A maior probabilidade de toque de óleo está relacionada ao cenário de pior caso (7500 m3) de óleo bruto em GA64.





**Figura II.8.5.2-12 – Probabilidade Ponderada de toque de óleo na área de alimentação das Aves, no verão, na fase de perfuração.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe



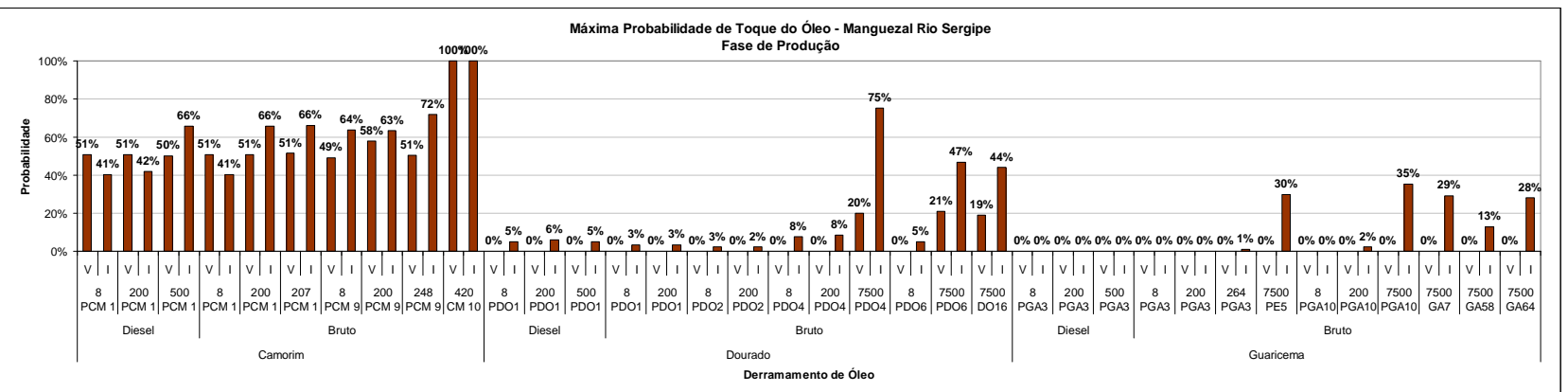
Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

### **II.8.5.2.3 – Fase de Produção**

Os resultados da máxima probabilidade de toque de óleo nos Manguezais dos Estuários dos Rios Sergipe, Vaza-Barris e Real - Piauí, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais (Figura II.8.5.2-13 a Figura II.8.5.2-15).



**Figura II.8.5.2-13 – Máxima Probabilidade de toque de óleo no Manguezal do Rio Sergipe, no verão e inverno, na fase de produção.**

Lara Varoveska

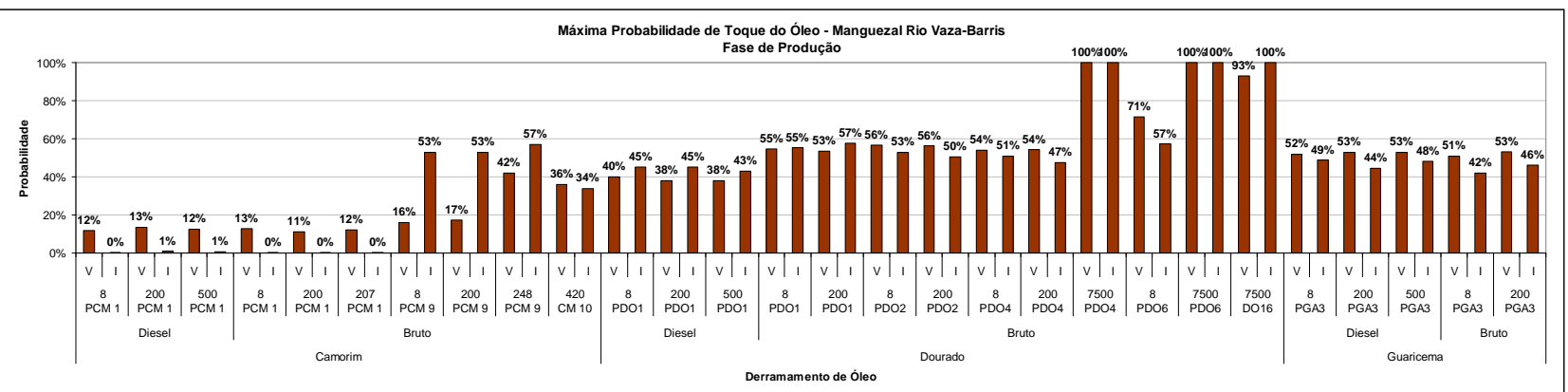
*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe

Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011





**Figura II.8.5.2-14 – Máxima Probabilidade de toque de óleo no Manguezal do Rio Vaza-Barris, no verão e inverno, na fase de produção.**



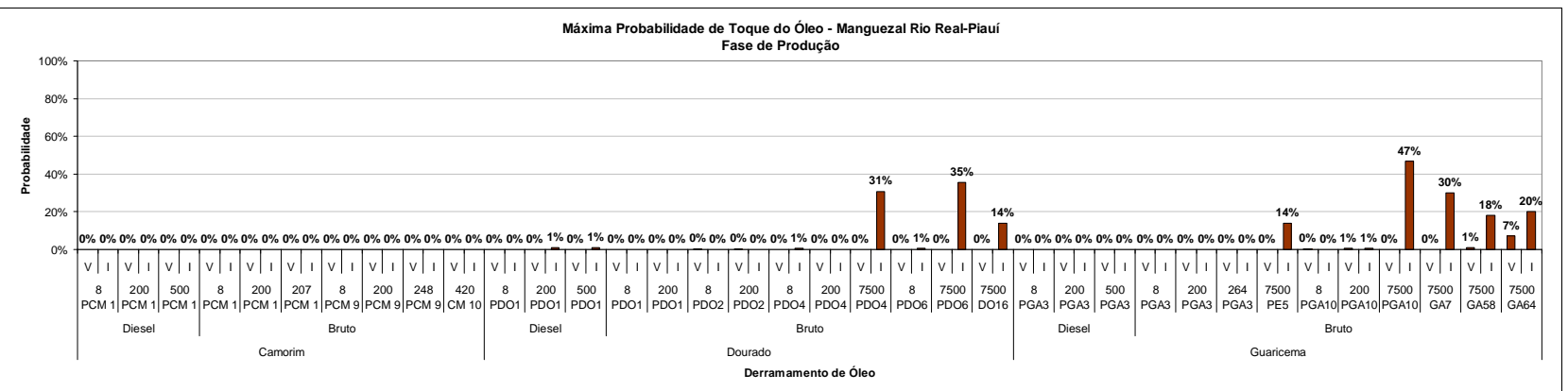
Lara Varoveska

Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

Técnico Responsável



**Figura II.8.5.2-15 – Máxima Probabilidade de toque de óleo no Manguezal dos Rios Real - Piauí, no verão e inverno, na fase de produção.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*

Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

*Mariana Bardy*

Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

As máximas probabilidades e toque de óleo no Manguezal do Rio Sergipe, na fase de produção, estão principalmente associadas aos cenários de derramamento de óleo em Camorim ou aos cenários de volume de pior caso (*blowout*).

No Manguezal do Rio Vaza Barris, as maiores probabilidades de toque de óleo na produção estão relacionadas aos derramamentos de 7500 m<sup>3</sup> (*blowout*) no Campo de Dourado.

São poucos os cenários que apresentam probabilidade de toque de óleo no Rio Real - Piauí. Na fase de produção, o cenário com maior probabilidade de toque é o de blowout em PGA-10. Os cenários do Campo de Camorim não atingem este Manguezal.

## PRAIAS ARENOSAS

Os resultados da máxima probabilidade de toque de óleo nas Praias Arenosas, para a fase de produção, estão apresentados no gráfico abaixo, para cada grupo de cenários acidentais (Figura II.8.5.2-16).

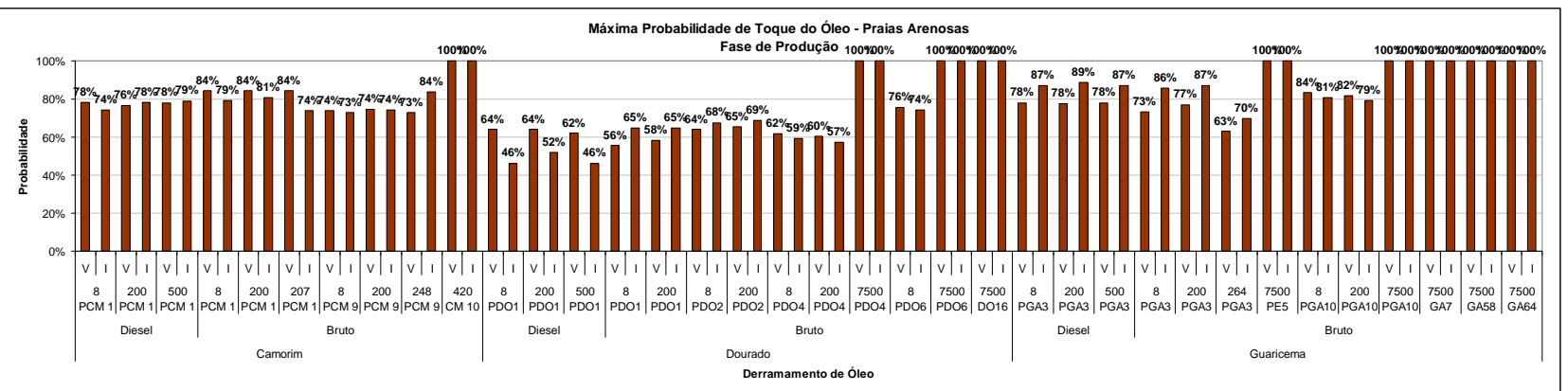


Figura II.8.5.2-16 – Máxima Probabilidade de toque de nas Praias Arenosas, na fase de produção.



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

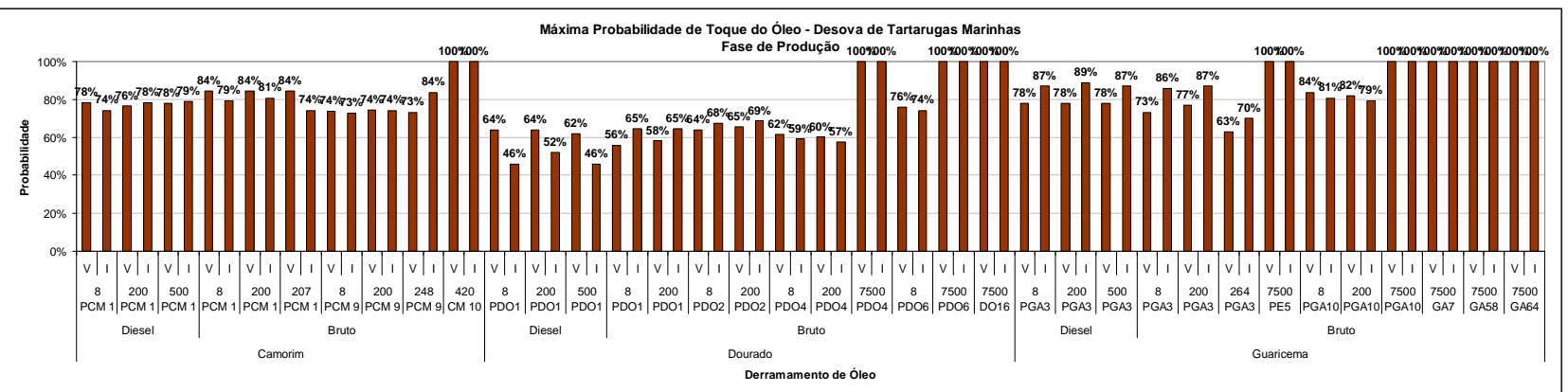


No gráfico acima nota-se que as probabilidades de toque de óleo nas Praias Arenosas são elevadas e as maiores probabilidades estão relacionadas, em sua maioria, aos grupo de cenários de *blowout*. Nos Campos de Dourado e Guaricema.

## DESOVA DE TARTARUGAS MARINHAS

Os resultados da máxima probabilidade de toque de óleo nas áreas de Desova de Tartarugas estão apresentados no gráfico abaixo, para cada grupo de cenários acidentais da fase de produção (Figura II.8.5.2-17).

O resultado do risco para as áreas onde ocorrem as desovas das Tartarugas Marinhas, na fase de produção, mostra que as probabilidades deste CVA ser atingido por óleo são maiores nos cenários de *blowout* em Dourado e Guaricema e de 420 m<sup>3</sup> em Camorim (100% de probabilidade).



**Figura II.8.5.2-17 – Máxima Probabilidade de toque de nas áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, na fase de produção.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

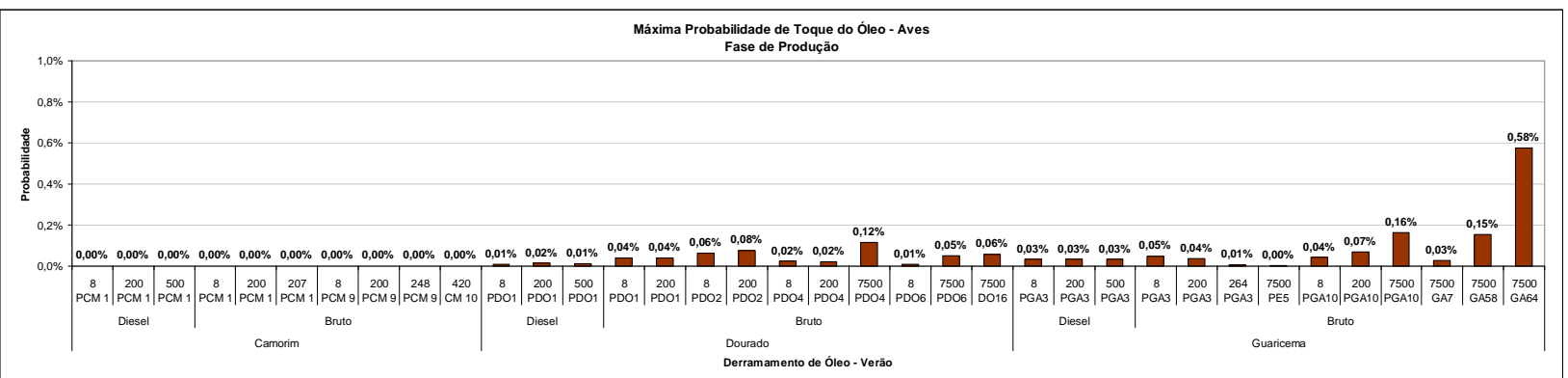
Rev. 01  
Ago/2011

## Aves

Os resultados da probabilidade ponderada de toque de óleo nas áreas de alimentação da ave *Sterna dougallii* estão apresentados no gráfico abaixo, para cada grupo de cenários acidentais da fase de produção (Figura II.8.5.2-18).

O resultado do risco para a área de alimentação da *Sterna dougallii*, na fase de produção, mostra que as probabilidades deste CVA ser atingido por óleo não são significativas, todas com menos de 1%. O cenário com maior probabilidade é o de blowout, no Campo de guaricema, em GA64.

Cabe lembrar que esta espécie (*Sterna dougallii*) só ocorre na costa brasileiro nos meses de verão.



**Figura II.8.5.2-18 – Probabilidade Ponderada de toque de nas áreas de Alimentação das Aves *Sterna dougalli*, na fase de produção.**

Lara Varoveska

*Lara Varoveska*

Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

*Mariana Bardy*

Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011



### **II.8.5.3 – Resultados para o Risco Ambiental**

Conforme descrito anteriormente neste estudo, o Risco Ambiental para cada grupo de cenários acidentais, de cada CVA, foi obtido multiplicando-se o somatório das frequências de todos os cenários do grupo pela probabilidade de toque de óleo no CVA, para o verão e o inverno. Para a obtenção dos riscos por categoria de volume, para cada CVA, foram somados os resultados do risco ambiental dos grupos de cenários de cada categoria de volume.

Os resultados do Risco Ambiental para cada CVA estão apresentados nos itens e gráficos a seguir, para as fases de Instalação, Perfuração e Produção. Abaixo dos gráficos do risco por grupo de cenários e por categoria de volume estão apresentados os resultados numéricos do risco.

No **Apêndice F** consta a memória de cálculo das máximas probabilidades de toque de óleo, para os Manguezais, Praias Arenosas e Desova de Tartarugas; as probabilidades ponderadas de toque de óleo para as Aves e o risco ambiental de todos os CVAs avaliados neste estudo.

#### **II.8.5.3.1 – Fase de Instalação**

### **MANGUEZAIS**

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para os Manguezais, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais e por faixa volume, na fase de instalação (Figuras II.8.5.3-1 a Figura II.8.5.3-6). Abaixo de todos os gráficos de volume são apresentados os resultados numéricos do cálculo do risco.

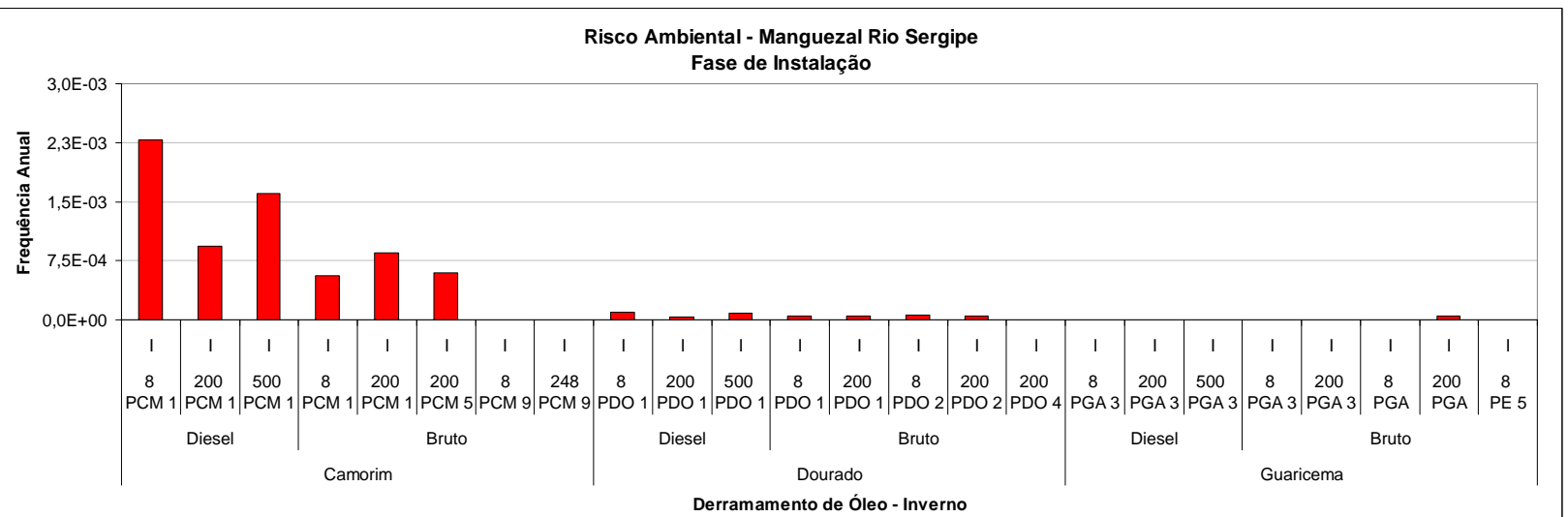
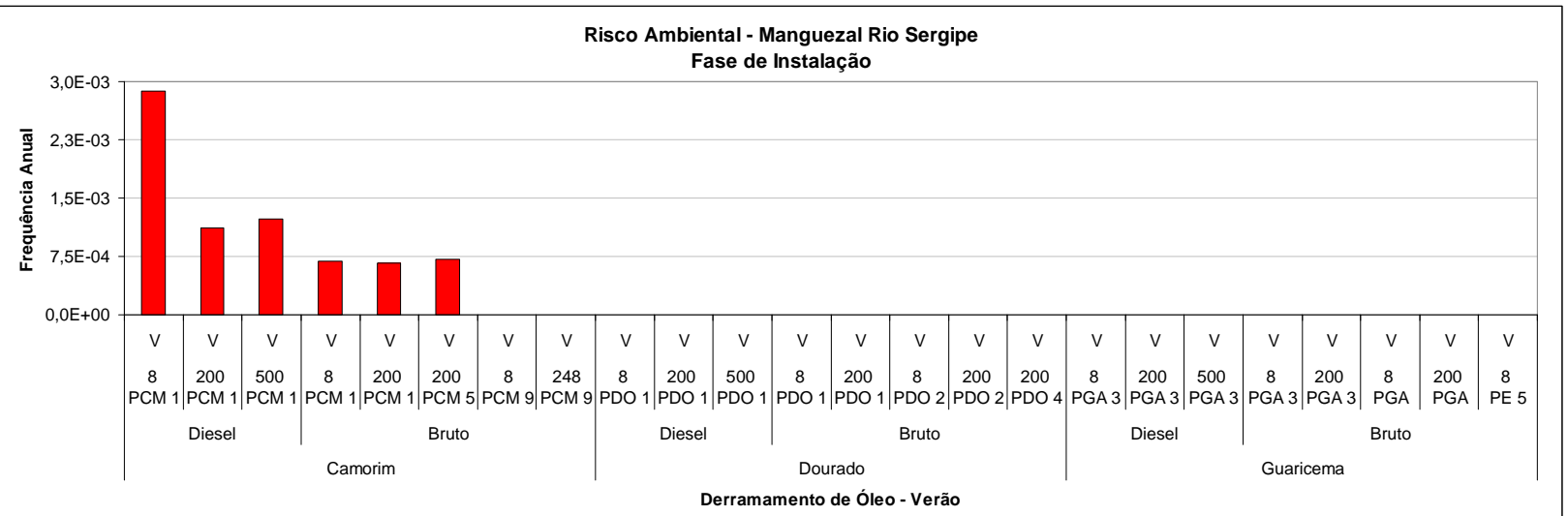


Figura II.8.5.3-1 – Risco Ambiental por cenário para Manguezal do Rio Sergipe, nos períodos de verão e inverno, na fase de instalação.



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe

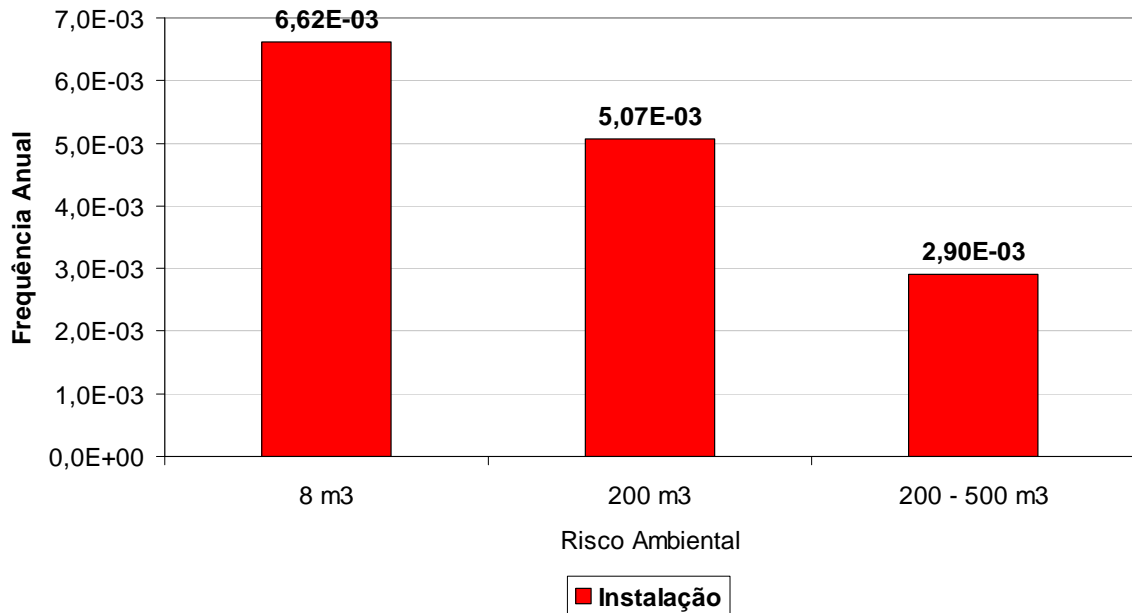


Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

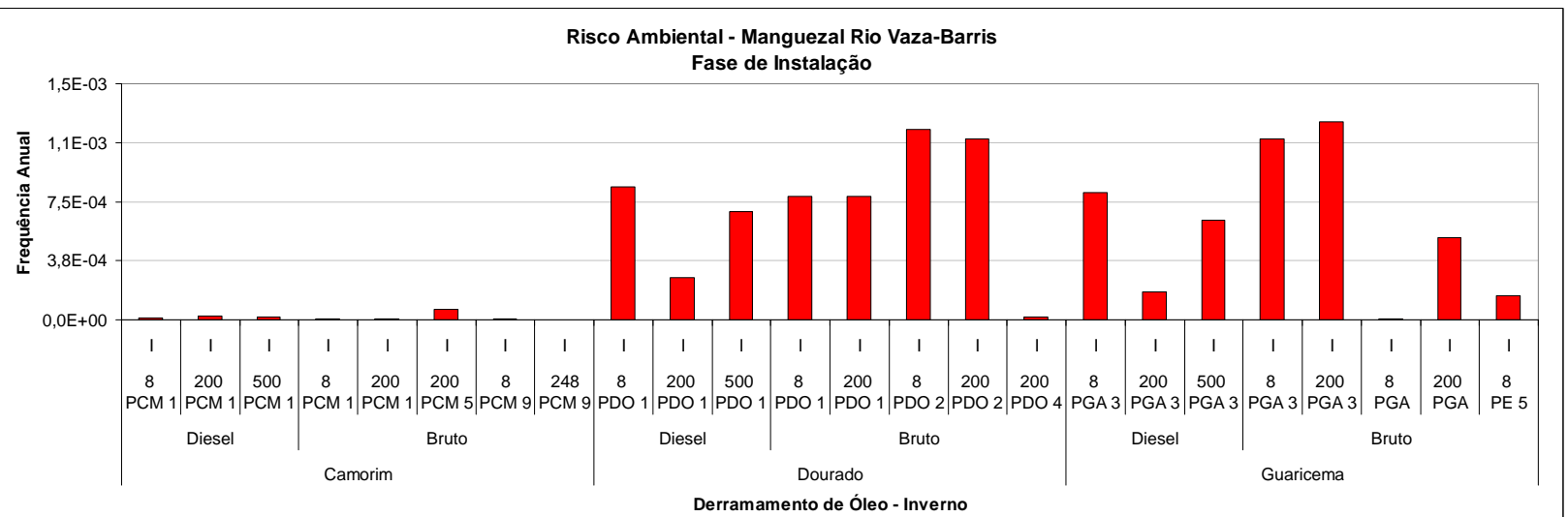
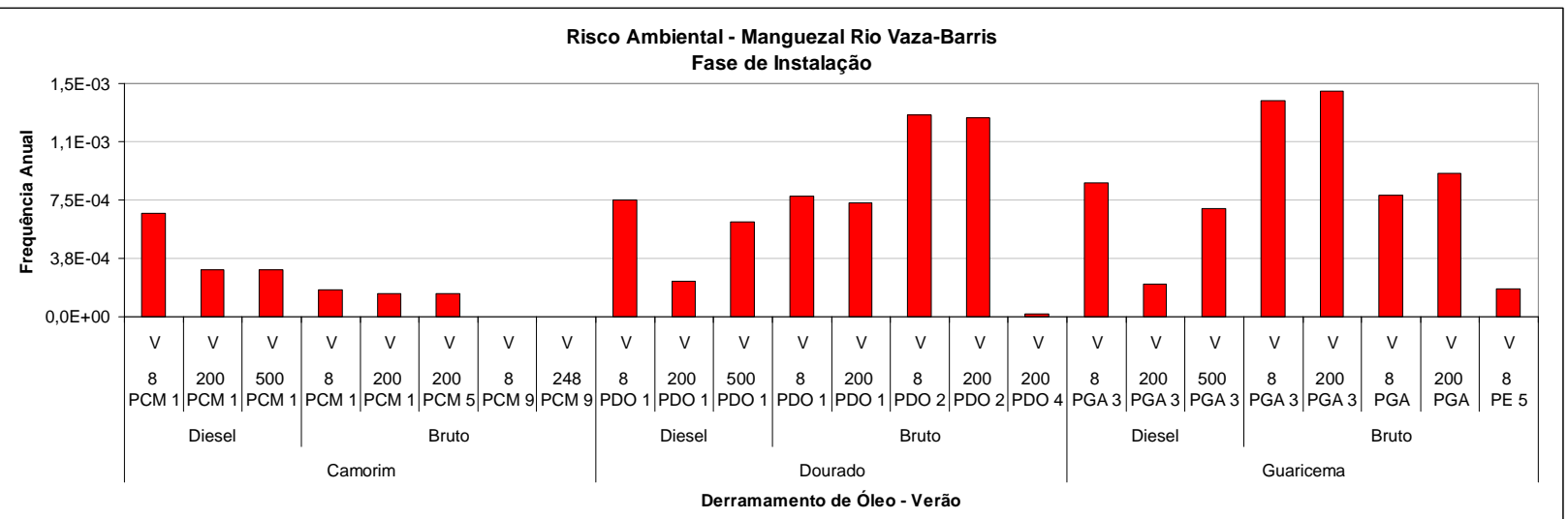
**Risco Ambiental - Manguezal Rio Sergipe**



Manguezal Rio Sergipe - Fase de Instalação									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	1 V	51,00%	2,88E-03	Camorim	Diesel	1 I	40,50%	2,29E-03
		2 V	50,75%	1,12E-03			2 I	42,00%	9,30E-04
		3 V	50,25%	1,22E-03			3 I	65,75%	1,60E-03
	Bruto	4 V	50,25%	6,88E-04		Bruto	4 I	40,50%	5,55E-04
		5 V	52,00%	6,68E-04			5 I	65,75%	8,45E-04
		6 V	51,25%	7,17E-04			6 I	42,50%	5,95E-04
		7 V	49,25%	3,03E-06			7 I	63,75%	3,92E-06
		8 V	50,50%	6,49E-09			8 I	71,75%	9,22E-09
Dourado	Diesel	9 V	0,00%	0,00E+00	Dourado	Diesel	9 I	5,00%	9,38E-05
		10 V	0,00%	0,00E+00			10 I	6,00%	3,60E-05
		11 V	0,00%	0,00E+00			11 I	5,00%	8,00E-05
	Bruto	12 V	0,00%	0,00E+00		Diesel	12 I	3,25%	4,61E-05
		13 V	0,00%	0,00E+00			13 I	3,50%	4,77E-05
		14 V	0,00%	0,00E+00			14 I	2,50%	5,74E-05
		15 V	0,00%	0,00E+00			15 I	2,25%	5,11E-05
		16 V	0,00%	0,00E+00			16 I	8,46%	2,78E-06
Guaricema	Diesel	17 V	0,00%	0,00E+00	Guaricema	Diesel	17 I	0,00%	0,00E+00
		18 V	0,00%	0,00E+00			18 I	0,00%	0,00E+00
		19 V	0,00%	0,00E+00			19 I	0,00%	0,00E+00
	Bruto	20 V	0,00%	0,00E+00		Bruto	20 I	0,00%	0,00E+00
		21 V	0,00%	0,00E+00			21 I	0,00%	0,00E+00
		22 V	0,00%	0,00E+00			22 I	0,03%	6,62E-07
		23 V	0,00%	0,00E+00			23 I	2,31%	5,25E-05
		24 V	0,00%	0,00E+00			24 I	1,38%	3,22E-06
Volume		Risco Ambiental		T. Recorrência	T. Recup. / T. Recorrência				
8 m3		6,62E-03		151	13,24%				
200 m3		5,07E-03		197	10,14%				
200 - 500 m3		2,90E-03		344	5,81%				

Figura II.8.5.3-2 – Risco Ambiental por faixa de volume para o Manguezal dos Rio Sergipe, nos períodos de verão e inverno, na fase de instalação.





**Figura II.8.5.3-3 – Risco Ambiental por cenário para o Manguezal do Rio Vaza-Barris, nos períodos de verão e inverno, na fase de instalação.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe

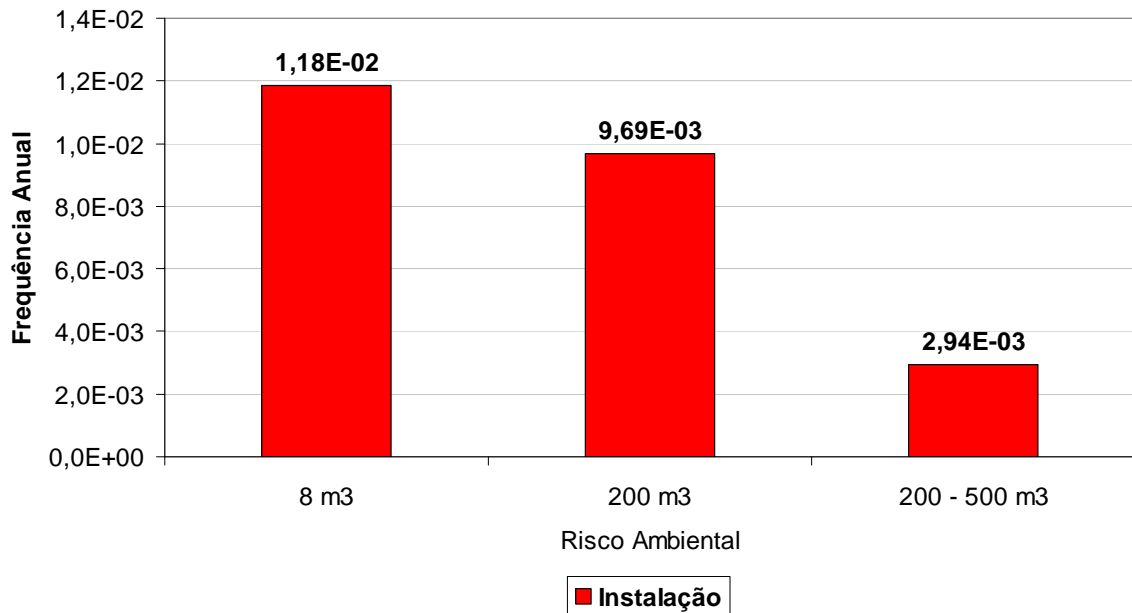


Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

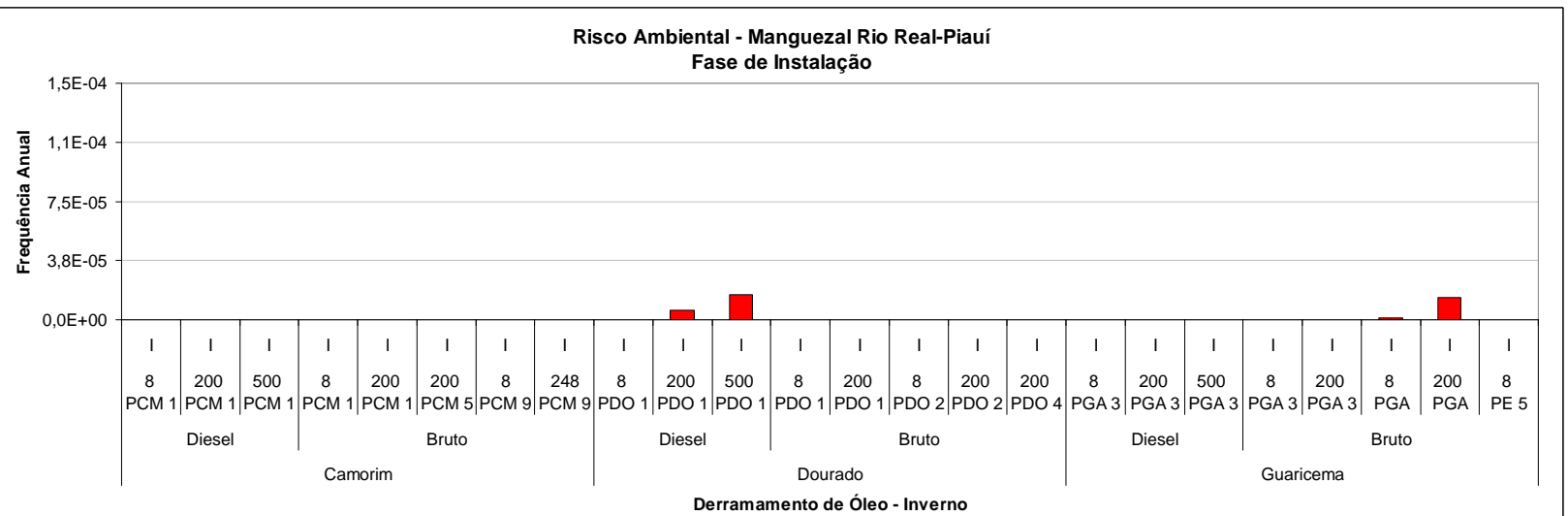
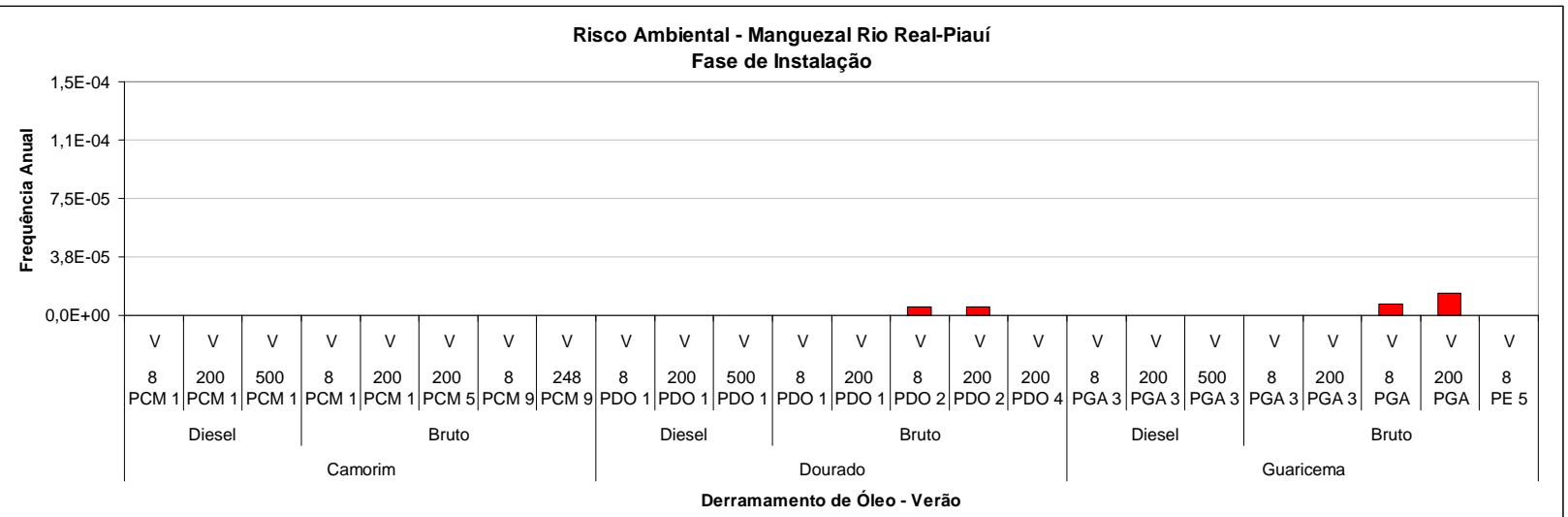
Rev. 01  
Ago/2011

**Risco Ambiental - Manguezal Rio Vaza-Barris**



Manguezal Rio Vaza-Barris - Fase de Instalação									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	1 V	11,75%	6,64E-04	Camorim	Diesel	1 I	0,25%	1,41E-05
		2 V	13,50%	2,99E-04			2 I	1,00%	2,21E-05
		3 V	12,50%	3,04E-04			3 I	0,75%	1,82E-05
	Bruto	4 V	12,75%	1,75E-04		Bruto	4 I	0,50%	6,84E-06
		5 V	11,25%	1,45E-04			5 I	0,25%	3,20E-06
		6 V	10,50%	1,47E-04			6 I	4,75%	6,65E-05
		7 V	16,00%	9,84E-07			7 I	52,75%	3,24E-06
		8 V	42,00%	5,40E-09			8 I	57,00%	7,32E-09
Dourado	Diesel	9 V	40,00%	7,50E-04	Dourado	Diesel	9 I	45,00%	8,44E-04
		10 V	38,00%	2,28E-04			10 I	45,00%	2,70E-04
		11 V	38,00%	6,08E-04			11 I	43,00%	6,88E-04
	Bruto	12 V	54,50%	7,74E-04		Diesel	12 I	55,25%	7,85E-04
		13 V	53,50%	7,30E-04			13 I	57,50%	7,85E-04
		14 V	56,50%	1,30E-03			14 I	52,75%	1,21E-03
		15 V	56,25%	1,28E-03			15 I	50,50%	1,15E-03
		16 V	54,15%	1,78E-05			16 I	47,38%	1,56E-05
Guaricema	Diesel	17 V	52,00%	8,63E-04	Guaricema	Diesel	17 I	48,75%	8,09E-04
		18 V	53,00%	2,07E-04			18 I	44,25%	1,73E-04
		19 V	53,00%	6,92E-04			19 I	48,25%	6,30E-04
	Bruto	20 V	50,75%	1,39E-03		Bruto	20 I	42,00%	1,15E-03
		21 V	53,25%	1,45E-03			21 I	46,00%	1,26E-03
		22 V	32,62%	7,79E-04			22 I	0,18%	4,23E-06
		23 V	40,46%	9,20E-04			23 I	22,92%	5,21E-04
		24 V	75,38%	1,75E-04			24 I	64,77%	1,51E-04
<b>Volume</b>		<b>Risco Ambiental</b>		<b>T. Recorrência</b>		<b>T. Recup. / T. Recorrência</b>			
8 m3		1,18E-02		84		23,69%			
200 m3		9,69E-03		103		19,38%			
200 - 500 m3		2,94E-03		340		5,88%			

Figura II.8.5.3-4 – Risco Ambiental por faixa de volume para o Manguezal do Rio Vaza-Barris, nos períodos de verão e inverno, na fase de instalação.



**Figura II.8.5.3-5 – Risco Ambiental por cenário para o Manguezal dos Rios Real - Piauí, nos períodos de verão e inverno, na fase de instalação.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe

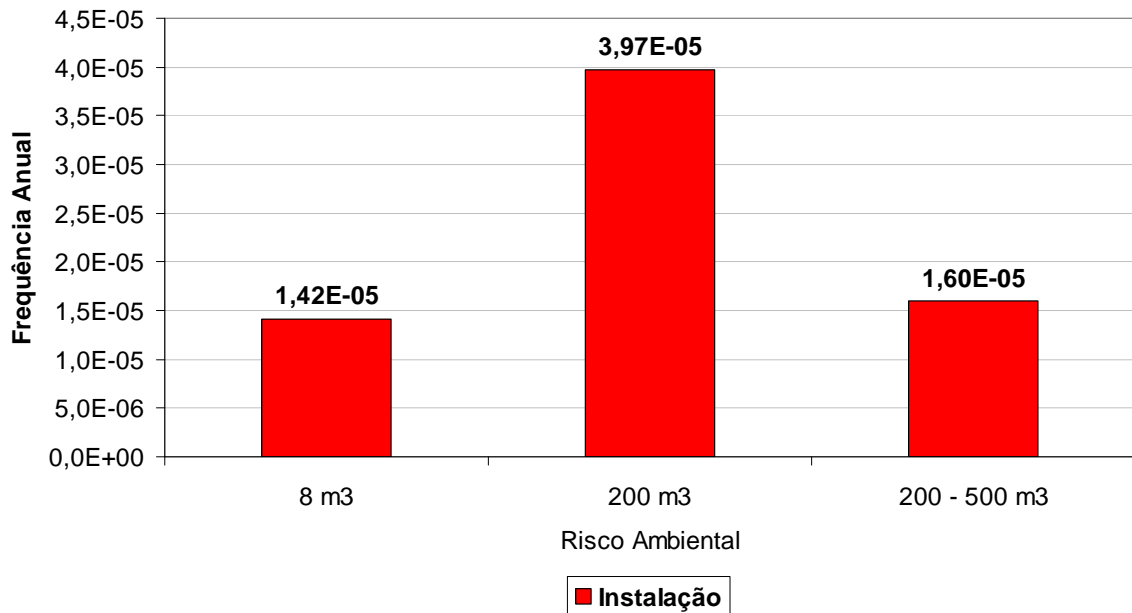


Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

**Risco Ambiental - Manguezal Rio Real-Piauí**



Manguezal Rio Real-Piauí - Fase de Instalação									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	1 V	0,00%	0,00E+00	Camorim	Diesel	1 I	0,00%	0,00E+00
		2 V	0,00%	0,00E+00			2 I	0,00%	0,00E+00
		3 V	0,00%	0,00E+00			3 I	0,00%	0,00E+00
	Bruto	4 V	0,00%	0,00E+00		Bruto	4 I	0,00%	0,00E+00
		5 V	0,00%	0,00E+00			5 I	0,00%	0,00E+00
		6 V	0,00%	0,00E+00			6 I	0,00%	0,00E+00
		7 V	0,00%	0,00E+00			7 I	0,00%	0,00E+00
		8 V	0,00%	0,00E+00			8 I	0,00%	0,00E+00
Dourado	Diesel	9 V	0,00%	0,00E+00	Dourado	Diesel	9 I	0,00%	0,00E+00
		10 V	0,00%	0,00E+00			10 I	1,00%	6,00E-06
		11 V	0,00%	0,00E+00			11 I	1,00%	1,60E-05
	Bruto	12 V	0,00%	0,00E+00		Diesel	12 I	0,00%	0,00E+00
		13 V	0,00%	0,00E+00			13 I	0,00%	0,00E+00
		14 V	0,25%	5,71E-06			14 I	0,00%	0,00E+00
Guaricema	Diesel	15 V	0,25%	5,66E-06	Guaricema	Diesel	15 I	0,00%	0,00E+00
		16 V	0,00%	0,00E+00			16 I	0,15%	5,03E-08
		17 V	0,00%	0,00E+00			17 I	0,00%	0,00E+00
	Bruto	18 V	0,00%	0,00E+00		Bruto	18 I	0,00%	0,00E+00
		19 V	0,00%	0,00E+00			19 I	0,00%	0,00E+00
		20 V	0,00%	0,00E+00			20 I	0,00%	0,00E+00
		21 V	0,00%	0,00E+00			21 I	0,00%	0,00E+00
		22 V	0,31%	7,34E-06			22 I	0,05%	1,14E-06
23 V	0,62%	1,40E-05	23 I	0,62%	1,40E-05				
24 V	0,00%	0,00E+00	24 I	0,00%	0,00E+00				
Volume		Risco Ambiental		T. Recorrência		T. Recup. / T. Recorrência			
8 m3		1,42E-05		70464		0,03%			
200 m3		3,97E-05		25190		0,08%			
200 - 500 m3		1,60E-05		1250000		0,00%			

Figura II.8.5.3-6 – Risco Ambiental por faixa de volume para o Manguezal dos Rios Real - Piauí, nos períodos de verão e inverno, na fase de instalação.

Os resultados do risco ambiental para os mangues, mostram que o risco para o Manguezal do Rio Vaza-Barris é bem maior do que para os outros Manguezais.

Para o Manguezal do Rio Sergipe os grupos de cenários que apresenta o maior risco são os de diesel e óleo bruto em PCM-1 e o cenário de óleo bruto em PCM-5. No verão, somente os cenários acidentais do Campo de Camorim é que oferecem risco a este manguezal. No inverno, os cenários de Camorim ainda são o maior risco para o manguezal. A categoria de volume que apresentou o maior risco para o Mangue do Rio Sergipe foi a de pequenos vazamentos (até 8 m3).

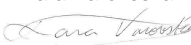
O risco ambiental para o Manguezal do Rio Vaza-Barris, na fase de instalação, é maior para os cenários dos Campos de Dourado e Guaricema, principalmente os cenários de PDO-2 e PGA-3. Para este manguezal os cenários de maior risco também são os de pequeno vazamento.

Para o Manguezal dos Rios Real - Piauí, os cenários apresentam baixo risco ambiental. Os cenários de Camorim não apresentam risco para o manguezal. Os cenários de médias liberações em Dourado e Guaricema (entre 8 e 200 m3) são os que apresentam o maior risco para esse habitat.


## PRAIAS ARENOSAS

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para as Praias Arenosas, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais e para as diferentes categorias de volume, na fase de instalação (Figura II.8.5.3-7 e Figura II.8.5.3-8, respectivamente). Abaixo, seguem os resultados numéricos do cálculo do risco ambiental.



Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

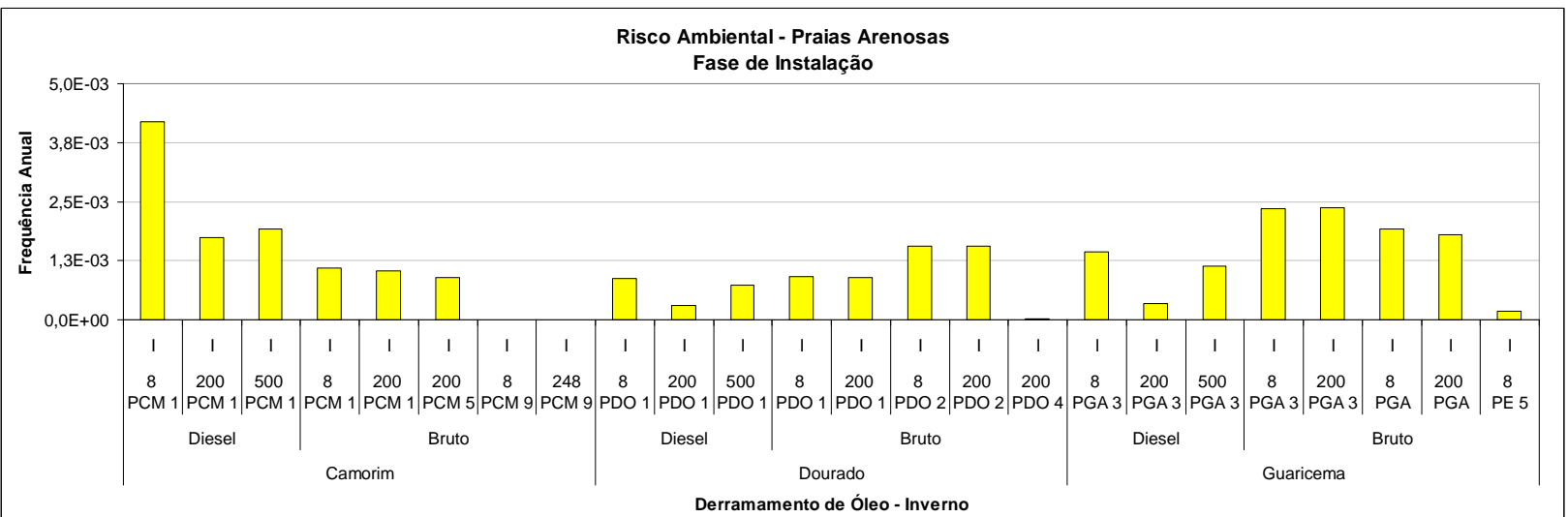
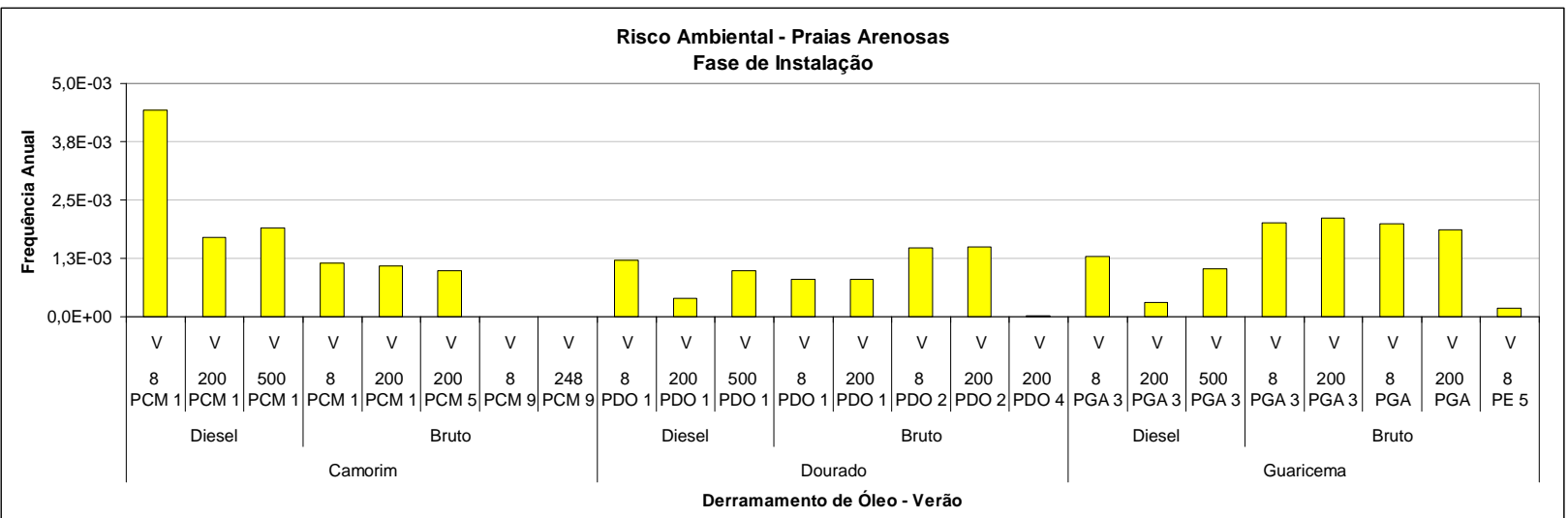


Figura II.8.5.3-7 – Risco Ambiental por cenário para as Praias Arenosas, nos períodos de verão e inverno, na fase de instalação.



Lara Varoveska

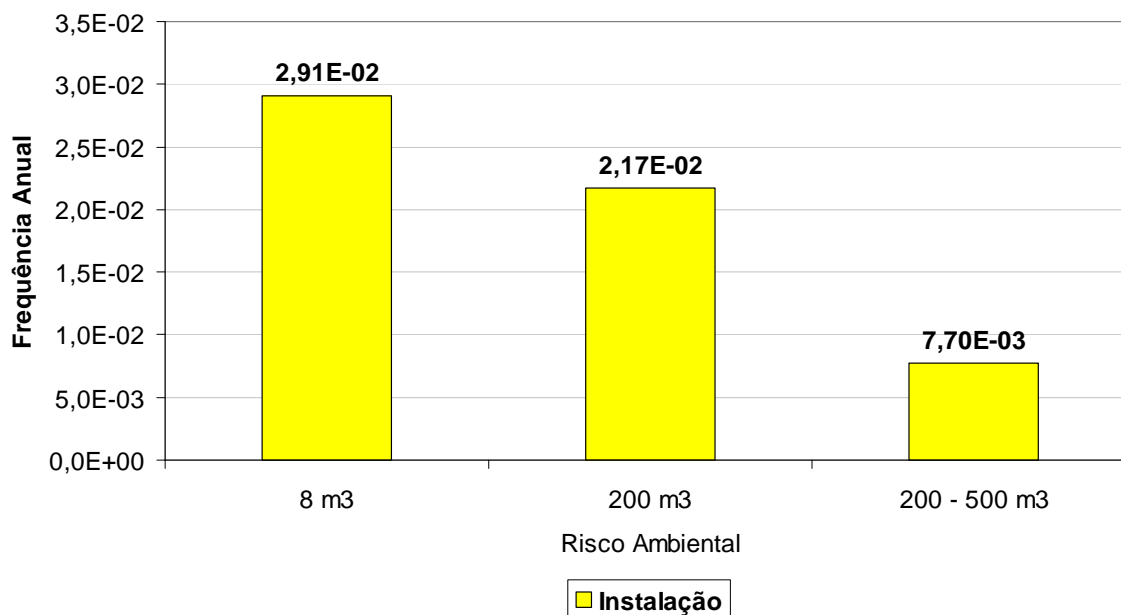
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

Técnico Responsável

### Risco Ambiental - Mangue Rio Real-Piauí



Praias Arenosas - Fase de Instalação									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	1 V	78,25%	4,42E-03	Camorim	Diesel	1 I	74,25%	4,20E-03
		2 V	76,50%	1,69E-03			2 I	78,25%	1,73E-03
		3 V	78,00%	1,90E-03			3 I	79,00%	1,92E-03
	Bruto	4 V	84,25%	1,15E-03		Bruto	4 I	79,25%	1,09E-03
		5 V	84,25%	1,08E-03			5 I	80,75%	1,04E-03
		6 V	70,25%	9,83E-04			6 I	64,25%	8,99E-04
		7 V	73,75%	4,54E-06			7 I	72,75%	4,47E-06
		8 V	73,00%	9,38E-09			8 I	83,75%	1,08E-08
Dourado	Diesel	9 V	64,00%	1,20E-03	Dourado	Diesel	9 I	46,00%	8,63E-04
		10 V	64,00%	3,84E-04			10 I	52,00%	3,12E-04
		11 V	62,00%	9,92E-04			11 I	46,00%	7,36E-04
	Bruto	12 V	55,75%	7,92E-04		Diesel	12 I	64,75%	9,19E-04
		13 V	58,25%	7,95E-04			13 I	64,75%	8,84E-04
		14 V	64,00%	1,47E-03			14 I	67,50%	1,55E-03
		15 V	65,50%	1,49E-03			15 I	68,75%	1,56E-03
		16 V	60,31%	1,98E-05			16 I	57,38%	1,89E-05
Guaricema	Diesel	17 V	78,00%	1,29E-03	Guaricema	Diesel	17 I	87,00%	1,44E-03
		18 V	77,75%	3,04E-04			18 I	88,75%	3,47E-04
		19 V	78,00%	1,02E-03			19 I	87,00%	1,14E-03
	Bruto	20 V	73,25%	2,01E-03		Bruto	20 I	85,75%	2,35E-03
		21 V	77,00%	2,10E-03			21 I	87,00%	2,38E-03
		22 V	83,54%	2,00E-03			22 I	80,77%	1,93E-03
		23 V	81,84%	1,86E-03			23 I	79,38%	1,81E-03
		24 V	78,92%	1,83E-04			24 I	82,31%	1,91E-04
<b>Volume</b>		<b>Risco Ambiental</b>		<b>T. Recorrência</b>		<b>T. Recup. / T. Recorrência</b>			
<b>8 m3</b>		<b>2,91E-02</b>		<b>34</b>		<b>5,81%</b>			
<b>200 m3</b>		<b>2,17E-02</b>		<b>46</b>		<b>4,34%</b>			
<b>200 - 500 m3</b>		<b>7,70E-03</b>		<b>130</b>		<b>1,54%</b>			

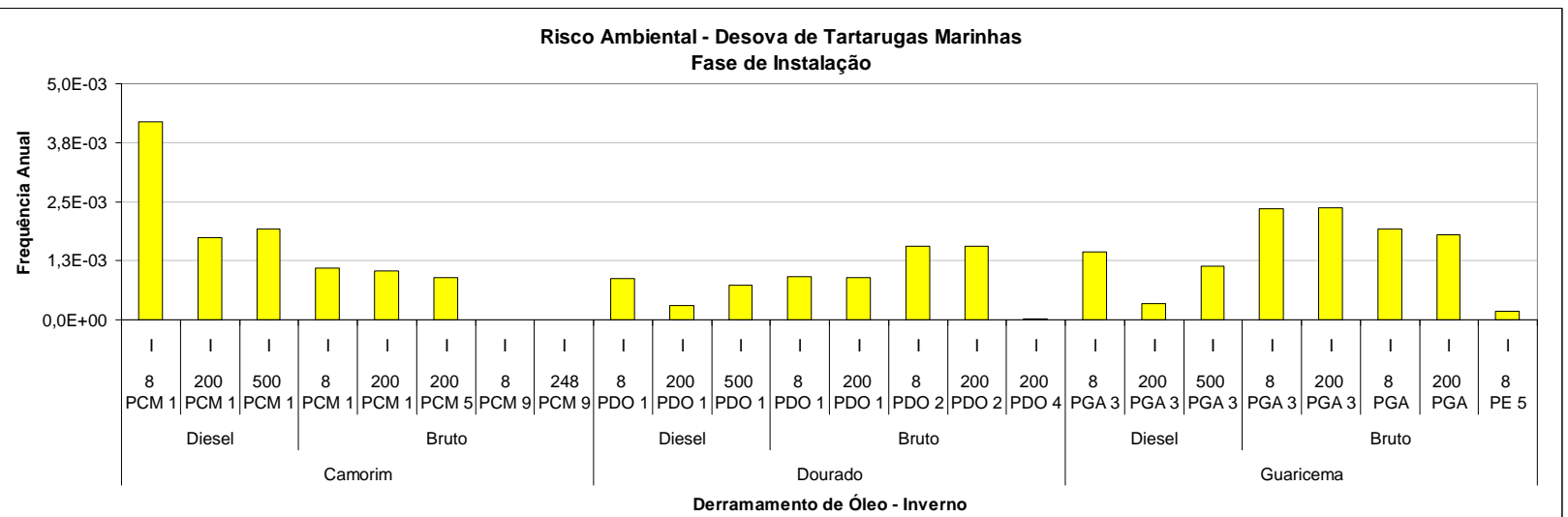
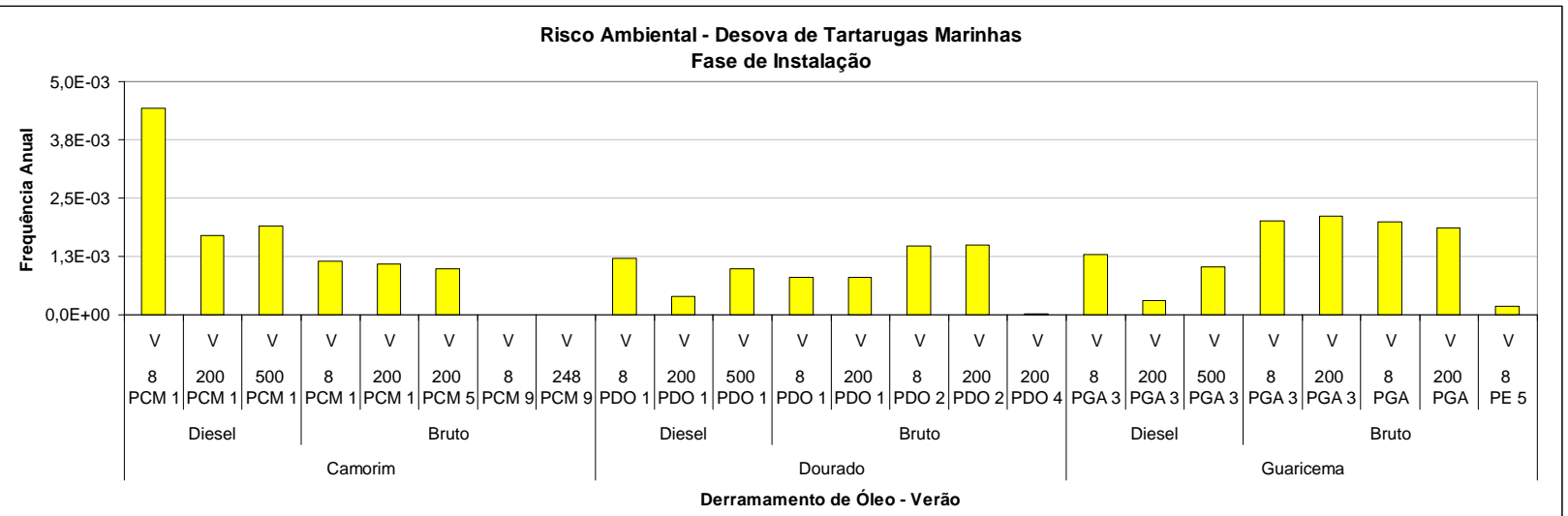
Figura II.8.5.3-8 – Risco Ambiental por faixa de volume para as Praias Arenosas nos períodos de verão e inverno, na fase de instalação.



Os resultados do risco ambiental para as praias arenosas, mostram que o risco é praticamente igual para os períodos de verão e inverno. O grupo de cenários que apresenta o maior risco é o de 8 m<sup>3</sup> de óleo bruto em PCM-1, tanto no verão quanto no inverno.

## DESOVA DE TARTARUGAS MARINHAS

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para a Desova de Tartarugas Marinhas, estão apresentados nas Figura II.8.5.3-9 e Figura II.8.5.3-10, para cada grupo de cenários acidentais e por faixa de volume, respectivamente, na fase de instalação. Os resultados numéricos do resultado do risco ambiental estão apresentados abaixo da figura.



**Figura II.8.5.3-9 – Risco Ambiental por cenário para a Desova de Tartarugas Marinhas, nos períodos de verão e inverno, na fase instalação.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe

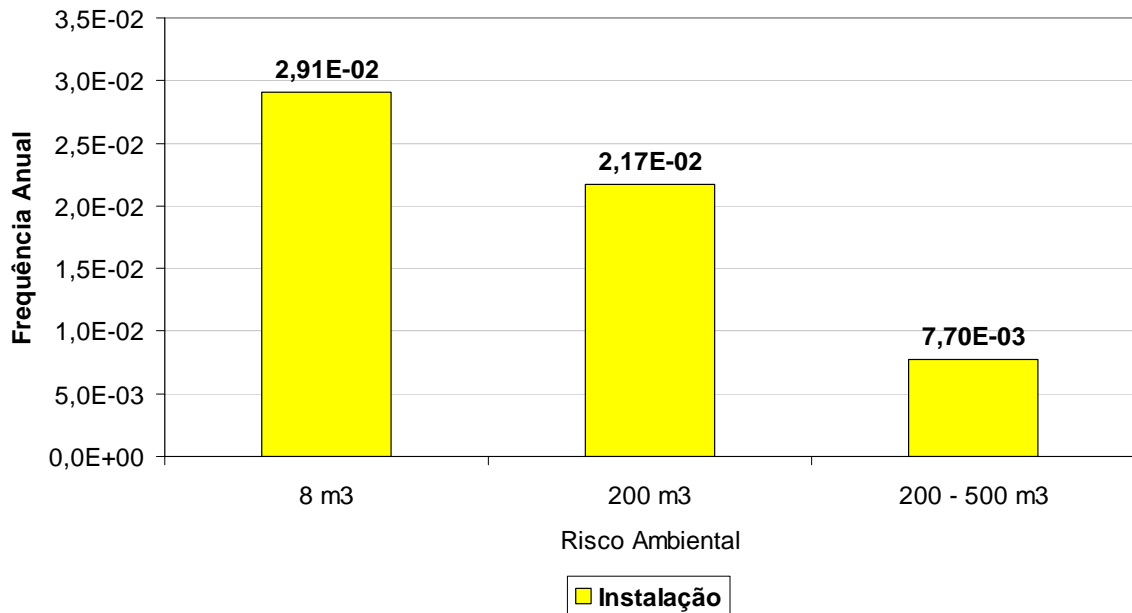


Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

**Risco Ambiental - Desova de Tartarugas Marinhas**



Desova de Tartarugas Marinhas - Fase de Instalação									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	1 V	78,25%	4,42E-03	Camorim	Diesel	1 I	74,25%	4,20E-03
		2 V	76,50%	1,69E-03			2 I	78,25%	1,73E-03
		3 V	78,00%	1,90E-03			3 I	79,00%	1,92E-03
	Bruto	4 V	84,25%	1,15E-03		Bruto	4 I	79,25%	1,09E-03
		5 V	84,25%	1,08E-03			5 I	80,75%	1,04E-03
		6 V	70,25%	9,83E-04			6 I	64,25%	8,99E-04
		7 V	73,75%	4,54E-06			7 I	72,75%	4,47E-06
		8 V	73,00%	9,38E-09			8 I	83,75%	1,08E-08
Dourado	Diesel	9 V	64,00%	1,20E-03	Dourado	Diesel	9 I	46,00%	8,63E-04
		10 V	64,00%	3,84E-04			10 I	52,00%	3,12E-04
		11 V	62,00%	9,92E-04			11 I	46,00%	7,36E-04
	Bruto	12 V	55,75%	7,92E-04		Diesel	12 I	64,75%	9,19E-04
		13 V	58,25%	7,95E-04			13 I	64,75%	8,84E-04
		14 V	64,00%	1,47E-03			14 I	67,50%	1,55E-03
		15 V	65,50%	1,49E-03			15 I	68,75%	1,56E-03
Guaricema	Diesel	16 V	60,31%	1,98E-05	Guaricema	Diesel	16 I	57,38%	1,89E-05
		17 V	78,00%	1,29E-03			17 I	87,00%	1,44E-03
		18 V	77,75%	3,04E-04			18 I	88,75%	3,47E-04
	Bruto	19 V	78,00%	1,02E-03		Bruto	19 I	87,00%	1,14E-03
		20 V	73,25%	2,01E-03			20 I	85,75%	2,35E-03
		21 V	77,00%	2,10E-03			21 I	87,00%	2,38E-03
		22 V	83,54%	2,00E-03			22 I	80,77%	1,93E-03
		23 V	81,84%	1,86E-03			23 I	79,38%	1,81E-03
		24 V	78,92%	1,83E-04			24 I	82,31%	1,91E-04
Volume		Risco Ambiental			T. Recorrência		T. Recup. / T. Recorrência		
8 m3		2,91E-02			34		5,81%		
200 m3		2,17E-02			46		4,34%		
200 - 500 m3		7,70E-03			130		1,54%		

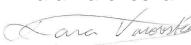
**Figura II.8.5.3-10** – Risco Ambiental por faixa de volume para as áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, no verão e inverno, na fase de instalação..

Os resultados do risco ambiental para as praias arenosas, mostram que o risco é praticamente igual para os períodos de verão e inverno. O grupo de cenários que apresenta o maior risco é o de 8 m<sup>3</sup> de óleo bruto em PCM-1, tanto no verão quanto no inverno. A categoria de volume com maior risco é a de pequenos volumes vazados (até 8 m<sup>3</sup>).


## AVES

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para as Aves, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais e por faixa de volume, respectivamente (Figura II.8.5.3-11 e Figura II.8.5.3-12).



Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

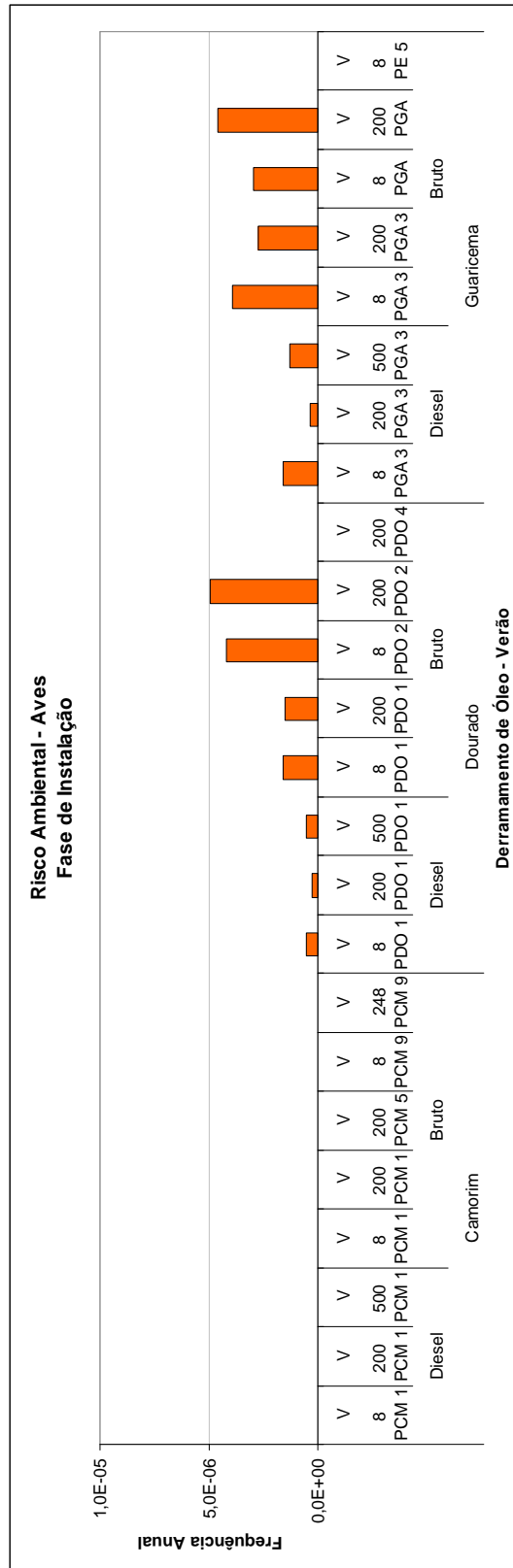
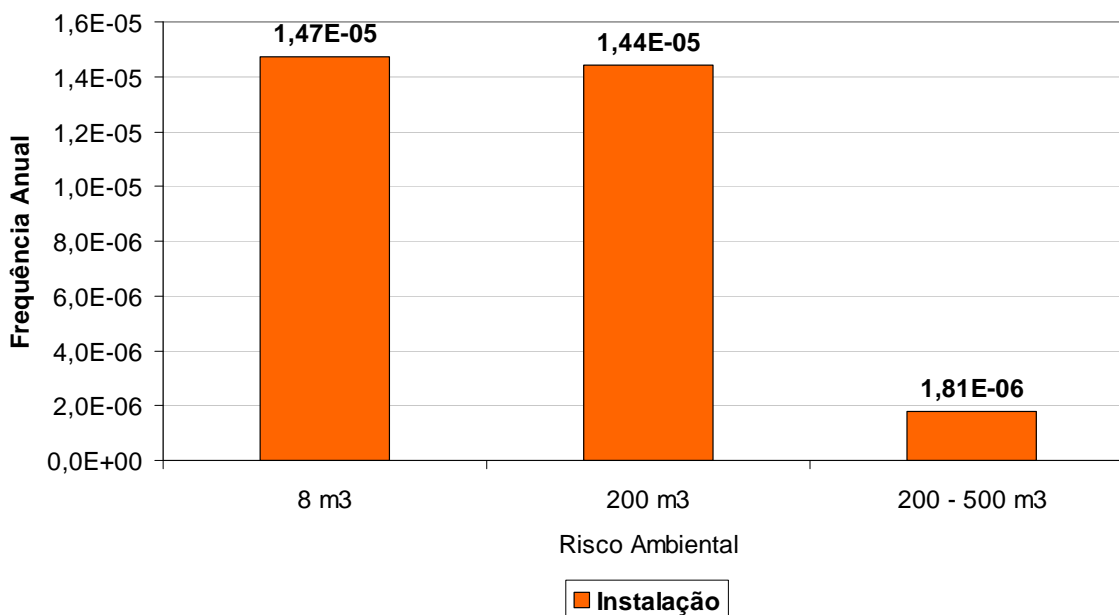


Figura II.8.5.3-11 – Risco Ambiental por cenário para as Populações de Aves, no período do verão, na fase de instalação.

### Risco Ambiental - Aves



Aves - Fase de Instalação									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Prob. Ponderada de Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Prob. Ponderada de Toque	Risco
Camorim	Diesel	1 V	0,00%	0,00E+00	Camorim	Diesel	1 I	0,00%	0,00E+00
		2 V	0,00%	0,00E+00			2 I	0,00%	0,00E+00
		3 V	0,00%	0,00E+00			3 I	0,00%	0,00E+00
	Bruto	4 V	0,00%	0,00E+00		Bruto	4 I	0,00%	0,00E+00
		5 V	0,00%	0,00E+00			5 I	0,00%	0,00E+00
		6 V	0,00%	0,00E+00			6 I	0,00%	0,00E+00
		7 V	0,00%	0,00E+00			7 I	0,00%	0,00E+00
		8 V	0,00%	1,28E-14			8 I	0,00%	0,00E+00
Dourado	Diesel	9 V	0,03%	5,31E-07	Dourado	Diesel	9 I	0,00%	0,00E+00
		10 V	0,05%	2,73E-07			10 I	0,50%	0,00E+00
		11 V	0,03%	5,29E-07			11 I	0,56%	0,00E+00
	Bruto	12 V	0,11%	1,57E-06		Diesel	12 I	0,02%	0,00E+00
		13 V	0,11%	1,51E-06			13 I	0,02%	0,00E+00
		14 V	0,18%	4,19E-06			14 I	0,07%	0,00E+00
		15 V	0,22%	4,92E-06			15 I	0,07%	0,00E+00
		16 V	0,06%	1,94E-08			16 I	0,15%	0,00E+00
Guaricema	Diesel	17 V	0,10%	1,60E-06	Guaricema	Diesel	17 I	0,06%	0,00E+00
		18 V	0,09%	3,72E-07			18 I	0,07%	0,00E+00
		19 V	0,10%	1,28E-06			19 I	0,07%	0,00E+00
	Bruto	20 V	0,14%	3,90E-06		Bruto	20 I	0,09%	0,00E+00
		21 V	0,10%	2,73E-06			21 I	0,07%	0,00E+00
		22 V	0,12%	2,95E-06			22 I	0,02%	0,00E+00
		23 V	0,20%	4,58E-06			23 I	0,29%	0,00E+00
		24 V	0,00%	7,84E-09			24 I	0,02%	0,00E+00
Volume		Risco Ambiental		T. Recorrência	T. Recup. / T. Recorrência				
8 m3		1,47E-05		67854	0,01%				
200 m3		1,44E-05		69410	0,01%				
200 - 500 m3		1,81E-06		553434	0,00%				

Figura II.8.5.3-12 – Risco Ambiental por faixa de volume para as Populações de Aves, no período do verão, na fase de instalação.

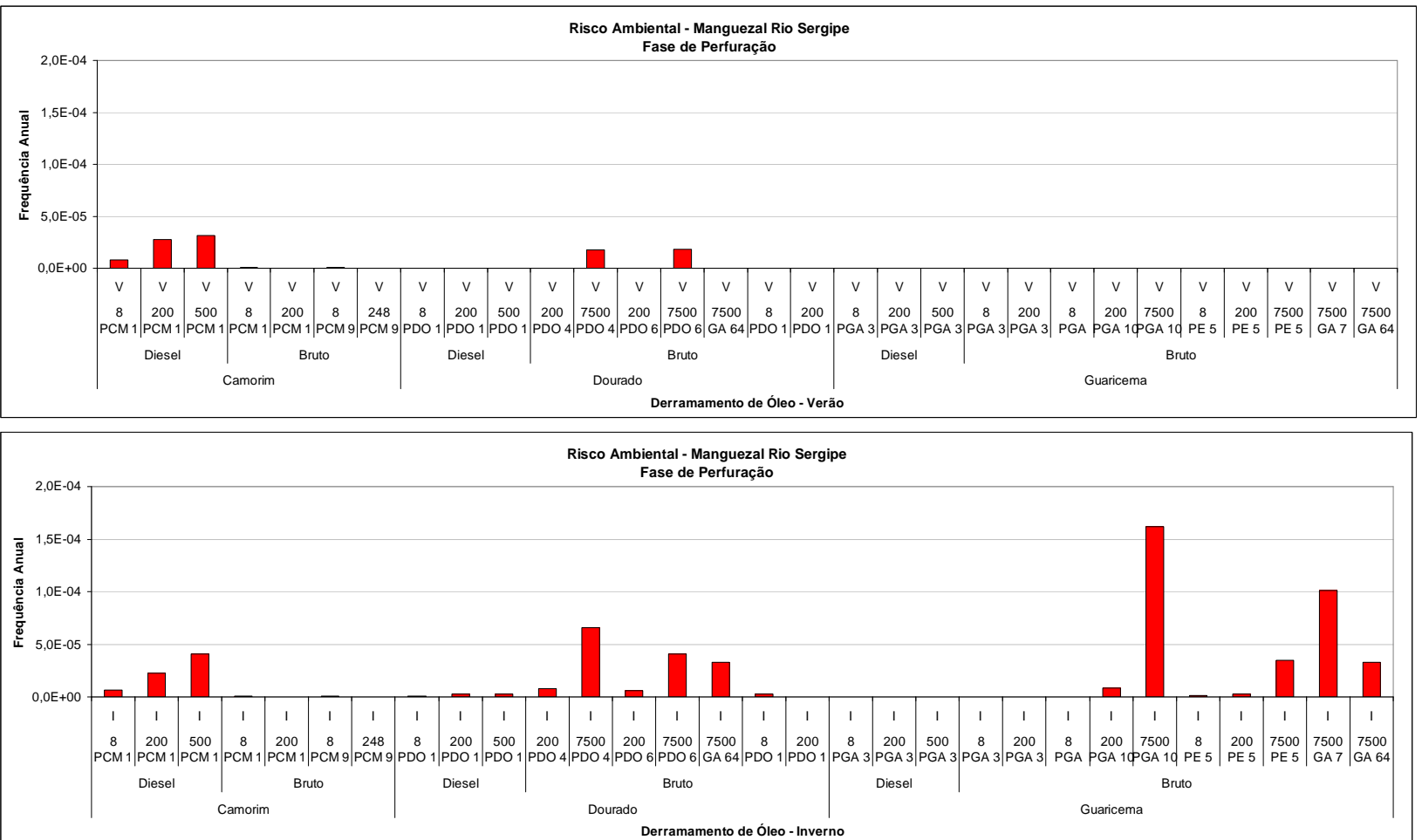
Os resultados do risco ambiental para a Ave *Sterna dougallii*, mostram que os maiores riscos estão relacionados aos grupos de pequena e média liberação de óleo bruto em Dourado e Guaricema (8 e 200 m<sup>3</sup>, respectivamente), no período do verão uma vez que não há presença dessa ave migratória no período do inverno.

### **II.8.5.3.2 – Fase de Perfuração**

#### **MANGUEZAIS**

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para cada grupo de cenários acidentais e por faixa de volume, para os Manguezais dos Rios Sergipe, Rio Vaza-Barris e Rios Real - Piauí, estão apresentados nos gráficos abaixo, (Figura II.8.5.3-13 a Figura II.8.5.3-14, respectivamente). Os resultados numéricos seguem abaixo.





**Figura II.8.5.3-13 – Risco Ambiental por cenário para o Manguezal do Rio Sergipe, nos períodos de verão e inverno, na fase de perfuração.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe

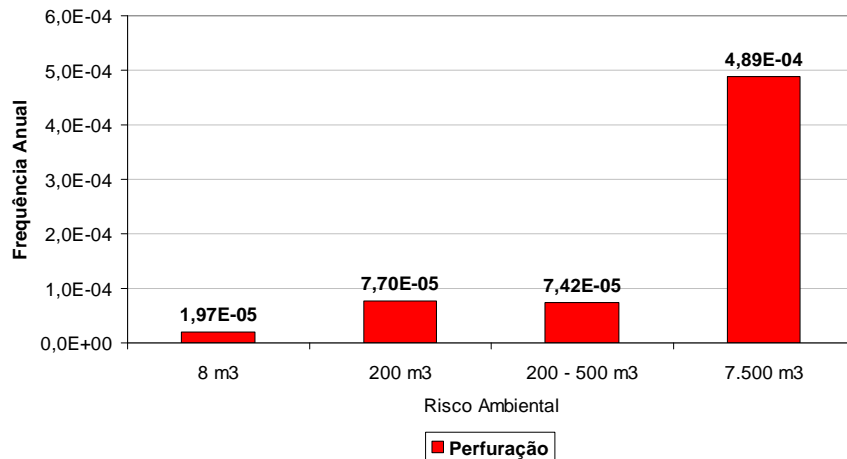


Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

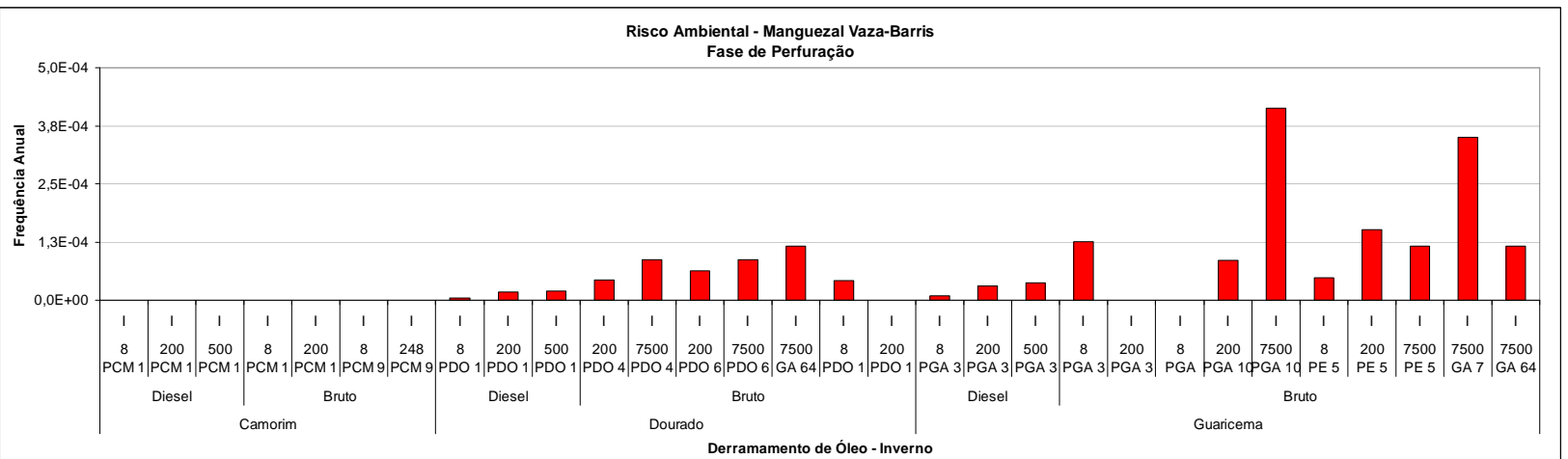
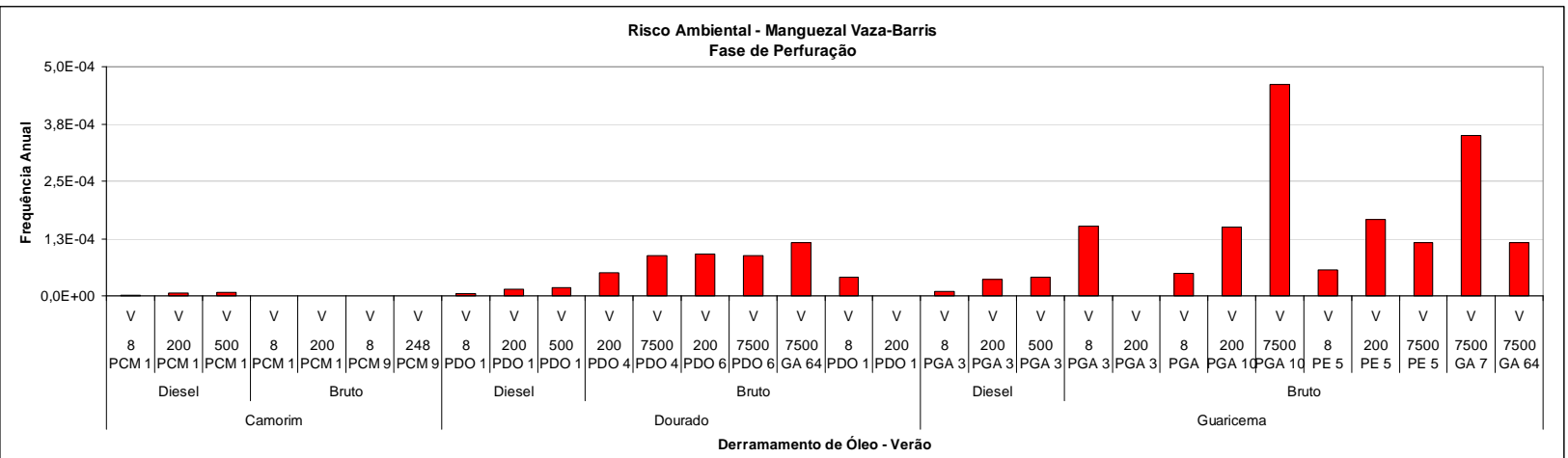
Rev. 01  
Ago/2011

Risco Ambiental - Manguezal Rio Sergipe



Manguezal Rio Sergipe - Fase de Perfuração									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	25 V	51,00%	7,78E-06	Camorim	Diesel	25 I	40,50%	6,18E-06
		26 V	50,75%	2,74E-05			26 I	42,00%	2,27E-05
		27 V	50,25%	3,12E-05			27 I	65,75%	4,08E-05
	Bruto	28 V	50,25%	4,17E-07		Bruto	28 I	40,50%	3,36E-07
		29 V	52,00%	5,54E-10			29 I	65,75%	7,00E-10
		30 V	49,25%	4,09E-07			30 I	63,75%	5,29E-07
Dourado	Diesel	31 V	50,50%	5,38E-10	Dourado	Diesel	31 I	71,75%	7,64E-10
		32 V	0,00%	0,00E+00			32 I	5,00%	5,63E-07
		33 V	0,00%	0,00E+00			33 I	6,00%	2,43E-06
	Bruto	34 V	0,00%	0,00E+00		Bruto	34 I	5,00%	2,33E-06
		35 V	0,00%	0,00E+00			35 I	8,46%	7,87E-06
		36 V	20,00%	1,75E-05			36 I	75,38%	6,60E-05
		37 V	0,00%	0,00E+00			37 I	4,00%	5,58E-06
		38 V	21,08%	1,84E-05			38 I	46,62%	4,08E-05
		39 V	0,00%	0,00E+00			39 I	28,00%	3,26E-05
		40 V	0,00%	0,00E+00			40 I	3,25%	2,44E-06
Guaricema	Diesel	41 V	0,00%	0,00E+00	Guaricema	Diesel	41 I	3,50%	1,72E-09
		42 V	0,00%	0,00E+00			42 I	0,00%	0,00E+00
		43 V	0,00%	0,00E+00			43 I	0,00%	0,00E+00
	Bruto	44 V	0,00%	0,00E+00		Bruto	44 I	0,00%	0,00E+00
		45 V	0,00%	0,00E+00			45 I	0,00%	0,00E+00
		46 V	0,00%	0,00E+00			46 I	0,00%	0,00E+00
		47 V	0,00%	0,00E+00			47 I	0,03%	4,17E-08
		48 V	0,00%	0,00E+00			48 I	2,31%	8,58E-06
		49 V	0,00%	0,00E+00			49 I	35,23%	1,62E-04
		50 V	0,00%	0,00E+00			50 I	1,38%	1,04E-06
51 V	0,00%	0,00E+00	51 I	1,08%	2,50E-06				
52 V	0,00%	0,00E+00	52 I	29,85%	3,48E-05				
53 V	0,00%	0,00E+00	53 I	29,00%	1,02E-04				
54 V	0,00%	0,00E+00	54 I	28,00%	3,26E-05				
<b>Volume</b>		<b>Risco Ambiental</b>		<b>T. Recorrência</b>		<b>T. Recup. / T. Recorrência</b>			
8 m3		1,97E-05		50701		0,04%			
200 m3		7,70E-05		12980		0,15%			
200 - 500 m3		7,42E-05		13468		0,15%			
7.500 m3		4,89E-04		2046		0,98%			

Figura II.8.5.3-14 – Risco Ambiental por faixa de volume para o Manguezal do Rio Sergipe, nos períodos de verão e inverno, na fase de produção.



**Figura II.8.5.3-15 – Risco Ambiental para o Manguezal do Rio Vaza-Barris, nos períodos de verão e inverno, na fase de perfuração.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe

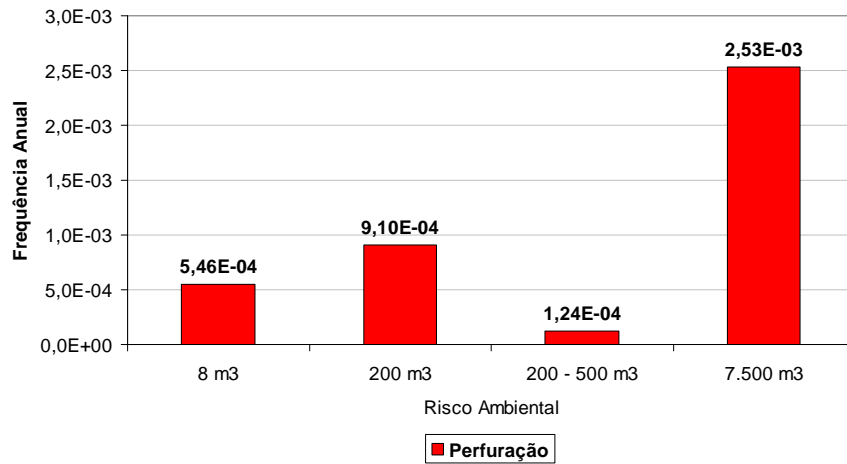


Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

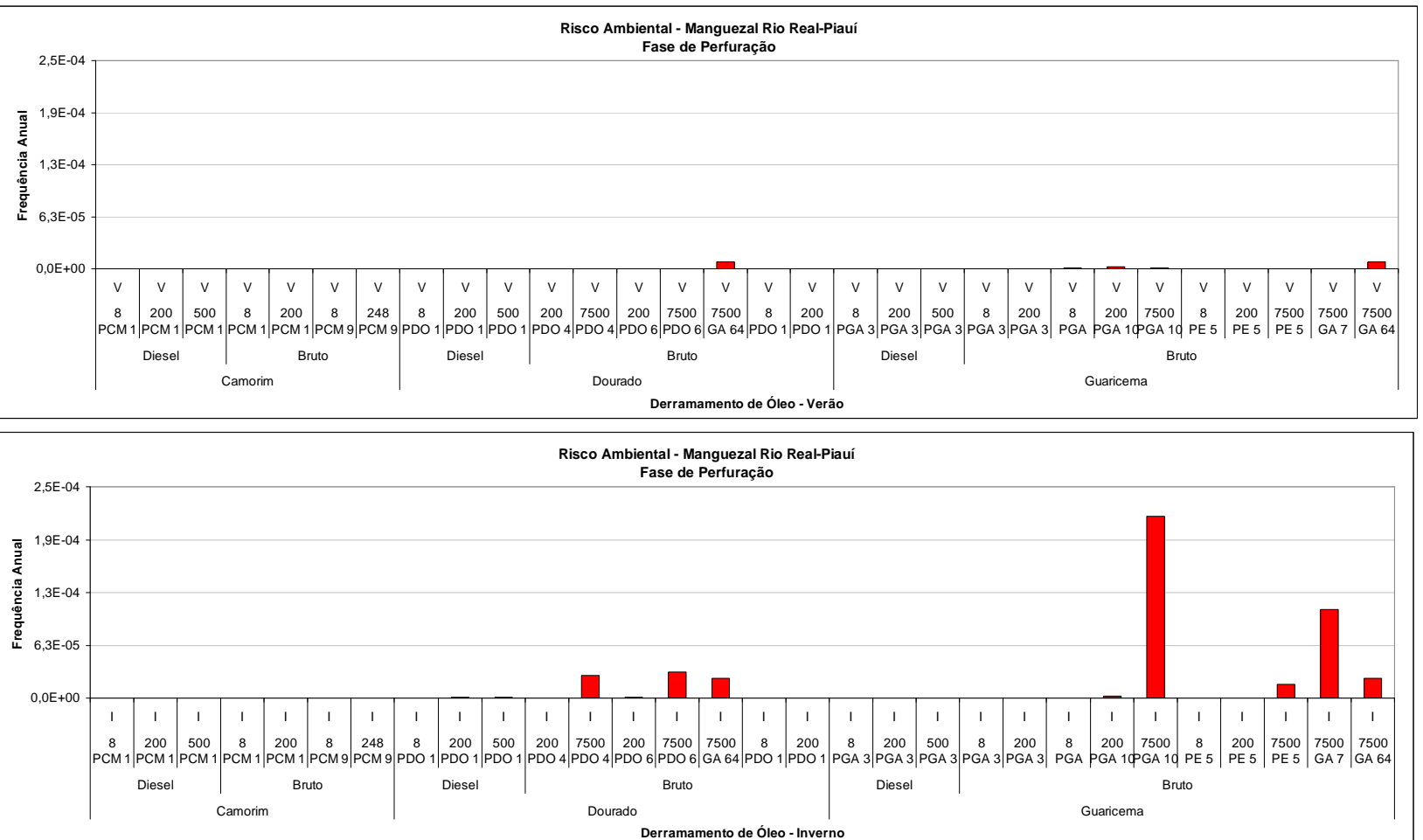
Rev. 01  
Ago/2011

Risco Ambiental - Manguezal Vaza-Barris



Manguezal Vaza-Barris - Fase de Perfuração									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	25 V	11,75%	1,79E-06	Camorim	Diesel	25 I	0,25%	3,80E-08
		26 V	13,50%	7,29E-06			26 I	1,00%	5,39E-07
		27 V	12,50%	7,75E-06			27 I	0,75%	4,64E-07
	Bruto	28 V	12,75%	1,06E-07		Bruto	28 I	0,50%	4,14E-09
		29 V	11,25%	1,20E-10			29 I	0,25%	2,65E-12
		30 V	16,00%	1,33E-07			30 I	52,75%	4,38E-07
Dourado	Diesel	31 V	42,00%	4,47E-10	Dourado	Diesel	31 I	57,00%	6,07E-10
		32 V	40,00%	4,50E-06			32 I	45,00%	5,06E-06
		33 V	38,00%	1,54E-05			33 I	45,00%	1,82E-05
	Bruto	34 V	38,00%	1,77E-05		Bruto	34 I	43,00%	2,00E-05
		35 V	54,15%	5,04E-05			35 I	47,38%	4,41E-05
		36 V	100,00%	8,75E-05			36 I	100,00%	8,75E-05
		37 V	65,23%	9,10E-05			37 I	44,77%	6,25E-05
		38 V	100,00%	8,75E-05			38 I	100,00%	8,75E-05
Guaricema	Diesel	39 V	100,00%	1,17E-04	Guaricema	Diesel	39 I	100,00%	1,17E-04
		40 V	54,50%	4,09E-05			40 I	55,25%	4,14E-05
		41 V	53,50%	2,64E-08			41 I	57,50%	2,83E-08
	Bruto	42 V	52,00%	9,75E-06		Bruto	42 I	48,75%	9,14E-06
		43 V	53,00%	3,58E-05			43 I	44,25%	2,99E-05
		44 V	53,00%	4,11E-05			44 I	48,25%	3,74E-05
		45 V	50,75%	1,53E-04			45 I	42,00%	1,26E-04
		46 V	53,25%	1,05E-07			46 I	46,00%	9,08E-08
T. Recup. / T. Recorrência	T. Recup. / T. Recorrência	47 V	32,62%	4,91E-05	T. Recup. / T. Recorrência	T. Recup. / T. Recorrência	47 I	0,18%	2,66E-07
		48 V	40,46%	1,51E-04			48 I	22,92%	8,53E-05
		49 V	100,00%	4,60E-04			49 I	89,85%	4,13E-04
		50 V	75,38%	5,65E-05			50 I	64,77%	4,86E-05
		51 V	72,00%	1,67E-04			51 I	65,23%	1,52E-04
		52 V	100,00%	1,17E-04			52 I	100,00%	1,17E-04
		53 V	100,00%	3,50E-04			53 I	100,00%	3,50E-04
		54 V	100,00%	1,17E-04			54 I	100,00%	1,17E-04
Volume		Risco Ambiental		T. Recorrência		T. Recup. / T. Recorrência			
8 m3		5,46E-04		1830		1,09%			
200 m3		9,10E-04		1099		1,82%			
200 - 500 m3		1,24E-04		8037		0,25%			
7.500 m3		2,53E-03		395		5,07%			

Figura II.8.5.3-16 – Risco Ambiental por faixa de volume para o Manguezal do Rio Vaza-Barris, nos períodos de verão e inverno, na fase de perfuração.



**Figura II.8.5.3-17 – Risco Ambiental por cenário para o Manguezal dos Rios Real - Piauí, nos períodos de verão e inverno, na fase de perfuração.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe

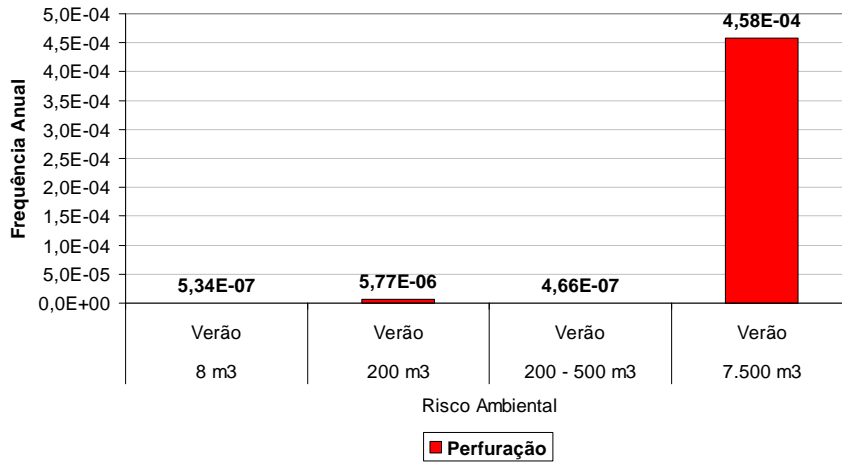


Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

Risco Ambiental - Manguezal Rio Real-Piauí



Manguezal Rio Real-Piauí - Fase de Perfuração									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	25 V	0,00%	0,00E+00	Camorim	Diesel	25 I	0,00%	0,00E+00
		26 V	0,00%	0,00E+00			26 I	0,00%	0,00E+00
		27 V	0,00%	0,00E+00			27 I	0,00%	0,00E+00
	Bruto	28 V	0,00%	0,00E+00		Bruto	28 I	0,00%	0,00E+00
		29 V	0,00%	0,00E+00			29 I	0,00%	0,00E+00
		30 V	0,00%	0,00E+00			30 I	0,00%	0,00E+00
Dourado	Diesel	31 V	0,00%	0,00E+00	Dourado	Diesel	31 I	0,00%	0,00E+00
		32 V	0,00%	0,00E+00			32 I	0,00%	0,00E+00
		33 V	0,00%	0,00E+00			33 I	1,00%	4,05E-07
	Bruto	34 V	0,00%	0,00E+00		Bruto	34 I	1,00%	4,66E-07
		35 V	0,00%	0,00E+00			35 I	0,15%	1,42E-07
		36 V	0,00%	0,00E+00			36 I	30,62%	2,68E-05
		37 V	0,00%	0,00E+00			37 I	0,46%	6,43E-07
		38 V	0,00%	0,00E+00			38 I	35,38%	3,10E-05
39 V	7,00%	8,16E-06	39 I	20,00%	2,33E-05				
40 V	0,00%	0,00E+00	40 I	0,00%	0,00E+00				
41 V	0,00%	0,00E+00	41 I	0,00%	0,00E+00				
Guaricema	Diesel	42 V	0,00%	0,00E+00	Guaricema	Diesel	42 I	0,00%	0,00E+00
		43 V	0,00%	0,00E+00			43 I	0,00%	0,00E+00
		44 V	0,00%	0,00E+00			44 I	0,00%	0,00E+00
	Bruto	45 V	0,00%	0,00E+00		Bruto	45 I	0,00%	0,00E+00
		46 V	0,00%	0,00E+00			46 I	0,00%	0,00E+00
		47 V	0,31%	4,62E-07			47 I	0,05%	7,18E-08
		48 V	0,62%	2,29E-06			48 I	0,62%	2,29E-06
		49 V	0,15%	7,04E-07			49 I	46,77%	2,15E-04
		50 V	0,00%	0,00E+00			50 I	0,00%	0,00E+00
		51 V	0,00%	0,00E+00			51 I	0,00%	0,00E+00
		52 V	0,00%	0,00E+00			52 I	14,15%	1,65E-05
		53 V	0,00%	0,00E+00			53 I	30,00%	1,05E-04
		54 V	7,00%	8,16E-06			54 I	20,00%	2,33E-05
		Volume		Risco Ambiental			T. Recorrência		T. Recup. / T. Recorrência
8 m3		5,34E-07		1873331		0,00%			
200 m3		5,77E-06		173431		0,01%			
200 - 500 m3		4,66E-07		2145923		0,00%			
7.500 m3		4,58E-04		2183		0,92%			

Figura II.8.5.3-18 – Risco Ambiental por faixa de volume para o Manguezal dos Rios Real - Piauí, nos períodos de verão e inverno, na fase de perfuração

Os resultados do risco ambiental para os mangues, na fase de perfuração, mostram que o risco para o Manguezal do Rio Vaza Barris é maior do que para os demais manguezais. Para o Manguezal do Rio Sergipe os grupos de cenários que apresenta o maior risco são os de *blowout* em Guaricema (7.500 m<sup>3</sup>), principalmente no inverno. O risco para este habitat é maior no inverno do que no verão. Os riscos para o Manguezal do Rio Vaza-Barris são muito semelhantes nos períodos de verão e inverno, sendo o cenário de maior risco o de *blowout* (7500 m<sup>3</sup>) em PGA-10. Para o Manguezal dos Rios Real - Piauí, o risco é maior para os cenários de *blowout* em Guaricema, principalmente em PGA-10, no inverno.

## PRAIAS ARENOSAS

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para o as Praias Arenosas, estão apresentados por cenário e por volume de óleo nas figuras Figura II.8.5.3-19 e Figura II.8.5.3-20, respectivamente. O resultado numérico do risco é apresentado abaixo



Lara Varoveska



Coordenador da Equipe

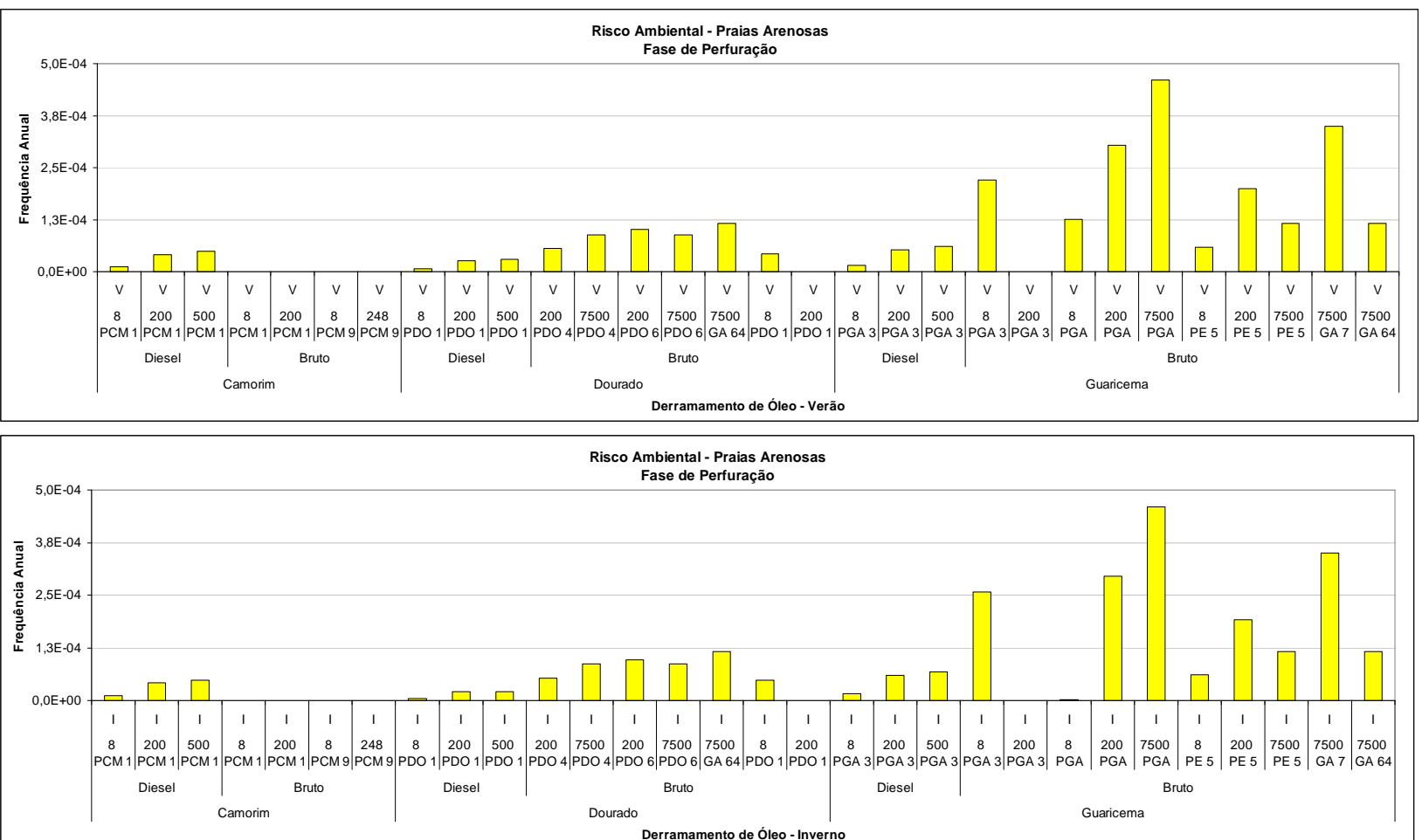


Mariana Bardy



Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011



**Figura II.8.5.3-19 – Risco Ambiental por cenário para as Praias Arenosas, nos períodos de verão e inverno, na fase de perfuração.**



Lara Varoveska

Coordenador da Equipe



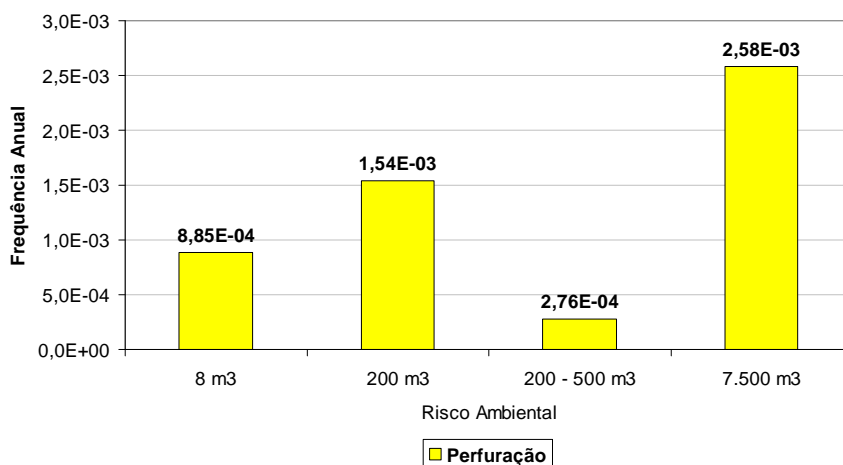
Mariana Bardy

Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011



Risco Ambiental - Praias Arenosas



Praias Arenosas - Fase de Perfuração													
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx. Prob. de Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx. Prob. de Toque	Risco				
Camorim	Diesel	25 V	78,25%	1,19E-05	Camorim	Diesel	25 I	74,25%	1,13E-05				
		26 V	76,50%	4,13E-05			26 I	78,25%	4,23E-05				
		27 V	78,00%	4,84E-05			27 I	79,00%	4,90E-05				
	Bruto	28 V	84,25%	6,99E-07		Bruto	28 I	79,25%	6,58E-07				
		29 V	84,25%	8,97E-10			29 I	80,75%	8,60E-10				
		30 V	73,75%	6,12E-07			30 I	72,75%	6,04E-07				
		31 V	73,00%	7,77E-10			31 I	83,75%	8,92E-10				
Dourado	Diesel	32 V	64,00%	7,20E-06	Dourado	Diesel	32 I	46,00%	5,18E-06				
		33 V	64,00%	2,59E-05			33 I	52,00%	2,11E-05				
		34 V	62,00%	2,89E-05			34 I	46,00%	2,14E-05				
	Bruto	35 V	60,31%	5,61E-05		Bruto	35 I	57,38%	5,34E-05				
		36 V	100,00%	8,75E-05			36 I	100,00%	8,75E-05				
		37 V	72,46%	1,01E-04			37 I	69,38%	9,68E-05				
		38 V	100,00%	8,75E-05			38 I	100,00%	8,75E-05				
		39 V	100,00%	1,17E-04			39 I	100,00%	1,17E-04				
		40 V	55,75%	4,18E-05			40 I	64,75%	4,86E-05				
		41 V	58,25%	2,87E-08			41 I	64,75%	3,19E-08				
Guaricema	Diesel	42 V	78,00%	1,46E-05	Guaricema	Diesel	42 I	87,00%	1,63E-05				
		43 V	77,75%	5,25E-05			43 I	88,75%	5,99E-05				
		44 V	78,00%	6,04E-05			44 I	87,00%	6,74E-05				
		45 V	73,25%	2,20E-04			45 I	85,75%	2,58E-04				
	Bruto	46 V	77,00%	1,52E-07		Bruto	46 I	87,00%	1,72E-07				
		47 V	83,54%	1,26E-04			47 I	0,81%	1,22E-06				
		48 V	81,84%	3,04E-04			48 I	79,38%	2,95E-04				
		49 V	100,00%	4,60E-04			49 I	100,00%	4,60E-04				
		50 V	78,92%	5,92E-05			50 I	82,31%	6,17E-05				
		51 V	85,85%	2,00E-04			51 I	82,46%	1,92E-04				
		52 V	100,00%	1,17E-04			52 I	100,00%	1,17E-04				
		53 V	100,00%	3,50E-04			53 I	100,00%	3,50E-04				
				54 V			100,00%	1,17E-04			54 I	100,00%	1,17E-04
		Volume		Risco Ambiental			T. Recorrência	T. Recup. / T. Recorrência					
8 m³		8,85E-04		1130	0,18%								
200 m³		1,54E-03		649	0,31%								
200 - 500 m³		2,76E-04		3629	0,06%								
7.500 m³		2,58E-03		387	0,52%								

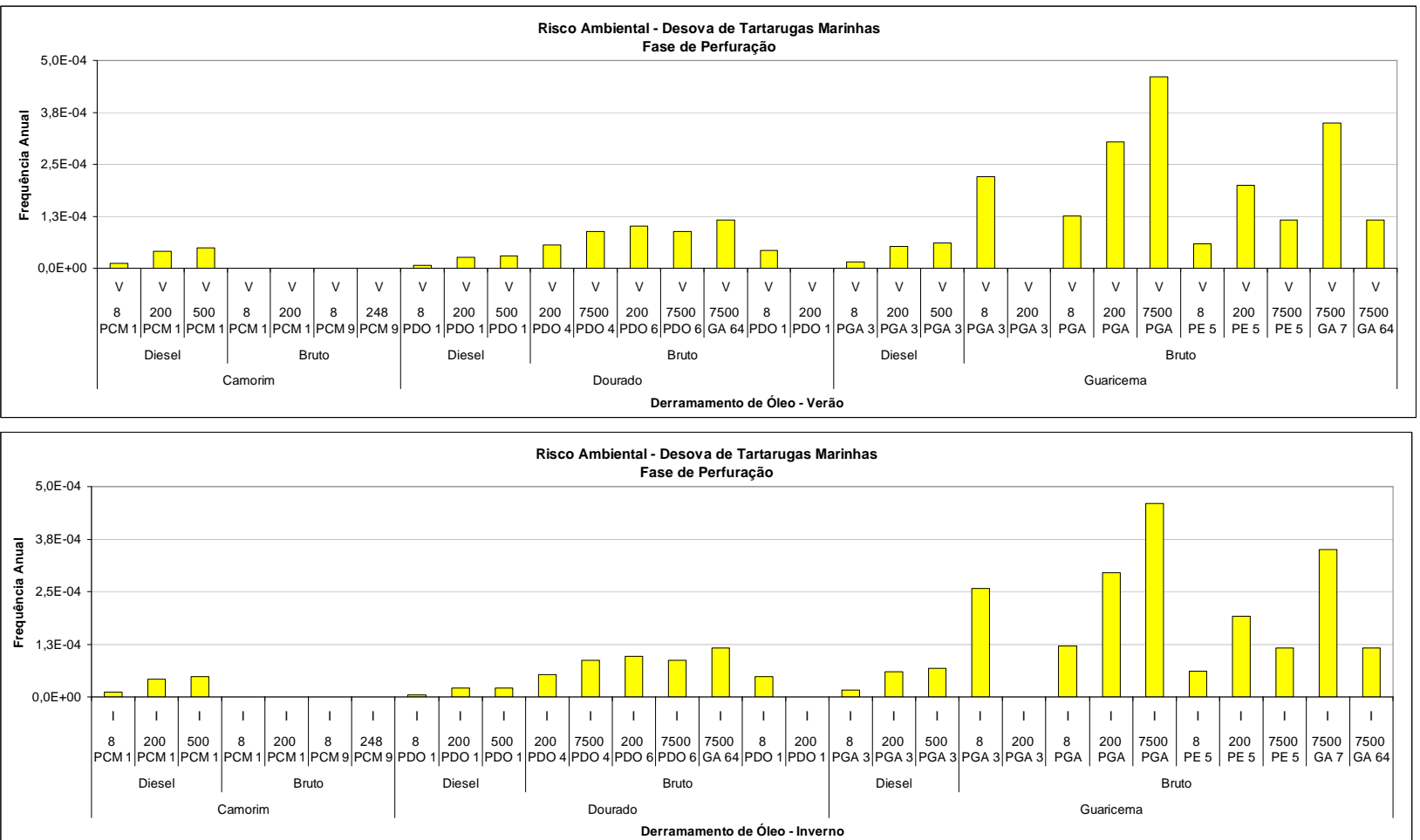
Figura II.8.5.3-20 – Risco Ambiental por faixa de volume para as Praias Arenosas nos períodos de verão e inverno, na fase de perfuração.

Nos gráfico acima observa-se que o resultado do risco ambiental para as praias arenosas é semelhante para o verão e o inverno. Os grupos de cenários que apresentam o maiores risco são os de *blowout* em Guaricema, o de pior caso (7.500 m<sup>3</sup>), tanto no verão quanto no inverno.

## DESOVA DE TARTARUGAS MARINHAS

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para a Desova de Tartarugas Marinhas, estão apresentados nas Figura II.8.5.3-21 e Figura II.8.5.3-22, para cada grupo de cenários acidentais e por faixa de volume, respectivamente.

Os resultados do risco ambiental apresentados abaixo, para as áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, mostram que o risco é maior para os grupos de cenários de *blowout* em Guaricema (7.500 m<sup>3</sup>), tanto no verão quanto no inverno.



**Figura II.8.5-3-21 – Risco Ambiental por cenário para as áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, nos períodos de verão e inverno, na fase de perfuração.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe

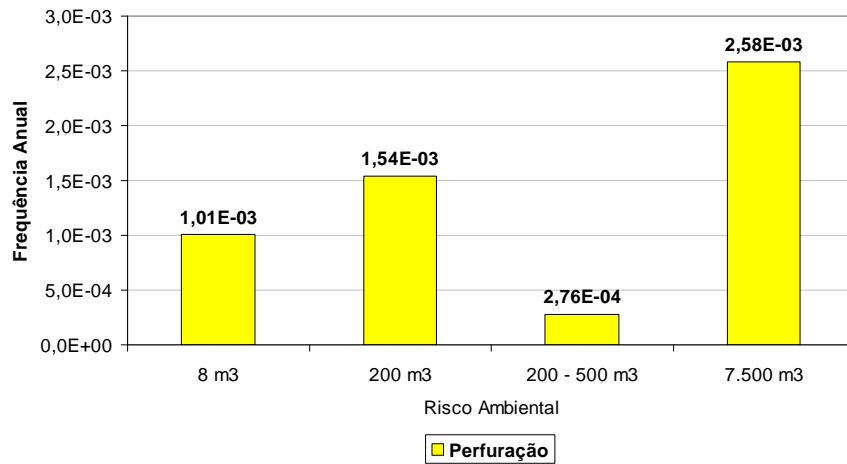


Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

Risco Ambiental - Desova de Tartarugas Marinhas



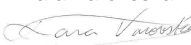
Desova de Tartarugas Marinhas - Fase de Perfuração									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx. Prob. de Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx. Prob. de Toque	Risco
Camorim	Diesel	25 V	78,25%	1,19E-05	Camorim	Diesel	25 I	74,25%	1,13E-05
		26 V	76,50%	4,13E-05			26 I	78,25%	4,23E-05
		27 V	78,00%	4,84E-05			27 I	79,00%	4,90E-05
	Bruto	28 V	84,25%	6,99E-07		Bruto	28 I	79,25%	6,58E-07
		29 V	84,25%	8,97E-10			29 I	80,75%	8,60E-10
		30 V	73,75%	6,12E-07			30 I	72,75%	6,04E-07
Dourado	Diesel	31 V	73,00%	7,77E-10	Dourado	Diesel	31 I	83,75%	8,92E-10
		32 V	64,00%	7,20E-06			32 I	46,00%	5,18E-06
		33 V	64,00%	2,59E-05			33 I	52,00%	2,11E-05
	Bruto	34 V	62,00%	2,89E-05		Bruto	34 I	46,00%	2,14E-05
		35 V	60,31%	5,61E-05			35 I	57,38%	5,34E-05
		36 V	100,00%	8,75E-05			36 I	100,00%	8,75E-05
		37 V	72,46%	1,01E-04			37 I	69,38%	9,68E-05
		38 V	100,00%	8,75E-05			38 I	100,00%	8,75E-05
		39 V	100,00%	1,17E-04			39 I	100,00%	1,17E-04
		40 V	55,75%	4,18E-05			40 I	64,75%	4,86E-05
Guaricema	Diesel	41 V	58,25%	2,87E-08	Guaricema	Diesel	41 I	64,75%	3,19E-08
		42 V	78,00%	1,46E-05			42 I	87,00%	1,63E-05
	Bruto	43 V	77,75%	5,25E-05		Bruto	43 I	88,75%	5,99E-05
		44 V	78,00%	6,04E-05			44 I	87,00%	6,74E-05
		45 V	73,25%	2,20E-04			45 I	85,75%	2,58E-04
		46 V	77,00%	1,52E-07			46 I	87,00%	1,72E-07
		47 V	83,54%	1,26E-04			47 I	80,77%	1,22E-04
		48 V	81,84%	3,04E-04			48 I	79,38%	2,95E-04
		49 V	100,00%	4,60E-04			49 I	100,00%	4,60E-04
		50 V	78,92%	5,92E-05			50 I	82,31%	6,17E-05
		51 V	85,85%	2,00E-04			51 I	82,46%	1,92E-04
		52 V	100,00%	1,17E-04			52 I	100,00%	1,17E-04
		53 V	100,00%	3,50E-04			53 I	100,00%	3,50E-04
		54 V	100,00%	1,17E-04			54 I	100,00%	1,17E-04
<b>Volume</b>		<b>Risco Ambiental</b>		<b>T. Recorrência</b>	<b>T. Recup. / T. Recorrência</b>				
8 m3		1,01E-03		995	0,20%				
200 m3		1,54E-03		649	0,31%				
200 - 500 m3		2,76E-04		3629	0,06%				
7.500 m3		2,58E-03		387	0,52%				

Figura II.8.5.3-22 – Risco Ambiental por faixa de volume para as áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, nos períodos de verão e inverno, na fase de perfuração.


## AVES

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para as Aves, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais e por faixa de volume, na Figura II.8.5.3-23 e Figura II.8.5.3-24, respectivamente. Abaixo da figura são apresentados os resultados numéricos para o cálculo do risco ambiental.



Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

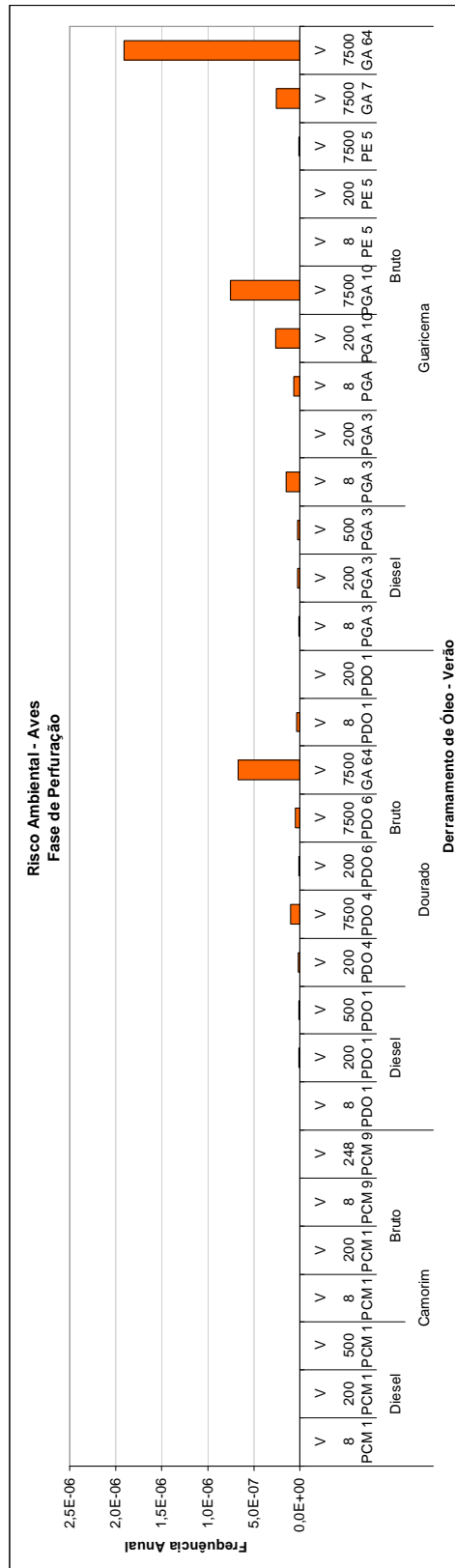
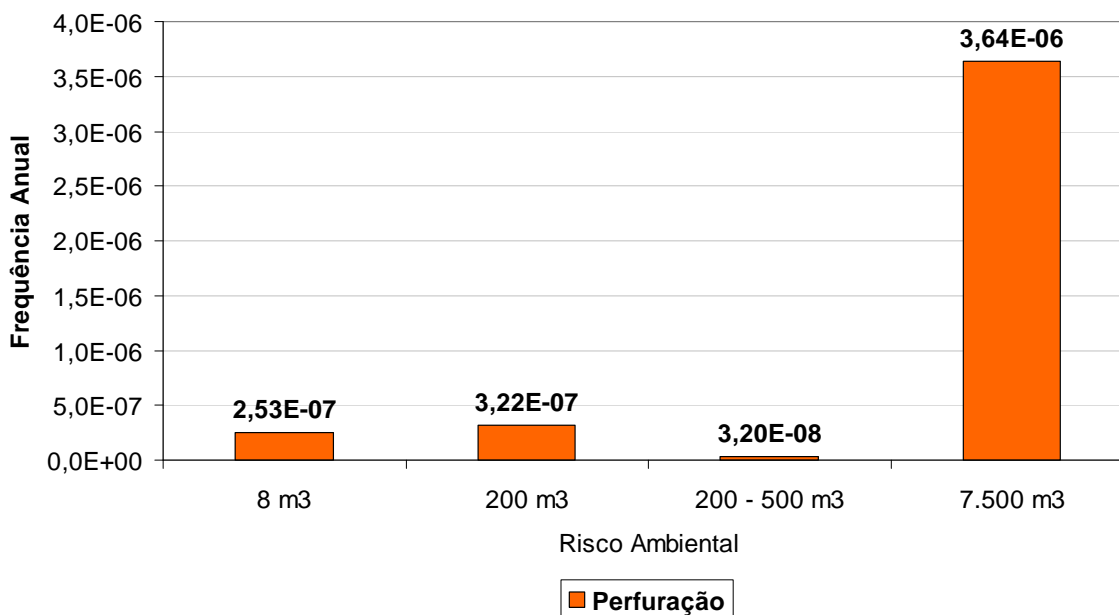


Figura II.8.5.3-23 – Risco Ambiental por cenário para as Aves, no verão, na fase de perfuração.

### Risco Ambiental - Aves



Aves - Fase de Perfuração									
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Prob. Ponderada de Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Prob. Ponderada de Toque	Risco
Camorim	Diesel	25 V	0,00%	0,00E+00	Camorim	Diesel	25 I	0,00%	0,00E+00
		26 V	0,00%	0,00E+00			26 I	0,00%	0,00E+00
		27 V	0,00%	0,00E+00			27 I	0,00%	0,00E+00
	Bruto	28 V	0,00%	0,00E+00		Bruto	28 I	0,00%	0,00E+00
		29 V	0,00%	0,00E+00			29 I	0,00%	0,00E+00
		30 V	0,00%	0,00E+00			30 I	0,00%	0,00E+00
Dourado	Diesel	31 V	0,00%	3,73E-16	Dourado	Diesel	31 I	0,00%	0,00E+00
		32 V	0,01%	1,12E-09			32 I	0,00%	0,00E+00
		33 V	0,02%	6,46E-09			33 I	0,50%	0,00E+00
		34 V	0,01%	5,41E-09			34 I	0,56%	0,00E+00
	Bruto	35 V	0,02%	1,93E-08		Bruto	35 I	0,15%	0,00E+00
		36 V	0,12%	1,01E-07			36 I	27,28%	0,00E+00
		37 V	0,01%	8,38E-09			37 I	0,54%	0,00E+00
		38 V	0,05%	4,50E-08			38 I	27,34%	0,00E+00
		39 V	0,58%	6,70E-07			39 I	23,83%	0,00E+00
		40 V	0,04%	2,91E-08			40 I	0,02%	0,00E+00
Guaricema	Diesel	41 V	0,04%	1,93E-11	Guaricema	Diesel	41 I	0,02%	0,00E+00
		42 V	0,03%	6,33E-09			42 I	0,06%	0,00E+00
		43 V	0,03%	2,25E-08			43 I	0,07%	0,00E+00
	Bruto	44 V	0,03%	2,66E-08		Bruto	44 I	0,07%	0,00E+00
		45 V	0,05%	1,50E-07			45 I	0,09%	0,00E+00
		46 V	0,04%	6,92E-11			46 I	0,07%	0,00E+00
		47 V	0,04%	6,50E-08			47 I	0,02%	0,00E+00
		48 V	0,07%	2,63E-07			48 I	0,29%	0,00E+00
		49 V	0,16%	7,51E-07			49 I	31,88%	0,00E+00
		50 V	0,00%	8,88E-10			50 I	0,02%	0,00E+00
51 V	0,00%	2,35E-09	51 I	0,02%	0,00E+00				
52 V	0,00%	4,16E-09	52 I	6,61%	0,00E+00				
53 V	0,07%	2,57E-07	53 I	14,06%	0,00E+00				
54 V	1,64%	1,91E-06	54 I	23,83%	0,00E+00				
Volume		Risco Ambiental			T. Recorrência		T. Recup. / T. Recorrência		
8 m3		2,53E-07			3960197		0,00%		
200 m3		3,22E-07			3107272		0,00%		
200 - 500 m3		3,20E-08			31218483		0,00%		
7.500 m3		3,64E-06			274832		0,00%		

Figura II.8.5.3-24 – Risco Ambiental faixa de volume para as Aves, no verão, na fase de perfuração.

Os resultados do risco ambiental para as Aves, mostram que o maior risco está relacionado ao grupo de cenários de pior caso (7500 m<sup>3</sup>) de óleo bruto em P10, no período do verão uma vez que não há presença dessa ave migratória no período do inverno.

### **II.8.5.3.3 – Fase de Produção**

#### **MANGUEZAIS**

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para os Manguezais dos rios Sergipe, Vaza-Barris e Real - Piauí, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais e por categorias de volume (Figuras II.8.5.3-25 a Figura II.8.5.3-30).



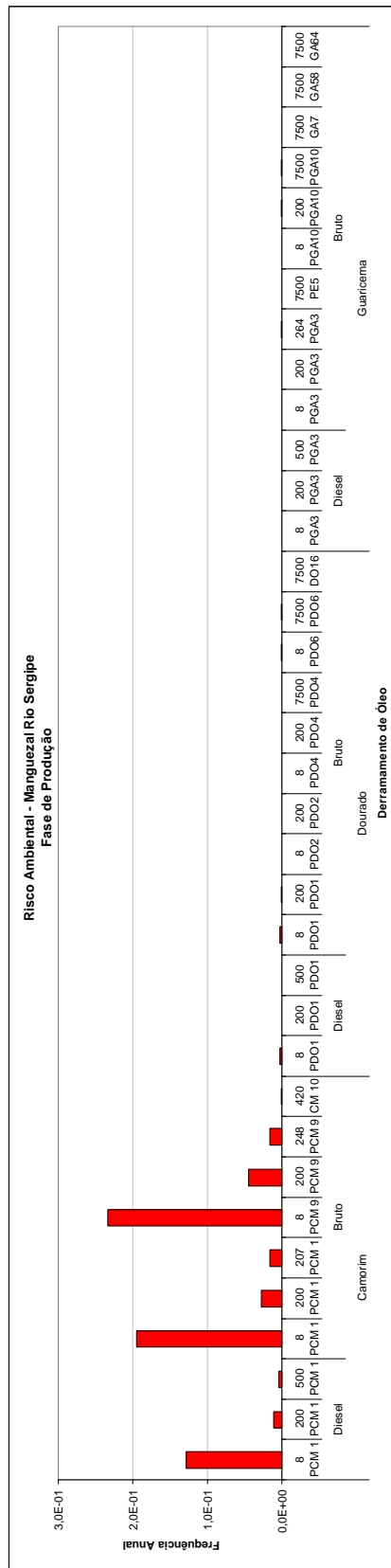
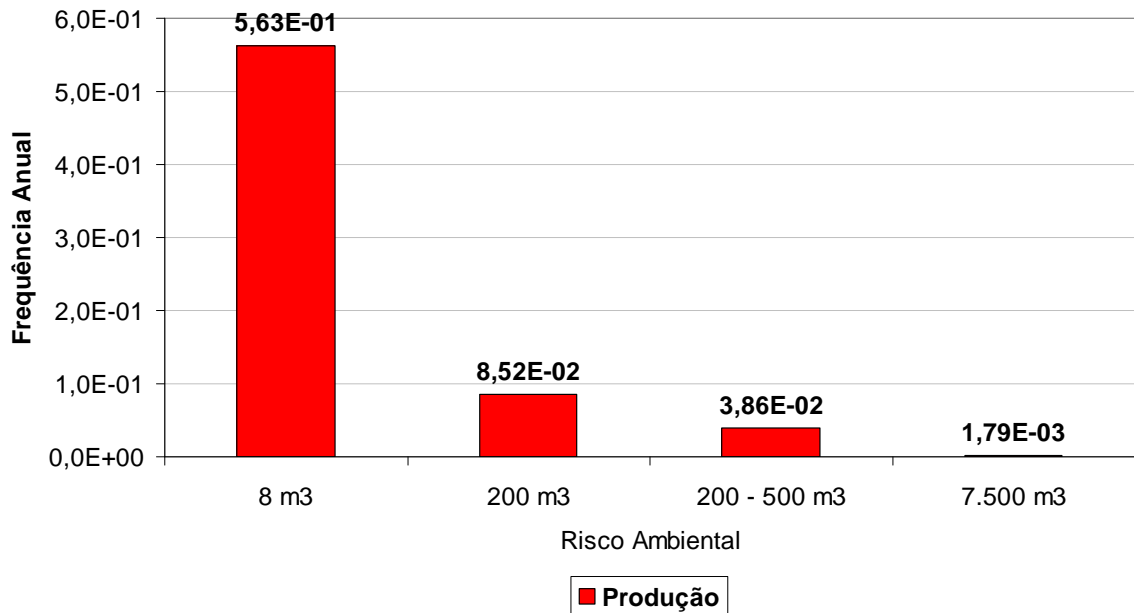


Figura II.8.5.3-25 – Risco Ambiental por cenário para o Manguezal do Rio Sergipe, na fase de produção.

Risco Ambiental - Manguezal Rio Sergipe



Manguezal Rio Sergipe - Fase de Produção														
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	55 V	51,00%	1,29E-01	Dourado	Diesel	65 V	0,00%	2,36E-03	Guaricema	Diesel	78 V	0,00%	0,00E+00
		55 I	40,50%				66 V	0,00%				79 V	0,00%	
		56 V	50,75%				66 I	6,00%				1,21E-04	79 I	
		56 I	42,00%	67 V			0,00%	3,65E-05	80 V			0,00%	0,00E+00	
		57 V	50,25%	67 I			5,00%		80 I			0,00%		
		57 I	65,75%	68 V			0,00%		81 V			0,00%		0,00E+00
	58 V	51,00%	68 I	3,25%		2,91E-03	81 I	0,00%	0,00E+00					
	58 I	40,50%	69 V	0,00%			82 V	0,00%						
	59 V	50,75%	69 I	3,50%			82 I	0,00%			0,00E+00			
	59 I	65,75%	70 V	0,00%		4,25E-04	83 V	0,00%	5,50E-04					
	60 V	51,50%	70 I	2,50%			83 I	1,00%						
	60 I	66,25%	71 V	0,00%			84 V	0,00%			3,33E-04			
	61 V	49,25%	71 I	2,25%		1,18E-04	84 I	29,85%	5,27E-04					
	61 I	63,75%	72 V	0,00%			85 V	0,00%						
	62 V	58,00%	72 I	7,69%			85 I	0,03%			1,72E-05			
	62 I	63,50%	73 V	0,00%		1,72E-04	86 V	0,00%	5,06E-04					
	63 V	50,50%	73 I	8,46%			86 I	2,31%						
	63 I	71,75%	74 V	20,00%			87 V	0,00%			2,35E-10			
	64 V	100,00%	74 I	75,38%		3,04E-04	87 I	35,23%	2,11E-11					
	64 I	100,00%	75 V	0,00%			88 V	0,00%						
			75 I	5,23%			88 I	29,00%						
			76 V	21,08%		6,46E-04	89 V	0,00%	4,55E-11					
			76 I	46,62%			89 I	13,00%						
			77 V	19,00%			90 V	0,00%						
		77 I	44,00%	77 I	44,00%	6,14E-10	90 I	28,00%						
Volume		Risco Ambiental		T. Recorrência	T. Recup. / T. Recorrência									
8 m3		5,63E-01		2	1125,89%									
200 m3		8,52E-02		12	170,45%									
200 - 500 m3		3,86E-02		26	77,18%									
7.500 m3		1,79E-03		559	3,58%									

Figura II.8.5.3-26 – Risco Ambiental por faixa de volume para o Manguezal do Rio Sergipe, , na fase de produção.

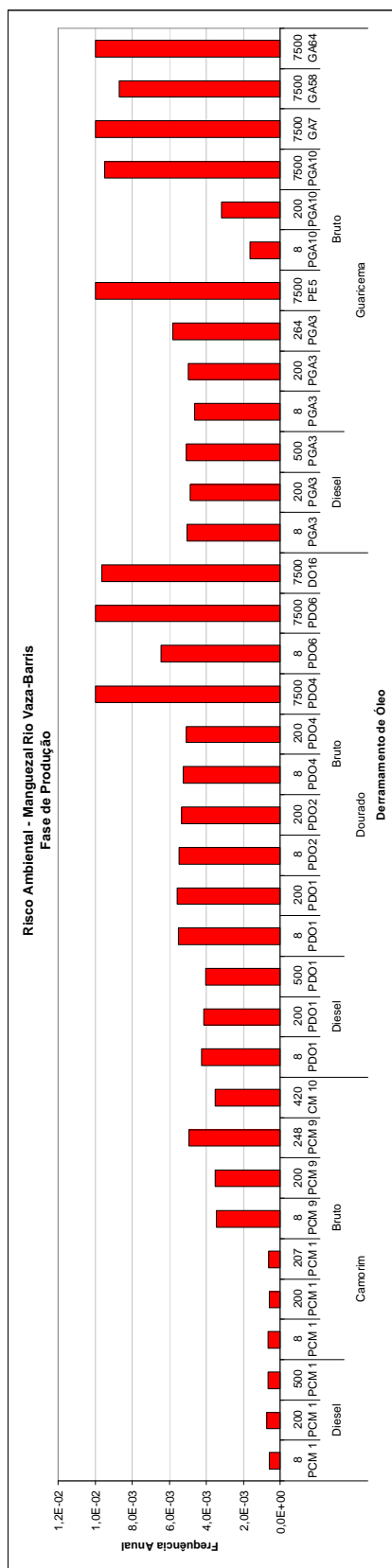
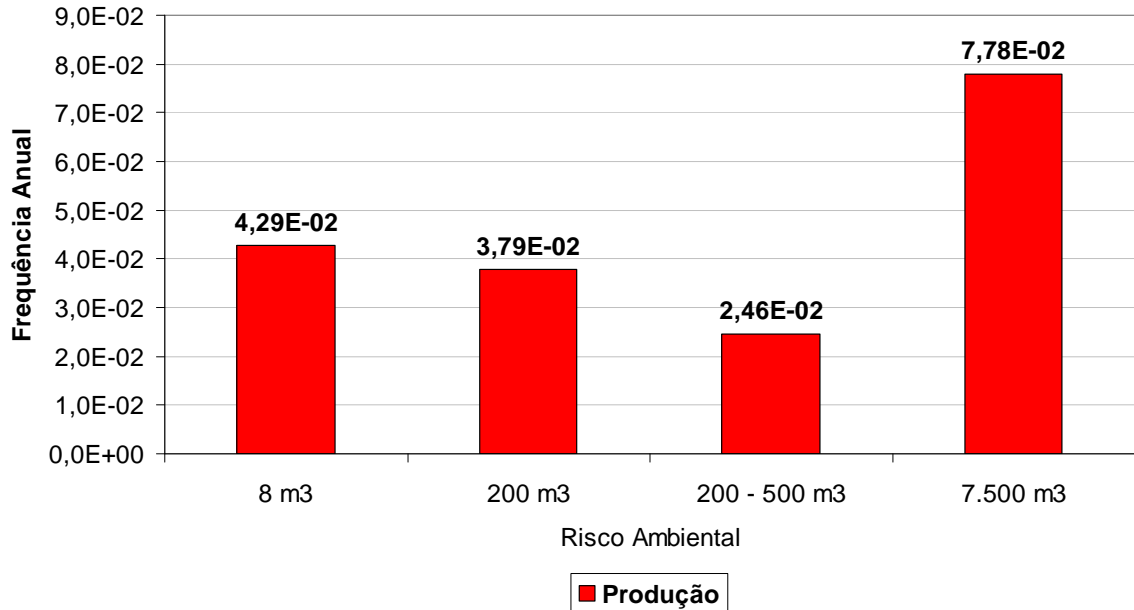


Figura II.8.5.3-27 – Risco Ambiental para o Manguezal do Rio Vaza-Barris, , na fase de produção.

Risco Ambiental - Manguezal Rio Vaza-Barris



**■ Produção**

Manguezal Rio Vaza-Barris - Fase de Produção																																																																	
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco																																																			
Camorim	Diesel	55 V	11,75%	6,00E-04	Dourado	Diesel	65 V	40,00%	4,25E-03	Guaricema	Diesel	78 V	52,00%	5,04E-03																																																			
		56 V	13,50%				79 V	53,00%																																																									
		57 V	12,50%				80 V	53,00%																																																									
		58 V	12,75%				81 V	50,75%																																																									
		59 V	11,25%				82 V	53,25%																																																									
		60 V	12,25%				83 V	63,00%																																																									
	Bruto	61 I	0,25%	62 V		17,25%	63 V	42,00%	64 V		36,00%	65 V	45,00%	66 V	38,00%	67 V	38,00%	68 I	55,25%	69 V	53,50%	70 V	56,50%	71 V	56,25%	72 V	54,00%	73 V	54,15%	74 V	100,00%	75 V	71,38%	76 V	100,00%	77 V	93,00%	78 V	100,00%	79 V	89,00%	80 I	48,25%	81 V	42,00%	82 I	46,00%	83 I	53,00%	84 V	100,00%	85 V	32,62%	86 V	40,46%	87 V	100,00%	88 V	100,00%	89 V	89,00%	90 V	100,00%	91 V	100,00%
		61 I	52,75%	62 I		53,00%	63 I	57,00%	64 I		34,00%	65 I	45,00%	66 I	45,00%	67 I	43,00%	68 I	55,25%	69 I	57,50%	70 I	52,75%	71 I	50,50%	72 I	50,92%	73 I	47,38%	74 I	100,00%	75 I	57,23%	76 I	100,00%	77 I	100,00%	78 I	48,75%	79 I	44,25%	80 I	48,25%	81 I	42,00%	82 I	46,00%	83 I	53,00%	84 I	100,00%	85 I	0,18%	86 I	22,92%	87 I	89,85%	88 I	100,00%	89 I	85,00%	90 I	100,00%	91 I	100,00%
		Volume		Risco Ambiental		T. Recorrência		T. Recup. / T. Recorrência																																																									
		8 m3		4,29E-02		23		85,78%																																																									
		200 m3		3,79E-02		26		75,84%																																																									
		200 - 500 m3		2,46E-02		41		49,30%																																																									
		7.500 m3		7,78E-02		13		155,68%																																																									

Figura II.8.5.3-28 – Risco Ambiental por faixa de volume para o Manguezal do Rio Vaza-Barris, nos , na fase de produção.

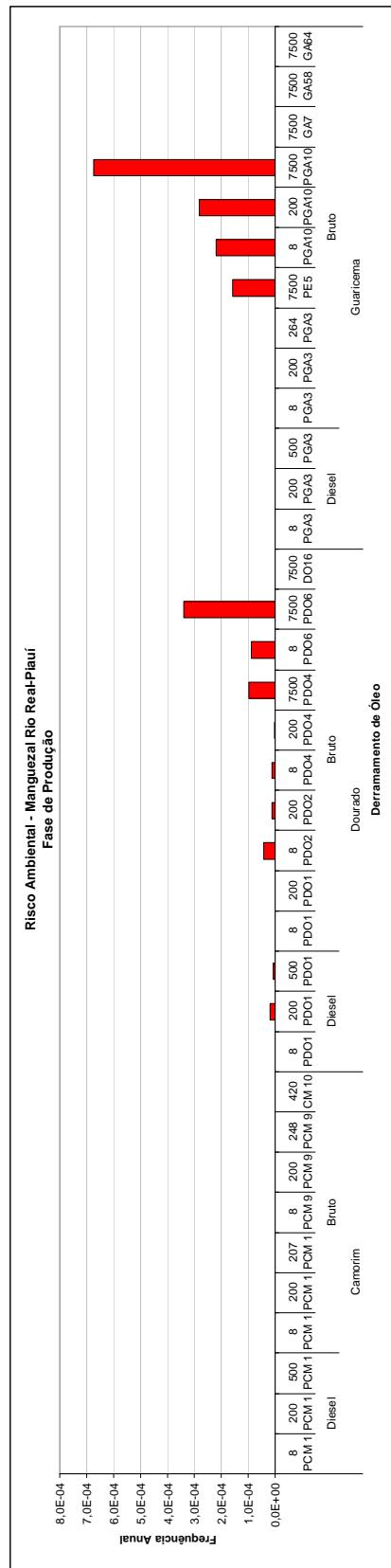
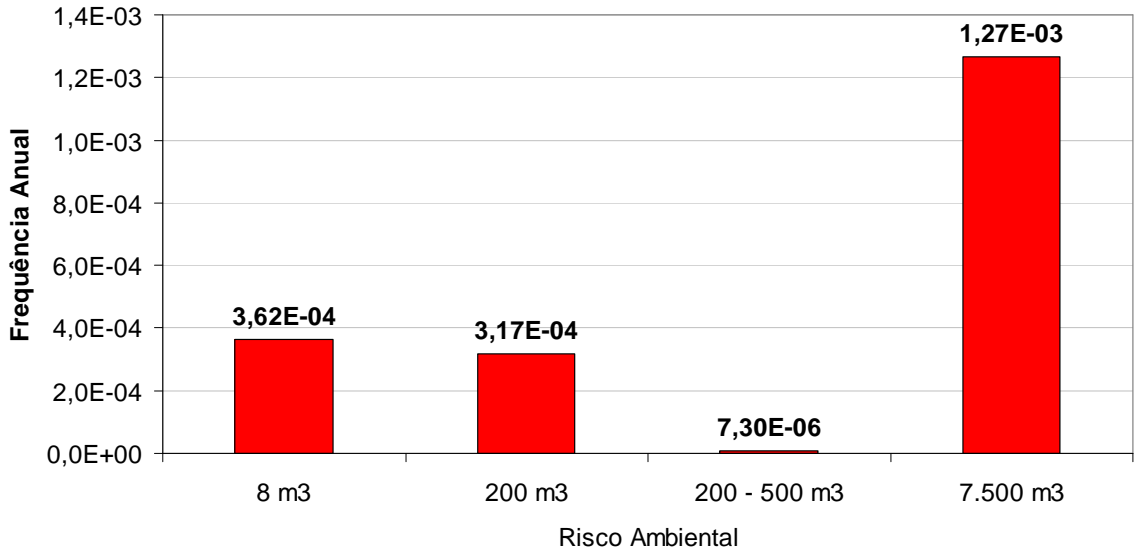


Figura II.8.5.3-29 – Risco Ambiental por cenário para o Manguezal dos Rios Real - Piauí, na fase de produção..

**Risco Ambiental - Manguezal Rio Real-Piauí**



**Produção**

Manguezal Rio Real-Piauí - Fase de Produção														
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	55 V	0,00%	0,00E+00	Dourado	Diesel	65 V	0,00%	0,00E+00	Guaricema	Diesel	78 V	0,00%	0,00E+00
		56 V	0,00%				66 V	0,00%				79 V	0,00%	
		57 V	0,00%				67 V	0,00%				80 V	0,00%	
		58 V	0,00%				68 V	0,00%				81 V	0,00%	
		59 V	0,00%				69 V	0,00%				82 V	0,00%	
		60 V	0,00%				70 V	0,25%				83 V	0,00%	
	Bruto	61 V	0,00%	71 V		0,25%	84 V	0,00%	1,58E-04					
		62 V	0,00%	72 V		0,00%	85 V	0,31%						
		63 V	0,00%	73 V		0,00%	86 V	0,62%						
		64 V	0,00%	74 V		0,00%	87 V	0,15%						
		65 V	0,00%	75 V		0,00%	88 V	0,00%						
		66 V	1,00%	76 V		0,00%	89 V	1,00%						
		67 V	1,00%	77 V		0,00%	90 V	7,00%						
		68 V	0,00%	78 V		14,00%	91 V	20,00%						
		69 V	0,00%	79 V		0,62%								
		70 V	0,25%	80 V		0,62%								
		71 V	0,25%	81 V		3,38E-04								
		72 V	0,00%	82 V		1,37E-10								
		73 V	0,00%	83 V										
		74 V	0,00%	84 V										
		75 V	0,00%	85 V										
		76 V	0,00%	86 V										
		77 V	0,00%	87 V										
		78 V	14,00%	88 V										
79 V	0,62%	89 V												
80 V	0,62%	90 V												
81 V	3,38E-04	91 V												
82 V	1,37E-10													
83 V														
84 V														
85 V														
86 V														
87 V														
88 V														
89 V														
90 V														
91 V														
Volume		Risco Ambiental		T. Recorrência		T. Recup. / T. Recorrência								
8 m3		3,62E-04		2762		0,72%								
200 m3		3,17E-04		3151		0,63%								
200 - 500 m3		7,30E-06		136986		0,01%								
7.500 m3		1,27E-03		789		2,53%								

**Figura II.8.5.3-30** – Risco Ambiental por faixa de volume para o Manguezal dos Rios Real - Piauí, na fase de produção.

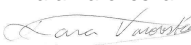
Os resultados do risco ambiental para os manguezais, na fase de produção,, mostram que o risco para o Habitat de Manguezal do Rio Vaza-Barris é maior do que para os outros Manguezais. Para o Manguezal do Rio Vaza-Barris os grupos de cenários que oferecem risco, são dos Campos de Dourado e Guaricema,

principalmente os relacionados aos cenários de *blowout* (casos de 7500 m<sup>3</sup>). Para o Manguezal do Rio Sergipe, a maior contribuição para o risco se dá pelos cenários de pequeno volume vazado (até 8 m<sup>3</sup>) no Campo de Camorim. Por fim, para o Manguezal do Rio Real - Piauí o risco ambiental está relacionado aos cenários de *blowout* (7500 m<sup>3</sup>) nos Campos de Dourado e Guaricema, principalmente em PGA-10 e PDO-6.


## PRAIAS ARENOSAS

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para as Praias Arenosas, na fase de produção, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais e por categoria de volume liberado, na Figura II.8.5.3-31 e Figura II.8.5.3-32, respectivamente.

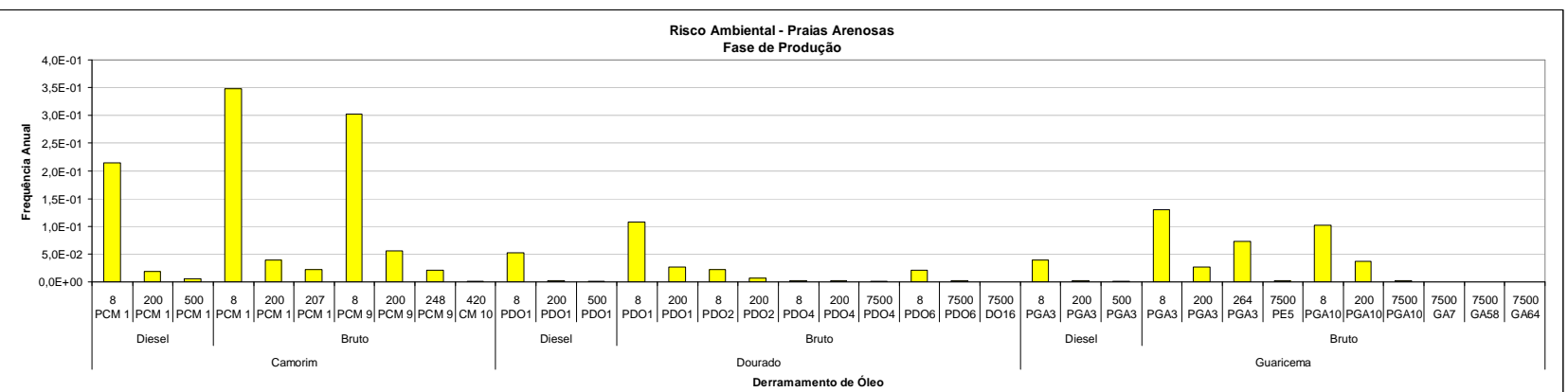


Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011



**Figura II.8.5.3-31 – Risco Ambiental por cenário para as Praias Arenosas, na fase de produção..**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*

Coordenador da Equipe



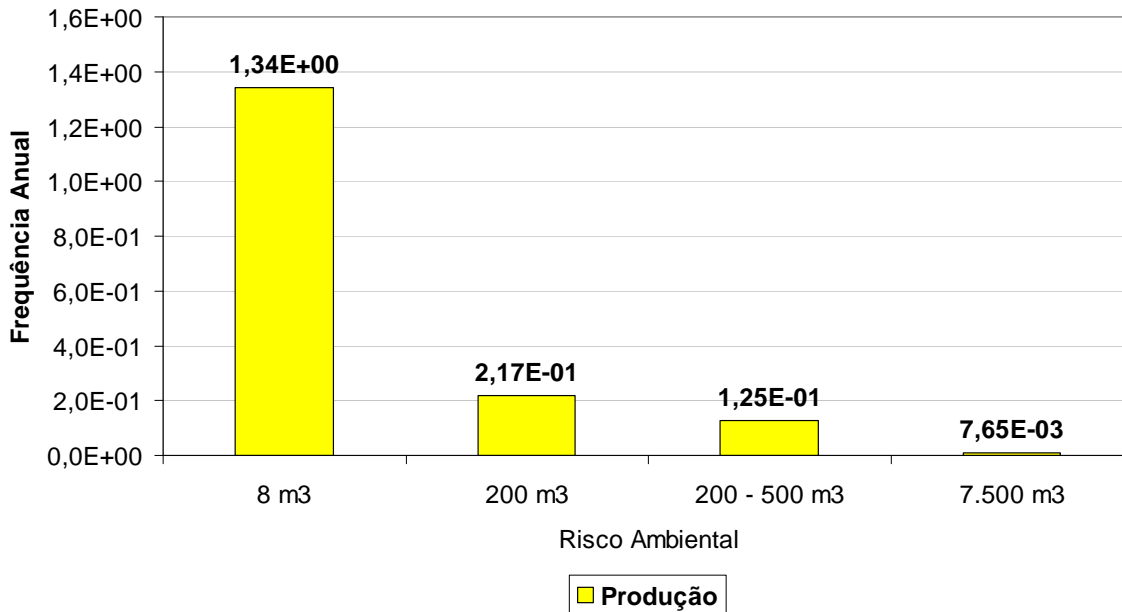
Mariana Bardy

*Mariana Bardy*

Técnico Responsável



### Risco Ambiental - Praias Arenosas



Praias Arenosas - Fase de Produção														
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	55 V	78,25%	2,14E-01	Dourado	Diesel	65 V	64,00%	5,19E-02	Guaricema	Diesel	78 V	78,00%	3,98E-02
		55 I	74,25%				65 I	46,00%				78 I	87,00%	
		56 V	76,50%	1,81E-02			66 V	64,00%	2,34E-03			79 V	77,75%	2,77E-03
		56 I	78,25%				66 I	52,00%				79 I	88,75%	
		57 V	78,00%	6,27E-03			67 V	62,00%	7,88E-04			80 V	78,00%	1,01E-03
		57 I	79,00%				67 I	46,00%				80 I	87,00%	
	58 V	84,25%	3,47E-01	68 V		55,75%	1,08E-01	81 V	73,25%		1,30E-01			
	58 I	79,25%		68 I		64,75%		81 I	85,75%					
	59 V	84,25%	3,92E-02	69 V		58,25%	2,64E-02	82 V	77,00%		2,69E-02			
	59 I	80,75%		69 I		64,75%		82 I	87,00%					
	60 V	84,50%	3,03E-01	70 V		64,00%	2,24E-02	83 V	63,00%		7,32E-02			
	60 I	74,00%		70 I		67,50%		83 I	70,00%					
	61 V	73,75%	5,51E-02	71 V		65,50%	7,05E-03	84 V	100,00%		2,23E-03			
	61 I	72,75%		71 I		68,75%		84 I	100,00%					
	62 V	74,50%	2,06E-02	72 V		61,69%	2,45E-03	85 V	83,54%		1,02E-01			
	62 I	74,25%		72 I		59,23%		85 I	80,77%					
	63 V	73,00%	1,28E-03	73 V		60,31%	2,39E-03	86 V	81,84%		3,68E-02			
	63 I	83,75%		73 I		57,38%		86 I	79,38%					
64 V	100,00%	5,19E-02	74 V	100,00%	6,38E-04	87 V	100,00%	2,87E-03						
64 I	100,00%		74 I	100,00%		87 I	100,00%							
						75 V	75,69%	2,13E-02			88 V	100,00%	1,62E-09	
						75 I	74,15%	1,91E-03			88 I	100,00%	3,25E-10	
						76 V	100,00%	1,95E-09			89 V	100,00%	3,25E-10	
						76 I	100,00%				89 I	100,00%		
						77 V	100,00%				90 V	100,00%	3,25E-10	
						77 I	100,00%				90 I	100,00%		
<b>Volume</b>		<b>Risco Ambiental</b>			<b>T. Recorrência</b>		<b>T. Recup. / T. Recorrência</b>							
8 m3		1,34E+00			1		268,42%							
200 m3		2,17E-01			5		43,43%							
200 - 500 m3		1,25E-01			8		24,93%							
7.500 m3		7,65E-03			131		1,53%							

**Figura II.8.5.3-32 – Risco Ambiental por faixa de volume para as Praias Arenosas, na fase de produção.**

Para as Praias Arenosas todos o maior risco ambiental está associado aos cenários de pequenos vazamentos (de até 8 m3), tanto de diesel quanto de óleo bruto, principalmente em Camorim..

## DESOVA DE TARTARUGAS MARINHAS

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para As áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, na fase de produção, estão apresentados na Figura II.8.5.3-33, para cada grupo de cenários acidentais, e Figura II.8.5.3-34, por faixa de volume. Abaixo, são apresentados também os resultados numéricos do risco.

Os resultados do risco para as áreas de Desova das Tartarugas Marinhas, na fase de Produção, mostram que estas áreas têm como maior risco os grupos de cenários relacionados às pequenas liberações de óleo (até 8 m<sup>3</sup>) do Campo de Camorim.

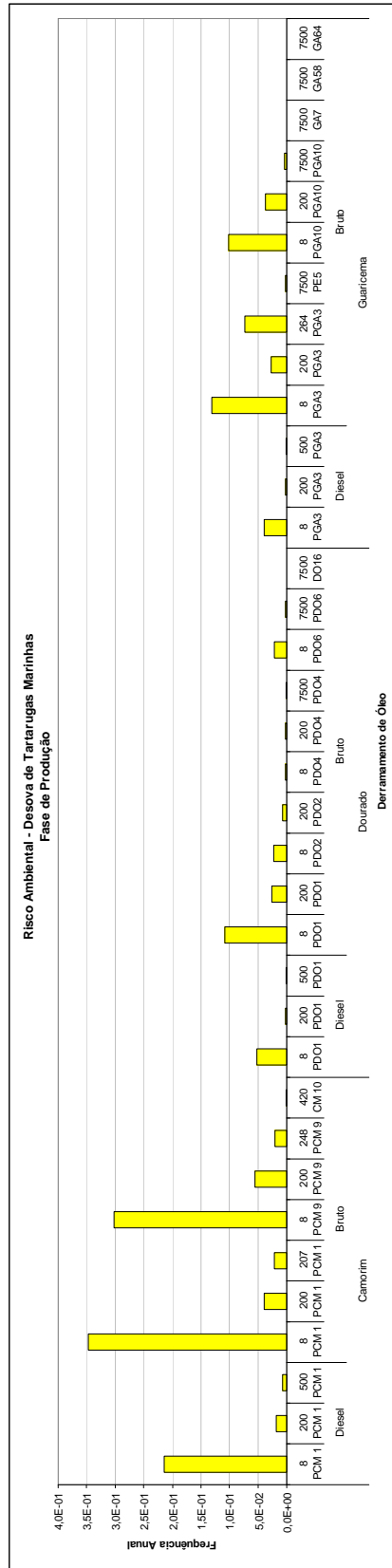
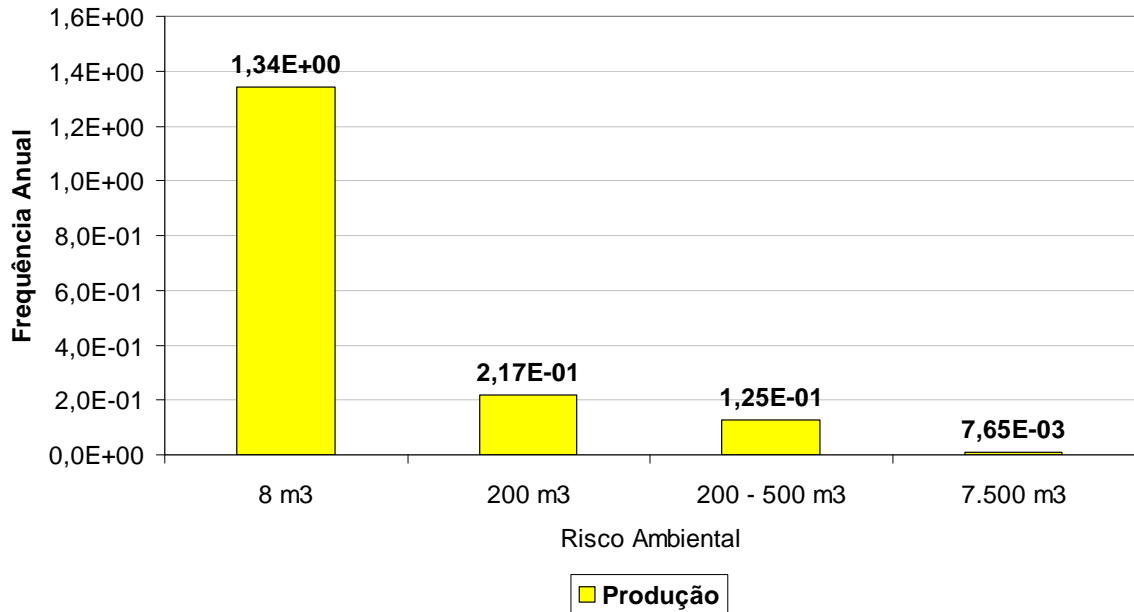


Figura II.8.5.3-33 – Risco Ambiental por cenário para as áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, na fase de produção..

**Risco Ambiental - Desova de Tartarugas Marinhas**



Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco
Camorim	Diesel	55 V	78,25%	2,14E-01	Dourado	Diesel	65 V	64,00%	5,19E-02	Guaricema	Diesel	78 V	78,00%	3,98E-02
		56 V	74,25%				66 V	46,00%				79 V	87,00%	
		57 V	76,50%				67 V	64,00%				80 V	77,75%	
		58 V	78,25%				68 V	52,00%				81 V	88,75%	
		59 V	78,00%				69 V	62,00%				82 V	78,00%	
		60 V	79,00%				70 V	46,00%				83 V	87,00%	
	Bruto	58 V	84,25%	62 V		55,75%	Bruto	84 V	73,25%		1,30E-01			
		59 V	84,25%	63 V		64,75%		85 V	85,75%					
		60 V	80,75%	64 V		58,25%		86 V	77,00%					
		61 V	84,50%	65 V		64,75%		87 V	87,00%					
		62 V	80,75%	66 V		64,00%		88 V	77,00%					
		63 V	84,50%	67 V		67,50%		89 V	83,00%					
		64 V	74,00%	68 V		65,50%		90 V	63,00%					
		65 V	73,75%	69 V		68,75%		91 V	70,00%					
		66 V	72,75%	70 V		61,69%		92 V	100,00%					
		67 V	74,25%	71 V		59,23%		93 V	100,00%					
68 V	74,25%	72 V	60,31%	94 V	100,00%									
69 V	73,00%	73 V	57,38%	95 V	100,00%									
70 V	83,75%	74 V	100,00%	96 V	100,00%									
71 V	100,00%	75 V	74,15%	97 V	100,00%									
72 V	100,00%	76 V	100,00%	98 V	100,00%									
73 V	100,00%	77 V	100,00%	99 V	100,00%									
74 V	100,00%	78 V	100,00%	100 V	100,00%									
75 V	100,00%	79 V	100,00%											
76 V	100,00%	80 V	100,00%											
77 V	100,00%	81 V	100,00%											
78 V	100,00%	82 V	100,00%											
79 V	100,00%	83 V	100,00%											
80 V	100,00%	84 V	100,00%											
81 V	100,00%	85 V	100,00%											
82 V	100,00%	86 V	100,00%											
83 V	100,00%	87 V	100,00%											
84 V	100,00%	88 V	100,00%											
85 V	100,00%	89 V	100,00%											
86 V	100,00%	90 V	100,00%											
87 V	100,00%	91 V	100,00%											
88 V	100,00%	92 V	100,00%											
89 V	100,00%	93 V	100,00%											
90 V	100,00%	94 V	100,00%											
91 V	100,00%	95 V	100,00%											
92 V	100,00%	96 V	100,00%											
93 V	100,00%	97 V	100,00%											
94 V	100,00%	98 V	100,00%											
95 V	100,00%	99 V	100,00%											
96 V	100,00%	100 V	100,00%											
97 V	100,00%													
98 V	100,00%													
99 V	100,00%													
100 V	100,00%													
		<b>Volume</b>	<b>Risco Ambiental</b>	<b>T. Recorrência</b>			<b>T. Recup. / T. Recorrência</b>							
		8 m3	1,34E+00	1			268,42%							
		200 m3	2,17E-01	5			43,43%							
		200 - 500 m3	1,25E-01	8			24,93%							
		7.500 m3	7,65E-03	131			1,53%							

**Figura II.8.5.3-34 – Risco Ambiental por faixa de volume para as áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, na fase de produção.**

## AVES

Os resultados do cálculo do Risco Ambiental para as Aves *Sterna dougallii*, que consideram a área de alimentação desta Ave, estão apresentados nos gráficos abaixo, para cada grupo de cenários acidentais, na Figura II.8.5.3-35 e por faixa de volume, na Figura II.8.5.3-36, para a fase de produção. Os resultados numéricos do cálculo do risco também estão apresentados.

Os resultados do risco ambiental para as Aves consideradas neste estudo, mostram que os riscos para este CVA são baixos e que os maiores riscos estão relacionados aos grupos de cenários de pequenos vazamentos (até 8 m<sup>3</sup>) de óleo bruto em Dourado e Guaricema..

Cabe lembrar novamente que o risco ambiental para este CVA só está representado para o verão pois a *Sterna dougallii* é uma ave migratória que só ocorre na costa brasileira no verão.

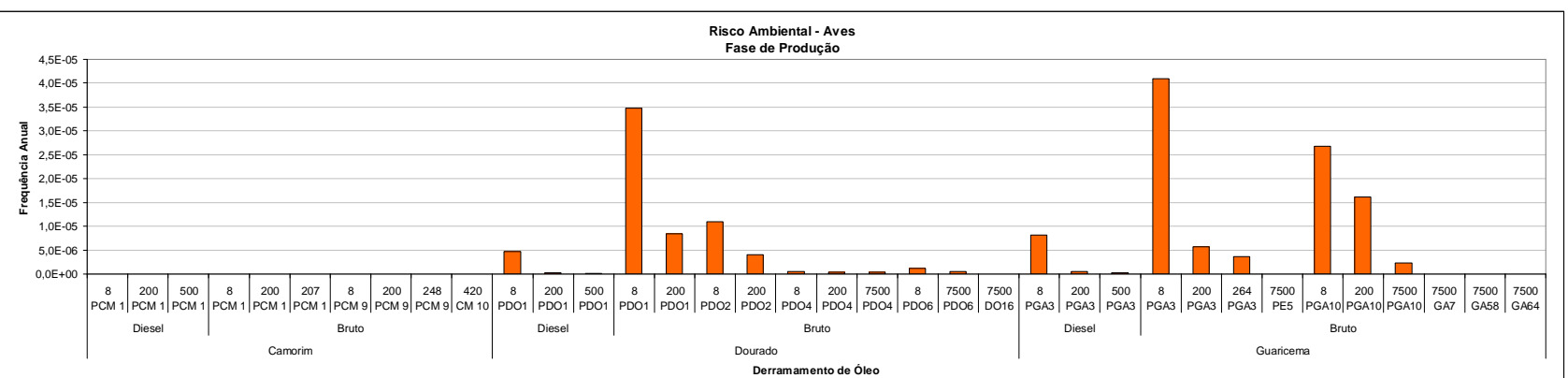


Figura II.8.5.3-35 – Risco Ambiental por cenário para as Aves, na fase de produção..



Lara Varoveska

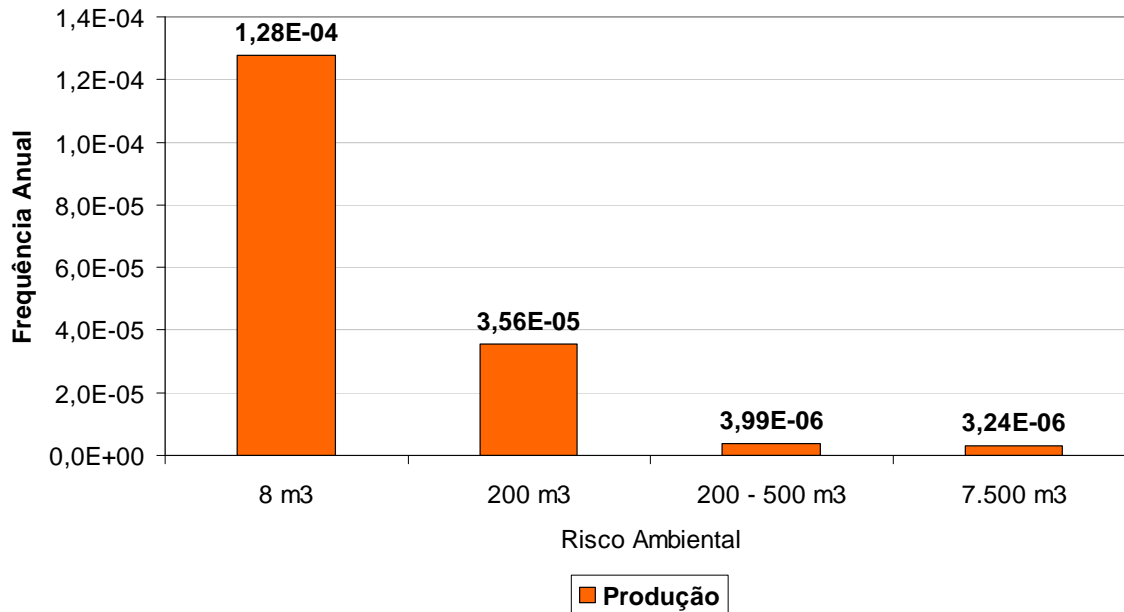
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

Técnico Responsável

### Risco Ambiental - Aves



Aves - Fase de Produção														
Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Prob. Ponderada de Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Máx Prob. Toque	Risco	Campo	Tipo Óleo	Grupo Cenários	Prob. Ponderada de Toque	Risco
Camorim	Diesel	55 V	0,00%	0,00E+00	Dourado	Diesel	65 V	0,01%	4,69E-06	Guaricema	Diesel	78 V	0,03%	8,13E-06
		56 V	0,00%	0,00E+00			66 V	0,02%	3,21E-07			79 V	0,03%	5,55E-07
		57 V	0,00%	0,00E+00			67 V	0,01%	8,47E-08			80 V	0,03%	2,10E-07
		58 V	0,00%	0,00E+00			68 V	0,04%	3,47E-05			81 V	0,05%	4,10E-05
		59 V	0,00%	0,00E+00			69 V	0,04%	8,43E-06			83 V	0,04%	5,75E-06
	Bruto	60 V	0,00%	0,00E+00		70 V	0,06%	1,09E-05	84 V		0,01%	3,70E-06		
		61 V	0,00%	0,00E+00		71 V	0,08%	3,99E-06	85 V		0,00%	3,99E-08		
		62 V	0,00%	0,00E+00		72 V	0,02%	5,01E-07	86 V		0,04%	2,68E-05		
		63 V	0,00%	0,00E+00		73 V	0,02%	4,20E-07	87 V		0,07%	1,61E-05		
		64 V	0,00%	0,00E+00		74 V	0,12%	3,67E-07	88 V		0,16%	2,34E-06		
								75 V	0,01%	1,21E-06	89 V	0,03%	2,09E-13	
								76 V	0,00%	0,00E+00	90 V	0,00%	0,00E+00	
								77 V	0,05%	4,91E-07	89 V	0,15%	2,49E-13	
Volume		Risco Ambiental		T. Recorrência		T. Recup. / T. Recorrência								
8 m3		1,28E-04		7822		0,08%								
200 m3		3,56E-05		28084		0,02%								
200 - 500 m3		3,99E-06		250610		0,00%								
7.500 m3		3,24E-06		308634		0,00%								

Figura II.8.5.3-36 – Risco Ambiental por faixa de volume para as Aves, na fase de produção.

### **II.8.6 –Tolerabilidade dos Riscos**

De acordo com o estabelecido pelo Termo de Referência 029/08, cabe à PETROBRAS apresentar para avaliação do IBAMA o Critério de Tolerabilidade de Riscos Ambientais (CTR ambiental) adotado para o projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema.

A PETROBRAS desenvolveu o Critério de Tolerabilidade de Riscos – CTR para as atividades nos campos de Camorim, Dourado e Guaricema baseada nos requisitos e informações apresentadas no documento “*OLF Guidelines for establishing Risk Acceptance Criteria for the Environment in relation to accidental release*” (NORSOK, 1998).

Esta abordagem, que é a mesma que a maioria dos operadores noruegueses utiliza para os seus campos na Plataforma Continental Norueguesa, por exemplo, Statoil, Eni Norge AS, Conoco Phillips Noruega, a Norske Shell e Exxon Mobil Noruega, onde o Critério de Tolerabilidade tem sido utilizado por mais de 10 anos.

Conforme definido no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 029/08, o período de recuperação, após um derramamento de óleo, deverá ser *insignificante* em relação ao período estimado para a ocorrência de eventos de mesma magnitude para uma determinada região com atividade de exploração e produção de petróleo e gás.

Considerando que: I) as atividades consideradas no projeto já são de amplo domínio e conhecimento dos técnicos da PETROBRAS, o que assegura riscos menores quando comparados a regiões ainda não exploradas ou a tecnologias ainda não dominadas; II) as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos na região de águas rasas da Bacia de Sergipe-Alagoas vêm sendo desenvolvidas há mais de 40 anos e durante esse período não há registros de acidentes com derrame de óleo significativo, tampouco com comprometimento de algum Componente com Valor Ambiental; III) o documento da OLF remete ao uso do critério desenvolvimento pela NORSOK para tolerabilidade de riscos



ambientais; e IV) na região, bacia sedimentar, considerada neste estudo, existem 25 plataformas e 10 campos/blocos exploratórios, números superiores aos números médios de campos e instalações por região considerados pela NORSOK, conforme pode ser observado na Tabela II.8.6-1 adiante, a PETROBRAS definiu para este projeto o nível de insignificância de 10% (para um total de 10 campos e 25 instalações). sendo este proporcionalmente tão ou mais conservativo quanto o critério da NORSOK (5 campos e 10 instalações).

**Tabela II.8.6-1 - Comparação entre os valores adotados pela NORSOK e PETROBRAS.**

<b>Nível de Insignificância NORSOK</b>	<b>5,0%</b>	<b>Nível de Insignificância PETROBRAS</b>	<b>10,0%</b>
Número médio de campos por região	5	Número médio de campos	10
Número médio de instalações por região	10	Número médio de Instalações por Região	25

Como a NORSOK apresenta 5% de índice de insignificância por Região, tendo como definição que uma região de exploração de óleo e gás possui 5 campos e 10 unidades. Ao considerar 10% de insignificância para um número duas vezes maior de campos e maior que 20 unidades, significa que a PETROBRAS está sendo igualmente conservativa por campo e mais restritiva quanto ao índice de significância por instalação do que a NORSOK.

Ao considerar que o nível de insignificância máximo para a região é de 10% considera-se tolerável a ocorrência a cada cinco anos de um dano menor, cujo tempo de recuperação médio do componente ambiental vulnerável seja de 0,5 ano. Um dano grave, com tempo de recuperação de 20 anos, pode ser tolerado uma vez a cada 200 anos (Tabela II.8.6-2).

Para a categoria de dano considerável (de 3 a 10 anos), a NORSOK apresenta um tempo médio de recuperação de 5 anos. Ao invés de adotar o

tempo médio de 5 anos, como a NORSOK, neste estudo está sendo adotado 6,5 anos como tempo médio de recuperação para a categoria de consequência considerável por este valor ser mediano desta categoria, que tem como limites 3 e 10 anos. Para as demais categorias de consequências, estão sendo utilizados os mesmos valores apresentados na NORSOK.

**Tabela 0.8.6-2 - Tempo mínimo entre incidentes causadores de um determinado dano ambiental, devido às atividades da PETROBRAS em cada região de petróleo e gás do Brasil, calculada com base em 10% de Nível Insignificância para a região.**

Categorias de Consequência	Tempo de Recuperação	Média do Tempo de Recuperação	Nível de Insignificância de 10% Tempo mínimo (anos) entre incidentes
Dano Menor	1 mês – 1 ano	0,5 ano	5
Dano Moderado	1-3 anos	2 anos	20
Dano Considerável	3-10 anos	6,5 anos	65
Dano Grave	>10 anos	20 anos	200

Aplicando-se os valores da Tabela II.8.6-2, temos os seguintes critérios para os diferentes CVA identificados neste estudo:

**Tabela 0.8.6-3 - Risco máximo admissível para os CVAs identificados, calculado com base em 10% de Nível Insignificância para a região.**

CVA	Média do Tempo de Recuperação	Tempo mínimo (anos) entre incidentes (Nível de Insignificância de 10%)	Risco Máximo Tolerável (oc/ano)
	0,5 ano	5	$2 \times 10^{-1}$
- Praias Arenosas - Desova de Tartarugas	2 anos	20	$5 \times 10^{-2}$
- Aves	6,5 anos	65	$1,54 \times 10^{-2}$
- Manguezal do Rio Sergipe - Manguezal do Rio Vaza-Barris - Manguezal do Rio Real - Piauí	20 anos	200	$5 \times 10^{-3}$

Desta forma, aplicando-se o Nível de Insignificância proposto, o Critério de Tolerabilidade aqui adotado pode ser expresso pela seguinte equação:

$$T_{\text{recup}}/T_{\text{reco}} < 10\%$$

Onde:

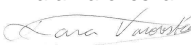
$T_{\text{recup}}$  é o Tempo de Recuperação de um determinado CVA após exposto ao óleo; e

$T_{\text{reco}}$  é o Tempo de Recorrência entre os acidentes que podem afetar o CVA.


### **II.8.6.1 – Comparação dos Resultados com o Critério de Tolerabilidade**

Com base nos dados obtidos na seção II.8.5.2, podemos calcular qual a relação percentual entre o tempo de recuperação de cada CVA e o tempo de recorrência para os diferentes cenários que podem atingi-los nas diferentes fases do Projeto. Os valores percentuais obtidos para cada CVA estão apresentados nas Tabelas II.8.6.1-1, Tabelas II.8.6.1-2 e Tabelas II.8.6.1-3, a seguir.



Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

**Tabela II.8.6.1-1- Comparação entre o Tempo Médio de Recuperação e o Tempo de Recorrência para os CVA na Fase de Instalação.**

FASE DE INSTALAÇÃO				
CVA	Faixa de Volume (m3)	Tempo Médio de Recuperação $T_{recup}$ (anos)	Tempo de Recorrência $T_{recor}$ (anos)	% $(T_{recup}/T_{recor})$
Manguezal do Rio Sergipe	Até 8	20	151	13,24%
	8 - 200		197	10,14%
	200 - 500		344	5,81%
Manguezal do Rio Vaza-Barris	Até 8	20	84	23,69%
	8 - 200		103	19,38%
	200 - 500		340	5,88%
Manguezal do Rio Real - Piauí	Até 8	20	70.464	0,03%
	8 - 200		25.190	0,08%
	200 - 500		1.250.000	0,00%
Praias arenosas	Até 8	2	34	5,81%
	8 - 200		46	4,34%
	200 - 500		130	1,54%
Desova de Tartarugas	Até 8	2	34	5,81%
	8 - 200		46	4,34%
	200 - 500		130	1,54%
Aves	Até 8	6,5	67.854	0,01%
	8 - 200		69.410	0,01%
	200 - 500		553.434	0,00%

**Tabela II.8.6.1-2- Comparação entre o Tempo Médio de Recuperação e o Tempo de Recorrência para os CVA na Fase de Perfuração.**

FASE DE PERFURAÇÃO				
CVA	Faixa de Volume (m3)	Tempo Médio de Recuperação $T_{recup}$ (anos)	Tempo de Recorrência $T_{recor}$ (anos)	% $(T_{recup}/T_{recor})$
Manguezal do Rio Sergipe	Até 8	20	50.701	0,04%
	8 - 200		12.980	0,15%
	200 - 500		13.468	0,15%
	7.500		2.046	0,98%
Manguezal do Rio Vaza-Barris	Até 8	20	1.830	1,09%
	8 - 200		1.099	1,82%
	200 - 500		8.037	0,25%
	7.500		395	5,07%
Manguezal do Rio Real - Piauí	Até 8	20	1.873.331	0,00%
	8 - 200		173.431	0,01%
	200 - 500		2.145.923	0,00%
	7.500		2.183	0,92%
Praias arenosas	Até 8	2	1.130	0,18%
	8 - 200		649	0,31%
	200 - 500		3.629	0,06%
	7.500		387	0,52%
Desova de Tartarugas	Até 8	2	995	0,20%
	8 - 200		649	0,31%
	200 - 500		3.629	0,06%
	7.500		387	0,52%
Aves	Até 8	6,5	3.960.197	0,00%
	8 - 200		3.107.272	0,00%
	200 - 500		31.218.483	0,00%
	7.500		274.832	0,00%

**Tabela II.8.6.1-3- Comparação entre o Tempo Médio de Recuperação e o Tempo de Recorrência para os CVA na Fase de Produção.**

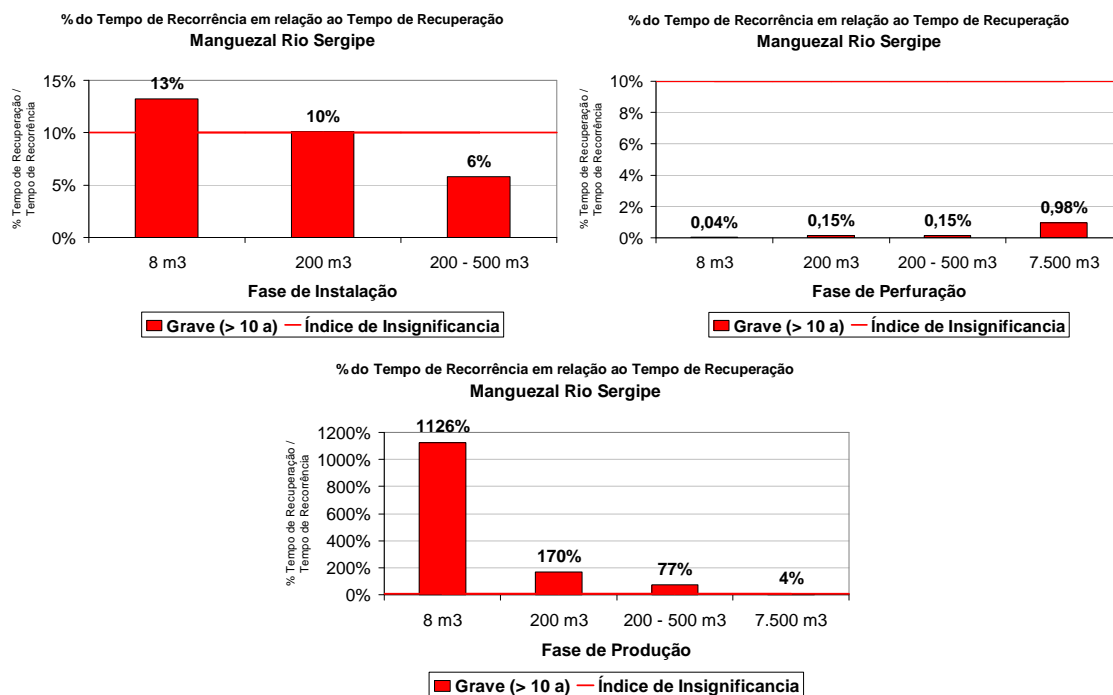
FASE DE PRODUÇÃO				
CVA		Tempo Médio de Recuperação $T_{recup}$ (anos)	Tempo de Recorrência $T_{recor}$ (anos)	% ( $T_{recup}/T_{recor}$ )
Manguezal do Rio Sergipe	Até 8	20	2	1.125,89%
	8 - 200		12	170,45%
	200 - 500		26	77,18%
	7.500		559	3,58%
Manguezal do Rio Vaza-Barris	Até 8	20	23	85,78%
	8 - 200		26	75,84%
	200 - 500		41	49,30%
	7.500		13	155,68%
Manguezal do Rio Real - Piauí	Até 8	20	2.762	0,72%
	8 - 200		3.151	0,63%
	200 - 500		136.986	0,01%
	7.500		789	2,53%
Praias Arenosas	Até 8	2	1	268,42%
	8 - 200		5	43,43%
	200 - 500		8	24,93%
	7.500		131	1,53%
Desova de Tartarugas Marinhas	Até 8	2	1	268,42%
	8 - 200		5	43,43%
	200 - 500		8	24,93%
	7.500		131	1,53%
Aves	Até 8	6,5	7.822	0,08%
	8 - 200		28.084	0,02%
	200 - 500		250.610	0,00%
	7.500		308.634	0,00%

## II.8.6.2 Representação Gráfica do Tempo Médio de Recuperação Pelo Tempo de Recorrência

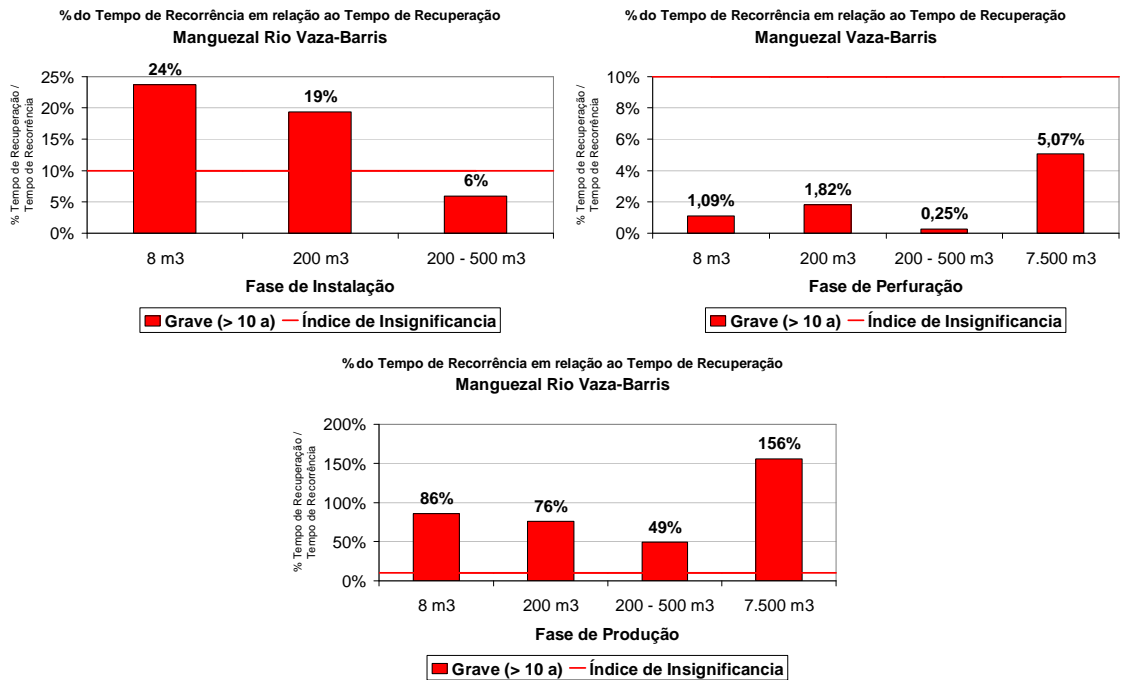
A seguir são apresentados os gráficos com os valores percentuais obtidos ( $T_{recup}/T_{recor}$ ) para cada CVA, comparados com o nível de insignificância adotado para este projeto (10 %), nas 3 fases do projeto.

### MANGUEZAIS

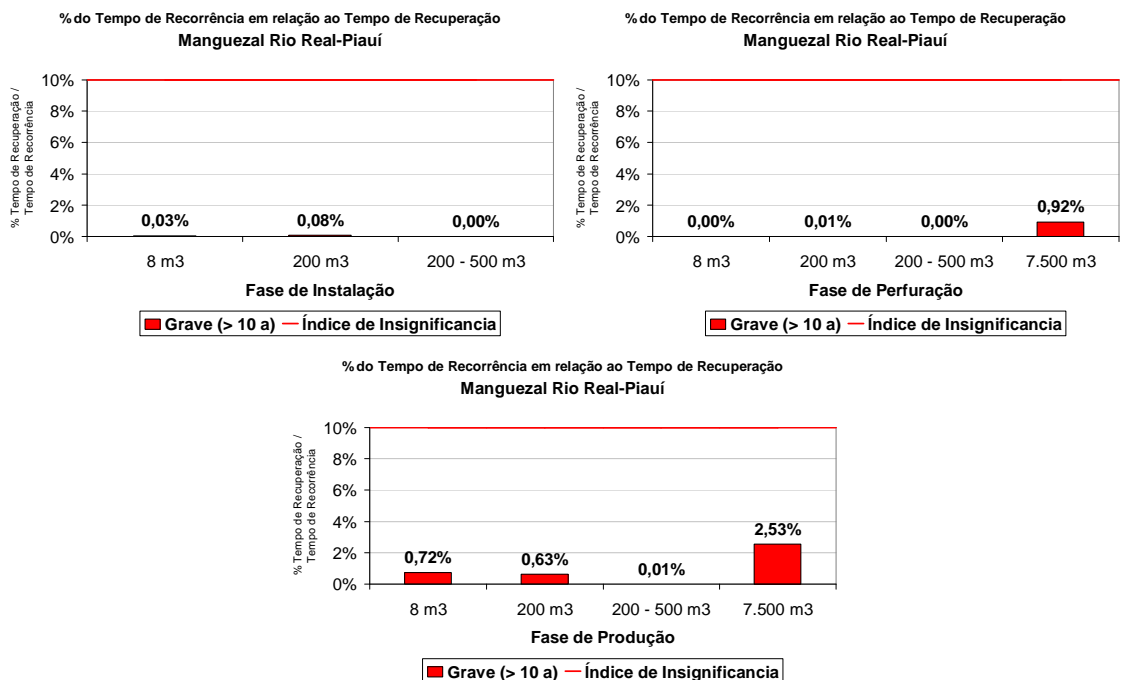
A seguir é apresentado o gráfico com os resultados, por faixa de volume, para os Manguezais dos Rios Sergipe, Vaza-Barris e Real - Piauí, nas fases de Instalação, Perfuração e Produção, comparados com o Nível de Insignificância de 10% adotado pela PETROBRAS (Figura II.8.6.2-1, Figura II.8.6.2-2 e Figura II.8.6.2-3, respectivamente).



**Figura II.8.6.2-1 - Comparação da relação  $T_{recup}/T_{recor}$  para o Manguezal do Rio Sergipe, nas fases de Instalação, Produção e Perfuração, respectivamente, com o Nível de Insignificância de 10% adotado pela PETROBRAS.**



**Figura II.8.6.2-2 - Comparação da relação  $T_{recup}/T_{recor}$  para o Manguezal do Rio Vaza-Barris, nas fases de Instalação, Produção e Perfuração respectivamente, com o Nível de Insignificância de 10% adotado pela PETROBRAS.**



**Figura II.8.6.2-3 - Comparação da relação  $T_{recup}/T_{recor}$  para o Manguezal dos Rios Real-Piauí, na fase de Perfuração, com o Nível de Insignificância de 10% adotado pela PETROBRAS.**



Os resultados obtidos mostram que, para o Manguezal do Rio Sergipe a relação entre o Tempo de Recuperação e o Tempo de Recorrência, por faixa de volume, dos cenários acidentais que possam atingir esse componente ambiental são inferiores a 10% na fase de Perfuração. Na fase de Instalação a relação é maior que 10% para os cenários de pequenos vazamentos (< 8 m<sup>3</sup>), igual nos cenários de médio vazamento (8 – 200 m<sup>3</sup>) e, para os vazamentos maiores que 200 m<sup>3</sup>, a relação é inferior aos 10%. Para a fase de Produção, a relação ultrapassa os 10% nas categorias de volume inferiores a 7.500 m<sup>3</sup> e é inferior na categoria de volume que representa os cenários de *blowout*.

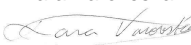
Para o CVA Manguezal do Rio Vaza-Barris, a relação entre o Tempo de Recuperação e o Tempo de Recorrência é menor que 10% para a fase de Perfuração; maior que 10% nas categorias de pequeno e médios vazamentos e menor para os vazamentos menores que 200 m<sup>3</sup>, na fase de instalação; e maior que 10% em todas as categorias de volume, na produção.

O Manguezal dos Rios Real - Piauí apresenta resultado da relação entre o Tempo de Recuperação e o Tempo de Recorrência inferior a 10%, em todas as fases do projeto, para todas as categorias e volume.


## PRAIAS ARENOSAS

A comparação dos resultados para as Praias Arenosas, nas fases de Instalação, Produção e Perfuração, com o Nível de Insignificância adotado pela PETROBRAS neste projeto está apresentada nos gráficos a seguir, por faixa de volume de óleo derramado (Figura II.8.6.2-4).

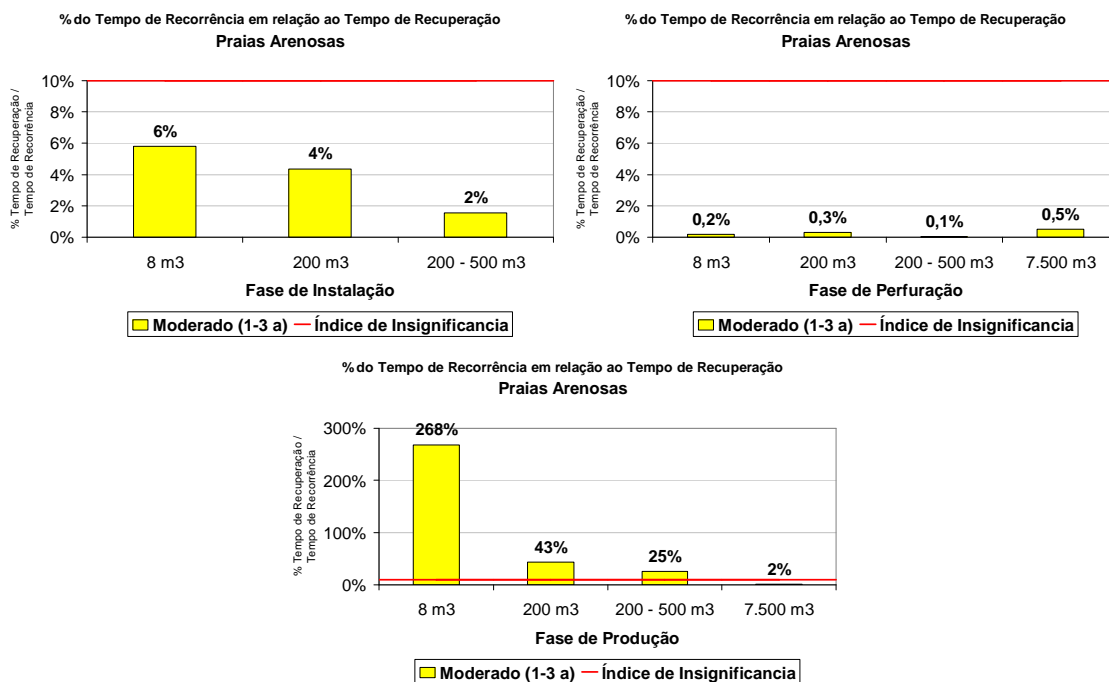


Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

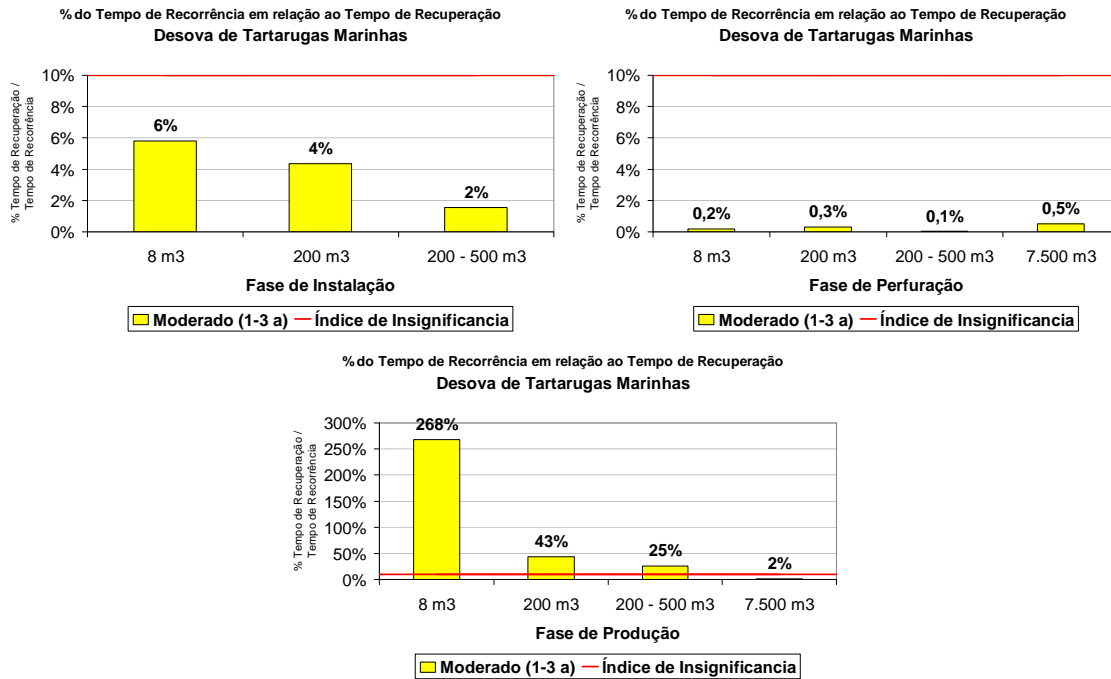


**Figura II.8.6.2-4** - Comparação da relação  $T_{recup}/T_{recor}$  para as Praias Arenosas, nas fases de Instalação, Produção e Perfuração respectivamente, com o Nível de Insignificância de 10% adotado pela PETROBRAS.

As Praias Arenosas estão enquadradas na categoria de dano moderado, com tempo de recuperação entre 1 e 3 anos. Para as fases de Instalação e Perfuração, o tempo de recuperação é inferior a 10% do tempo de recorrência dos cenários que podem levar esse habitat a ser exposto ao óleo, para todas as faixas de volume de óleo. Valores mais significativos foram encontrados para a fase de Produção, nas categorias de volume inferiores a 7500 m3 de óleo, onde o resultado da relação é de 2%.

## DESOVA DE TARTARUGAS MARINHAS

Os resultados para as áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, nas fases de Instalação, Produção e Perfuração, são comparados com o Nível de Insignificância de 10% adotado pela PETROBRAS, nas diferentes faixas de volume de óleo, na Figura II.8.6.2-5.



**Figura II.8.6.2-5 - Comparação da relação  $T_{recup}/T_{recor}$  para a Desova de Tartarugas Marinhas, nas fases de Instalação, Produção e Perfuração, respectivamente, com o Nível de Insignificância de 10% adotado pela PETROBRAS.**

De modo semelhante aos resultados obtidos para as Praias Arenosas, a relação Tempo de Recuperação/Tempo de Recorrência para as áreas de Desova de Tartarugas Marinhas, nas fases de Instalação e Perfuração, é inferior a 10%, para todas as faixas de volume de óleo derramado.

Na fase de Produção, a relação é superior a 10% em todas as faixas de volume, exceto para os cenários relacionados a *blowout*, com volume de 7.500 m³.

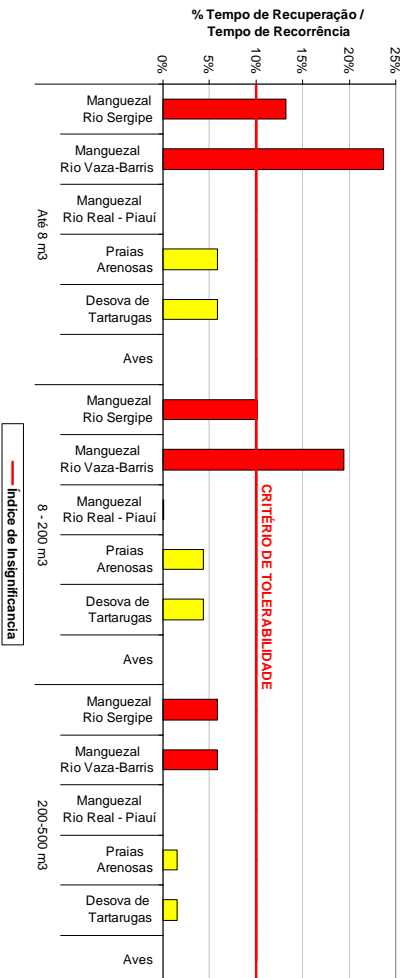
## AVES

Para o CVA Aves, os gráficos relação do Tempo de Recuperação/Tempo de Recorrência para as fases de Instalação, Perfuração e Produção não estão sendo apresentados pois seus resultados foram muito baixos, menores que 1%, para todas as faixas de volume de óleo derramado.

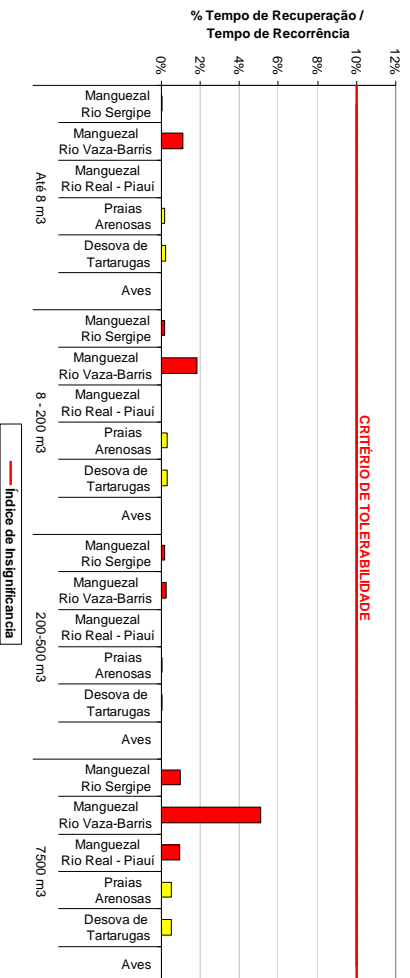
### **II.8.6.3 – Resumo da Comparação do Risco com o Índice de Insignificância**

Um resumo dos resultados calculados do risco ambiental para cada CVA está apresentado na Figura II.8.6.3-1 a seguir, considerando a relação percentual Tempo de Recuperação/Tempo de Recorrência para as 3 fases previstas no projeto e nas faixas de volume de óleo derramado.

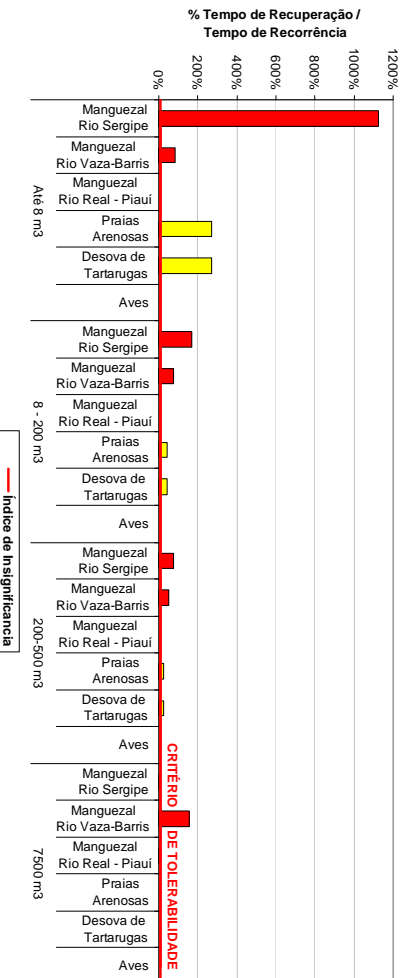
% do Tempo de Recorrência em relação ao Tempo de Recuperação  
Fase de Instalação



% do Tempo de Recorrência em relação ao Tempo de Recuperação  
Fase Perfuração



% do Tempo de Recorrência em relação ao Tempo de Recuperação  
Fase Produção



**Figura II.8.6.3-1 - Resumo dos resultados obtidos, apresentando a comparação da relação Treup/Trecor com o Critério de Tolerabilidade adotado pela PETROBRAS, considerando as fases de Instalação, Perfuração e Produção para todos os CVA.**



Lara Varoveska

*Lara Varoveska*  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy

*Mariana Bardy*  
Técnico Responsável

As figuras acima mostram que, na fase de Perfuração, a relação  $T_{recup}/T_{recor}$  é inferior ao Nível de Insignificância de 10% adotado pela PETROBRAS, para todas as faixas de volume de óleo derramado. Para a Instalação, porém, a relação  $T_{recup}/T_{recor}$  apresenta-se acima do Nível de Insignificância para os Manguezais do rios Sergipe e Vaza-Barris, nas faixas de volume de pequenos e médios derramamentos (até 8, e 8-200 m<sup>3</sup>, respectivamente). Na fase de Produção, praticamente todos os CVAs apresentam resultados acima dos 10%, em todas as faixas de volume de óleo.

## CONCLUSÕES

Estudos quantitativos de riscos ambientais são eficazes ferramentas para representar as consequências decorrentes de uma poluição aguda em um determinado Componente com Valor Ambiental – CVA, bem como para a identificação de medidas que contribuam para eliminação ou mitigação dos riscos ambientais.

Os resultados da Análise de Risco para o Projeto de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, nas fases de Instalação, Perfuração e Produção do projeto, mostram que a fase do projeto que apresenta maior risco de contaminação por óleo para os Componentes com Valor Ambiental (CVAs), é a fase de Produção.

Na fase de Produção, a categoria de volumes que mais contribui para o risco ambiental é a de pequenos vazamentos, de até 8 m<sup>3</sup>, normalmente associada a transferência de diesel, colisão entre embarcações e vazamento de linhas, vasos e válvulas das plataformas. Para esta fase o risco é maior para o Manguezal do Rio Sergipe, principalmente pela contribuição dos pequenos derramamentos de óleo na plataforma PCM-1.

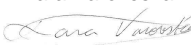
A Fase de Instalação apresenta risco acima do critério e tolerabilidade, estabelecido pela PETROBRAS, para os Manguezais dos rios Sergipe e Vaza-Barris, associados principalmente aos pequenos e médios volumes de vazamento de óleo. Para os demais CVAs, nesta fase, o risco é classificado como tolerável, segundo o critério.

Para a fase de Perfuração o risco é o menor das fases do projeto. Esta fase não oferece riscos ambientais acima do critério de tolerabilidade. O maior risco desta fase está associado ao cenário de *blowout* (7.500 m<sup>3</sup> de óleo vazado).


O CVA que está exposto ao maior risco ambiental é o pelo Manguezal do Rio Sergipe, seguido pelo Manguezal do Rio Vaza-Barris. O primeiro (do Sergipe) é o CVA exposto ao maior risco nas fases de Instalação e produção, devido principalmente aos cenários de pequena liberação, não estando sujeito ao risco dos cenários de *blowout* (grande liberação).

O Manguezal do Rio Vaza-Barris é o segundo CVA sob o maior risco ambiental. Para este componente ambiental, nas fases de Perfuração e Produção, o maior risco está relacionado aos cenários de grande derramamento de óleo (*blowout* – 7.500 m<sup>3</sup>). Na fase de Instalação, o risco para este CVA está relacionado aos cenários de pequena e média liberação de óleo, principalmente dos Campos de Dourado e Guaricema.



Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

### **II.8.7 – Revisão do Estudo de Análise de Riscos**

Uma revisão detalhada da análise dos riscos de todas as operações envolvidas, principalmente nas etapas de Análise Preliminar de Perigos e de Cálculo de Frequências, foi realizada revelando-se um instrumento bastante útil para um gerenciamento antecipado dos riscos do empreendimento e escolha de alternativas que tornassem o risco final o menor praticável.

Ao longo do desenvolvimento do projeto e do Estudo de Análise de Riscos – antes de sua quantificação final - foram sempre feitas análises das condições de execução ou dos procedimentos que pudessem levar a um risco menor, principalmente pela redução da frequência de ocorrência. Entre as melhores identificadas e que serão adotadas na execução do projeto, podemos destacar:

- Redução da frequência de execução de operações de rotina, como abastecimento de tanques de diesel nas plataformas. A redução dessa frequência foi possível através da revisão de procedimentos de execução (uso de gerador a bordo do rebocador para serviços a serem realizados em plataformas desabitadas, eliminando o abastecimento de geradores a bordo dessas plataformas) ou das condições de abastecimento (disponibilização de tanques de combustível com capacidade maior a bordo das plataformas);
- Uso de método de montagem e lançamento de dutos rígidos que pudesse reduzir o número de embarcações de apoio envolvidas e as probabilidades de colisão entre elas, bem como a probabilidade de danos a dutos submarinos por choques de âncoras durante fundeio e deslocamento. A opção adotada para lançamento de dutos rígidos pelo chamado *Método Perpendicular* (linha de montagem de dutos no Pólo Atalaia, em vez de fazê-lo a partir de uma unidade marítima, como a BGL-1), possibilitou compatibilizar uma solução atrativa do ponto de vista econômico com uma solução que diminui riscos de vazamento de óleo no mar, pelas razões já indicadas.
- As novas plataformas do tipo *caisson* (PDO-5, PDO-6, PGA-9, PGA-10 e PCM-12) não possuíam previsão de instalação de sistema de contenção

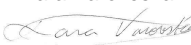


para derramamentos acidentais das linhas, flanges, válvulas e lançadores e recebedores de *pig* presentes sobre o *deck*, tendo estas plataformas pisos do tipo gradeado. Assim, qualquer vazamento que ocorresse a partir desses equipamentos localizados acima do *deck* das *caissons*, poderiam acarretar em contaminação do meio marinho. A única exceção se fazia à PCM-12, já que esta plataforma não tem poços produtores de óleo bruto nem outro equipamento que utilize óleo diesel, mas somente poços de injeção de água. A partir da identificação do risco para vazamentos de pequenos volumes para essas plataformas de produção foi determinado que elas passarão a ter sistema de contenção com capacidade de conter os vazamentos de até 8 m<sup>3</sup> de óleo que possam ocorrer sobre seus *decks*.


- Medida semelhante foi incluída no projeto para eliminar o piso gradeado das plataformas do tipo caisson existentes (PDO-02, PDO-03 e PGA-08) e dotá-las de sistemas de contenção.

O presente estudo de AQRA já considera em seus resultados as medidas de redução de riscos, que foram anteriormente identificadas e estão descritas acima.



Lara Varoveska  
  
Coordenador da Equipe



Mariana Bardy  
  
Técnico Responsável

Rev. 01  
Ago/2011

## **II.8.8 - Gerenciamento de Riscos Ambientais**

### **A) Introdução**

Após a identificação das hipóteses acidentais na APP, apresenta-se neste item o Plano de Gerenciamento de Riscos – PGR com o objetivo de prever, controlar e mitigar os riscos decorrentes do empreendimento, de modo a manter a sua instalação e operação dentro de padrões de risco considerados toleráveis ao longo de sua vida útil.

Sendo o risco uma função da frequência de ocorrência de eventos indesejados e de suas respectivas conseqüências, o seu gerenciamento deve contemplar medidas que visem à redução de frequências de ocorrência de eventuais acidentes (prevenção), bem como minimizar as conseqüências (proteção) decorrentes destes eventos.

O PGR apresentado a seguir contempla as possíveis ações destinadas à prevenção das causas associadas aos eventos acidentais identificados na APP. Os aspectos referentes à definição de atribuições, inspeções periódicas, programas de manutenção preventiva e corretiva, capacitação técnica, comunicação de riscos, processo de contratação de terceiros, registro e investigação de acidentes, gerenciamento de mudanças e sistema de permissão para trabalho foram incluídas como medidas de gerenciamento propostas.

### **B) Medidas Para Gerenciamento dos Riscos**

São apresentadas a seguir 24 medidas com o objetivo de aumentar a confiabilidade operacional do empreendimento, além de permitir a melhor forma de administração do risco para cada perigo identificado, tomando como base as recomendações propostas durante a execução e revisão da APP.

**Tabela II.8.8-1 – Medidas de Gerenciamento dos Riscos**

Nº	Medida
MGR 1	Nos serviços de Construção & Montagem nas plataformas, instalar bacia de contenção no gerador da contratada.
MGR 2	Nos serviços de Construção & Montagem, substituir, quando possível, os geradores a diesel da contratada pelo sistema elétrico da plataforma.
MGR 3	Garantir cumprimento dos planos de manutenção e inspeção dos tanques de diesel.
MGR 4	Utilizar recursos para combate à poluição por óleo a bordo – Kit SOPEP (Shipboard Oil Pollution Emergency Plan), constantes do PEI.
MGR 5	Acionar o PEI dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema / PEVO-SEAL
MGR 6	Manter programa de conscientização dos pescadores para respeito à área de segurança entorno das plataformas, incluindo a emissão de “Aviso aos Navegantes”.
MGR 7	Nas interligações de dutos nas plataformas, isolar os trechos da linha que sofrerá intervenção com flange cego ou raquete, próximos aos equipamentos.
MGR 8	Nas interligações de dutos nas plataformas, garantir que os trechos de linha a sofrerem intervenções sejam devidamente drenados, para local adequado, antes da liberação para serviço.
MGR 9	Na interligação do novo duto PGA3/EPA ao Lançador de Pig aplicar técnicas adequadas de análise de riscos.
MGR 10	Inserir o traçado dos novos dutos de produção e do novo duto de escoamento PGA-03/EPA nas cartas náuticas a Bancos de Dados de Obstáculos Submarinos da PETROBRAS, com a proibição de fundeio.
MGR 11	Aplicar plano de integridade de dutos com passagem de PIG instrumentado, proteção catódica, análise de resíduos após passagem de PIG, inspeção externa.
MGR 12	Executar atividade de transferência de diesel da embarcação de suprimento para as sondas e plataformas durante o dia.
MGR 13	Garantir que a operação de lançamento de dutos se realize durante o dia e em condições de mar adequadas.
MGR 14	Realizar levantamento in situ e consulta a plantas “As Built” para garantir o posicionamento dos dutos existentes nas regiões com grande concentração de dutos.
MGR 15	Elaborar Plano de Ancoragem antes da execução dos procedimentos de movimentação de âncoras.
MGR 16	Realizar manutenção preventiva para garantia de confiabilidade das válvulas de travamento automático nos dutos, acionadas por baixa pressão.
MGR 17	Inserir no Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores e nos DDSMS informações sobre os cenários de risco identificados e as medidas preventivas adotadas.
MGR 18	Instalar parede corta-chamas para isolamento das BCI’s das áreas dos poços.
MGR 19	Implantar a boa prática de direcionar a descarga dos vents das SDV’s para local seguro e colocar caps nos drenos e vents manuais, quando da realização de

	intervenções em área classificada.
MGR 20	Cumprir plano de inspeção do sistema de içamento (eslingas, olhais, cintas, ganchos e demais acessórios) e das caixas e gaiolas de transporte, garantindo a utilização destas (tara e carga máxima).
MGR 21	Implantar plano de inspeção/manutenção preventiva para as válvulas manuais associadas a alinhamentos críticos (desde a válvula de chegada até o anular dos poços).
MGR 22	Incluir no plano de inspeção/manutenção as linhas e equipamentos do sistema de diesel.
MGR 23	Garantir sinalização de área classificada e disponibilizar plantas de classificação nas plataformas.
MGR 24	Garantir a inclusão em procedimento da necessidade da presença de dois trabalhadores quando de intervenções de operações ou manutenção sob área dos poços (mezanino)

### C) Plano de Gerenciamento dos Riscos - PGR

Apresenta-se a seguir a matriz de gerenciamento dos riscos.

**Tabela II.8.8-2 - Matriz de Gerenciamento dos Riscos**

Medidas			Item Relacionado
Nº	Descrição	Situação	
MGR 1	Nos serviços de Construção & Montagem nas plataformas, instalar bacia de contenção no gerador da contratada.	Procedimentos sendo estabelecido nas rotinas de C&M para aprovação pela PETROBRAS e aplicação em instalações e operações similares.	Inspeção e Manutenção
MGR 2	Nos serviços de Construção & Montagem, substituir, quando possível, os geradores a diesel da contratada pelo sistema elétrico da plataforma.	Procedimentos sendo estabelecido nas rotinas de C&M para aprovação pela PETROBRAS e aplicação em instalações e operações similares.	Inspeção e Manutenção
MGR 3	Garantir cumprimento dos planos de manutenção e inspeção dos tanques de diesel.	Procedimentos de execução das operações já estabelecidos pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as instalações sob sua responsabilidade desde o início das atividades.	Inspeção e Manutenção
MGR 4	Utilizar recursos para combate à poluição por óleo a bordo – Kit SOPEP (Shipboard Oil Pollution Emergency Plan), constantes do PEI	Plano já implantado na plataforma de acordo com os padrões já estabelecidos e aprovados pela PETROBRAS.	Plano de Emergência

Medidas			Item Relacionado
Nº	Descrição	Situação	
<b>MGR 5</b>	Acionar o PEI dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema / PEVO-SEAL	Planos de Emergência elaborados de acordo com os padrões legais vigentes (Resolução CONAMA 398/08).	Plano de Emergência
<b>MGR 6</b>	Manter programa de conscientização dos pescadores para respeito à área de segurança entorno das plataformas.	Procedimento já estabelecido dentro do Programa de Comunicação Social Regional - PCSR	Comunicação de Risco
<b>MGR 7</b>	Nas interligações de dutos nas plataformas, isolar os trechos da linha que sofrerá intervenção com flange cego ou raquete, próximos aos equipamentos.	Procedimentos sendo estabelecido nas rotinas de C&M para aprovação pela PETROBRAS e aplicação em instalações e operações similares.	Inspeção e Manutenção
<b>MGR 8</b>	Nas interligações de dutos nas plataformas, garantir que os trechos de linha a sofrerem intervenções sejam devidamente drenados, para local adequado, antes da liberação para serviço.	Procedimentos de execução das operações já estabelecidos pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as instalações sob sua responsabilidade desde o início das atividades.	Inspeção e Manutenção
<b>MGR 9</b>	Na interligação do novo duto PGA3/EPA ao Lançador de Pig aplicar técnicas adequadas de análise de riscos.	Procedimento sendo estabelecido nas rotinas de SMS para aprovação pela PETROBRAS e aplicação em instalações e operações similares.	Procedimento Operacional
<b>MGR 10</b>	Inserir o traçado dos novos dutos de produção e do novo duto de escoamento PGA-03/EPA nas cartas náuticas a Bancos de Dados de Obstáculos Submarinos da PETROBRAS, com a proibição de fundeio.	Procedimento estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as instalações submarinas sob sua responsabilidade.	Inspeção e Manutenção
<b>MGR 11</b>	Aplicar plano de integridade de dutos com passagem de PIG, proteção catódica, análise de resíduos após passagem de PIG, inspeção externa, de acordo com o padrão PG-3E4-00121-C (Gestão da Integridade de Dutos na UO-SEAL).	Procedimento estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as instalações sob sua responsabilidade.	Inspeção e Manutenção

Medidas			Item Relacionado
Nº	Descrição	Situação	
<b>MGR 12</b>	Executar atividade de transferência de diesel da embarcação de suprimento para as sondas e plataformas durante o dia.	Procedimento estabelecido PETROBRAS, sendo comumente empregado em todas as instalações marítimas sob sua responsabilidade.	Procedimento Operacional
<b>MGR 13</b>	Efetuar as operações de lançamento de novos dutos durante o dia e em condições adequadas de mar.	Procedimento operacional já estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as operações similares sob sua responsabilidade.	Procedimento Operacional
<b>MGR 14</b>	Realizar levantamento in situ e consulta a plantas "As Built" para garantir o posicionamento dos dutos existentes nas regiões com grande concentração de dutos.	Procedimento já estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as operações similares sob sua responsabilidade.	Procedimento Operacional
<b>MGR 15</b>	Elaborar Plano de Ancoragem antes da execução dos procedimentos de movimentação de âncoras.	Procedimento já estabelecido e aprovado pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as operações similares sob sua responsabilidade.	Procedimento Operacional
<b>MGR 16</b>	Realizar manutenção preventiva para garantia de confiabilidade das válvulas de travamento automático nos dutos acionadas por baixa pressão.	Procedimento já estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as operações similares sob sua responsabilidade.	Inspeção e Manutenção
<b>MGR 17</b>	Inserir no Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores e nos DDSMS informações sobre os cenários de risco identificados e as medidas preventivas adotadas.	Procedimentos já estabelecidos pela PETROBRAS, sendo adotados em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade desde o início da implantação do empreendimento.	Comunicação de Risco
<b>MGR 18</b>	Instalar parede corta-chamas para isolamento das BCI's das áreas dos poços.	Melhoria a ser estabelecida nas rotinas de C&M para aprovação pela PETROBRAS e aplicação em instalações e operações similares.	Inspeção e Manutenção
<b>MGR 19</b>	Implantar a boa prática de direcionar a descarga dos vents das SDV's para local seguro e colocar caps nos drenos e vents manuais quando da realização de intervenções em área	Procedimento já estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as operações similares sob sua responsabilidade.	Procedimento Operacional

---

	classificada.		
--	---------------	--	--



Medidas			Item Relacionado
Nº	Descrição	Situação	
MGR 20	Cumprir plano de inspeção do sistema de içamento (eslingas, olhais, cintas, ganchos e demais acessórios) e das caixas e gaiolas de transporte, garantindo a utilização destas (tara e carga máxima)	Procedimento já estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as operações similares sob sua responsabilidade.	Inspeção e Manutenção
MGR 21	Implantar plano de inspeção/manutenção preventiva para as válvulas manuais associadas a alinhamentos críticos (desde a válvula de chegada até o anular dos poços)	Procedimento já estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as operações similares sob sua responsabilidade.	Inspeção e Manutenção
MGR 22	Incluir no plano de inspeção/manutenção as linhas e equipamentos do sistema de diesel.	Procedimento já estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as operações similares sob sua responsabilidade.	Inspeção e Manutenção
MGR 23	Garantir sinalização de área classificada e disponibilizar plantas de classificação nas plataformas.	Melhoria a ser estabelecida nas rotinas de MI para aprovação pela PETROBRAS e aplicação em instalações e operações similares.	Inspeção e Manutenção
MGR 24	Garantir a inclusão em procedimento da necessidade da presença de dois trabalhadores quando de intervenções de operações ou manutenção sob área dos poços (mezanino)	Procedimento já estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregados em todas as operações similares sob sua responsabilidade.	Procedimento Operacional

Estão apresentadas a seguir as informações sumarizadas relativas aos elementos que compõem o PGR da PETROBRAS UO-SEAL / ATP-SM para o Projeto de Ampliação da Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural dos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema:

- **Definição de Atribuições;**
- **Plano de Inspeções Periódicas;**



- ***Programas de Manutenção;***
- ***Plano para Capacitação Técnica dos Funcionários/Treinamentos;***
- ***Processo de Contratação de Terceiros;***
- ***Registro e Investigação de Acidentes;***
- ***Gerenciamento de Mudanças;***
- ***Sistema de Permissão para Trabalho.***
- ***Comunicação de Risco***

### ***Definição de Atribuições***

A responsabilidade pela segurança das operações na área geográfica dos campos situados no Polígono de Águas Rasas da Bacia Sergipe e Alagoas, compete a PETROBRAS - UO-SEAL. A definição das atribuições tem como objetivo explicitar as atribuições e responsabilidades de maneira a possibilitar um adequado gerenciamento dos riscos do empreendimento.

A PETROBRAS adota como diretriz que: “*A gestão dos Recursos Humanos, Segurança e Meio Ambiente é responsabilidade de todos os gerentes e deve ser conduzida como parte integrante da gestão do negócio*”.

Em relação à implementação e condução do PGR do projeto de ampliação do sistema de produção e escoamento de petróleo e gás natural nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema, as atribuições dos diversos envolvidos estão explicitadas a seguir e têm apenas relação com os elementos de gestão do PGR.

#### **Gerente Geral da UO-SEAL**

- Aprovar a alocação de atribuições de liderança e administração dos diversos envolvidos na condução e implementação do PGR;
- Fornecer recursos essenciais para a implementação do PGR ao longo do tempo.
- Indicar representantes para as comissões de investigação de acidentes ou incidentes, no âmbito de sua responsabilidade, e coordenar o cumprimento dos procedimentos estabelecidos para a realização da investigação;

#### **Gerente do Ativo de Produção da UO-SEAL – Ativo Sergipe Mar (ATP-SM)**

- Aprovar a alocação de atribuições de liderança e administração dos

diversos envolvidos na condução e implementação do PGR no âmbito do ATP-SM;

- Tomar ciência dos resultados das análises de risco realizadas e cobrar o cumprimento das recomendações julgadas pertinentes;
- Tomar ciência dos procedimentos de garantia de integridade mecânica (políticas de inspeção e manutenção preventiva);
- Tomar ciência dos resultados das investigações de acidente ocorridos no âmbito do ATP-SM e cobrar o cumprimento das recomendações julgadas pertinentes;
- Fornecer recursos essenciais para a implementação do PGR ao longo do tempo no âmbito do ATP-SM.
- Indicar representantes para as comissões de investigação de acidentes ou incidentes, no âmbito de sua responsabilidade, e coordenar o cumprimento dos procedimentos estabelecidos para a realização da investigação;

Supervisores Responsáveis pelos Campos de Camorim e Dourado/Guaricema

- Sensibilizar a equipe quanto à importância do PGR;
- Solicitar a execução de ações de manutenção corretiva após a detecção de alguma falha de equipamento;
- Aprovar os resultados das ações de manutenção e inspeção realizadas nas instalações;
- Implementar as diretrizes de segurança para as empresas contratadas que operam nas plataformas envolvidas;
- Promover a implementação de práticas de trabalho seguro, notadamente o Sistema de Permissão para Trabalho.

Gerentes Setoriais (OP-AR;MI;CM;SMS; CSI)

- Estabelecer a implementação dos treinamentos de segurança, envolvendo a equipe de segurança da empresa, assim como a equipe das empresas contratadas;
- Indicar representantes para as comissões de investigação de acidentes ou

incidentes, no âmbito de sua responsabilidade, e coordenar o cumprimento dos procedimentos estabelecidos para a realização da investigação;

#### Coordenadores Setoriais (SEG; CMA)

- Estabelecer diretrizes para a implementação dos treinamentos de segurança e meio ambientes, envolvendo as equipes de SMS da empresa, assim como das empresas contratadas.

#### Gerência de SEG do ATP-SM

- Participar no gerenciamento de modificações nas instalações, alocando recursos para o cumprimento dos procedimentos pertinentes;
- Promover e aprovar a implementação dos procedimentos relativos a práticas de trabalho seguro, notadamente do Sistema de Permissão para Trabalho.

#### Suporte Técnico OP-AR / Manutenção e Inspeção

- Responsável pela elaboração das políticas de manutenção e inspeção de equipamentos da UO-SEAL.
- Coordenar o gerenciamento de modificações nas instalações, alocando recursos para o cumprimento dos procedimentos pertinentes;

#### Técnicos de Segurança

- Participar das equipes de investigação de acidentes e manter os registros das investigações ocorridas;
- Contribuir para a execução dos procedimentos relativos ao gerenciamento de modificações.
- Emitir Recomendações Adicionais de Segurança – RAS na liberação de serviços.

#### Recursos Humanos / Desenvolvimento de Recursos Humanos

- Auxiliar na implementação dos programas de treinamento, envolvendo a equipe de SMS da empresa, assim como a equipe das empresas contratadas.

---

A **Tabela II.8.8-3** apresenta a Matriz de Atribuições e Responsabilidades do PGR.

**Tabela II.8.8-3 - Matriz de Atribuições e Responsabilidades do PGR**

Cargo ou Função	Definição de Atribuições	Plano de Inspeções Periódicas	Programas de Manutenção	Plano de Capacitação Técnica	Processo de Contratação de Terceiros	Registro e Investigação de Acidentes	Gerenciamento de Mudanças	Sistema de Permissão para Trabalho	Comunicação de Riscos
Gerente Geral da UO-SEAL	A,R				A	A			
Gerente do Ativo de Produção	A,R				A,R	A,R	A	A	
Gerentes Setoriais (OP-AR; MI; CM; SMS;CSI)	R	A	A	A	A,R	A,R	A,R		A
Coordenadores Setoriais (SEG, CMA)				C	E		C	R	C, E
Supervisores responsáveis pelos Campos de Camorim e Dourado/Guaricema	C	C	C	R,C		C	C	R	C
Gerência de SEG do ATP-SM	C			C,E	C,E	C,E	C,E	C,E	
Sup. Técn. Op-AR / Manutenção e Inspeção		R	R			C	C,E		
Técnicos de Segurança						C	C	C	C
RH/DRH				C					
Técnicos da CSI									R, E

**LEGENDA:**

A = Aprovador (aloca recursos, assina aprovação, pode vetar, delega responsabilidades)

R = Responsável pela elaboração e/ou implementação (principal responsável pela implementação de determinado elemento de gestão)

C = Contribuidor (contribui significativamente para a condução das regras e procedimentos de cada elemento de gestão)

E = Especialista (provê informações e suporte técnico para a condução e implementação dos elementos do PGR)

- **Definição de Atribuições;**
- **Plano de Inspeções Periódicas;**
- **Programas de Manutenção;**
- **Plano para Capacitação Técnica dos Funcionários/Treinamentos;**
- **Processo de Contratação de Terceiros;**
- **Registro e Investigação de Acidentes;**
- **Gerenciamento de Mudanças;**
- **Sistema de Permissão para Trabalho.**
- **Comunicação de Risco**

### **Plano de Inspeções Periódicas**

Geralmente a falha de um equipamento ou estrutura não ocorre de forma súbita, mas através de um processo de degradação que evolui com o tempo. Na maioria dos casos é possível identificar sinais desse processo de degradação que permitem que tais equipamentos sejam reparados ou substituídos antes que a falha ocorra. Na indústria *offshore*, o diagnóstico da situação da integridade estrutural dos equipamentos e instalações é obtido através da implantação de uma política de inspeções periódicas.

Na PETROBRAS UO-SEAL/ATP-SM, a formulação e implementação da política de inspeções periódicas está a cargo da Gerência de Inspeção e Manutenção.

A implementação desse item do PGR tem, portanto, como objetivo principal minimizar a probabilidade de falha dos equipamentos que são críticos para a segurança do projeto.

#### **Política de Inspeção de Equipamentos da UO-SEAL**

A política de inspeção de equipamentos da PETROBRAS UO-SEAL consiste em submetê-los a inspeções periódicas utilizando as técnicas de inspeção que mais se adequam aos mecanismos de danos característicos de cada tipo de equipamento: corrosão sob tensão, afinamento, fadiga, etc.

A política de inspeção de equipamentos da UO-SEAL baseia-se em:

- O histórico de falhas do equipamento;

- O histórico de reparos ocorridos até as três últimas inspeções internas, em função da categoria do equipamento;
- Aspectos geométricos (forma) e evolutivos (taxa de crescimento), tipo de dano e intensidade do processo de deterioração;
- O risco de parada não programada ou de emergência de unidade, no caso de falha prematura do equipamento, a partir de estudos de análise de risco ambiental ou técnicas de confiabilidade;
- O resultado de estudo de confiabilidade ou as análises de riscos que indiquem periodicidade de inspeção de acordo com as condições operacionais;
- Resultados de inspeção de equipamentos em condições operacionais semelhantes.

A Gerência de Manutenção e Inspeção do Ativo Sergipe-Mar possui um sistema de registro e planejamento das inspeções que permite o acompanhamento temporal da evolução da integridade de cada equipamento e a previsão da necessidade de inspeções adicionais dentro do intervalo previsto para a inspeção de cada equipamento. Os Planos de Inspeção de equipamentos elaborados apresentam informações que permitem planejar e programar intervenções de diferentes níveis, com frequência previamente definida, com detalhamento de operações envolvendo recursos de mão-de-obra e equipamentos, de forma padronizada.

A seguir apresenta-se a periodicidade de inspeção dos dutos envolvidos no Projeto de Atividade de Ampliação do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural Gás nos Campos de Camorim, Dourado e Guaricema. Destaca-se que a periodicidade das inspeções está de acordo com condições operacionais comuns e exigências básicas das normas PETROBRAS, podendo ser modificada de acordo com os aspectos tratados acima.

#### *Dutos submarinos*

- Natureza e extensão da inspeção: A inspeção dos dutos submarinos compreende a inspeção visual do duto e dos anodos e a medição de potencial e de espessura de parede do duto em pontos pré-

estabelecidos;

- Freqüência de inspeção em dutos e estruturas submersas: Inspeção com EDS's(ensaios não destrutivos) a cada cinco anos.

### **Programas de Manutenção**

O Programa de Manutenção é empregado para minimizar o tempo parado e estender a vida útil dos equipamentos, assegurando que todos os equipamentos encontrem ou excedam os requisitos industriais e sejam consoantes com os padrões de segurança e qualidade. Os tipos de manutenção existentes no programa de manutenção são:

- *Manutenção corretiva:* são as intervenções de manutenção realizadas, após a ocorrência de falha, para recolocar uma instalação, sistema ou equipamento em condições de executar as funções a que se destinam;
- *Manutenção Preventiva:* é toda manutenção efetuada em uma instalação, sistema ou equipamento que não esteja em falha, estando, dessa forma, em condições operacionais ou em estado de defeito. A manutenção preventiva abrange as seguintes espécies:
  - *Manutenção Preventiva Programada:* é aquela efetuada com base em critérios sistemáticos pré-estabelecidos. Pode ser determinada por hora de operação, por dia de calendário, por km rodado, por ciclo de operação, etc.
  - *Manutenção Preventiva por Oportunidade:* é a manutenção não esperada que se efetua no momento da parada da instalação, sistema ou equipamento, por outro motivo que não seja a ocorrência de falha.
  - *Manutenção Preditiva:* tarefas de manutenção preventiva que visem acompanhar a operação da instalação, sistema ou equipamento por meio de monitoramento, medições ou controle estatístico, para tentar prever ou prever a proximidade da ocorrência de uma falha. A intervenção efetuada em decorrência do conhecimento do estado operacional, obtido através da manutenção preditiva, denomina-se Manutenção Preventiva sob Condição.



A PETROBRAS possui um sistema corporativo de gestão empresarial integrado denominado SAP-R/3 - Módulo PM. Esse sistema é utilizado para o gerenciamento (cadastro, programação, acompanhamento, controle e registro) da manutenção e inspeção de equipamentos da UO-SEAL.

A Gerência de Manutenção e Inspeção do Ativo Sergipe-Mar tem como funções gerenciar, auditar e coordenar a implantação e operação do SAP-R/3 - Módulo PM, promovendo as atualizações e melhorias necessárias ao bom funcionamento do Sistema, bem como utiliza o sistema para acompanhamento do histórico de manutenção dos equipamentos e dos indicadores de manutenção da UO-SEAL.

As demais gerências envolvidas são responsáveis pela alimentação do sistema e análise crítica dos relatórios disponibilizados pelo sistema. De um modo geral, todos os equipamentos rotativos operacionais, bem como todos os equipamentos de segurança, são submetidos a algum tipo de manutenção preventiva.

### ***Plano para Capacitação Técnica***

O presente plano tem como objetivo principal apresentar a política de capacitação técnica dos trabalhadores envolvidos no empreendimento, isto é, os programas de treinamentos atualmente existentes na UO-SEAL, indicando os mecanismos para identificação das necessidades de treinamento do pessoal para o exercício das suas atividades com segurança.

#### **Identificação da Necessidade de Treinamento**

Seguindo a política de treinamentos estabelecida no SMS da UO-SEAL, as necessidades de treinamento dos empregados estão alinhadas aos objetivos estratégicos da PETROBRAS.

Dessa forma, cabe à gerência identificar as necessidades específicas de cada trabalhador com relação ao treinamento de segurança, registrando-as no sistema de Gerenciamento de Desempenho Pessoal (GDP).

No caso dos empregados que trabalham nos Campos de Camorim e Dourado/Guaricema, cabe aos Supervisores, junto com os especialistas da Gerência de SMS do Ativo Sergipe – MAR, definir as necessidades de

treinamento de cada empregado em cada função. Essas necessidades são então passadas para o RH/DRH, que é o órgão encarregado de organizar os treinamentos solicitados pelas unidades operacionais da UO-SEAL.

Adicionalmente, os funcionários são incentivados pela empresa a realizarem um autodiagnóstico das suas necessidades de treinamentos, de forma a auxiliar a sua gerência na identificação de suas necessidades, e também são estimulados a buscarem continuamente seu desenvolvimento profissional.

### Programas de Treinamentos

O RH/DRH da UO-SEAL estabelece e divulga todos os anos o Programa de Treinamentos disponível para os empregados da UO-SEAL. De acordo com as necessidades identificadas, esses treinamentos são programados para cada empregado. A PETROBRAS possui um sistema interno denominado R/3 - Módulo de RH que funciona como uma base de dados corporativa que contém informações cadastrais de pessoal e de Desenvolvimento de Recursos Humanos.

Os Programas de Treinamentos são atualizados periodicamente, buscando não só a incorporação de novas necessidades (novos cursos), como também procura alterar os programas dos cursos/treinamentos já oferecidos, de forma a torná-los compatíveis com novas tendências existentes na companhia ou em outros setores da área *offshore* internacional. Apresentam-se a seguir uma breve descrição das modalidades de treinamentos presentes no plano de treinamento e desenvolvimento de recursos humanos da PETROBRAS UO-SEAL.

#### ▪ *Treinamento no Local de Trabalho - TLT*

O Treinamento no Local de Trabalho - TLT é uma atividade caracterizada pelo treinamento de uma habilidade relacionada com uma situação real de trabalho, utilizando metodologia específica denominada PAEV (Preparar, Apresentar, Executar e Verificar), sendo realizado no ambiente do próprio posto de trabalho. Envolve a utilização das ferramentas, materiais, instrumentos e equipamentos usualmente empregados na execução das tarefas. Os treinamentos são registrados no R/3 - Módulo de RH.

- *Treinamento em Procedimento Operacional*

Modalidade que visa o treinamento prático e/ou teórico de procedimentos operacionais. Esses treinamentos são planejados e realizados informalmente, podendo ser, a critério da gerência, registrados no R/3 - Módulo de RH.

- *Curso de Formação*

É aquele que visa à capacitação profissional dos participantes para o desempenho de funções na companhia, através da complementação do seu currículo acadêmico e profissional.

- *Curso de Aperfeiçoamento*

É aquele que tem por finalidade dar continuidade ao desenvolvimento técnico, administrativo, gerencial e da supervisão, contribuindo ainda para o aprimoramento comportamental e pessoal dos empregados.

- *Curso Básico de Segurança de Plataformas - CBSP*

Esse treinamento é obrigatório para todos os empregados que trabalham embarcados e para aqueles que necessitem embarcar mesmo que eventualmente. É regulamentado pela NORMAM 24 e objetiva dar conhecimentos básicos teóricos e práticos sobre técnicas de prevenção e combate a incêndios e sobrevivência no mar. Tem carga horária de 40 horas e reciclagem a cada 5 anos.

- *Treinamento para Contratadas*

Todos os empregados de empresas contratadas pela PETROBRAS para prestar serviços em suas instalações devem receber treinamentos com objetivo de atender à política da UO-SEAL de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Para empregados que irão trabalhar na área *offshore* a **Tabela II.8.8.4** apresenta os treinamentos previstos, além de mostrar em que casos os mesmos são aplicados e a necessidade de reciclagem.

**Tabela II.8.8-4 - Treinamento para Contratadas**

Treinamento	Aplicação	Reciclagem
Treinamento de Segurança Carga horária: 1 hora	Embarques com duração de até 3 dias	-

CBSP Carga horária: 40 horas	Embarques com duração superior a 3 dias	A cada 5 anos
Briefing de Segurança Carga horária: 15 minutos	A todos os empregados que embarcam	Em todos os embarques, no momento da chegada na unidade

O “*Briefing*” de Segurança é uma palestra apresentada, por pessoas da área de segurança, a todas as pessoas que embarcam em unidades marítimas. O objetivo dessa palestra é dar noções básicas sobre a segurança na unidade, indicando procedimentos de emergência, pontos de encontro, localização de baleeiras e rotas de fuga.

### ***Processo de Contratação de Terceiros***

A PETROBRAS UO-SEAL exige que as empresas contratadas para prestação de serviços sigam uma rigorosa política de segurança, meio ambiente e saúde ocupacional. Essa exigência baseia-se nas “Diretrizes para Segurança de Contratadas”, emitida pela Diretoria da PETROBRAS, cujo conteúdo está sintetizado a seguir.

#### *Diretrizes para Segurança de Contratadas*

A cada dia, a utilização de mão-de-obra externa pela PETROBRAS tem proporcionado maior interação entre empregados da companhia e de outras empresas. Contudo, devido ao despreparo observado em algumas dessas empresas para a função Segurança, a PETROBRAS elaborou as Diretrizes para Segurança de Contratadas. Todos os órgãos da companhia são orientados para seguir com rigor cada um de seus itens:

Diretrizes:

- Elaborar diretrizes de segurança para confecção e gestão de contratos;
- Acrescentar os dados relativos ao conjunto das contratadas nas estatísticas comparativas dos dados de acidentes da PETROBRAS com os de outras companhias ou associações de Companhias.

No nível de órgão operacional ou de obra:

- Avaliar o impacto da atividade contratada sobre o órgão, e vice-versa,

antes da assinatura do contrato;

- Fazer constar do contrato os padrões de segurança desejados, informando os riscos e definindo as condições especiais relativas à segurança e saúde ocupacional;
- Obrigar a contratada a apresentar o seu plano de segurança previamente à assinatura do contrato e a instruir toda a sua equipe sobre os riscos das atividades e sobre os procedimentos relacionados à obtenção de permissões para trabalho e respectivo atendimento.
- Negociar indicadores de segurança com a contratada;
- Obrigar a contratada a apresentar a PETROBRAS o resumo mensal de acidentes conforme o modelo proposto pela NBR-14.280 - Cadastro de Acidentes - da Associação Brasileira de Normas Técnicas;
- Manter os fiscais informados quanto aos aspectos de responsabilidade civil e criminal que decorrem dos acidentes do trabalho e quanto às normas regulamentadoras do Ministério do Trabalho;
- Acrescentar os dados relativos ao conjunto das contratadas nas estatísticas comparativas dos dados de acidentes do órgão com os de outras companhias ou associações de companhias;
- Avaliar o desempenho de gerentes e fiscais, levando em conta o desempenho, em segurança, das contratadas sob sua responsabilidade;
- Incentivar as contratadas a utilizar os programas de treinamento disponíveis, tais como os do SENAI/ SESI/ SENAC/ SESC e outros;
- Incentivar a criação de comissões, como as CIPAS das próprias contratadas, para discussão dos procedimentos que envolvem segurança no trabalho.
- Manter, durante a vigência do Contrato:
  - A avaliação sistemática dos indicadores de segurança.
  - A avaliação sistemática do atendimento às exigências contratuais relativas à segurança, registrando as não-conformidades.
- O estabelecimento de prazos para correção das não-conformidades e a aplicação de penalidades no caso de não atendimento, que poderão

incluir o cancelamento do contrato.

As Instruções de SMS Distribuídas às Contratadas antes da Assinatura do Contrato. Ainda na fase de licitação para a contratação de serviços, a PETROBRAS UO-SEAL distribui aos licitantes um documento contendo as instruções de SMS que deverão ser seguidas durante a execução dos serviços.

#### Programas de Treinamento Exigidos das Contratadas

O programa de treinamentos exigidos para os empregados de todas as contratadas que prestam serviços nas unidades marítimas da UO-SEAL está indicado no item Capacitação Técnica.

#### **Registro e Investigação de Acidentes**

Os procedimentos para Registro e Investigação de Acidentes estão estabelecidos em padrões PETROBRAS e têm como objetivo obter o maior número possível de elementos que possam identificar as causas básicas do fato ocorrido. Destinam-se a prevenir novas ocorrências similares, estabelecendo os fatos ocorridos e cumprindo com os requerimentos de registro estatutários e da companhia, determinando a mudança que causou o erro e ocasionou o acidente/incidente. Incidentes que resultem ou possam resultar em anomalias operacionais ou impactos ambientais deverão ser, obrigatoriamente investigados.

A PETROBRAS deverá informar os trabalhadores de maneira apropriada e suficiente sobre os riscos ambientais que possam originar-se nas instalações e sobre os meios disponíveis para prevenir ou mitigar os impactos e proteger o meio ambiente.

Após a ocorrência de um acidente, ações imediatas devem ser tomadas com o intuito de se controlar a situação indesejada e prestar socorro às vítimas, quando houver, bem como se deve proceder a uma análise expedita das condições de segurança do local e, para tal, deve-se suspender de imediato as operações em curso (próprias ou contratadas), caso seja julgado necessário.

Ao ser informada sobre qualquer ocorrência que envolva a suspeita de vazamento, a PETROBRAS aciona imediatamente o Plano de Emergência

pertinente a atividade para que seja prestado atendimento imediato à ocorrência, e comunicar às instituições oficiais pertinentes e a imprensa.

O reinício das operações fica condicionado ao pleno controle das condições analisadas e a certeza da condição segura da atividade. Após assegurar que os riscos remanescentes do evento estão gerenciados e as vítimas socorridas, o responsável pelo local onde o acidente ocorreu deve tomar providências para preservar o cenário com todas as evidências e informações relevantes até que sejam feitos os registros necessários, pela comissão de investigação.

### Registro

Após a identificação, o acidente deve ser comunicado a Gerência do ATP-SM/SMS. O registro e comunicação do acidente são de atribuição do Gerente Geral da UO-SEAL. Todos os acidentes (com e sem afastamento) e os incidentes ocorridos na UO-SEAL devem ser registrados no Sistema Integrado de Gestão de Anomalias - SIGA, pelo Supervisor ou Gerente Setorial da área da ocorrência, para tratamento e acompanhamento.

É de responsabilidade do ATP-SM/SMS o registro dos acidentes para permitir levantamentos futuros, através do acompanhamento das recomendações constantes nos relatórios. A implementação dessas recomendações deve ser acompanhada através da Reunião Mensal de Análise Crítica da Gestão de SMS com os Gerentes do ATP-SM.

Deverá ser mantido um registro de dados, estruturado de forma a constituir um histórico técnico e administrativo do desenvolvimento de registro dos acidentes. Todas as informações colhidas na implantação das recomendações devem ser registradas (guardadas em arquivos, inclusive eletrônicos) e divulgadas aos trabalhadores. As informações deverão ser mantidas por um período mínimo de 20 (vinte) anos.

O tratamento de anomalias buscará de forma ampla, para as dimensões qualidade, atendimento, custo, segurança, meio ambiente e saúde ocupacional, através da correção/prevenção das anomalias relacionadas com essas dimensões, contribuir com os objetivos/metasp da UO-SEAL.



As anomalias de SMS são registradas e tratadas por meio do Sistema Integrado de Gerenciamento de Anomalias (SIGA). O número do Relatório de Tratamento de Anomalia (RTA) aberto no SIGA deverá ser informado às gerências de contato no E&P Corporativo e comunicado aos órgãos competentes da companhia.

O registro das informações deverá estar sempre disponível aos trabalhadores interessados e para as autoridades e órgão competentes. Os trabalhadores interessados terão o direito de apresentar propostas e receber informações e orientações a fim de assegurar e evitar os acidentes de caráter ambiental.

### Investigação

A investigação de um incidente contemplará:

- A natureza do incidente;
- As causas e os fatores que contribuíram para a sua ocorrência;
- As ações corretivas a serem implementadas.

As formas mais comuns de identificação dos incidentes são feitas por auditorias (internas, externas ou certificações), vistorias, manutenções, monitoramento e medição. De acordo com a natureza e complexidade do incidente, a gerência do ATP-SM estabelecerá uma comissão, a qual contará com técnicos especializados, para proceder a investigação e recomendar as ações a serem implementadas para a prevenção de futuros incidentes similares.

A comissão de investigação deverá ser criada, formalmente, em até 48 horas após o incidente e no estabelecimento de sua formação, deverá ser definido um prazo para apresentação dos resultados, através de um relatório conclusivo. Esse prazo não deverá ser superior a 15 dias, exceto quando a investigação depender de análise, avaliação ou informação que não possa ser obtida neste período. A comissão possui autoridade e autonomia para conduzir a investigação que estarão expressas no documento de criação da comissão de investigação.

A investigação deverá ser realizada por uma comissão em reuniões ordinárias ou extra-ordinárias tão logo que possível após o ocorrido. As atas de reunião deverão ser assinadas e encaminhadas cópias para todos os membros. A



gerência do ATP-SM estabelece a comissão para investigar e analisar o acidente de acordo com a gravidade/potencialidade do acidente ou incidente.

A comissão de investigação deverá realizar o levantamento e coleta de dados a fim de promover a investigação efetiva de um acidente/incidente, devendo, portanto, ser conduzida de forma criteriosa para garantir a qualidade dos resultados da investigação.

Para coletar as informações, são recomendados os seguintes passos:

- Visita ao Local do Acidente
- Levantamento de Documentação
- Levantamento de Registros Eletrônicos
- Levantamento Fotográfico/Filmagem
- Levantamento de evidências e testes de campo
- Entrevistas
- Identificação de Desvios e Registro de Observações

Para facilitar o entendimento sobre o encadeamento dos eventos que possam ter contribuído para a ocorrência do acidente/incidente e ajudar no desenvolvimento das hipóteses, a comissão de investigação deverá elaborar uma linha do tempo. Quando da elaboração dessa linha, deve-se registrar eventos a partir de data que permita retratar o histórico do processo ou instalação em que ocorreu o acidente.

Em seguida, a comissão deve elaborar o desenvolvimento de hipóteses. Essa fase deve-se basear levantamento e coleta de dados. Caso necessário, a comissão pode ser assessorada por especialistas técnicos.

Após serem listadas todas as hipóteses para cada causa imediata identificada, deve-se iniciar o teste das hipóteses para selecionar as mais prováveis e expurgar aquelas menos prováveis ou comprovadamente impossíveis. Uma vez confirmada, a hipótese torna-se uma causa intermediária ou uma causa básica. Para teste das hipóteses são recomendadas várias técnicas, as quais devem ser aplicadas de acordo com as peculiaridades de cada caso, objeto de investigação.

Listam-se adiante algumas das técnicas mais usadas que podem ser utilizadas em conjunto ou separadamente, de acordo as necessidades ou possibilidades identificadas pela comissão de investigação:

- HAZOP – Análise de Risco e Operabilidade;
- Simulações numéricas;
- Testes e experimentações;
- Análises e medições;
- Observações/entrevistas;
- Reconstituição do acidente (quando possível e depois de tomadas todas as medidas de segurança necessárias);
- Análises de laboratório;
- Verificação de sistemas;
- Análise de documentos e projetos.

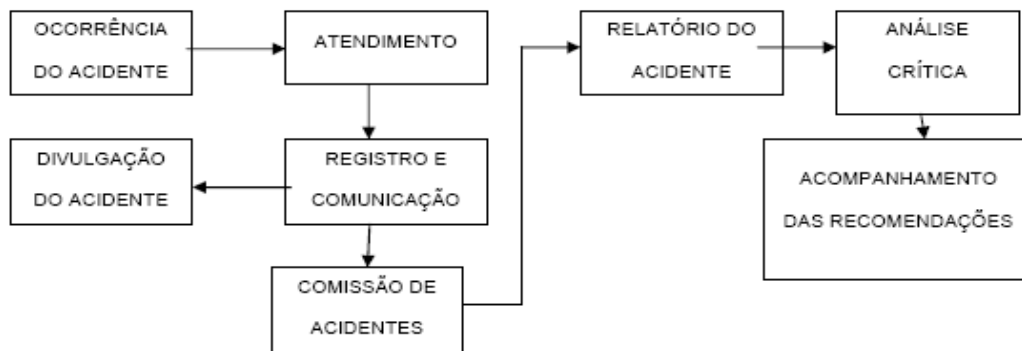
A próxima etapa consiste na identificação das causas básicas. Essa é uma das fases mais importantes na investigação de um acidente, pois somente é possível eliminar a recorrência de perdas mediante a busca e descoberta das causas básicas, seguida da implementação das ações corretivas e preventivas e da divulgação das lições aprendidas. As causas que originam um acidente são divididas em três categorias: Físicas, Humanas e do Sistema de Gestão.

Para cada uma das causas básicas das ocorrências anormais e acidentais, deverão ser propostas uma ou mais ações para o bloqueio dessas causas, de modo a evitar a sua repetição.

Os resultados da investigação e da análise devem ser documentados num Relatório Final de Investigação de Acidente, Doença Ocupacional, Incidente, Desvio Sistemático.

Os planos de ação oriundos de investigação de acidentes/incidentes devem ser registrados para o devido acompanhamento e garantir que este esteja associado à RTA do SIGA.

No fluxograma a seguir é apresentada a seqüência de procedimentos a serem adotadas em caso de acidentes.



**Figura II.8.8-1 - Fluxograma para ações em caso de acidente**

### Comunicação

O incidente deve ser comunicado a todos os empregados da instalação através do quadro de avisos e o supervisor da área através do programa DDSMS.

Todo acidente grave que tenha se dado no desempenho ou em decorrência das atividades do E&P deve ser levado ao conhecimento das autoridades competentes, assim como da comunidade afetada, quando aplicável.

Os órgãos a serem comunicados são:

- Agência Nacional do Petróleo -ANP
- Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA
- Órgãos Estaduais e Municipais de Meio Ambiente
- Órgãos subordinados ao Comando da Marinha do Ministério da Defesa
- Comunidade externa afetada

### **Gerenciamento de Mudanças**

Mudança equivale a qualquer alteração permanente ou temporária, de tecnologia, instalações, descomissionamento ou na força de trabalho própria ou contratada, que modifique os riscos ou altere a confiabilidade dos sistemas. Poderá ser classificada como: mudança na instalação, mudança na tecnologia ou mudança na força de trabalho.

A mudança deverá ser solicitada pelo responsável da instalação e os detalhes técnicos elaborado pelo engenheiro responsável pela instalação. As justificativas técnicas deverão acompanhar todo o processo de análise de

mudança, principalmente quando a mesma envolver parâmetros de processo (vazão, pressão, temperatura, nível, etc.).

Para realização de uma mudança deve-se previamente avaliar os riscos e os impactos causados pela mudança nas instalações, na segurança e saúde das pessoas e no meio ambiente, verificando sua conformidade com os requisitos legais e abrangência da mudança de modo a considerar todo o sistema onde a mesma será implementada, verificando os impactos neste sistema e naqueles com que interage, nas condições de operação, bem como na partida e parada.

Para cada mudança a ser implementada deverá ser definida qual ferramenta de análise será utilizada para garantir a redução ou manutenção do nível de risco existente. A resposta à lista de verificação definirá a abrangência e a complexidade da análise de risco ou processo a ser aplicado.

A autorização para Mudanças deve obrigatoriamente ser aprovada pelo Gerente do Ativo ou Gerente Setorial responsável pela instalação. A Gerência Setorial responsável pela área onde ocorrerá a mudança deve documentar e arquivar o processo do gerenciamento da mudança, por meio do Sistema Integrado de Gestão de Mudanças – SIGM.

As mudanças devem ser comunicadas ao pessoal impactado, inclusive de outras áreas, antes do início de sua implantação, bem como, antes da pré-operação e partida. Deve-se também capacitar e treinar aqueles cujas atividades tenham sido alteradas pela mudança.

### **Sistema de Permissão para Trabalho**

A Permissão para Trabalho (PT) consiste na autorização dada por escrito, em documento próprio, para a execução de trabalhos específicos.

O Sistema de Permissão para Trabalho visa estabelecer os procedimentos para requisição, emissão, encerramento e cancelamento da PT aplicáveis aos trabalhos de manutenção, montagem, desmontagem, construção, inspeção ou reparo de equipamentos ou sistemas a serem realizados no âmbito da UO-SEAL ou em seus empreendimentos que envolvam riscos de acidentes, danos à saúde, danos materiais, agressão ao meio ambiente ou descontinuidade operacional.

A Permissão para Trabalho deve ser requisitada pelo executante do trabalho ou pelo seu supervisor.

O requisitante da PT deve:

- Cumprir fielmente as recomendações, providenciando os requisitos necessários para a manutenção das condições de segurança do local de trabalho;
- Acompanhar o responsável pelo equipamento ou sistema na inspeção do local e das instalações onde será realizado o trabalho;
- Instruir os executantes quanto às recomendações de segurança a serem observadas;
- Afixar as etiquetas azuis nos locais identificados pelo emitente com as etiquetas amarelas.

O emitente da Permissão para Trabalho deve ser empregado da PETROBRAS, qualificado após ter sido treinado e avaliado.

O emitente da PT deve:

- Solicitar ao requisitante a apresentação da credencial;
- Comparecer, acompanhado pelo requisitante da PT, no local onde será realizado o trabalho para inspecionar o equipamento, sistema ou área e providenciar as medidas necessárias para garantir as condições seguras para a realização do mesmo. Para tal, se balizará pelo formulário de PT;
- Indicar com clareza o trabalho que está sendo autorizado, fornecer informações mínimas necessárias sobre o processo enfocando os cuidados a serem observados certificando-se que essas informações foram plenamente entendidas, identificar com precisão o equipamento ou sistema que sofrerá intervenção ou mudança e indicar os pontos onde as etiquetas amarelas e azuis devem ser afixadas;
- Certificar-se de que foi realizada a Análise Simplificada de Risco e, quando cabível, a Análise de Tarefa e/ou a Análise de Mudança;
- Certificar-se de que as permissões para as tarefas programadas não sejam incompatíveis entre si;
- Certificar-se de que todas as recomendações constantes na Análise de

Tarefa e/ou na Análise de Mudança foram implantadas antes do início do trabalho;

- Entregar ao requisitante uma via da PT, reter outra e distribuir as demais vias para os envolvidos na emissão da PT, quando cabível;
- Certificar-se de que as condições de trabalho estejam suficientemente seguras durante todo o seu desenvolvimento.

A PT é válida durante a jornada de trabalho do requisitante. Na PT deve constar a hora da sua emissão, a indicação explícita da validade da mesma para o trabalho que será executado e o prazo limite para que o trabalho seja iniciado. Caso o trabalho exceda o tempo previsto para sua execução, a PT poderá ser revalidada limitando sua validade à jornada de trabalho do requisitante.

As etiquetas de advertência indicam a proibição do uso dos equipamentos ou sistemas que estão disponibilizados para atividades de intervenção ou mudança. Antes da emissão da PT, tanto o emitente quanto o executante do trabalho devem afixar etiquetas de advertência nos equipamentos cuja operação possa interferir com o trabalho a ser executado. Devem ser utilizados dois tipos de etiquetas:

- Etiqueta amarela - deve ser afixada pelo emitente da PT para indicar que aquele equipamento ou sistema está indisponível.
- Etiqueta azul - deve ser afixada pelo executante da PT com a finalidade de informar que existem pessoas trabalhando naquele equipamento ou sistema.

Para cada etiqueta amarela deve haver uma etiqueta azul referente a cada especialidade envolvida no trabalho. Essas etiquetas azuis deverão ser entregues ao emitente, pelo requisitante, após a conclusão dos trabalhos.

A etiqueta amarela deverá ser retirada pelo emitente da PT, após constatar que o trabalho foi concluído, a PT foi encerrada e as etiquetas azuis referentes a essa PT já foram retiradas.

Ao término do trabalho, da jornada de trabalho do requisitante ou do prazo de validade fixado na PT, o requisitante deve procurar o emitente da PT, ou seu substituto, para informar a situação do serviço e efetuar o encerramento da PT.

Após constatar que o trabalho foi concluído, que as respectivas etiquetas azuis foram retiradas e que a PT foi encerrada, a etiqueta amarela deve ser retirada pelo emitente da PT, finalizando o processo.

### **Comunicação de Riscos**

O processo de comunicação de riscos tem como público-alvo prioritário os integrantes da força de trabalho envolvida no projeto e do público externo que podem estar envolvidos num eventual acidente, seja contribuindo para sua ocorrência, seja sofrendo possíveis conseqüências.

Seu objetivo é divulgar conceitos de prevenção de acidentes, informando as possíveis causas dos cenários acidentais identificados e mostrando as medidas mitigadoras de risco adotadas no projeto e as ações de resposta previstas.

Para atingir este objetivo, a PETROBRAS utiliza os recursos proporcionados pelo Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores – PEAT e do Programa de Comunicação Social Regional – PCSR.

Dentro do PEAT, está inserido um módulo de Gerenciamento dos Riscos do Empreendimento, com duração de 2 horas, realizado obrigatoriamente para todos os empregados próprios e contratados envolvidos nas operações, antes de seu início.

Neste módulo são apresentados os resultados da APP e suas recomendações além da estrutura organizacional de resposta para possíveis acidentes.

Dentro do PCSR, são realizados encontros com pescadores e emitidos “Aviso aos Navegantes” alertando quanto à presença das embarcações envolvidas na área e quanto às atividades em desenvolvimento. Esta ação é particularmente importante, no caso do projeto ampliação da produção de Camorim, Dourado e Guaricema, pela concentração de balsas de lançamento e barcos de apoio numa área restrita onde serão instalados novos dutos e plataformas, com possíveis interferências sobre a atividade pesqueira e o tráfego de embarcações.